



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE  
PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ (69  
/ 34.5 KV, Tipo convencional) Y EL RANCHO (69 / 34.5 KV, Tipo Modular o  
Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA – DEORSA.**

**Héctor Boanerges Sagastume Garza**  
Asesorado por el Ing. Osman Armando Melgar García

Guatemala, noviembre de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ (69 / 34.5 KV, Tipo convencional) Y EL RANCHO (69 / 34.5 KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA – DEORSA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

**HÉCTOR BOANERGES SAGASTUME GARZA**  
ASESORADO POR EL ING. OSMAN ARMANDO MELGAR GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultan Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Fernando Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Osman Armando Melgar
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

## HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLA (69 / 34.5 KV, Tipo convencional) Y EL RANCHO (69 / 34.5 KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA – DEORSA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 5 de febrero de 2007.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Héctor Boanerges Sagastume Garza'. The signature is stylized and includes a large 'H' and 'B' at the beginning.

Héctor Boanerges Sagastume Garza.

Guatemala, 12 de febrero de 2008

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Director  
Escuela de Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Guatemala

Ing. Escobedo

Por este medio informo a usted que he revisado el trabajo de Ejercicio Profesional Supervisado titulado "ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGÓ Y SOLOLA(69/34.5KV, Tipo Convencional) Y EL RANCHO (69/34.5KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA-DEORSA", elaborado por el estudiante Héctor Boanerges Sagastume Garza, el cual fue desarrollado y concluido en forma satisfactoria, cumpliendo con el contenido y objetivos fijados, en el entendido de que el autor de este trabajo y el suscrito, como asesor, somos responsables de su contenido.

Sin otro particular me suscribo de usted.

Atentamente

  
Ing. Osman Armando Melgar García  
Colegiado 7735  
ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA  
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 22 de octubre de 2007  
Ref. EPS. C. 680.10.07

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña  
Directora Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estrada Ingenera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **HÉCTOR BOANERGES SAGASTUME GARZA**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado **"ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ (69/34.5 KV, Tipo convencional) Y EL RANCHO (69/34.5 KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA - DEORSA"**.

Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Se y Enseñad a Todos"



Inga. Kensieth Issur Estrada Ruiz  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Mecánica - Eléctrica

KIER/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 22 de octubre de 2007  
Ref. EPS. C. 680.10.07

Ing. Renato Escobedo  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ (69/34.5 KV, Tipo convencional) Y EL RANCHO (69/34.5 KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA - DEORSA"**.

Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **HÉCTOR BOANERGES SAGASTUME GARZA**, quien fue asesorado por el Ing. Osman Armando Melgar y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

*"D y Sencidad a Todas"*

  
Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecera  
Directora Unidad de EPS



NISZ/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 17 de OCTUBRE 2008.

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS  
DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES  
CHIMALTENANGO, SOLOLA (69/34.5 KV, Tipo convencional) Y  
EL RANCHO (69/34.5 KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS  
INSTALACIONES DEOCSA - DEORSA, del estudiante; HECTOR  
BOANERGES SAGASTUME GARZA, que cumple con los requisitos  
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. José Guillermo Sordo Barrios  
Coordinador Área de Potencia



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante HÉCTOR BOANERGES SAGASTUME GARZA, título: ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ (69.34.5 KV, Tipo convencional) Y EL RANCHO (69/34.5 KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA-DEORSA, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Mario Renato Escobar Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 21 DE OCTUBRE 2008.

Universidad de San Carlos  
de Guatemala

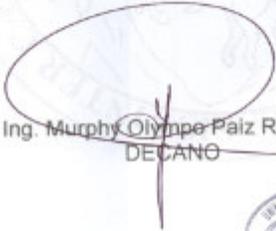


Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref. DTG. 435.2008

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS Y ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ (69/34.5 KV, Tipo convencional) Y EL RANCHO (69/34.5 KV, Tipo Modular o Celda), DE LAS INSTALACIONES DEOCSA - DEORSA**, presentado por el estudiante universitario **Héctor Boanerges Sagastume Garza**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

  
Ing. Murphy Olympa Paiz Recinos  
DECANO

Guatemala, noviembre de 2008



/gdech

**Dedicado a mis padres**  
**Héctor Boanerges y Cloramilda**

## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **Familia**

Mis padres, Héctor Boanerges y Cloramilda, a quienes amo profundamente, ejemplos incansables de honradez, rectitud, trabajo y determinación; por su formación que ha definido mi personalidad y que me ha convertido en un hombre de principios y virtudes. Por su cariño y apoyo emocional, moral y económico durante toda mi vida y especialmente durante mi formación universitaria.

Mis abuelitas y abuelito, Margoth (D.E.P), Vilma y Héctor Arnulfo, ejemplo de fortaleza.

Mis hermanos, Claudia Celeste y Mario José, por su cariño incondicional.

Mi cuñado, Eddy Noé, por su apoyo desinteresado durante mi formación universitaria.

Mi novia, por ser parte día a día de mi vida, por su amor y comprensión.

Mis tíos y primos en general, por ser parte de mi vida, y especialmente a Nidia Nineth, Lorena, Edvin, Argelia, Carlota, César Alejandro, Carlos Estuardo, Edgar Manuel, Héctor Alfonso, Gelber Rodimiro, Melvin, Karla Eugenia, Nancy y Andrea María.

A mis sobrinos, Eddy Javier y Fabián Andrés; que este triunfo les sirva de ejemplo.

### **Profesionales**

Al Asesor, Ing. Osman Armando Melgar, por haberme guiado en el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Walter Capriel, por su apoyo para la realización de este trabajo.

Mis amigos Oscar Orozco, Pedro Pablo, David Alcantara, Cesar Orellana, Edgar Herrera, Manolo Contreras, Mario Alejandro, Juan Daniel Carillo, Selvyn Montero, Mauricio Yanes, Carlos Gómez, Pablo Escobar, Luis Barrientos, Julio Marcucci, Selvyn Rodas, Henry Estrada, Víctor Barahona, Juan Carlos Fuentes, Luis Fernando Juárez, Ángel Franco, Selvyn Velásquez, Cristian Fuentes, por ser una fuente de apoyo y amistad.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	VII
<b>GLOSARIO</b>	XV
<b>RESUMEN</b>	XVII
<b>OBJETIVOS</b>	XIX
<b>INTRODUCCIÓN</b>	XXI
<b>1 GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN</b>	
<b>“CHIMALTENANGO” Y “SOLOLÁ” (tipo convencional)</b>	1
1.1 Diagrama unifilar SSEE Chimaltenango y Sololá	6
1.2 Equipo en campo de alta y media tensión	8
1.2.1 Elementos de maniobra	8
1.2.2 Elementos de medición (PT's y CT's)	17
1.2.3 Transformadores de potencia	22
1.2.4 Pararrayos	26
<b>2 GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN “EL RANCHO” (tipo modular o celda)</b>	27
2.1 Diagrama unifilar de la subestación	29
2.2 Campo de alta tensión	29
2.2.1 Pórticos de llegada de línea	30
2.2.2 Módulos ABB 69KV	30
2.2.3 Armario de protecciones, control y mando local	34

2.3	Campo de media tensión	35
2.3.1	Caseta de media tensión	36
2.3.2	Celdas Siemens 8DC11 de 24 KV	37
2.3.3	Celdas Siemens 8DA11 de 36 KV	38
2.3.4	Sistemas auxiliares y control local	39
2.4	Transformador de potencia	41
3	<b>ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN “CHIMALTENANGO” Y “SOLOLÁ”, EN LAS INSTALACIONES DEOCSA – DEORSA</b>	43
3.1	Análisis de sistemas de protección con reconectores	43
3.1.1	Reconector de subestación (recloser)	45
3.1.1.1	Principio de funcionamiento	46
3.1.1.2	Mecanismo de interrupción del arco	46
3.1.1.3	Mecanismo de apertura	46
3.1.1.4	Mecanismo de cierre	46
3.1.1.5	Transformadores de corriente detector de falla	47
3.1.1.6	Transformador reductor de tensión	47
3.1.1.7	Conectores terminales	47
3.1.1.8	Características del sistema de control electrónico	47
3.1.1.9	Requerimiento de control	48
3.1.1.10	Contador de operaciones	48
3.1.2	Componentes de un recloser	48
3.1.3	Rangos de ajuste	55
3.1.3.1	Curvas de respuesta tiempo- corriente	55
3.1.3.2	Intervalo de reconexión	58
3.1.3.3	Tiempo de reposición	58

	3.1.3.4	Disparo por corriente baja	58
	3.1.3.5	Disparo por corriente excesiva	58
	3.1.3.6	Distancia de ubicación de falla	59
	3.1.3.7	Recierre (reintento)	59
	3.1.3.8	Nivel de armónicos	59
	3.1.3.9	Desconexión de carga	59
	3.1.3.10	Disparo por frecuencia	59
	3.1.3.11	Parámetros de restauración	60
4		<b>ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN “EL RANCHO”, EN LAS INSTALACIONES DEOCSA – DEORSA</b>	61
	4.1	Análisis de sistemas de protección con celdas Siemens	61
	4.2	Relevadores de sobrecorriente de tiempo definido	61
	4.3	Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso	62
	4.4	Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso (marca ZIV)	62
	4.4.1	Rangos de ajuste	62
	4.4.1.1	Rangos de protección	62
	4.4.1.2	Ajustes del reenganchador	63
	4.5	Selección de modelo a utilizar	64
	4.6	Unidades de sobre corriente	65
	4.6.1	Unidades temporizadas	65
	4.6.2	Características intensidad / tiempo	65
	4.6.3	Unidades de detección de intensidad residual	69
	4.7	Relevador diferencial (marca ZIV, modelo 8IDN)	69
	4.7.1	Rangos de ajuste	69
	4.7.1.1	Ajuste de protección	70
	4.7.2	Principios de operación	71
	4.7.3	Intensidad diferencial	71

	4.7.4	Frenado por armónicos	71
	4.7.5	Unidades temporizadas	72
	4.7.6	Características intensidad tiempo.	72
	4.7.7	Selección de modelo a utilizar	76
<b>5</b>		<b>ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ Y EL RANCHO CON FUSIBLES EN LAS SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN (SMT)</b>	<b>79</b>
	5.1	Líneas de distribución	79
	5.2	Fallas temporales y permanentes	79
	5.3	Coordinación de recloser con fusibles de distribución.	80
	5.3.1	Curvas tiempo – corriente	80
	5.3.2	Criterios de ajuste del nivel de disparo	82
	5.3.2.1	Ajuste de fase.	82
	5.3.2.2	Ajustes de neutro	83
	5.3.2.3	Subestación Chimaltenango	84
	5.3.2.4	Curvas seleccionadas, para fallas en fase y en neutro	85
	5.3.2.5	Subestación Sololá	96
	5.3.2.6	Curvas seleccionadas, para fallas en fase y en neutro	97
	5.3.2.7	Subestación El Rancho	100
	5.3.2.8	Curvas seleccionadas, para fallas en fase y en neutro	101

<b>CONCLUSIONES</b>	103
<b>RECOMENDACIONES</b>	105
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	107
<b>APÉNDICE</b>	109
<b>ANEXOS</b>	117



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1	Diagrama unifilar SSEE Chimaltenango	6
2	Diagrama unifilar SSEE Sololá	7
3	Tipos de seccionadores	10
4	Corta circuito fusible típico	11
5	Interruptor automático	13
6	Esquema general de un transformador de potencia	22
7	Transformador SSEE Chimaltenango, categoría III	25
8	Transformador SSEE Sololá, categoría III	25
9	Diagrama unifilar SSEE EL Rancho	29
10	Pórticos de llegada de línea en 69KV	30
11	Módulos ABB 69KV	31
12	Interruptores seccionables	31
13	Mecanismo de seccionamiento	32
14	Localización de los transformadores de intensidad	33
15	a) Ubicación de un transformador de potencial b) Esquema de un transformador de potencial	33
16	Armario de protecciones, control y mando local	34
17	Armario de protecciones de las líneas	35
18	Caseta de media tensión	36
19	Semiedificio de BT	36
20	Semiedificio de MT	37

21	Celdas Siemens 24KV	38
22	Celdas Siemens 8DA11 de 36 KV	38
23	SSAA y control local	39
24	Transformador SSEE El Rancho, categoría III.	41
25	Reconectador para 34.5 KV, Cooper	45
26	Reconectador para 13.8 KV, Cooper	45
27	Tanque de un recloser	49
28	Cubículo de control.	50
29	Control de un reconectador	50
30	Pantalla en un reconectador	51
31	Pantalla número uno	51
32	Pantalla número dos	52
33	Mandos de apertura y cierre	52
34	Estructura de soporte del recloser	53
35	Puertos de comunicación de datos	54
36	Pantalla forma 5	54
37	Curvas estándar seleccionadas para neutro	56
38	Curva estándar seleccionada para fase	57
39	Característica inversa, sobreintensidad	66
40	Característica muy inversa, sobreintensidad	67
41	Característica extremadamente inversa, sobreintensidad	68
42	Característica frenada por armónicos, diferencial	72
43	Característica inversa, diferencial	73
44	Característica muy inversa, diferencial	74
45	Característica extremadamente inversa	75
46	Curvas normalizadas de fusibles tipo K	81
47	Curvas para FASE, SMT: Chimaltenango, San Martín Jilotepeque y La Alameda.	85

48	Curvas para NEUTRO, SMT: Chimaltenango, San Martín Jilotepeque y La Alameda.	86
49	Curvas para FASE, SMT : Yepocapa	87
50	Curvas para NEUTRO, SMT : Yepocapa	88
51	Curvas para FASE, SMT : Itzapa	89
52	Curvas para NEUTRO, SMT : Itzapa	90
53	Curvas para FASE, SMT : Tejar Residencial	91
54	Curvas para NEUTRO, SMT : Tejar Residencial	92
55	Curvas para FASE, SMT : Tejar Industrial	93
56	Curvas para NEUTRO, SMT : Tejar Industrial	94
57	Curvas para FASE, SMT: Panajachel, Los Encuentros y Santa Clara la Laguna.	96
58	Curvas para NEUTRO, SMT: Panajachel, Los Encuentros y Santa Clara la Laguna.	97
59	Curvas para FASE, SMT : Sololá	98
60	Curvas para NEUTRO, SMT : Sololá	99
61	Curvas para FASE, SMT : Guastatoya, Morazán y Reserva	101
62	Curvas para NEUTRO, SMT : Guastatoya, Morazán y Reserva	102

## TABLAS

I	Datos generales de los transformadores de potencia, SSEE Chimaltenango.	1
II	División de las salidas de media tensión (SMT), por transformador, SSEE Chimaltenango.	2
III	Corrientes de cortocircuito, SSEE Chimaltenango.	2
IV	Tipo conductor para cada SMT.	3
V	Ajustes actuales SSEE Chimaltenango.	3
VI	Datos proporcionados por INDE, para protección de transformadores, transformador uno.	4
VII	Datos proporcionados por INDE, para protección de transformadores, transformador dos.	4
VIII	División de salidas de media tensión (SMT), SSEE Sololá.	4
XIV	Corrientes de cortocircuito, SSEE Sololá	5
X	Tipo de conductor de cada SMT, SSEE Sololá	5
XI	Datos proporcionados por INDE, para protección del transformador, SSEE Sololá	5
XII	Clases de precisión, CT's	18
XIII	Clase de precisión y utilización, CT'S	18
XIV	Especificaciones de consumo de potencia (VA) para CT's.	19
XV	Clases de precisión de los transformadores de voltaje	20
XVI	Especificaciones de consumo de potencia (VA) para PT's.	21
XVII	Especificaciones de consumo de potencia (VA) para PT's.	24

XVIII	División de las salidas de media tensión(SMT), SSEE El Rancho	27
XIX	Corrientes de cortocircuito, SSEE El Rancho	27
XX	Tipo de conductor, para cada SMT, SSEE El Rancho	28
XXI	Datos proporcionados por INDE, para protección del transformador, SEE El Rancho	28
XXII	Ajustes actuales SSEE El Rancho	28
XXIII	Curvas recloser Forma 5	55
XXIV	Curvas IEC y ANSI	55
XXV	Intervalos de reconexión, Recloser Forma 5	58
XXVI	Unidad temporizada de fase, Sobreintensidad	62
XXVII	Unidad temporizada de neutro, Sobreintensidad	63
XXVIII	Unidad instantánea de fase, Sobreintensidad	63
XXIX	Unidad instantánea de neutro, Sobreintensidad	63
XXX	Temporización de reenganche	63
XXXI	Unidad diferencial	70
XXXII	Unidad temporizada de neutro sensible	70
XXXIII	Unidad instantánea de neutro sensible	70
XXXIV	Ajustes propuestos, FASE, SSEE Chimaltenango	84
XXXV	Ajustes propuestos, NEUTRO, SSEE Chimaltenango	84
XXXVI	Ajustes propuestos, FASE, SSEE Sololá	95
XXXVII	Ajustes propuestos, NEUTRO, SSEE Sololá	95
XXXVIII	Ajustes propuestos, FASE, SSEE El Rancho	100
XXXIX	Ajustes propuestos, NEUTRO, SSEE El Rancho	100

## LISTA DE SÍMBOLOS

SMT	Salida de Media Tensión
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
A	Amperios
KVA	Kilo Voltios Amperios
MVA	Mega Voltios Amperios
KV	Kilo Voltios
ICC Máx	Corriente de Cortocircuito máxima
ICC Mín	Corriente de Cortocircuito mínima
Inom	Corriente Nominal
SSEE	Subestación Eléctrica
SF6	Hexafluoruro de Azufre
PT	Transformador de Potencial
CT-TI	Transformador de Corriente
SSAA	Servicios Auxiliares
DC	Corriente Directa
AC	Corriente Alterna
IEC	Comisión Internacional de Electrotecnia
IEEE	Instituto de Ingenieros Electrónicos y Electricistas
AWG	American Wire Gage(Calibre Conductor Americano)
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced (Conductor de aluminio reforzado con acero)
Pa	Pararrayos

89PTA	Seccionador de puesta a tierra
89L	Seccionador de línea
50	Relevador instantáneo de sobreintensidad para fase
51	Relevador temporizado de sobreintensidad para fase
50N	Relevador instantáneo de sobreintensidad para neutro
51N	Relevador temporizado de sobreintensidad para neutro
52	Interruptor de potencia (automático)
87	Relevador diferencial
89B	Seccionador de barra
RE	Recloser Electrónico
89	Seccionador
t	Tiempo
Seg	Segundo
Idis	Corriente de disparo
Trafo	Transformador



## GLOSARIO

Media Tensión	Nivel de tensión superior a mil voltios (1,000 V) y menor o igual a sesenta mil voltios (60,000 V).
Alta Tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil voltios (60,000 V)
Subestación Eléctrica	Conjunto de instalaciones y aparatos destinados a distribuir correctamente los flujos de potencia en la red eléctrica
Potencia	Es el trabajo o transferencia de energía por unidad de tiempo
Potencia Instalada	Es la suma de la capacidad nominal en KVA de todo el equipo que se conecta a la subestación
Trifásico	Sistema compuesto por tres fases de voltaje y corriente alterna
Monofásico	Sistema compuesto por una fase de voltaje y corriente alterna
Diagrama Unifilar	Representación gráfica de forma integral y sencilla en una sola fase de un sistema eléctrico de potencia

By Pass	Juego de seccionadores que permite por medio de la conexión o desconexión, la transferencia de carga de un circuito a otro
Daño Térmico	Lo ocasionan corrientes de cortocircuito con valores hasta el 70% de la falla máxima para transformadores de categoría II, y hasta el 50% para transformadores de categorías III y IV
Daño Mecánico	Lo ocasionan corrientes de cortocircuito con valores entre el 70% y el 100% de la falla máxima para transformadores de categoría II, y entre el 50% y el 100% para transformadores de categorías III y IV
Sobreintensidad	Se utiliza el termino sobreintensidad, cuando un valor determinado de corriente es superado por encima del valor nominal.
Corriente de Ajuste	Es el valor de la corriente en amperios que se ha programado al relevador para que inicie su operación
Corriente Nominal	Es la máxima corriente en amperios que puede soportar constantemente el equipo sin que sufra daño alguno.

## RESUMEN

La seguridad es uno de los criterios importantes en el diseño de los sistemas y un objetivo primordial en la operación de los mismos. Hoy en día, con el crecimiento natural de los sistemas de potencia ha sido necesario implementar estrategias capaces de mejorar su operación.

El capítulo uno y dos describen las generalidades en las subestaciones Chimaltenango, Sololá y El Rancho tales como: Diagrama unifilar, equipo en alta y media tensión, ajustes actuales de cada subestación, datos proporcionados por INDE para protección del transformador.

El capítulo tres se enfoca al análisis de los sistemas de protección de las subestaciones Chimaltenango y Sololá en las salidas de media tensión, mediante el uso de Reconectores Cooper, ajustes de operación y características del reconector Cooper.

El capítulo cuatro se enfoca al análisis de los sistemas de protección de la subestación El Rancho en las salidas de media tensión, mediante el uso de Celdas Siemens, ajustes de operación y características de relevadores de sobre intensidad y diferencial.

El capítulo cinco es el estudio de coordinación de las Subestaciones Chimaltenango, Sololá y El Rancho con fusibles en las salidas de media tensión (SMT), se presentan los ajustes propuestos para cada salida de media tensión, tanto para fase como para neutro, se muestran las curvas propuestas para cada subestación.



## OBJETIVOS

- **General:**

Minimizar el daño al sistema como a sus componentes y limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio, mediante la realización de un análisis y estudio de coordinación de dispositivos de protección en las subestaciones Chimaltenango, Sololá y El Rancho.

- **Específicos:**

1. Reducción del número de reclamaciones por interrupción de servicio.
2. Incremento en la facturación mensual de la empresa.
3. Satisfacción del cliente. (Menor cantidad de interrupciones del servicio).
4. Reducción de pérdidas en la distribución.



## INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son elementos claves de la sociedad actual, proporcionan la energía con la calidad adecuada para manejar motores, iluminar hogares y calles, hacen funcionar plantas de manufacturas, negocios y proporcionan potencia a los sistemas de comunicaciones y de cómputo.

Un suministro de energía con gran confiabilidad es fundamental e importante, ya que cualquier interrupción en el servicio puede causar inconvenientes mayores a los usuarios, puede llevar a situaciones de riesgo; en el consumo industrial, puede ocasionar severos problemas técnicos y de producción.

La Coordinación de Dispositivos de protección contra sobrecorriente es una llave esencial para mantener la confiabilidad e integridad de un sistema de distribución eléctrico. Una falta de Coordinación puede ser una situación muy riesgosa en instalaciones como hospitales, edificios públicos, inmuebles deportivos.

La energía es un índice infalible del desarrollo económico y del bienestar social, ya que sin esta no se pueden realizar las actividades productivas y de servicios de la vida moderna. Cuanta más energía consume un país, más alto es su nivel socioeconómico.

## 1. GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN “CHIMALTENANGO” Y “SOLOLÁ” (Tipo Convencional)

La Subestación Chimaltenango de la Empresa DEOCSA (Compartida con INDE), se localiza en la 2 calle, carretera vieja al Tejar, cabecera departamental de Chimaltenango, con una potencia instalada de 95170.8 KVA, tensión de alimentación de 69 KV, tensión de salida de 34.5 KV y potencia máxima de 28 MVA. Cuenta con siete salidas de media tensión (SMT), suministrando energía eléctrica a 63,132 clientes, divididos de la siguiente manera:

**Tabla I. Datos de los transformadores de potencia, SSEE Chimaltenango**

TRANSFORMADOR	MARCA	POTENCIA (MVA)	AÑO FAB.	VOLTAJE (KV)
T - 1	PAUWELS	20 - 28	1998	69/34.5
T - 2	ABB	10 - 14	2000	69/34.5

**Tabla II. División de las salidas de media tensión (SMT), por transformador.**

<b>TRAFO</b>	<b>NOMBRE CIRCUITO (SMT)</b>	<b>TENSIÓN (KV)</b>	<b>POTENCIA INTALADA (KVA)</b>	<b>CLIENTES</b>
<b>TRAFO 1</b>	YEPOCAPA	34,5	21333,5	25,281
	SAN MARTIN JILOTEPEQUE	34,5	12772,5	15,45
	LA ALAMEDA	34,5	4511	4,227
	ITZAPA	34,5	10814	4,656
	CHIMALTENANGO	34,5	5972,5	6,453
<b>TRAFO 2</b>	EL TEJAR RESIDENCIAL	34,5	7925,5	4,497
	EL TEJAR INDUSTRIAL	34,5	14866,5	2,568

**Tabla III. Corrientes de cortocircuito**

<b>TRAFO</b>	<b>NOMBRE CIRCUITO (SMT)</b>	<b>ICC MIN (1fase, A)</b>	<b>ICC MAX (1fase, A)</b>
<b>TRAFO 1</b>	YEPOCAPA	5000	5350
	SAN MARTIN JILOTEPEQUE	5000	5350
	LA ALAMEDA	5000	5350
	ITZAPA	5000	5350
	CHIMALTENANGO	5000	5350
<b>TRAFO 2</b>	EL TEJAR RESIDENCIAL	5000	5350
	EL TEJAR INDUSTRIAL	5000	5350

**Tabla IV. Tipo conductor para cada SMT y marca del recloser.**

<b>Nombre Circuito (SMT)</b>	<b>Conductor Fase</b>	<b>Conductor Neutro</b>	<b>Marca y Modelo</b>
YEPOCAPA	3/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
SAN MARTIN JILOTEPEQUE	3/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
LA ALAMEDA	3/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
ITZAPA	1/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
CHIMALTENANGO	3/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
EL TEJAR RESIDENCIAL	3/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
EL TEJAR INDUSTRIAL	266 MCM ACSR	ASCR 1/0 AWG	Cooper F5

**Tabla V. Ajustes actuales SSEE Chimaltenango**

<b>Nombre Circuito (SMT)</b>	<b>Mínimo Disparo de Fase</b>	<b>Mínimo Disparo de Neutro</b>
YEPOCAPA	275	80
SAN MARTIN JILOTEPEQUE	260	60
LA ALAMEDA	220	50
ITZAPA	180	50
CHIMALTENANGO	220	50
EL TEJAR RESIDENCIAL	130	45
EL TEJAR INDUSTRIAL	150	45

**Tabla VI y VII. Datos proporcionados por INDE, para protección de transformadores.**

**Tabla VI.**

Trafo 20-28	Inom(A)	lajuste (A)	%Inom	Dial	Curva
Fase	470	564	120	0,33	Muy Inversa
Neutro	470	188	40	0,63	Muy Inversa

**Tabla VII.**

Trafo 10-14	Inom(A)	lajuste (A)	%Inom	Dial	Curva
Fase	234,3	281	120	0,31	Muy Inversa
Neutro	234,3	71	30	1,17	Inversa

La Subestación Sololá, de la Empresa DEOCSA (Compartida con INDE), se localiza enfrente de la Escuela Tipo Federación en Barrio El Carmen, cabecera departamental de Sololá, con una potencia instalada de 39,893.5 (KVA), tensión de alimentación de 69 KV, tensión de salida de 34.5 KV y potencia máxima de 28 MVA. Cuenta con cuatro salidas de media tensión (SMT), suministrando energía eléctrica a 58,237 clientes, divididos de la siguiente manera:

**Tabla VIII. División de salidas de media tensión (SMT), SSEE Sololá.**

NOMBRE CIRCUITO(SMT)	TENSION	POT INSTALADA	CLIENTES
SOLOLA	34,5	3557,5	5229
SANTA CLARA LA LAGUNA	34,5	14522,5	21943
PANAJACHEL	34,5	11876	11247
LOS ENCUENTROS	34,5	9937,5	19818

**Tabla IX. Corrientes de cortocircuito.**

<b>NOMBRE CIRCUITO (SMT)</b>	<b>ICC MIN (1fase, A)</b>	<b>ICC MAX (1fase, A)</b>
PANAJACHEL	2200	3400
LOS ENCUENTROS	2200	3400
SANTA CLARA LA LAGUNA	2200	3400
SOLOLA	2200	3400

**Tabla X. Tipo de conductor de cada SMT y marca del recloser.**

<b>NOMBRE CIRCUITO (SMT)</b>	<b>CONDUCTOR FASE</b>	<b>CONDUCTOR NEUTRO</b>	<b>MARCA Y MODELO</b>
PANAJACHEL	1/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
LOS ENCUENTROS	1/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
SANTA CLARA LA LAGUNA	1/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5
SOLOLA	ACSR No. 2 AWG	ACSR No. 2 AWG	Cooper F5

**Tabla XI. Datos proporcionados por INDE, para protección del transformador.**

<b>Trafo 20-28</b>	<b>Inom(A)</b>	<b>Iajuste(A)</b>	<b>%Inom</b>	<b>Dial</b>	<b>Curva</b>
Fase	470	423	90	0,2	Muy Inversa
Neutro	470	113	24	0,45	Muy Inversa

## 1.1 Diagrama unifilar de la subestación

Figura 1. Diagrama unifilar SSEE Chimaltenango.

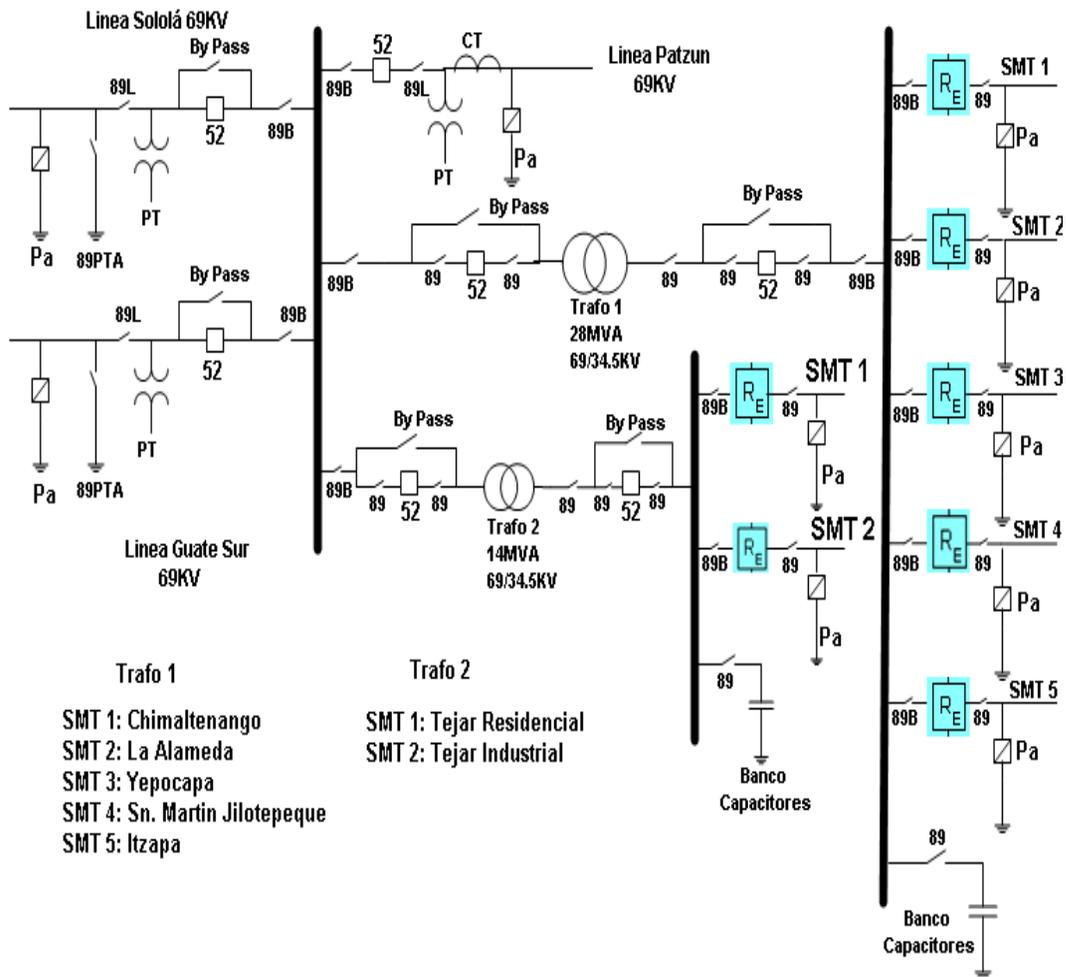
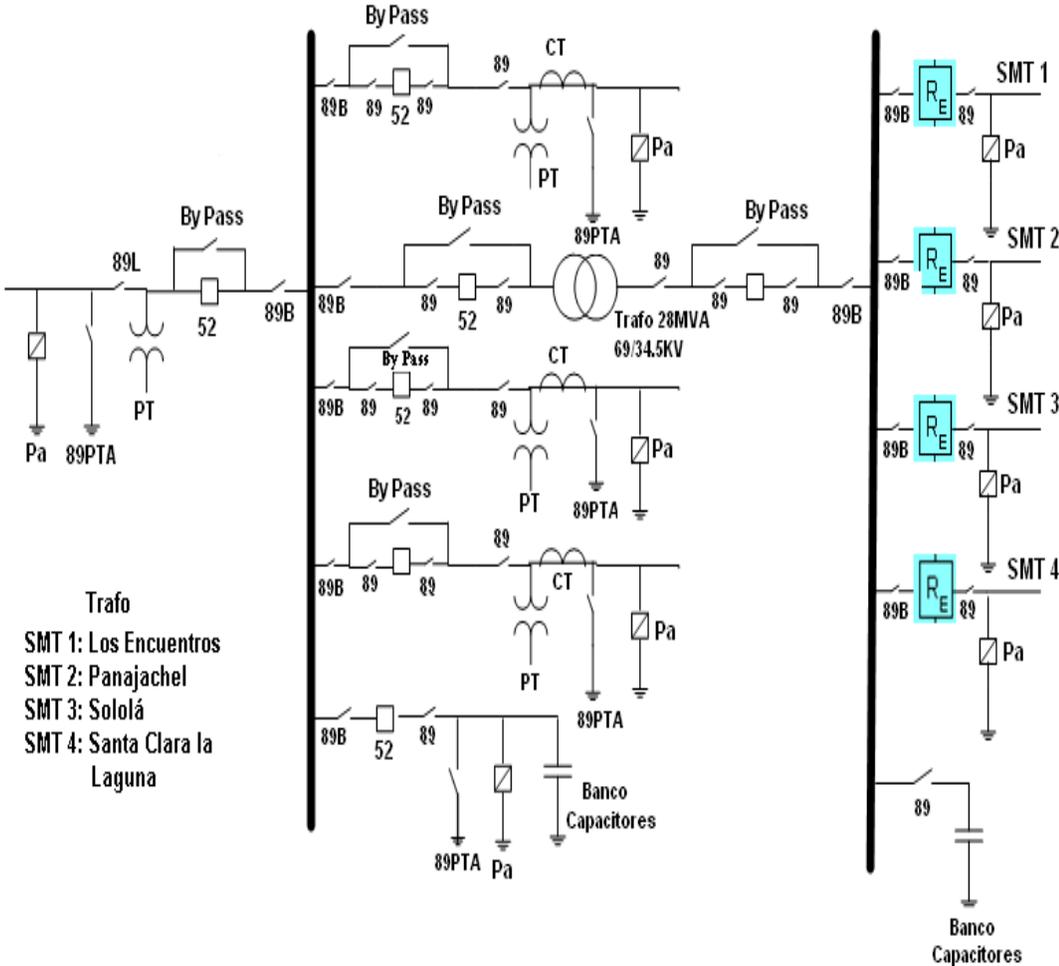


Figura 2. Diagrama unifilar SSEE Sololá



## **1.2 Equipo en campo de alta y media tensión**

El campo de alta tensión comprende el equipo conectado en 69 KV y el campo en media tensión comprende el equipo conectado en 34.5KV.

### **1.2.1 Elementos de maniobra**

**Estos elementos cubren las siguientes funciones básicas:**

- Interconexión de dos partes de la red.
- Protección de equipos mediante la eliminación, tanto de cualquier defecto como de corrientes de cortocircuito.
- Protección del personal mediante el aislamiento de la zona de trabajo, tanto en determinado equipo como en su circuito de alimentación.

**Poseen las siguientes características (propias del aparato):**

- Tipo:  
Interior, exterior, colgado, gran volumen de aceite, pequeño volumen de aceite, de aire comprimido, SF6.
- Dispositivo de mando:  
Cierre, apertura, reenganche, bloqueo, mando local, mando a distancia.

Entre los elementos de maniobra se tienen los siguientes:

### **1. Seccionadores:**

Son aparatos desprovistos de poder de corte y que solamente permiten fraccionar una red eléctrica. Por ello solo se deben accionar en circuitos desenergizados o en tensión pero sin carga.

Permiten realizar un corte visible en los circuitos, de tal manera que se pueda intervenir, por razones de mantenimiento preventivo o correctivo.

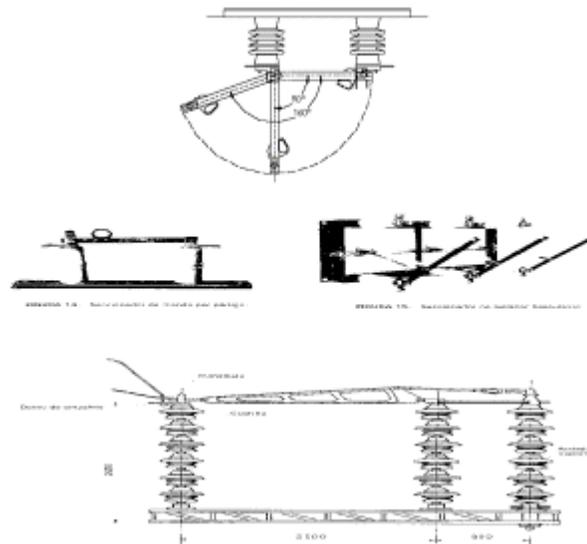
#### **Dónde se utilizan:**

Seccionamiento de líneas, entrada de elementos de protección, salida de elementos de protección, by-pass, puestas a tierra.

#### **Tipos:**

Monoplares, tripolares, mando local, mando a distancia, motorizados, cuchillas basculantes, cuchillas giratorias.

**Figura 3. Tipos de seccionadores.**



## **2. Cortacircuitos fusibles:**

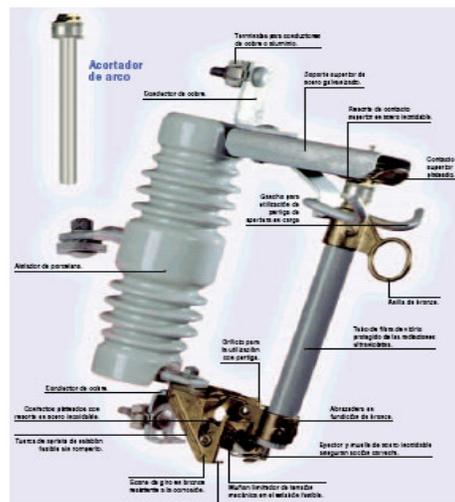
Los cortacircuitos constan de un elemento fusible de uno o varios conductores (por lo general, hilos de plata), tensados entre dos placas de sujeción o enrollados alrededor de un soporte.

Al igual que los seccionadores, estos no están dotados de poder de corte, por lo que no se pueden abrir bajo carga, o bien pueden accionarse solo con cargas pequeñas, cuando este acto se realiza manualmente. Sin embargo los fusibles constituyen un medio sencillo de protección, y son utilizados para protección de alguna parte de la red contra corrientes de cortocircuito.

El tiempo total de desconexión consta de dos partes muy diferenciadas: El tiempo de fusión (y volatilización) del fusible, y el tiempo de arco.

La fusión del fusible en cortocircuito es muy rápida, y la corriente no tiene tiempo de alcanzar el valor máximo de la corriente de cortocircuito que se hubiera alcanzado en ausencia de fusibles (incluso en el caso de una protección por disyuntor).

**Figura 4. Corta circuito fusible típico.**



**Fuente: Revista Ibérica de Aparellajes.**

### Utilización de los cortacircuitos fusibles:

- Instalaciones de pequeña potencia, por su simplicidad y bajo coste.
- Para protección de transformadores de pequeña potencia y transformadores de tensión.
- Por su rapidez de corte, en combinación con otros aparatos:
  - ✓ Interruptores automáticos (insuficiente poder de ruptura) en instalaciones de pequeña potencia y media tensión.
  - ✓ Seccionadores-fusibles, para pequeña potencia (en centros de transformación).

## **Inconvenientes de los cortacircuitos fusibles**

- Necesidad de reemplazar los fusibles cada vez que actúan.
- Ruptura de una sola fase, lo que puede resultar peligroso para los motores conectados a la red.
- No protegen contra sobrecargas.

### **3. Interruptores:**

Son aparatos de desconexión que permiten la apertura o el cierre de los circuitos en carga normal, consiguiéndose de este modo la puesta “fuera de servicio” o “en servicio” de un circuito eléctrico. Su poder de desconexión es débil, por lo que no pueden cortar corrientes de cortocircuito.

### **4. Interruptores automáticos:**

También llamados **disyuntores**. Son aparatos de desconexión que pueden asegurar la “puesta en servicio” o “puesta fuera de servicio” de un circuito eléctrico, y que simultáneamente, están capacitados para garantizar la protección de la instalación. Han sido montados contra los efectos de las corrientes de cortocircuitos (falla a tierra, cortocircuitos entre fases). Deben ser capaces de cortar la intensidad máxima de cortocircuito que pueda originarse.

### **Clasificación de disyuntores:**

- De gran volumen de aceite
- De pequeño volumen de aceite
- Neumáticos
- De soplado magnético
- De hexafluoruro de azufre (SF6)

**Figura 5. Interruptor automático.**



### ✓ **Disyuntores de gran volumen de aceite:**

Poseen la siguiente característica:

Al estar los contactos inmersos en un baño de aceite, se consigue que la energía absorbida para evaporación y descomposición del aceite pueda enfriar el arco y los contactos.

Tienen las siguientes ventajas y desventajas:

**Ventajas:**

- Menor longitud de arco respecto a corte en aire
- Mejor aislamiento entre piezas en tensión y entre piezas y masa

**Desventajas :**

- Inflamabilidad del aceite
- La mezcla de gases y aceites puede resultar explosiva
- Polución del aceite
- Inadecuados para ruptura de corrientes continuas.

✓ **Disyuntores de Pequeño Volumen de aceite:**

Poseen la siguiente característica:

En ellos se limita el volumen de aceite, para llenar la cámara de ruptura, más una reserva para renovar lo que se consuma.

**Ventajas:**

- Menor tamaño
- Autorreguladores
- Desionización rápida ( < 0,002 s)
- Baja caída de tensión en el arco
- Mínima disipación de energía.

✓ **Disyuntores neumáticos:**

Poseen la siguiente característica:

Emplean aire comprimido para la extinción del arco. Consiste en enviar una fuerte corriente de aire al centro del arco que se desioniza.

**Ventajas:**

- Puede emplearse para todas las tensiones y potencia de ruptura
- Valido para montaje exterior e interior
- Menor peligro de incendio.

**Desventajas:**

- Necesidad de una instalación de aire comprimido
- Inconvenientes inherentes al propio aire comprimido: mantenimiento de compresores, válvulas.

✓ **Disyuntores de Soplado Magnético:**

Poseen la siguiente característica:

Provocan la extinción del arco por alargamiento del mismo, debido a la repulsión que ejercen los campos magnéticos de la bobina de soplado y del propio arco.

**Ventaja:**

- Aparatos completamente autónomos.

**✓ Disyuntores de Hexafluoruro de Azufre:**

Poseen la siguiente característica:

Emplean hexafluoruro de azufre como agente extinguidor del arco.

**Características del SF6:**

- Incoloro
- Inodoro
- No tóxico
- No inflamable

**Ventajas del SF6:**

- Una constante de tiempo, de la columna de arco muy pequeña
- Alta rigidez dieléctrica
- Muy alta capacidad de ruptura.

### 1.2.2 Elementos de medición (PT's y CT's)

Los aparatos de medida y de protección no están constituidos para resistir tensiones ni corrientes elevadas, por lo que se conectan a través de transformadores de medida. Estos elementos de medición los podemos clasificar en transformadores de corriente y transformadores de potencial.

#### ✓ Transformadores de intensidad o de corriente (CT's):

Son transformadores de medida cuya corriente secundaria es, en condiciones normales, prácticamente proporcional a la corriente primaria y desfasada respecto a esta en un ángulo próximo a cero.

Tienen las siguientes ventajas:

- Resultan accesibles para medición, sin peligro para la seguridad del personal.
- Permiten realizar medidas y/o protecciones amperimétricas o medidas vatimétricas asociados a un transformador de tensión.
- Al normalizar la corriente secundaria (5 A) permite reducir el número de tipos de aparatos y un aumento de su intercambiabilidad.

#### **Precisión:**

Se caracteriza por una parte por el error de la intensidad para diferentes cargas y por otra parte por el ángulo de desfase entre la intensidad primaria y secundaria.

Tabla XII. Clases de precisión:

Clase de precisión	Errores de intensidad en % para					Angulo de error en minutos para			
	0,1 I <sub>n</sub>	0,2 I <sub>n</sub>	0,5 I <sub>n</sub>	1,0 I <sub>n</sub>	1,2 I <sub>n</sub>	0,1 I <sub>n</sub>	0,2 I <sub>n</sub>	1,0 I <sub>n</sub>	1,2 I <sub>n</sub>
0,1	± 0,25	± 0,2	—	± 0,1	± 0,1	± 10	± 8	± 5	± 5
0,2	± 0,5	± 0,35	—	± 0,2	± 0,2	± 20	± 15	± 10	± 10
0,5	± 1,0	± 0,75	—	± 0,5	± 0,5	± 60	± 40	± 30	± 30
1	± 2,0	± 1,5	—	± 1,0	± 1,0	± 120	± 80	± 60	± 60
3	—	—	± 3,0	—	—	—	—	—	—
10	—	—	± 10,0	—	—	—	—	—	—

Tabla XIII. Clase de precisión y utilización.

Clase de precisión	Utilización
0,1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Patrón para contrastaciones en laboratorios y plataformas de pruebas</li> </ul>
0,2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidas de precisión en laboratorios y plataformas de pruebas</li> <li>• Conexión de contadores de precisión</li> </ul>
0,5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidas ordinarias en laboratorios y plataformas de pruebas</li> <li>• Conexión de contadores y vatímetros</li> </ul>
1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidas ordinarias de intensidad, tensión y potencia en servicio</li> </ul>
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexión de instrumentos de vigilancia y control de menos precisión</li> <li>• Conexión de relés</li> </ul>
10	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexión de relés poco exactos, sobre barras con pequeña corriente nominal</li> </ul>

**Potencia nominal de un transformador de corriente:**

Es la potencia con la cual se pueden cargar los transformadores de intensidad sin que ésta sobrepase el valor límite correspondiente a su clase de precisión.

**Composición:**

- Consumo de los aparatos conectados.
- Consumo de los conductores de medida.

**Tabla XIV. Especificaciones de consumo de potencia (VA) para CT's:**

Tipo de aparato	Consumo en VA	
	Aparatos indicadores	Aparatos registradores
Amperímetro. . . . .	0,5 a 4	10 a 12
Voltímetro. . . . .	0,5 a 5	10 a 15
Vatímetro . . . . .	1,5 a 5	12 a 15
Frecuencímetro . . . . .	1 a 6	15
Fasímetro . . . . .	3 a 5	18 a 20
Contador de energía . . . . .		4 a 5
Relé de máxima intensidad . . . . .		1 a 10
Relé direccional. . . . .	1,5 a 10	
Relé de potencia temporizado . . . . .	1,6 a 12	
Relé diferencial. . . . .	6 a 20	
<b>Conexiones por metro doble (ida y vuelta) para 5 A</b>		
Sección = 1,5 mm <sup>2</sup> . . . . .		0,6
2,5 mm <sup>2</sup> . . . . .		0,36
4 mm <sup>2</sup> . . . . .		0,23
6 mm <sup>2</sup> . . . . .		0,15
10 mm <sup>2</sup> . . . . .		0,09

✓ **Transformadores de tensión o de voltaje (PT's):**

Se utilizan para rebajar las altas tensiones, con fines de medida o para funcionamiento de bobinas voltimétricas de relés, a tensiones más bajas.

Tienen las siguientes características:

- Trabajan sobre un limitado campo de medida.
- Se construyen generalmente admitiendo una tensión de servicio de 1,2 veces la nominal.
- El ángulo de desfase entre tensión primaria y secundaria es prácticamente cero.

**Precisión:**

La transformación provoca un error en el valor de la medida, que depende de la variación de la tensión secundaria respecto a su valor nominal, así como del desfase respecto a la tensión primaria.

**Tabla XV. Clases de Precisión de los transformadores de voltaje:**

<b>Clase de precisión</b>	<b>Límites de tensión</b>	<b>Errores de tensión en %</b>	<b>Angulo de error en minutos</b>
0,1	0,8 — 1,2 $U_n$	$\pm 0,1$	$\pm 5$
0,2	0,8 — 1,2 $U_n$	$\pm 0,2$	$\pm 10$
0,5	0,8 — 1,2 $U_n$	$\pm 0,5$	$\pm 20$
1	0,8 — 1,2 $U_n$	$\pm 1,0$	$\pm 40$
3	1,0 $U_n$	$\pm 3,0$	—

**Potencia nominal de un transformador de tensión:**

La potencia nominal de los transformadores de tensión está normalizada a 15, 30 y 60 VA, para un factor de potencia de 0,8.

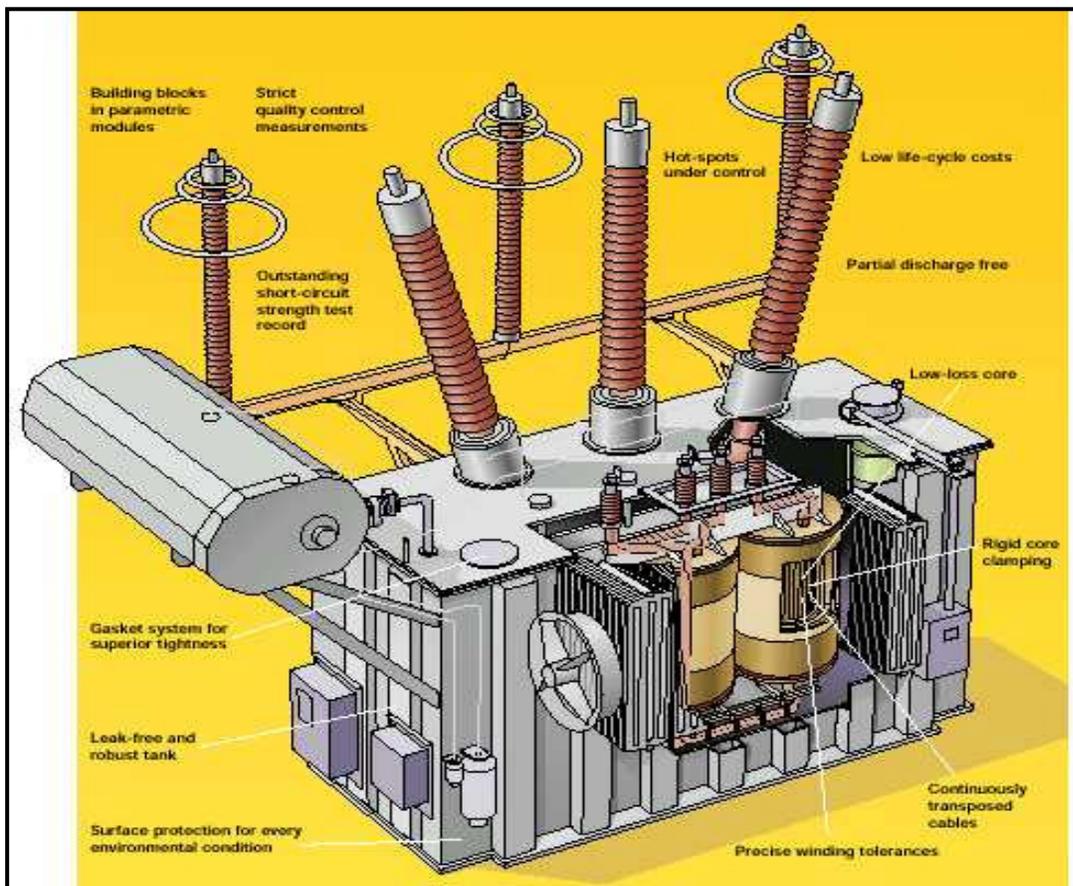
**Tabla XVI. Especificaciones de consumo de potencia (VA) para PT's**

Tipo de aparato	Consumo en VA para 100 V	
	Aparatos indicadores	Aparatos registradores
Voltímetro . . . . .	0,5 a 5	10 a 15
Voltímetro de cero central . . . . .	30	—
Vatímetro . . . . .	7 a 10	10 a 12
Frecuencímetro . . . . .	1,5 a 3	15
Fasímetro . . . . .	3 a 5	18 a 20
Contador de energía . . . . .		
Regulador de tensión . . . . .	2,5 a 5	
Relé de mínima tensión . . . . .	30 a 200	
Relé de distancia . . . . .	8 a 12	
Bobina de mínima tensión de disyuntor . . . . .	20 a 40	
	20 a 60	

### 1.2.3 Transformadores de potencia

Un transformador de potencia es una máquina estática que mediante un acoplamiento magnético, eleva o reduce la tensión de salida. Se utiliza para elevar la tensión de servicio, con el fin de reducir las pérdidas en el transporte de energía y la vuelve a reducir para adecuarla a las necesidades de consumo.

Figura 6: Esquema general de un transformador de potencia.



### **Elementos constructivos:**

- **Núcleo:** compuesto por finas láminas (0,35 mm) de chapa magnética de hierro, aisladas por ambos lados.
- **Bobinado:** cable de cobre aislado mediante papel impregnado en aceite. Secundario más cerca del núcleo.
- **Bornas pasatapas:** de material cerámico, rellenas de aceite. Permiten el acceso a los devanados.
- **Cuba y depósito de expansión:** es el continente del aceite del transformador. Es de acero, aislada, rellena de aceite.
- **Elementos de refrigeración:** radiadores, ventiladores, bombas de refrigeración, etc.
- **Regulador de tensión:** elemento que mediante la variación del número de espiras permite variar la tensión de salida.
- **Elementos de protección:** tienen como finalidad salvaguardar la integridad del transformador en caso de avería (Relé Buchholz, Relé Jansen, termómetros, indicador de nivel de aceite, Válvula de sobrepresión).
- **Elementos diversos:** válvulas, respiradero, etc.

### **Categoría de transformadores de potencia:**

Las normas ANSI vigentes relacionadas con transformadores los han clasificado en categorías según su capacidad en KVA, siendo las que se muestran a continuación:

**Tabla XVII. Categoría de transformadores de potencia.**

<b>Categoría</b>	<b>Monofásicos ( 1Ø )</b>	<b>Trifásicos (3Ø)</b>
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	Más de 10000	Más de 30000

**Figura 7. Transformador SSEE Chimaltenango.  
Categoría III**



**Figura 8. Transformador SSEE Sololá  
Categoría III**



### 1.2.4 Pararrayos

Dispositivos destinados a descargar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas y maniobras.

#### **Pararrayos autovalvulares:**

Están constituidos por:

- **Explosor:** Ajustado para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión (tensión de encebamiento).
- **Resistencia:** Constituida por un material aglomerado que varía su resistencia con rapidez.
- **Explosor de cebado:** Aísla la línea de los elementos del pararrayo para la tensión de servicio, pero se ceba cuando aparece una sobretensión.
- **Explosor de extinción:** Tiene como misión interrumpir la corriente de fuga a su primer paso por cero
- **Bloque autovalvular:** Se comporta como una resistencia de pequeño valor para corrientes elevadas para limitar la caída óhmica durante la descarga. Por el contrario opone una elevada resistencia a la corriente de fuga limitando su valor.

## 2. GENERALIDADES DE LA SUBESTACIÓN “EL RANCHO” (Tipo Modular o Tipo Celda)

La subestación **El Rancho** de la Empresa DEORSA (Compartida con INDE), se localiza en la aldea El Rancho del municipio de Guastatoya, departamento de El Progreso, con una potencia instalada de 15,956 (KVA), tensión de alimentación de 69 KV, tensión de salida de 34.5 KV y potencia máxima de 14 MVA. Cuenta con tres salidas de media tensión, dos en servicio y una en reserva, suministrando energía eléctrica a 10,202 clientes, divididos de la siguiente manera:

**Tabla XVIII. División de las salidas de media tensión (SMT), SSEE El Rancho.**

NOMBRE CIRCUITO	TENSIÓN	POT. INSTALADA	CLIENTES
MORAZAN	34,5	12582	8954
GUASTATOYA	34,5	3374	1248

**Tabla XIX. Corrientes de cortocircuito.**

CIRCUITO DE MEDIA TENSION	ICC MÍN (1fase, A)	ICC MÁX (1fase, A)
GUASTATOYA	2200	2600
MORAZAN	2200	2600

**Tabla XX. Tipo de conductor para cada SMT y marca del relevador.**

NOMBRE CIRCUITO (SMT)	CONDUCTOR FASE	CONDUCTOR NEUTRO	MARCA Y MODELO
GUASTATOYA	3/0 AWG ACSR	ACSR No. 4 AWG	Relé ZIV
MORAZAN	3/0 AWG ACSR	ACSR No. 2 AWG	Relé ZIV

**Tabla XXI. Datos proporcionados por INDE, para protección del transformador**

Trafo 10-14MVA	Inom(A)	Iajuste (A)	%Inom	Dial	Curva
Fase	234,3	281	120	0,26	Muy Inversa
Neutro	234,3	94	40	0,75	Muy Inversa

**Tabla XXII. Ajustes actuales SSEE El Rancho**

Nombre Circuito (SMT)	Mínimo Disparo de Fase(A)	Mínimo Disparo de Neutro(A)
GUASTATOYA	190	60
MORAZAN	190	60
RESERVA	190	60

La subestación El Rancho, cuenta con las siguientes características por su tipo de construcción (Tipo Modular o tipo Celda):



### **2.2.1 Pórticos de llegada de línea**

Estos tienen como misión soportar los esfuerzos del tiro de la línea en su tramo final. Los pórticos de entrada de línea llevan en la versión de 69 KV tres autoválvulas por posición de línea sobre el dintel.

**Figura 10. Pórticos de llegada de línea en 69KV.**



### **2.2.2 Módulos ABB 69KV**

Los módulos incluyen:

- Interruptores seccionables.
- Transformadores de intensidad.
- Transformadores de tensión.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Armarios de protecciones, control y mando local.
- Caja de tensiones.
- Estructuras de soporte

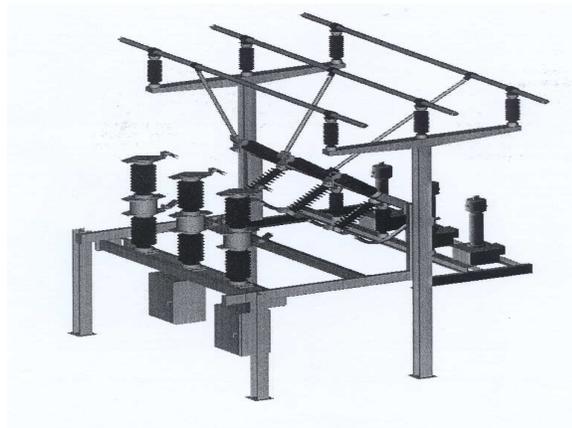
**Figura 11. Módulos ABB 69KV**



✓ **Características de los interruptores:**

- Aislamiento en SF6.
- Disparo trifásico.
- Accionamiento por muelles.
- Cámara de corte con “Auto- Puffer” (auto extinción).
- Diseño antisísmico. Racores flexibles en barras.

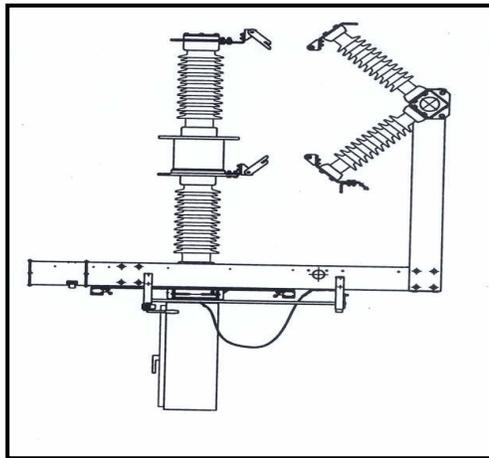
**Figura 12. Interruptores seccionables.**



### **Funcionamiento del mecanismo de seccionamiento.**

- Mediante el desplazamiento del carro que sustenta los interruptores se secciona tanto antes como después del interruptor.
- Tiene finales de carrera para señalar el estado (abierto o cerrado).
- Ahorro de espacio y componentes

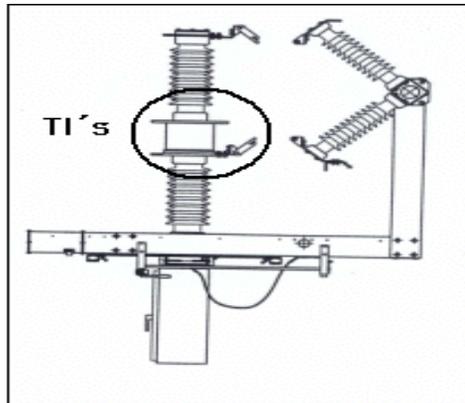
**Figura 13. Mecanismo de seccionamiento**



### **✓ Transformadores de Intensidad**

- En los módulos de 72,5 KV se encuentran integrados en los interruptores (tipo bushing).
- Relación de transformación de 200-400 en posición de transformador y de 400-800 en posición de línea.
- Tiene tres devanados secundarios 0.2s, 0.5s y 5P20.

**Figura 14. Localización de los transformadores de intensidad**



✓ **Transformadores de Tensión.**

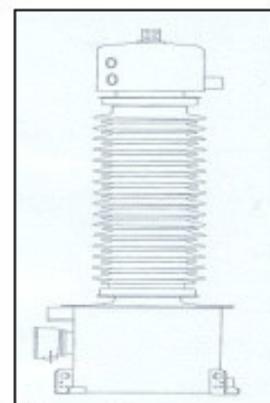
- Existen tres en posición de barras y uno en la fase central de cada posición de línea.
- Son inductivos rellenos de aceite.
- Tiene tres devanados: 0.2s, 0.5s y 3P.

**Figura 15. a) Ubicación de un transformador de potencial**



**Figura a).**

**b) Esquema de un transformador de potencial**



**Figura b).**

✓ **Seccionador de puesta a tierra.**

- Existen en la posición de línea.
- Son de accionamiento manual, con enclavamiento mecánico.
- Existen finales de carrera para señalar el estado del seccionador de puesta a tierra.

### 2.2.3 Armario de protecciones, control y mando local

- Hay uno por cada posición de línea y del transformador.
- Contiene las protecciones y los elementos para el control de la posición a pie de módulo.
- Preparados para soportar las condiciones de intemperie (resistencia de caldeo, tropicalizados, etc.).
- Permiten una reducción en la cantidad y la longitud de los cables, reduciendo costes, tiempo de montaje y posibles averías.

**Figura 16. Armario de protecciones, control y mando local**



### ✓ Protecciones de las líneas

- Requieren protección de distancia, de sobreintensidad instantánea y temporizada, mínima frecuencia, sincronismo, reenganche, fallo interruptor, supervisión de bobinas de disparo y direccional de neutro.
- Todas estas protecciones están contempladas en los relés de ZIV.

**Figura 17: Armario de protecciones de las líneas**



### 2.3 Campo de media tensión

Este campo comprende el equipo conectado en 34.5KV

### 2.3.1 Caseta de media tensión

- Formados por dos semiedificios de hormigón armado.
- Contienen toda la MT., el sistema de control local y los SSAA de la subestación.
- El equipo interior viene totalmente premontado desde España.

**Figura 18. Caseta de media tensión.**



- Un semiedificio contiene el cuadro de B.T., los equipos cargador-batería de 125 Vcc y 48 Vcc, el SOAL-UCI-DUAL y el transformador de SSAA.

**Figura 19. Semiedificio de BT.**



- El otro semiedificio contiene las celdas de M.T. De línea, de transformador, de SSAA y de batería de condensadores.

**Figura 20. Semiedificio de MT.**



### **2.3.2 Celdas Siemens 8DC11 de 24 KV**

- Son compartimentos rellenos de SF6 y con interruptor de corte en vacío.
- El cerramiento de los compartimentos está hecho únicamente con soldaduras para asegurar una estanqueidad y un mantenimiento casi nulo.
- El interruptor es tripolar de corte en vacío (1250 A 25 kA) con mando de resortes.
- El seccionador es tripolar (1250 A) con puesta a tierra y enclavamiento mecánico.

**Figura 21. Celdas Siemens 24KV**



### **2.3.3 Celdas Siemens 8DA11 de 36 KV**

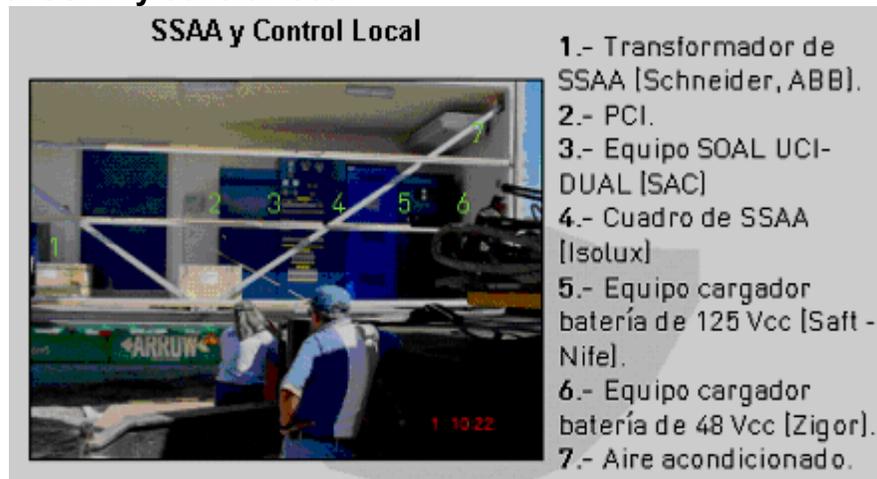
- Aislamiento en SF6 y con interruptor de corte en vacío.
- El interruptor es tripolar de corte en vacío (1250 A 25 KA) con mando de resortes.
- Los transformadores de intensidad son de relación 600-1200/5-5-5 A de clase de precisión 0.2 s, 5P20 y 5P20.
- Los TT's tiene 110 V de tensión en el secundario y clase de precisión 0.2 y 5P. Ubicados en la celda de SSAA.
- El seccionador es tripolar (1250 A) con puesta a tierra y enclavamiento mecánico.

**Figura 22. Celdas Siemens 8DA11 de 36 KV**



### 2.3.4 Sistemas auxiliares y control local

Figura 23. SSAA y control local



#### ✓ Servicios auxiliares

- El transformador de SSAA convierte de la M.T. a 120/208 Vac para alimentar alumbrado, rectificadores, resistencias de caldeo, etc.
- Los equipos rectificador batería convierten los 120/208 Vac en 125 Vcc (Saft - Nife) para los servicios esenciales de la subestación y 48 Vcc (Zigor) para los equipos de telecontrol.
- El cuadro de SSAA discrimina, ordena y alberga los distintos circuitos con sus protecciones que se dirigen a los equipos instalados.

✓ **Sistema de control local.**

- Es un sistema informático que centraliza la operación de la subestación en local.
- Además contiene los elementos necesarios para enviar la información captada localmente por las RTU's y recibir los comandos de un despacho remoto (telecontrol).
- Está compuesto por dos PC's industriales redundantes.
- Tiene la ventaja de la seguridad, menor tamaño que soluciones convencionales, menor número de cables, centralización de información y facilidad de uso.

## 2.4 Transformador de potencia

A continuación se detallan datos generales del transformador de potencia de la subestación El Rancho.

- **Marca:** ABB
- **Potencia:** 10 – 14MVA
- **Año de Fabricación:** 2000
- **Voltaje:** 69 / 34.5KV
- **%Z:** 8.32
- **Grupo de Conexión:** DYn1
- **Refrigeración:** Natural en aceite y forzada en aire (ONAN/ONAF).

**Figura 24. Transformador SSEE El Rancho.  
Categoría III.**





### 3. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN “CHIMALTENANGO” Y “SOLOLÁ”, EN LAS INSTALACIONES DEOCSA – DEORSA

La alimentación con energía eléctrica exige una aceptable calidad del servicio, uno de los factores que miden esta calidad es precisamente la continuidad del servicio. En un sistema de distribución no puede evitarse ciertas perturbaciones en el suministro que atentan contra la continuidad y en consecuencia debe buscarse reducir estas situaciones y restablecer el servicio en tiempos mínimos.

Un suministro de energía con gran confiabilidad es fundamental e importante, ya que cualquier interrupción en el servicio puede causar inconvenientes mayores a los usuarios, puede llevar a situaciones de riesgo; en el consumo industrial, puede ocasionar severos problemas técnicos y de producción.

Las funciones básicas de un Sistema de Protección y Coordinación consisten en minimizar el daño al sistema como a sus componentes y limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio.

#### **CUALIDADES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN:**

- **Fiable:** Actuar única y exclusivamente cuando debe hacerlo
- **Veloz:** La Actuación debe ser lo más rápida posible para que los efectos producidos sean menores y así evitar la pérdida de la estabilidad en los sistemas.

- **Sensible:** Detectar valores mínimos de falla.
- **Selecto:** Habilidad del sistema de protección que, en caso de falla, aíse la menor área que sea posible.
- **Simple:** Trata que el sistema de protección tenga la menor cantidad de equipos y circuitos para obtener el nivel de protección requerido.

### 3.1 **Análisis de Sistemas de protección con reconectores Cooper forma 5**

#### 3.1.1 **Reconector de subestación (recloser)**

El reconector de subestación o recloser es un interruptor para media tensión (MT), con una potencia de corto circuito moderada, previsto para despejar fallas temporales o interrumpirlas en caso de ser fallas permanentes. Puede realizar múltiples recierres (normalmente tres veces antes de efectuar la apertura definitiva, lo que implica que puede efectuar hasta cuatro operaciones de apertura) y trabajar coordinadamente con fusibles y seccionadores.

El recloser es un dispositivo con la capacidad de interrupción de corrientes de falla y que tiene incorporada la inteligencia para poder detectar el nivel de corriente al que debe iniciar el disparo, establecer el tiempo que debe tardar en abrir, dependiendo del valor de la falla (curva tiempo – corriente), establecer la cantidad de reenganches que han sido programadas antes de efectuar una apertura definitiva, y operar en curva lenta o en curva rápida dependiendo de la programación que se haya efectuado.

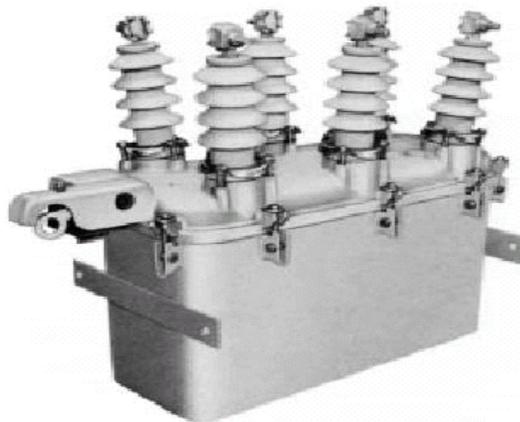
El valor en amperios del nivel de disparo tanto para fase como para tierra se introduce en la programación de control.

Los Recloser cuentan con una alimentación de 120 A.C. para su alimentación y una reserva de 24 D.C.

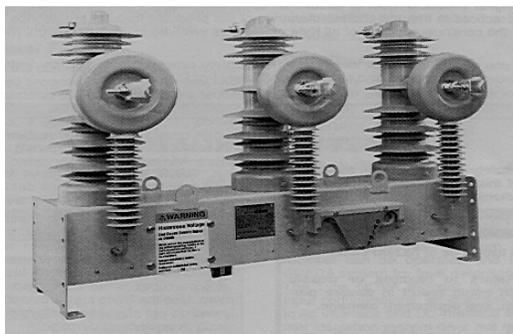
Sus características y funcionamiento son similares a los de un disyuntor. Sin embargo su aplicación está generalizado a protección de circuitos de media tensión (en la red de DEOCSA-DEORSA).

Los reconectadores que se encuentran operando en las subestaciones Chimaltenango y Sololá, corresponden a la gama de reconectadores Cooper y modelo Forma 5.

**Figura 25. Reconectador para 34.5 KV - Cooper**



**Figura 26. Reconectador para 13.8 KV – Cooper**



### **3.1.1.1 Principio de Funcionamiento**

Mediante transformadores de corriente montados en los bornes del lado de la fuente del interruptor, será capaz de detectar corrientes de fallas mayores que un valor mínimo de disparo previamente programado para una o más fases y mediante señales emitidas por el sistema de control electrónico activarán las funciones de disparo y cierre del interruptor.

### **3.1.1.2 Mecanismo de interrupción del arco**

El interruptor automático de recierre será capaz de romper la continuidad de las corrientes de falla, de cero a su capacidad de interrupción nominal, en un máximo de cuatro (4) secuencias predeterminadas a intervalos temporizados hasta su apertura definitiva. El medio de extinción de las corrientes de falla será el vacío o gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

### **3.1.1.3 Mecanismo de apertura**

El mecanismo de apertura deberá diseñarse en forma tal que asegure la apertura en el tiempo especificado si el impulso de disparo se recibiera en las posiciones de totalmente o parcialmente cerrado.

### **3.1.1.4 Mecanismo de cierre**

Su diseño no interferirá con el mecanismo de disparo, el mecanismo de cierre deberá desenergizarse automáticamente cuando se complete la operación.

### **3.1.1.5 Transformadores de corriente detector de falla**

Estarán ubicados en los tres bornes hacia el lado de fuente del interruptor, permitirán detectar las corrientes de falla mayores que un valor mínimo de disparo de modo que permita la operación del sistema de control electrónico.

### **3.1.1.6 Transformador reductor de tensión**

Permitirá la reducción de tensión de la línea primaria para el suministro de energía eléctrica a los componentes del sistema de control electrónico.

### **3.1.1.7 Conectores terminales**

Los conectores terminales deberán ser bimetálicos, tipo bandera, a prueba de efecto corona y con capacidad de corriente mayor que la nominal del bushing al que estén acoplados.

La superficie de contacto deberá ser capaz de evitar calentamiento. El incremento de temperatura no deberá ser mayor de 30 °C.

### **3.1.1.8 Características del sistema de control electrónico**

Recibirá la señal de corriente emitida por los transformadores de corriente montados en los bornes del lado de la fuente del interruptor, y mediante señales emitidas por un microprocesador electrónico permitirá activar los mecanismos de disparo y cierre del interruptor.

### **3.1.1.9 Requerimiento de control**

El sistema de apertura y cierre estará previsto para ser accionado como sigue:

- Localmente, mediante un conmutador o pulsador.
- Automática por las órdenes emitidas desde las protecciones y automatismos locales y remotos.

### **3.1.1.10 Contador de operaciones**

El gabinete del sistema de control electrónico deberá estar equipado con un contador mecánico de operaciones, capaz de identificar el número de operación sin la necesidad de explorar la memoria del relé.

### **3.1.2 Componentes de un recloser**

El recloser completo estará constituido por el interruptor de recierre automático propiamente dicho, que interrumpe el circuito principal; un gabinete conteniendo el sistema de control electrónico, que detecta las corrientes excesivas y activa el interruptor; un transformador reductor de tensión para alimentación permanente del control electrónico; y un cable de control que permita la conexión entre el interruptor y el gabinete de control.

Típicamente un recloser esta formado por los siguientes componentes:

- **Tanque del recloser**
- **Cubículo de control**
- **Transformador auxiliar**
- **Estructura de soporte del recloser**
- **Software de comunicación.**

Figura 27. Tanque de un recloser

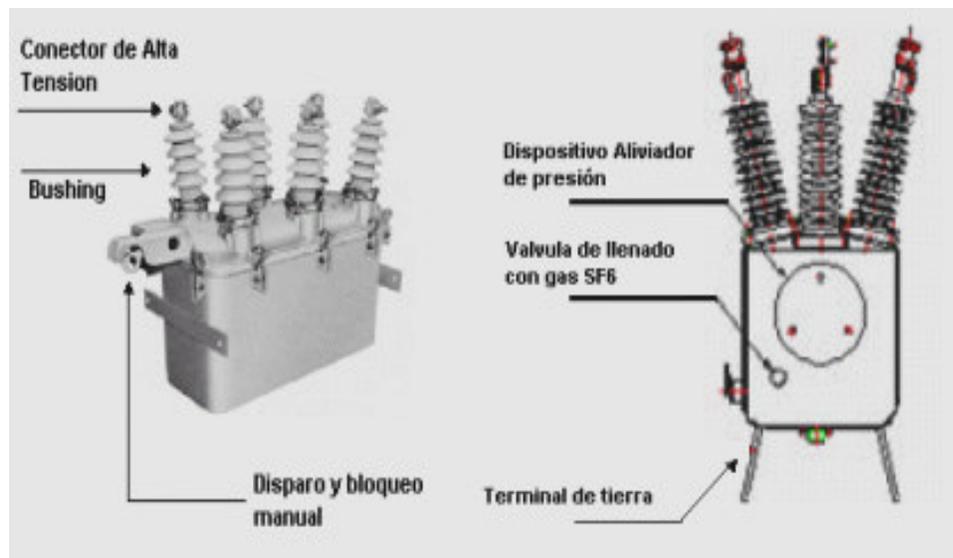


Figura 28. Cubículo de control.

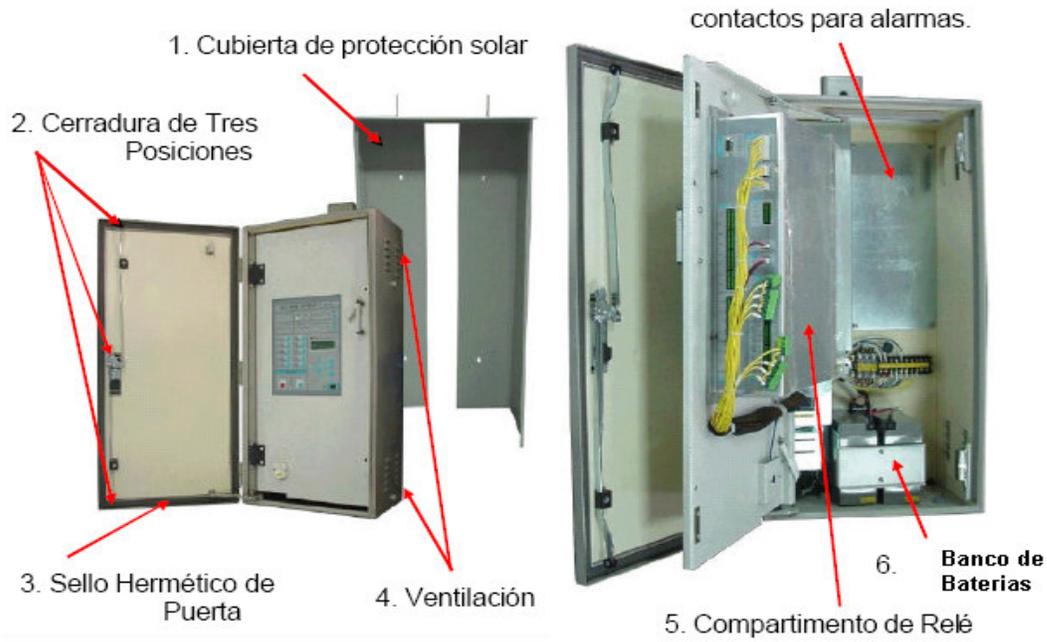
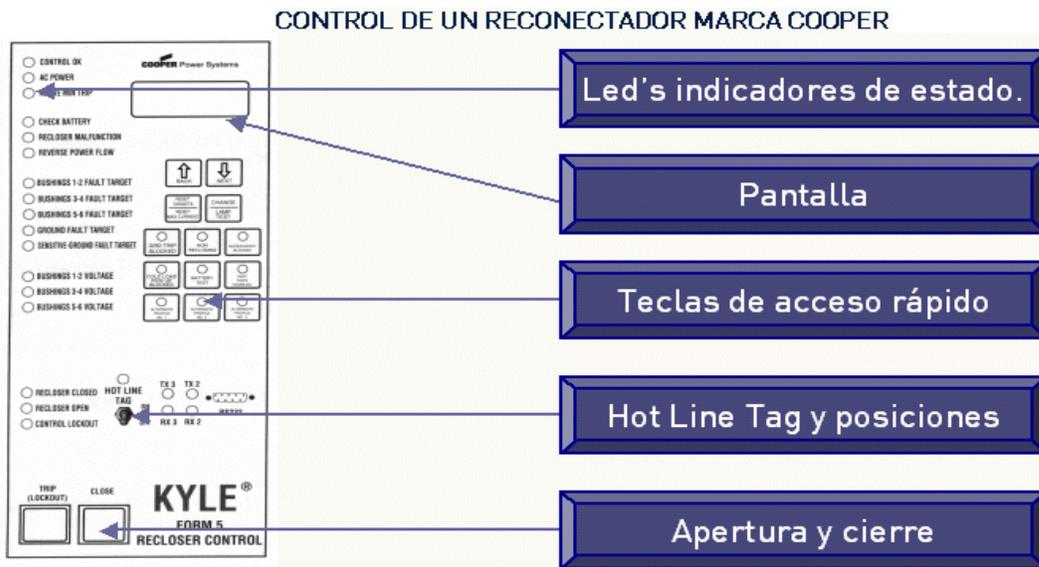
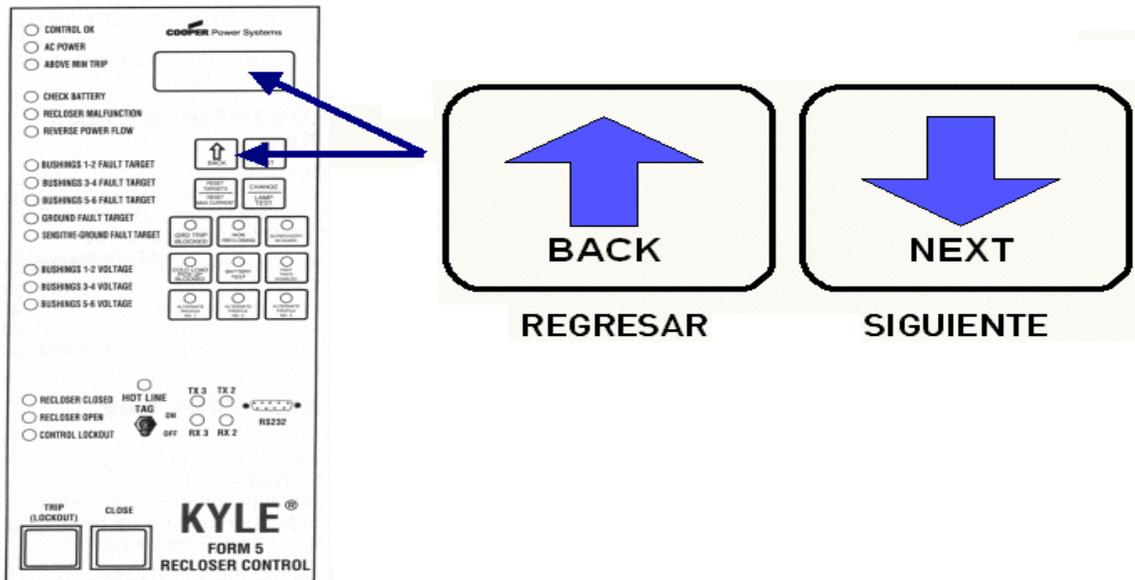


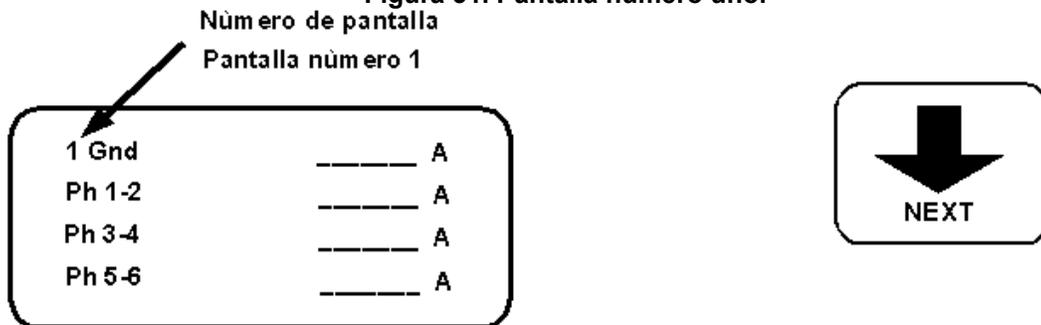
Figura 29. Control de un reconectador.



**Figura 30. Pantalla en un reconectador.**



**Figura 31. Pantalla número uno.**

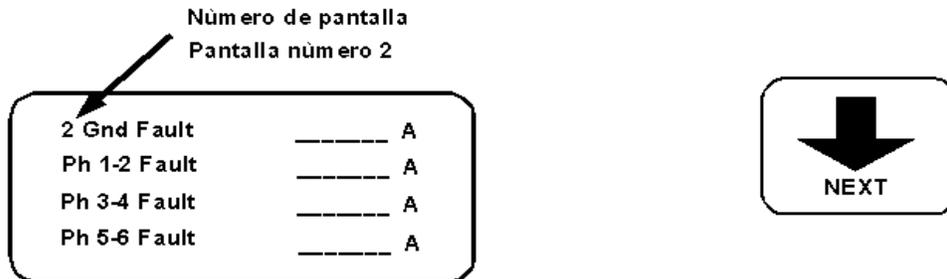


**¿QUÈ VEMOS EN ESTA PANTALLA?**

VEMOS LAS CORRIENTES INSTÀNTANEAS, ES DECIR, LAS CORRIENTES QUE CIRCULAN EN EL MOMENTO.

EN ESTA PANTALLA PODEMOS OBSERVAR SI HAY "DESBALANCE"; CAUSADO POR EJEMPLO, POR LA SEPARACIÒN DE UN RAMAL CON CARGAS DE UN VALOR IMPORTANTE

Figura 32. Pantalla número dos.



### ¿QUÉ VEMOS EN ESTA PANTALLA?

VEREMOS LOS VALORES DE CORRIENTE DE FALLA (CORTOCIRCUITO), QUE VAN DESDE 300A HASTA 1,300A, ESTOS ULTIMOS SON VALORES DE UNA FALLA "FRANCA".

ESTOS VALORES PERMANECERÁN EN MEMORIA HASTA QUE UD. REALICE OTRA MANIOBRA, LO MISMO OCURRE CON LOS LED'S, ES DECIR, PERMANECERÁN EN SU ESTADO INICIAL HASTA QUE UD. REALICE ALGUNA MANIOBRA.

Figura 33. Mandos de apertura y cierre

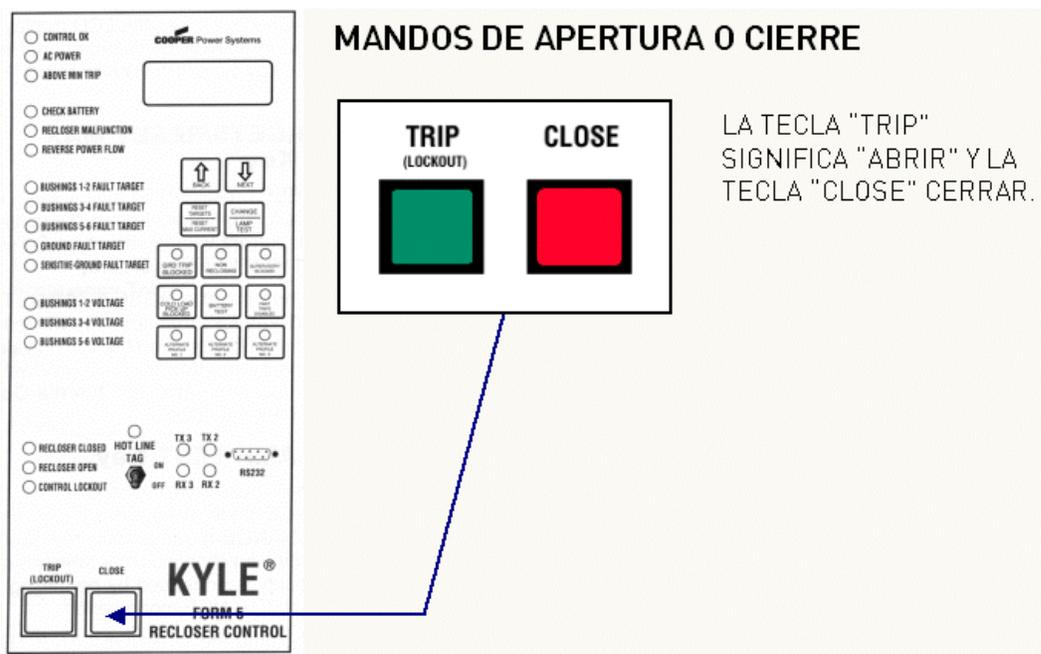
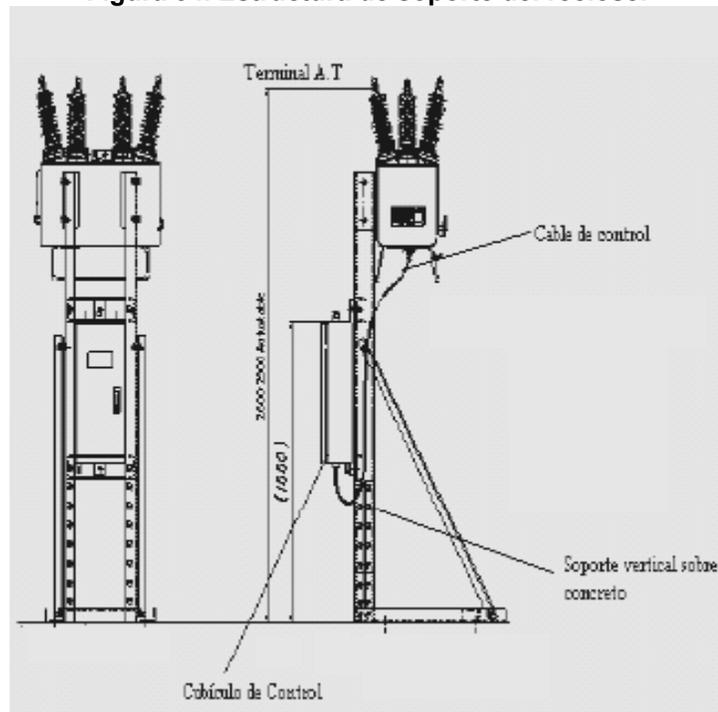
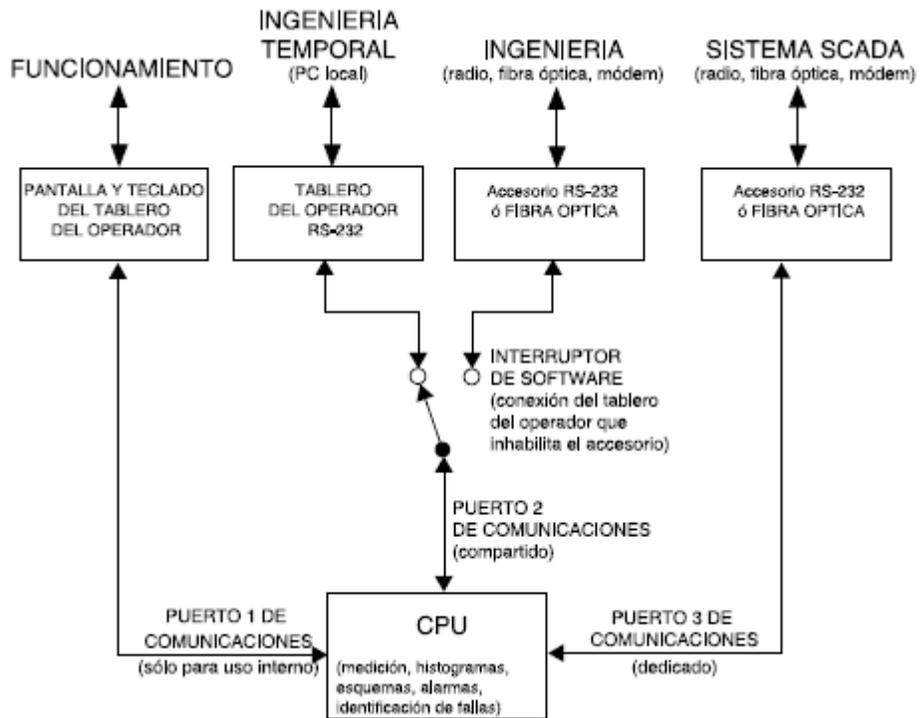


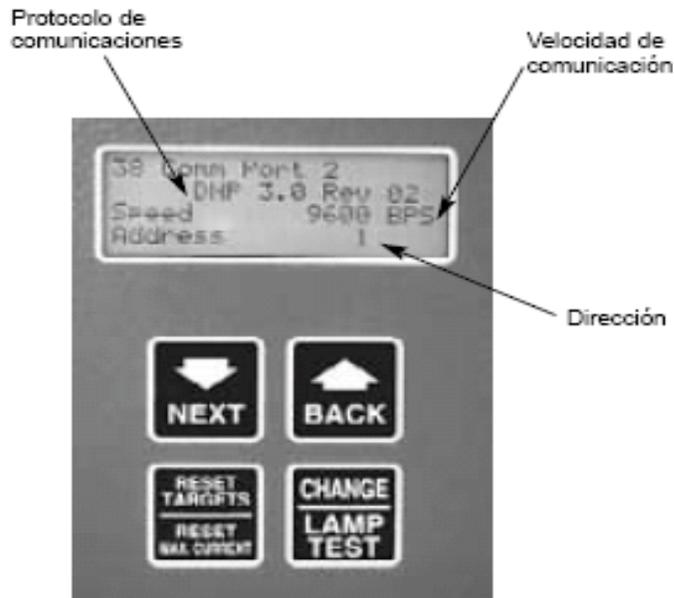
Figura 34. Estructura de soporte del recloser



**Figura 35: Puertos de comunicación de datos.**



**Figura 36: Pantalla Forma 5**



### 3.1.3 Rangos de ajuste

#### 3.1.3.1 Curvas de respuesta tiempo-corriente

Los recloser Cooper forma 5 tienen una gama de curvas para fallas de fase y de neutro, que se caracterizan por ser curvas lentas (tiempo de actuación es lento) y curvas rápidas (tiempo de actuación es rápido).

**Tabla XXIII. Curvas recloser Forma 5.**

<b>Curvas Fase y Neutro</b>				
Kyle-101	Kyle-113	Kyle-122	Kyle-139	Kyle-164
Kyle-102	Kyle-114	Kyle-131	Kyle-140	Kyle-165
Kyle-103	Kyle-115	Kyle-132	Kyle-141	Kyle-200
Kyle-104	Kyle-116	Kyle-133	Kyle-142	Kyle-201
Kyle-105	Kyle-117	Kyle-134	Kyle-151	Kyle-202
Kyle-106	Kyle-118	Kyle-135	Kyle-152	
Kyle-107	Kyle-119	Kyle-136	Kyle-161	
Kyle-111	Kyle-120	Kyle-137	Kyle-162	
Kyle-112	Kyle-121	Kyle-138	Kyle-163	

**Existe una relación entre las curvas** Kyle-200, Kyle-201, Kyle-202 y curvas citadas por IEC y ANSI, esta relación se muestra en la tabla siguiente.

**Tabla XXIV. Curvas IEC y ANSI**

<b>Curva Kyle</b>	<b>Curva IEC</b>	<b>Curva ANSI</b>
Kyle-200	IEC Inversa	ANSI Inversa
Kyle-201	IEC Muy Inversa	ANSI Muy Inversa
Kyle-202	IEC Extr. Inversa	ANSI Ext. Inversa

Figura 37. Curvas estándar seleccionadas para neutro.

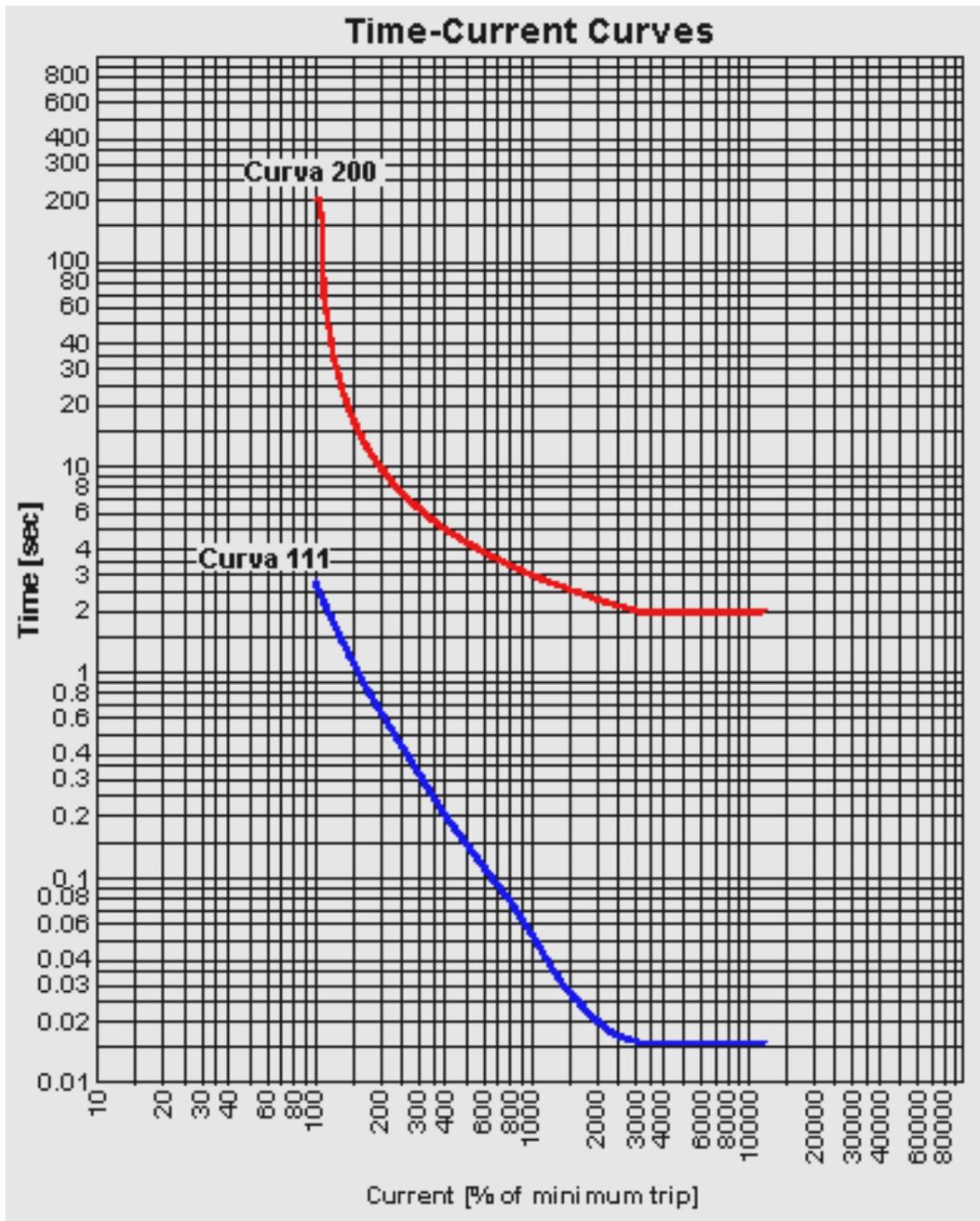
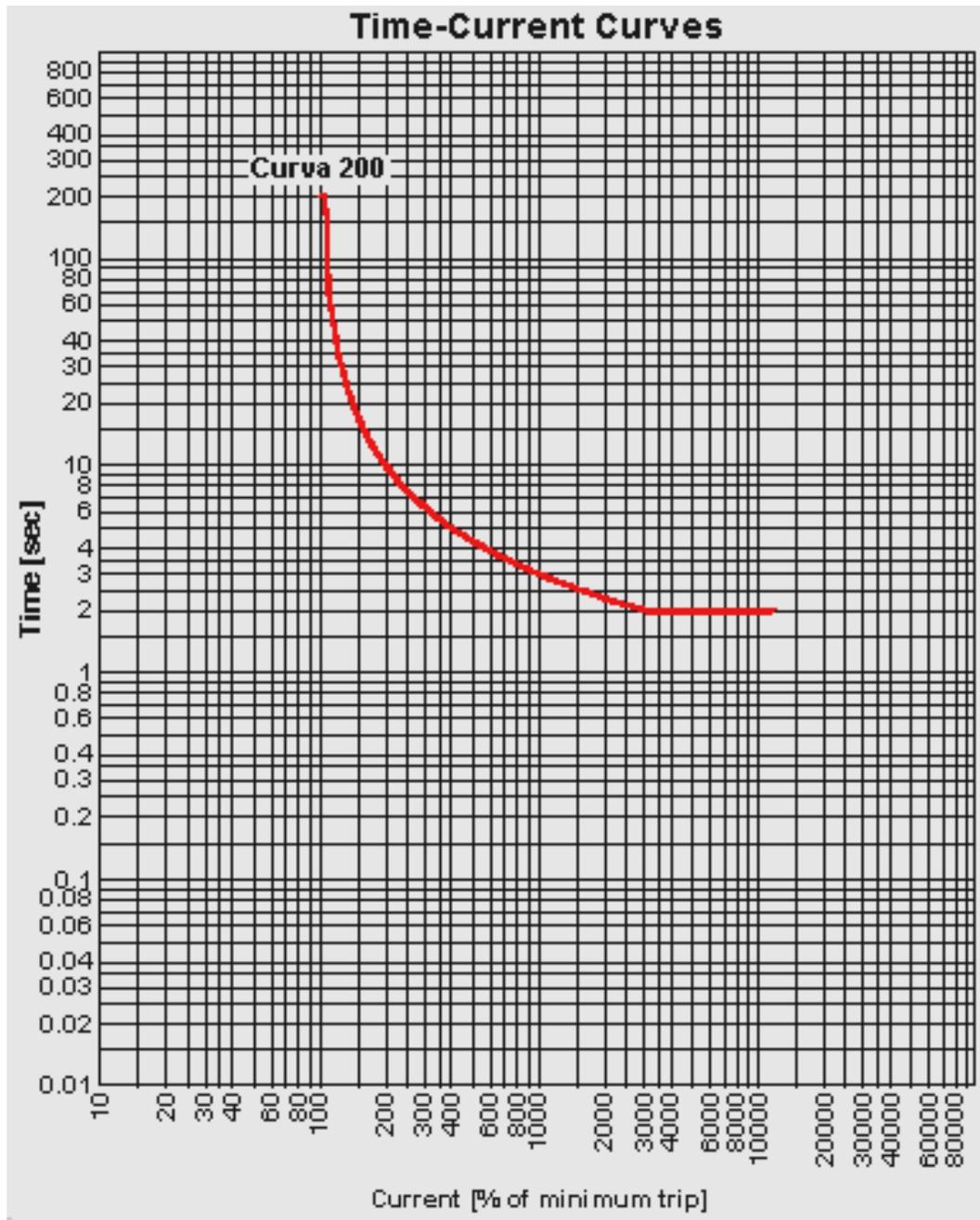


Figura 38. Curva estándar seleccionada para fase.



### 3.1.3.2 Intervalo de reconexión

Esta es la cantidad de tiempo que el reconectador esta abierto entre operaciones de disparo.

Tabla XXV. Intervalos de reconexión.

Primer Intervalo (Seg)	Segundo Intervalo (Seg)	Tercer Intervalo (Seg)
0,3-1000	2,0-1000	2,0-1000

### 3.1.3.3 Tiempo de reposición

Esta es la cantidad de tiempo que el control espera antes de reposicionar el número de operaciones restantes después que ocurra una falla.

### 3.1.3.4 Disparo por corriente baja

Esta función genera un disparo en el momento seleccionado cuando la corriente supera el nivel mínimo de disparo.

### 3.1.2.5 Disparo por corriente excesiva

Esta función genera un disparo en el momento seleccionado cuando la corriente supera el nivel mínimo de disparo. Este valor de corriente fluctúa de un valor igual al ajuste de disparo minino hasta treinta veces el valor de disparo mínimo.

### **3.2.1.6 Distancia de ubicación de falla**

Esta función proporciona al personal la distancia del control a la falla. El control Forma 5 calcula la distancia utilizando los valores de impedancia programados de la línea y el nivel de magnitud de la falla. Esta distancia se indica en millas o kilómetros.

### **3.2.1.7 Recierre (reintento)**

Esta función se utiliza donde un reconectador no cierra cuando se emite una orden de cierre entre operaciones de falla.

### **3.2.1.8 Nivel de armónicos**

Esta función se utiliza para analizar la calidad de energía. El control Forma 5 mide automáticamente los armónicos hasta el decimoquinto (15).

### **3.2.1.9 Desconexión de carga**

Este es el método de disparar un reconectador abierto cuando se violan uno o ambos parámetros configurados de voltaje o frecuencia.

### **3.2.1.10 Disparo por frecuencia**

Este disparo se realiza ya sea por sobre frecuencia (frecuencia mayor a 60Hz) o por sub frecuencia (frecuencia menor a 60Hz)

### **3.2.1.11 Parámetros de restauración**

Después que la frecuencia y el voltaje están dentro de los valores seleccionados, se inicia la temporización del retardo de restauración. Para que ocurra la restauración automática, los valores de voltaje y frecuencia deben permanecer en las gamas seleccionadas para la duración del retardo de restauración.

## **4. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN “EL RANCHO” EN LAS INSTALACIONES DEOCSA – DEORSA**

### **4.1 Análisis de sistemas de protección con celdas Siemens**

Relevadores de protección:

El Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE) define al relevador como "un mecanismo eléctrico que esta diseñado para interpretar condiciones especificas, se encuentra para responder a la operación de cierre a causa de un cambio abrupto o hechos similares asociados con circuitos eléctricos de control

La IEEE define un relevador de protección como: “Aquel cuya función es detectar defectos de líneas o aparatos u otras condiciones del sistema de potencia de naturaleza anormal o peligrosa y que inicia una apropiada acción del circuito de control”.

### **4.2 Relevadores de sobrecorriente de tiempo definido**

Un relevador de corriente es aquel cuya función es detectar corrientes con valores por encima de lo normal, iniciando así la operación del circuito de control. Un relevador de sobrecorriente de tiempo definido es aquel que opera cuando la corriente llega a un valor predeterminado (valor de ajuste), y tarda un tiempo definido para efectuar su operación sin tomar en cuenta el valor de la corriente.

### 4.3 Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso

Un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso es aquel que opera cuando la corriente llega a un valor predeterminado (valor de ajuste), y tiene incorporada la característica que cuando aumenta el valor de la corriente, disminuye el tiempo de operación.

### 4.4 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (Marca ZIV, Modelo 8IRD)

Este modelo dispone de cuatro unidades de medida de sobreintensidad (tres de fase y una de neutro), cada unidad esta formada por un elemento de tiempo y otro instantáneo.

#### 4.4.1 Rangos de ajuste

Contempla los rangos de protección y los ajustes del reenganchador.

##### 4.4.1.1 Rangos de protección

- Unidad temporizada de fase

**Tabla XXVI. Unidad temporizada de fase**

Arranque de la unidad	(0,2-2,4) In (Pasos de 0,01A)
Curva de tiempo	Inversa, Muy inversa, Extr. Inversa
Índice de tiempo de curva inversa	0,05-1(Pasos de 0,01)
Temporizacion curva tiempo fijo	0,05-100s(Pasos de 0,01s)

- **Unidad temporizada de neutro**

**Tabla XXVII: Unidad temporizada de Neutro**

Arranque de la unidad	(0,04-0,48) In (Pasos de 0,01A)
Curva de tiempo	Inversa, Muy inversa, Extr. Inversa
Índice de tiempo de curva inversa	0,05-1(Pasos de 0,01)
Temporización curva tiempo fijo	0,05-100s(Pasos de 0,01s)

- **Unidad instantánea de Fase**

**Tabla XXVIII. Unidad instantánea de fase**

Arranque de la unidad	(0,1-30) In (Pasos de 0,01A)
Temporización de instantáneo	0-100s (pasos de 0,01s)
Control de par (Habilitación del bloqueo de arranque)	SI/NO

- **Unidad instantánea de Neutro**

**Tabla XXIX. Unidad instantánea de neutro**

Arranque de la unidad	(0,1-12) In (Pasos de 0,01A)
Temporización de instantáneo	0-100 (pasos de 0,01s)

#### 4.4.1.2 Ajustes del reenganchador

- **Temporización de reenganche**

**Tabla XXX. Temporización de reenganche**

Para fallas entre fases (ciclos 1,2,3 y 4)	0,2-300s(pasos de 0,01 s)
Para fallas a tierra (ciclos 1,2,3 y 4)	0,2-300s(pasos de 0,01 s)



## **4.6 Unidades de sobre corriente**

El equipo 8IRD-A dispone de cuatro unidades de protección de sobreintensidad, tres de fase y una de neutro. Cada unidad esta formada por un elemento de sobreintensidad de tiempo y un elemento instantáneo con temporización adicional ajustable. En relación a los ajustes, los elementos mencionados se agrupan en: Temporizado de fase, temporizado de neutro, instantáneo de fase e instantáneo de neutro, de forma que todas las fases y el neutro operan con ajustes comunes e independientes.

### **4.6.1 Unidades temporizadas**

El elemento de sobreintensidad de tiempo realiza su operación sobre el valor eficaz de la intensidad de entrada. La activación del arranque habilita la función de temporización que realizara una integración de los valores medidos. Esta se realiza aplicando incrementos en función de la intensidad de entrada, sobre un contador cuyo fin de cuenta determina la actuación del elemento de tiempo.

La característica de tiempo puede seleccionarse entre tres funciones inversas (inversa, muy inversa y extremadamente inversa) y una de tiempo fijo.

### **4.6.2 Características intensidad / tiempo**

Existen tres familias de curvas características disponibles por la protección, estas son las siguientes:

- Característica inversa
- Característica muy inversa
- Característica extremadamente inversa.

Figura 39. Característica inversa.

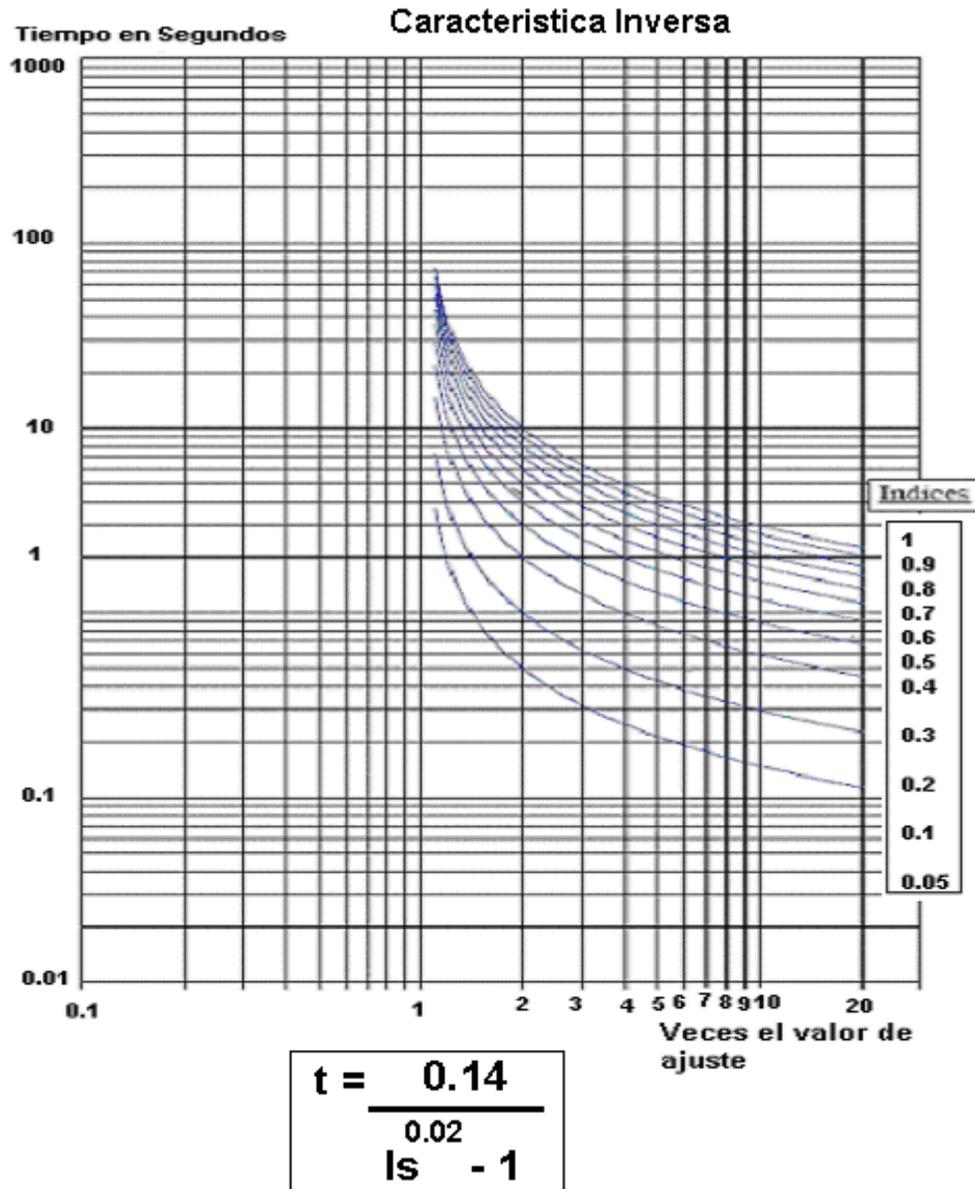


Figura 40. Característica muy inversa.

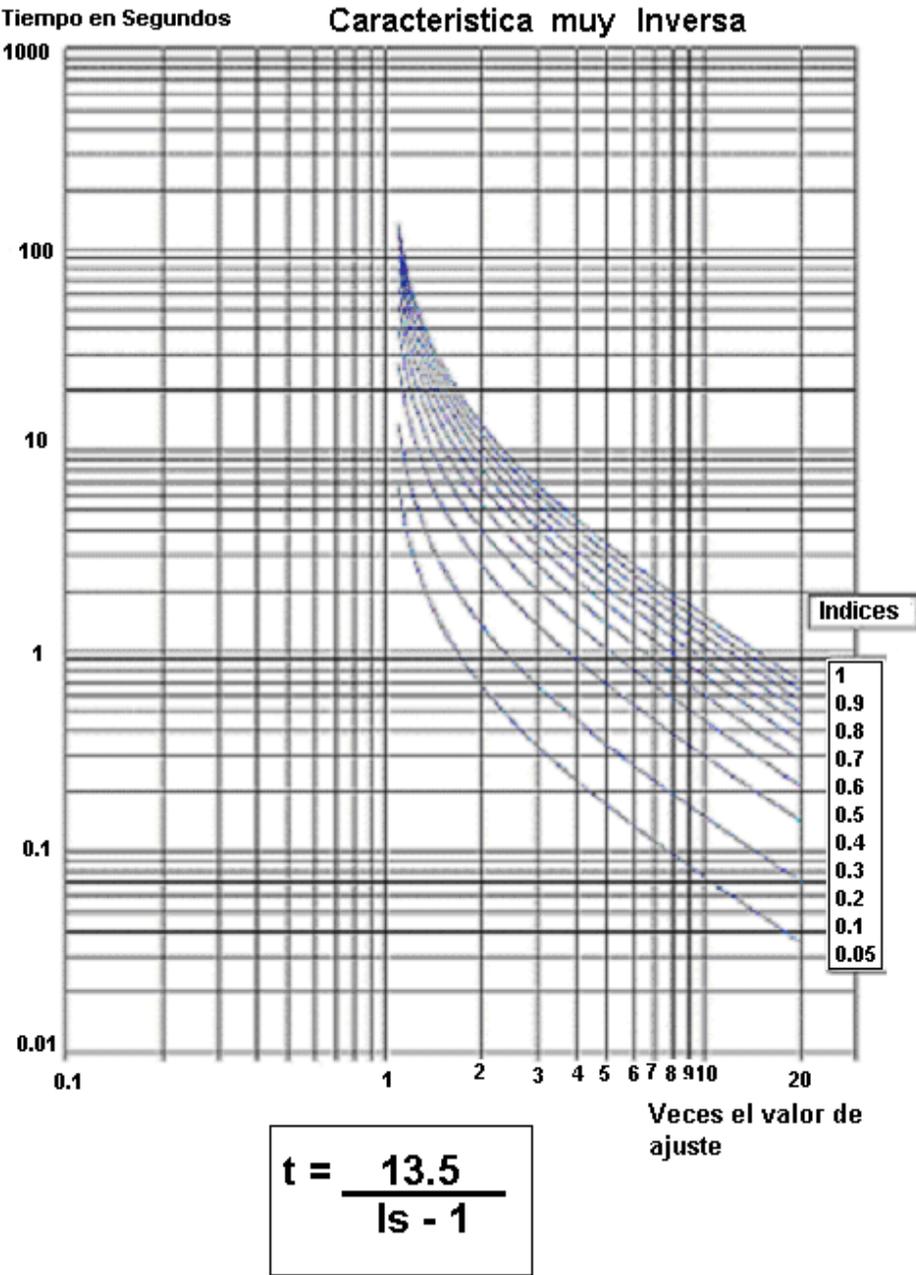
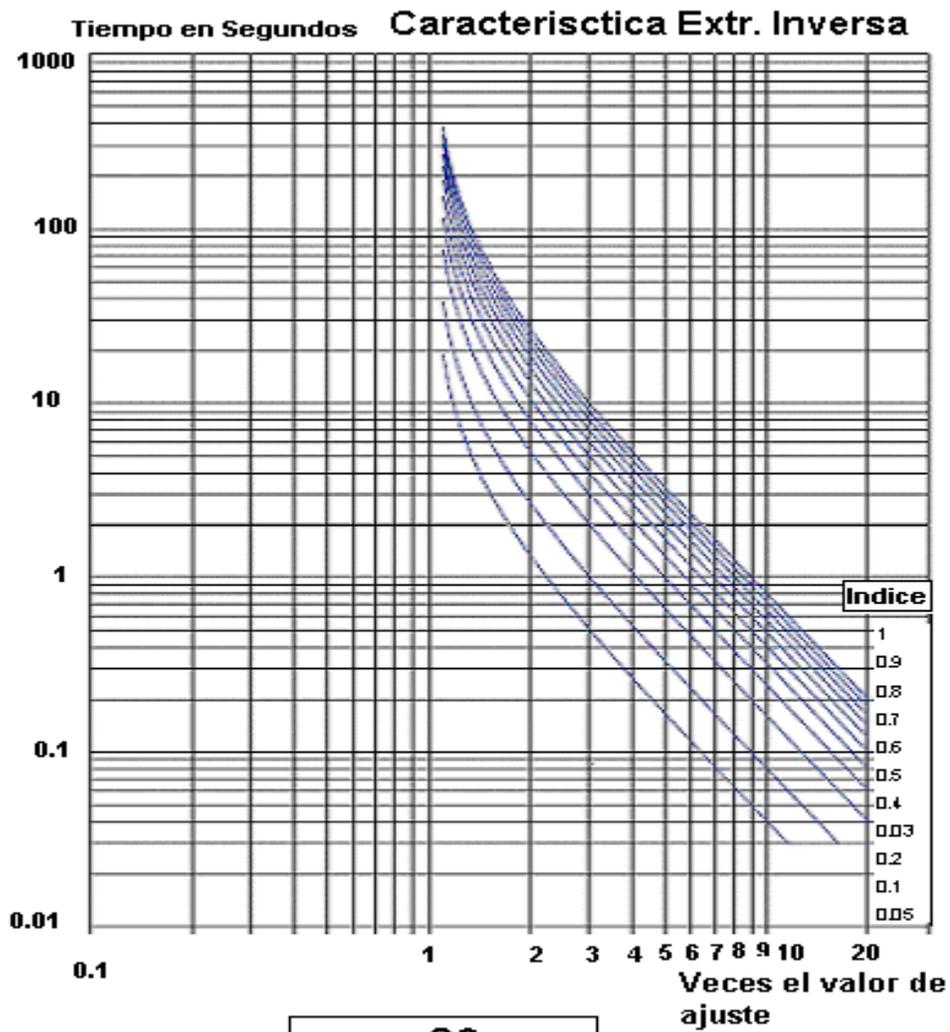


Figura 41. Característica Extremadamente Inversa



$$t = \frac{80}{s^2 - 1}$$

### **4.6.3 Unidades de detección de intensidad residual**

La unidad de corriente residual ha sido diseñada para detectar, y eventualmente disparar, situaciones de circulación sostenida de corrientes residuales o de desequilibrios con existencia de corriente residual, de valor inferior al ajustado para la detección de fallas a tierra.

### **4.7 Relevador diferencial (Marca ZIV, Modelo 8IDN)**

Este relevador posee la función de protección diferencial trifásica para detección de fallas, tanto internas de la maquina protegida como aquellas producidas dentro de la zona de influencia de los transformadores de intensidad de la misma.

Además se dispone de una unidad de protección de sobreintensidad para neutro sensible del transformador, esta unidad esta formada por un elemento de tiempo y otro instantáneo, con temporización adicional ajustable.

#### **4.7.1 Rangos de ajuste**

Contempla los rangos de protección.

#### 4.7.1.1 Ajuste de protección

- Unidad diferencial

Tabla XXXI. Unidad diferencial.

Valor de toma Devanado 1	(0,1-2,5)In (en pasos de 0,01A)
Valor de toma Devanado 2	(0,1-2,5)In (en pasos de 0,01A)
Valor de toma Devanado 3	(0,1-2,5)In (en pasos de 0,01A)
Frenado 2do. Armónico	0,10-0,50 (en pasos de 0,01)
Frenado 5to. Armónico	0,10-0,50 (en pasos de 0,01)
Temporización	0-300s (en pasos de 0,01s)

- Unidad temporizada de neutro sensible

Tabla XXXII: Unidad temporizada de neutro sensible

Arranque de la unidad (In=1A y 5A)	0,01-0,24A (en pasos de 0,01A)
Curvas características	Inversa, Muy inversa y Ext. Inversa
Índice de tiempo de curva	0,05-1 (en pasos de 0,01)
Temporización curva tiempo fijo	0,05-100s (en pasos de 0,01s)

- Unidad instantánea de neutro sensible

Tabla XXXIII: Unidad instantánea de neutro sensible.

Arranque de la unidad (In=1A y 5A)	0,05-3A (en pasos de 0,01A)
Temporización unidad	0,05-100s (en pasos de 0,01s)

#### **4.7.2 Principios de operación**

Las unidades diferenciales monofásicas implementadas dentro de las terminales de protección del transformador, están formadas por un conjunto de elementos de proceso de señal, medida y decisión que operan en un amplio abanico de niveles de falla, manteniendo un alto grado de seguridad para fallas externas.

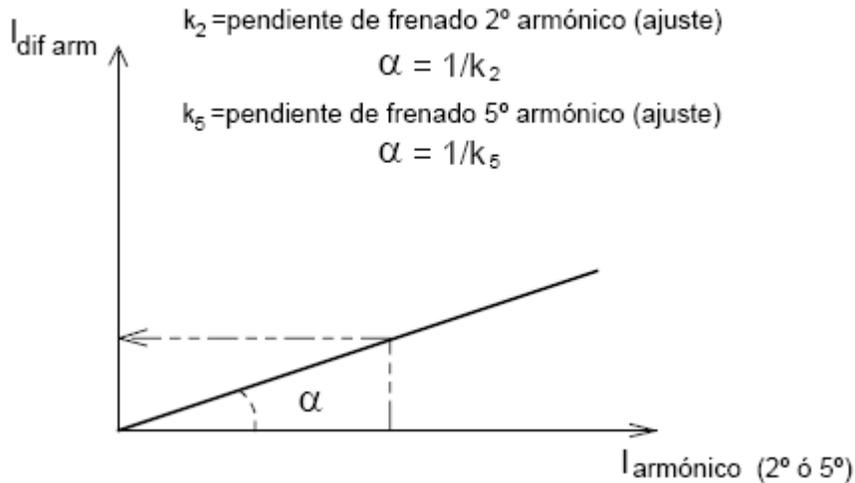
#### **4.7.3 Intensidad diferencial**

Se define como intensidad diferencial a la suma algebraica de los valores instantáneos de las intensidades que circulan por las fases del mismo nombre de todos los devanados soportados por el equipo.

#### **4.7.4 Frenado por armónicos**

La energización de un transformador produce corrientes de magnetización con un alto contenido de segundo armónico. Este fenómeno es agravado por la posible magnetización remanente presente en el transformador. Durante tal proceso, la corriente por el lado de energización es mucho mayor, ya que tiene que aportar la energía necesaria para la magnetización del núcleo. Este hecho hace que aparezca una fuerte corriente diferencial durante un tiempo que puede llegar a ser varias decenas de ciclos, si no se toman las precauciones oportunas, la unidad diferencial puede llegar a operar.

**Figura 42. Característica frenada por armónicos.**



#### 4.7.5 Unidades temporizadas

El elemento de sobreintensidad de tiempo realiza su operación sobre el valor eficaz de la intensidad de entrada. La activación del arranque habilita la función de temporización que realizara una integración de los valores medidos. Esta se realiza aplicando incrementos en función de la intensidad de entrada, sobre un contador cuyo fin de cuenta determina la actuación del elemento de tiempo.

#### 4.7.6 Características intensidad tiempo.

Existen tres familias de curvas características disponibles por la protección, estas son las siguientes:

- Característica inversa
- Característica muy inversa
- Característica extremadamente inversa.

Figura 43. Característica inversa

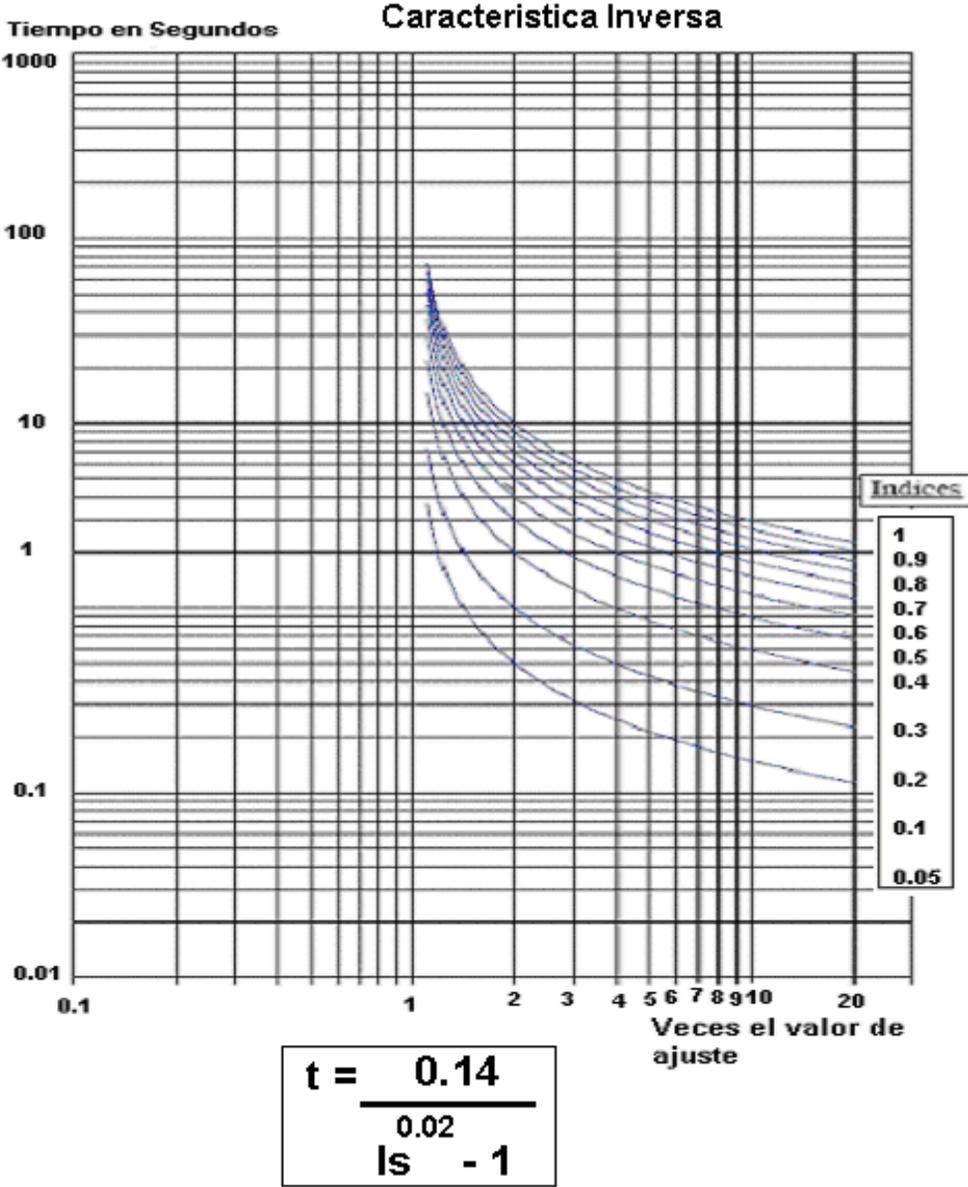


Figura 44. Característica muy inversa.

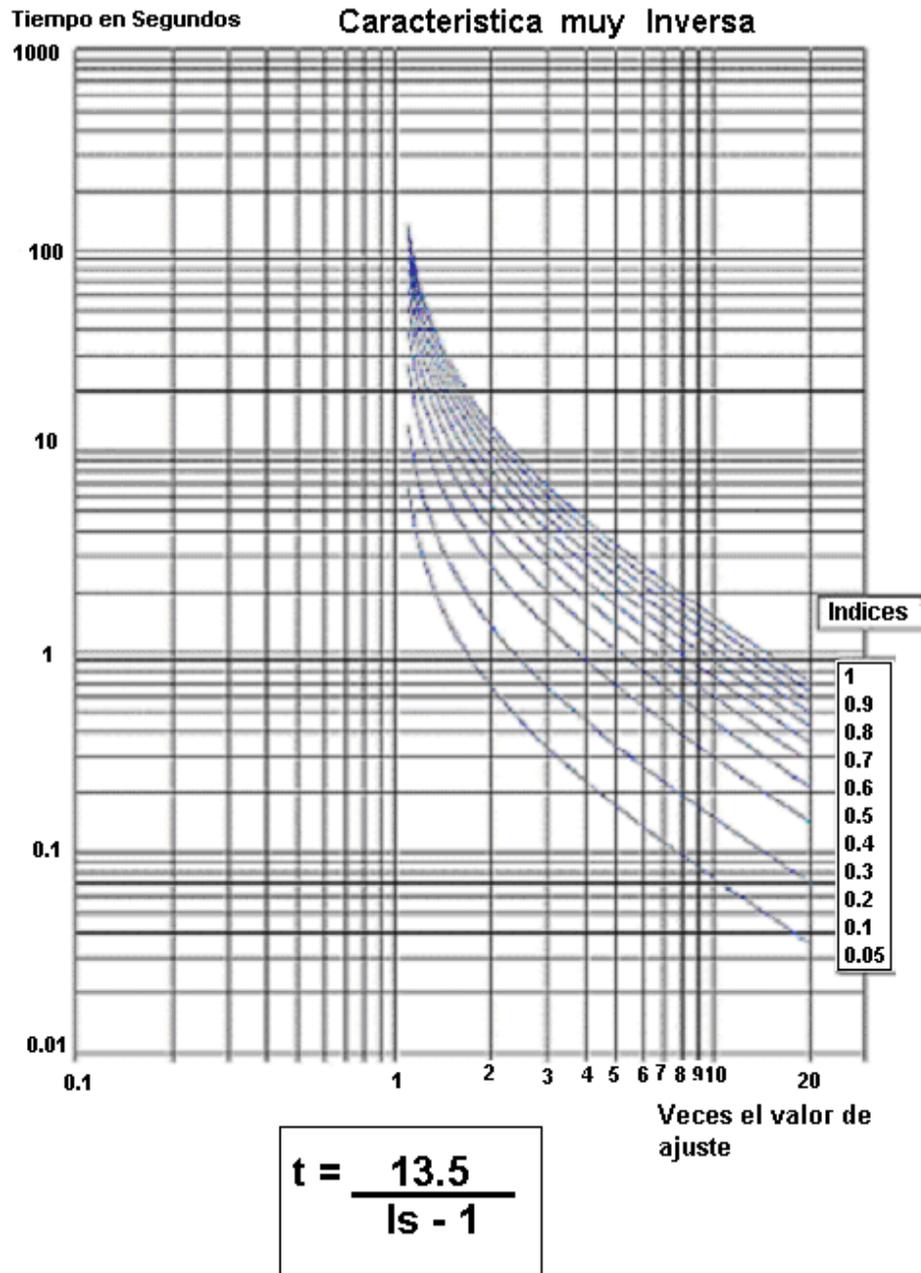
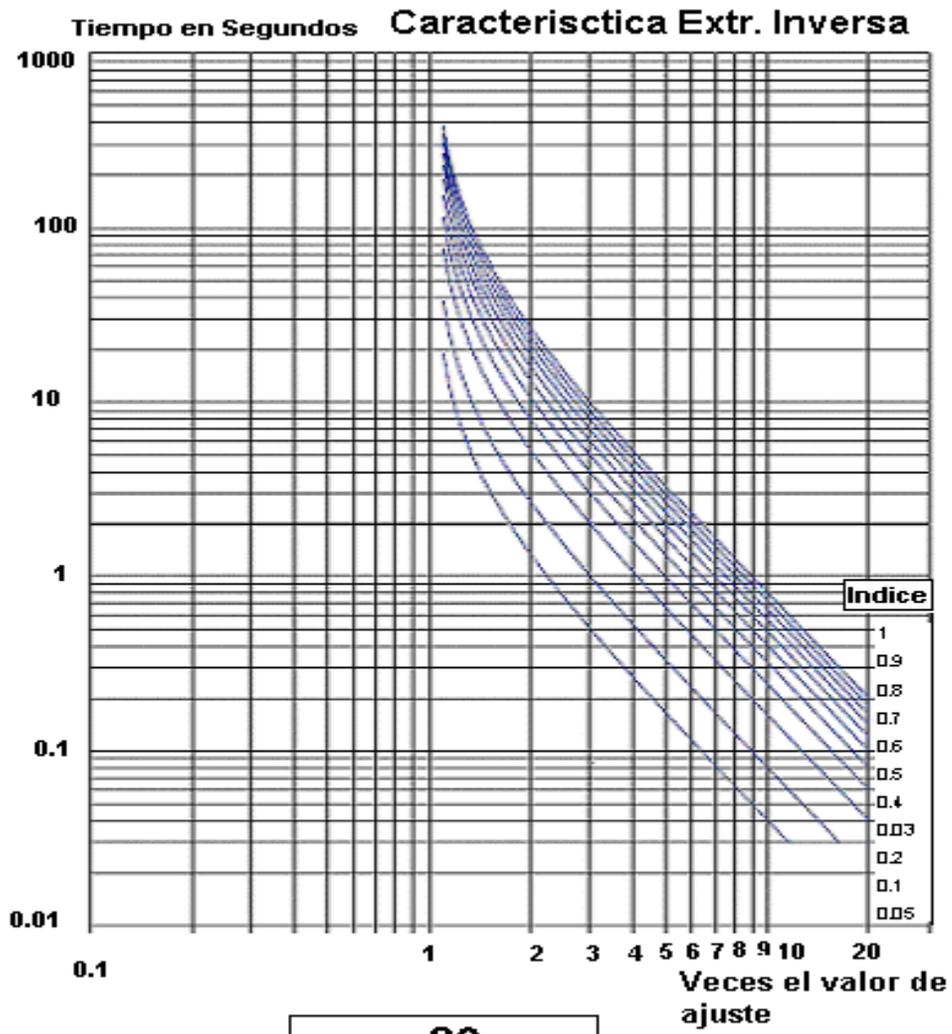


Figura 45. Característica extremadamente inversa



$$t = \frac{80}{I_s^2 - 1}$$

#### 4.7.7 Selección de modelo a utilizar

SELECCIÓN	
Construcción en módulos de Rack	3
Construcción en Rack de 19"	8

FUNCIONES	
Dos devanados	A
Tres devanados	B
Dos devanados + 49	C
Tres devanados + 49	D
Dos devanados + 50Ns / 51Ns	E
Dos devanados+50Ns/51Ns+49	F
Dos devanados+50Ns/51Ns+49 + 2x87N	G

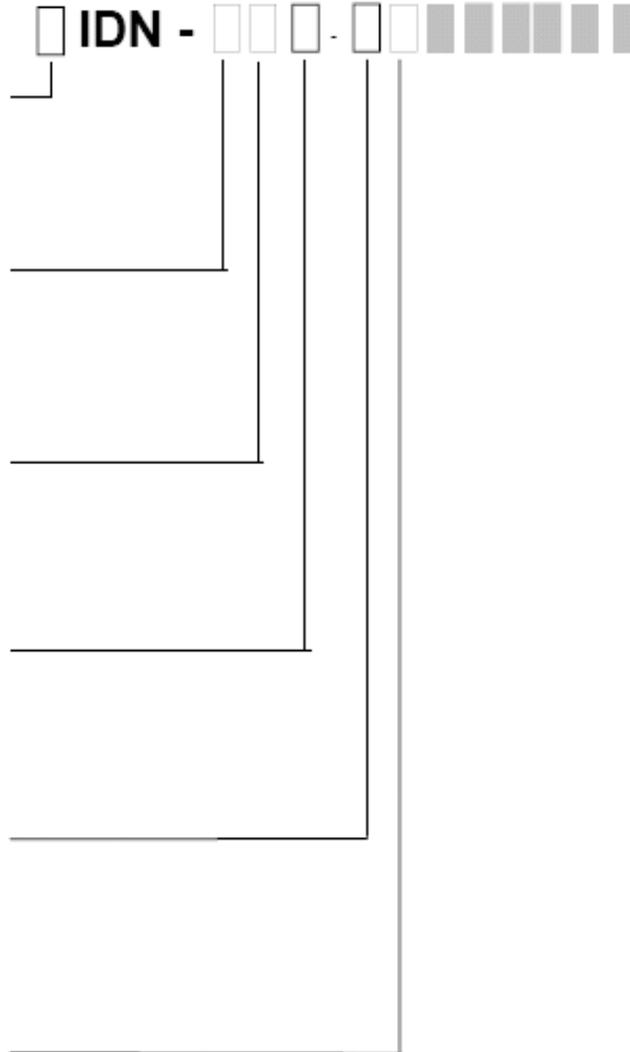
OPCIONES	
Modelo básico	1
Registro oscilográfico	2
Reg. oscilográfico+Tops digitales+IRIG-B 123	5
Registro oscilográfico + Tops digitales	7

INTENSIDAD NOMINAL/RANGOS	
5 A (Io = 0,1 / 5A)	B
1 A	E
5 A (Io = 0,3 / 5A)	G
5 A	N
Dev. 1 (1 A) y Dev. 2 (5 A)	V

ALIMENTACIÓN	ENTRADAS DIGITALES	
24 - 48 Vcc (*)	24 - 125 Vcc (I)	1
24 - 48 Vcc (*)	24 - 125 Vcc (I)	1
110 - 125 Vcc (*)	24 - 125 Vcc (II)	2
220 - 250 Vcc (*)	48 - 250 Vcc (III)	3

(\*) +/- 20%

TENSION DE MEDIDA / FRECUENCIA / IDIOMA	
50 Hz / Castellano	0
110 y 110√3 Vca / 50 Hz / Castellano	1
60 Hz / Inglés	2
120 y 120√3 Vca / 60 Hz / Inglés	3
50 Hz / Inglés	A
110 y 110√3 Vca / 50 Hz / Inglés	B
60 Hz / Castellano	C
120 y 120√3 Vca / 60 Hz / Castellano	D
60 Hz / Portugués	E
120 y 120√3 Vca / 60 Hz / Portugués	F
50 Hz / Francés	G
110 y 110√3 Vca / 50 Hz / Francés	H
50 Hz / Portugués	J
110 y 110√3 Vca / 50 Hz / Portugués	K



## Continuación modelo a utilizar

■ IDN - ■ ■ ■ - ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■

COMUNICACIONES	
RS232 + RS232	1
RS232 + F.O.P. DE 1 mm	2
RS232 + F.O.C. (con SMA)	3
RS232 + F.O.C. (con ST)	4
RS232 + RS485	5
RS232 + Anillo F.O.P. (sólo 8IDN)	6
RS232 + 2xRS232. (sólo 8IDN)	7
RS232 + Anillo F.O.C. con ST (sólo 8IDN)	8
RS232 + 2xAnillo F.O.C. con ST (sólo 8IDN)	A
RS232 + [F.O.C. (con ST)* + RS232 **]	B
RS232 + [RS232* + RS485**]	C
RS232 + 2xAnillo F.O.P. (sólo 8IDN)	D

\*Protección \*\*Control

MODULO ENTRADAS / SALIDAS	
Entradas y salidas Estándar	0
Ampliación de Entradas y Salidas	2
Oscilos con batería	B

MODELOS ESPECIALES	
Modelo básico	00
Con protección contra máxima tensión	01
Rangos de neutro 50Ns: 0,5 - 60A 51Ns: 0,2 - 2,4A	02
3 Salidas de disparo ED's especiales (Umb. activación + Tpos de detección)	03
Modelo 03 +Arranque Inst (1-20 x Tref) + + Doble criterio cálculo $I_{brando}$	04
Arranque Inst (1-20 x Tref) + 12 LED's + + 20 Informes de falta + + Doble criterio cálculo $I_{brando}$	05
$I_{max} = [ 0,2 - 2,5 A \cdot I_n ]$	06

TIPO DE CAJA	
6 U x 1/4 de Rack de 19"	C
2 U x 1 de Rack de 19"	F
4 U x 1 de Rack de 19" + + bornas de tornillo (entradas analógicas)	Q

\* en lugar de los conectores Phoenix Screw Cage Terminal Blocks

PROTOCOLO DE COMUNICACIONES	
Protec. No Procome + Sin Ctrl.	A
Protec. No Procome + Ctrl. PROCOME	B
Protec. Procome + Ctrl. PROCOME	D
Protec. No Procome + Ctrl. DNP3.0 y PROCOME	E
Protec. No Procome + Ctrl. MOD-BUS o PROCOME	F



## **5. ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ Y EL RANCHO CON FUSIBLES EN LAS SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN (SMT)**

La Coordinación de dispositivos de protección contra sobrecorriente es una llave esencial para mantener la confiabilidad e integridad de un sistema de distribución eléctrico. Una falta de coordinación puede ser una situación muy riesgosa en instalaciones como hospitales, edificios públicos, inmuebles deportivos. Etc.

### **5.1 Líneas de distribución**

Son líneas de media tensión que se caracterizan por ser mayores de 1KV y menores o igual a 34.5KV.

### **5.2 Fallas temporales y permanentes**

Las fallas temporales son las que se eliminan sin la intervención de personal y/o equipo. Las fallas permanentes son las que necesitan la intervención de personal y/o equipo para eliminarlas.

### **5.3 Coordinación de recloser con fusibles de distribución.**

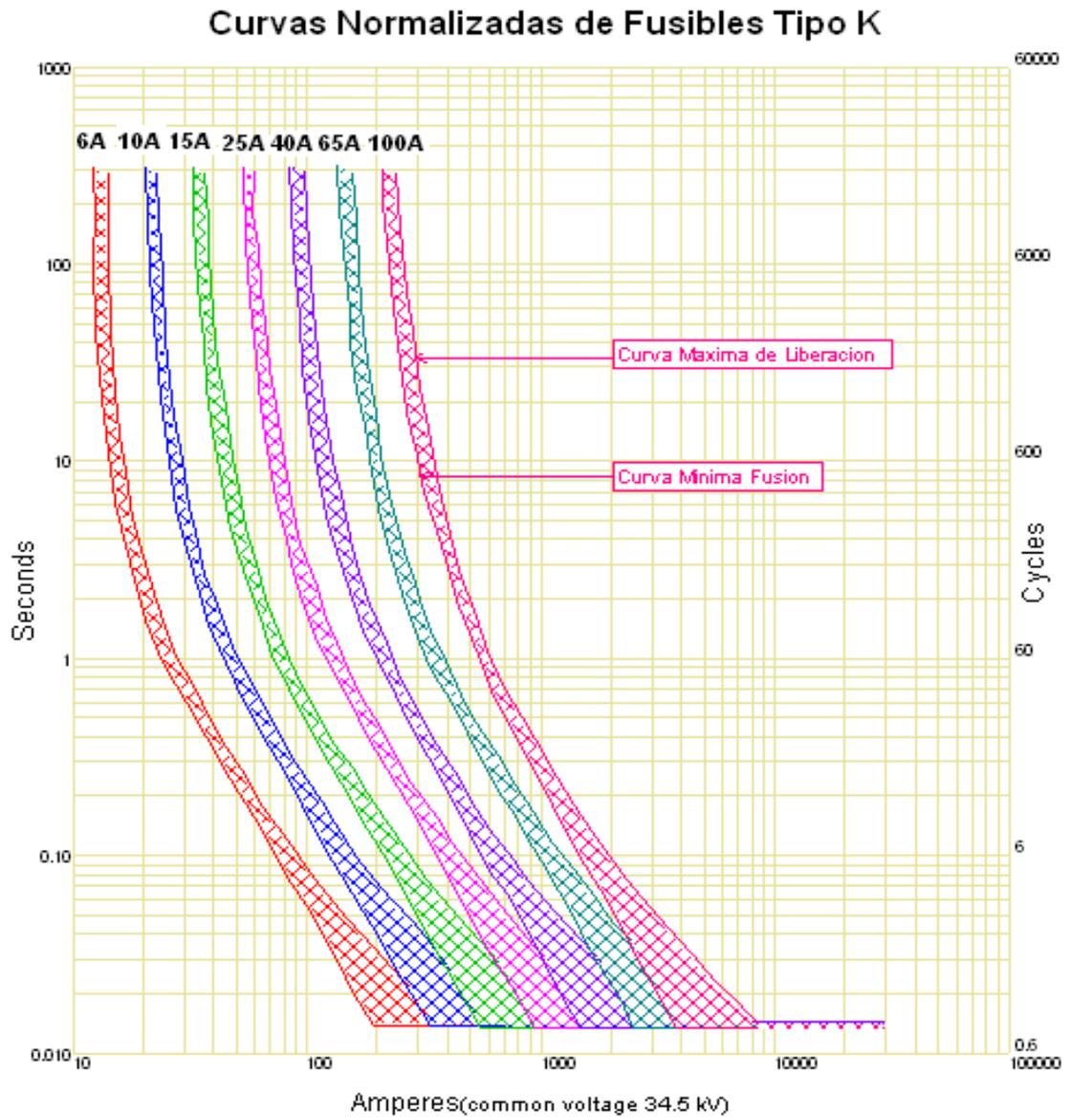
Coordinar dispositivos de protección de sobre corriente se refiere a ajustarlos de tal manera que cuando ocurre una falla o perturbación únicamente opere el más cercano a la misma. La falta de coordinación entre dispositivos resulta en operación simultánea de los mismos, interrumpiendo innecesariamente el servicio.

#### **5.3.1 Curvas tiempo – corriente**

Las curvas tiempo – corriente de los fusibles se ha normalizado en varios tipos que se diferencian únicamente por la pendiente de sus curvas. Para cada valor de fusible de un mismo tipo existen dos curvas.

La curva mínima de fusión, que representa la corriente mínima con la que el fusible empieza a fundirse, y la curva máxima de liberación de falla, que indica para esa corriente, el tiempo máximo que toma extinguir el arco y liberar la falla.

Figura 46. Curvas normalizadas de fusibles tipo K



### **5.3.2 Criterios de ajuste del nivel de disparo para fase y neutro, para salidas de media tensión, de las subestaciones Chimaltenango, Sololá y El Rancho.**

#### **5.3.2.1 Ajuste de fase.**

- **Ajuste del temporizado**
  - ✓ 80-100% de capacidad nominal del conductor.
  - ✓ Potencia instalada en KVA, por salida de media tensión.
  - ✓ Curva Kyle-200 (curva normal inversa, carga predominante rural, 2 operaciones, incluida Lockout).
  - ✓ Multiplicador de 0.10 hasta 1.
  
- **Ajuste del instantáneo**
  - ✓ Para cortocircuitos menores al valor de ajuste propuesto en (A), para cada salida de media tensión, el relé actuará con la parte temporizada de la curva.
  - ✓ Este opera cuando la corriente llega al valor predeterminado(valor de ajuste propuesto en Amperios), con la característica que conforme crece el valor de la corriente, se reduce el tiempo de operación.

### 5.3.2.2 Ajustes de neutro.

- **Ajuste del temporizado**

- ✓ 30-35% del valor de corriente de disparo de fase.
- ✓ Curva Kyle-200 (dos operaciones en curva lenta, incluida lockout, segunda curva en actuar) y curva Kyle-111 (una operación en curva rápida, primera curva en actuar)
- ✓ Multiplicador de 0.10 hasta 1.
- ✓ Carga rural (predominante).

- **Ajuste del instantáneo**

- ✓ Para cortocircuitos menores al valor de ajuste propuesto en (A), para cada salida de media tensión, el relé actuará con la parte temporizada de la curva.
- ✓ Este opera cuando la corriente llega al valor predeterminado (valor de ajuste propuesto en Amperios), con la característica que conforme crece el valor de la corriente, se reduce el tiempo de operación.

### 5.3.2.3 Subestación Chimaltenango

#### Ajustes propuestos para subestación Chimaltenango:

Tabla XXXIV. Ajustes propuestos, FASE.

Nombre Circuito (SMT)	Mínimo Disparo de Fase	No. Oper.	Curva	Dial	Valor de Instantáneo (A)	Valor del Fusible(A)
YEPOCAPA	285	2	Kyle-200	0,1	1140	40
SAN MARTIN JILOTEPEQUE	255	2	Kyle-200	0,15	1020	25
LA ALAMEDA	255	2	Kyle-200	0,15	1020	25
ITZAPA	195	2	Kyle-200	0,1	780	25
CHIMALTENANGO	255	2	Kyle-200	0,15	1020	25
EL TEJAR RESIDENCIAL	150	2	Kyle-200	0,1	900	25
EL TEJAR INDUSTRIAL	175	2	Kyle-200	0,1	875	25

Tabla XXXV. Ajustes propuestos, NEUTRO.

Nombre Circuito (SMT)	Mínimo Disparo de Neutro	No. Oper	Curva	Multiplificador	Valor de Instantáneo (A)	Valor del Fusible (A)
YEPOCAPA	85	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	425	15
SAN MARTIN JILOTEPEQUE	80	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	400	15
LA ALAMEDA	80	3	Kyle-111, Kyle-200	0,15	400	15
ITZAPA	70	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	420	15
CHIMALTENANGO	80	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	400	15
EL TEJAR RESIDENCIAL	45	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	400	10
EL TEJAR INDUSTRIAL	55	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	440	15

### 5.3.2.4 Curvas seleccionadas, para fallas en fase y en neutro.

Figura 47. Curvas para FASE, SMT: Chimaltenango, San Martín Jilotepeque y La Alameda.

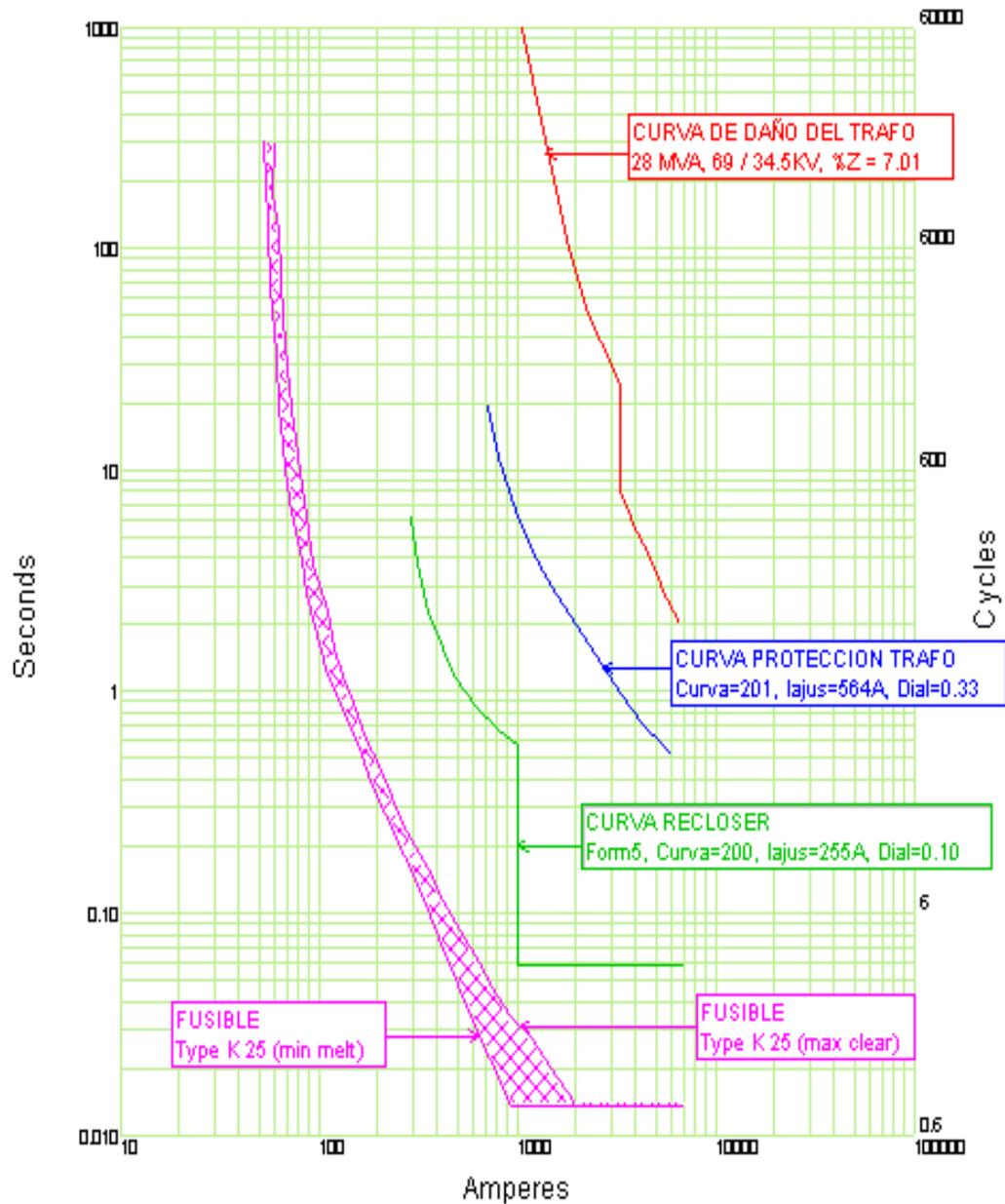


Figura 48. Curvas para NEUTRO, SMT: Chimaltenango, San Martín Jilotepeque y La Alameda.

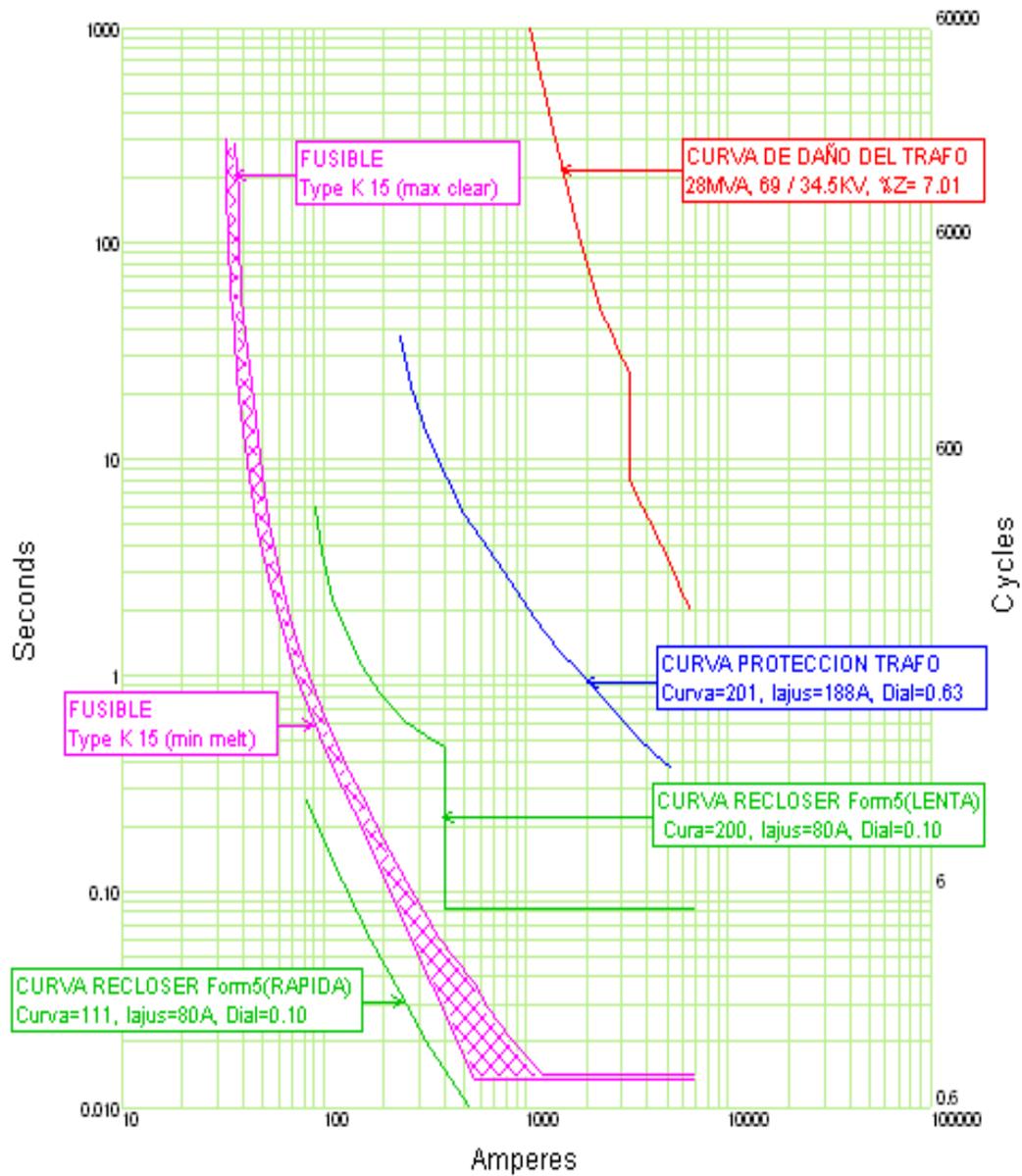


Figura 49. Curvas para FASE, SMT: Yepocapa.

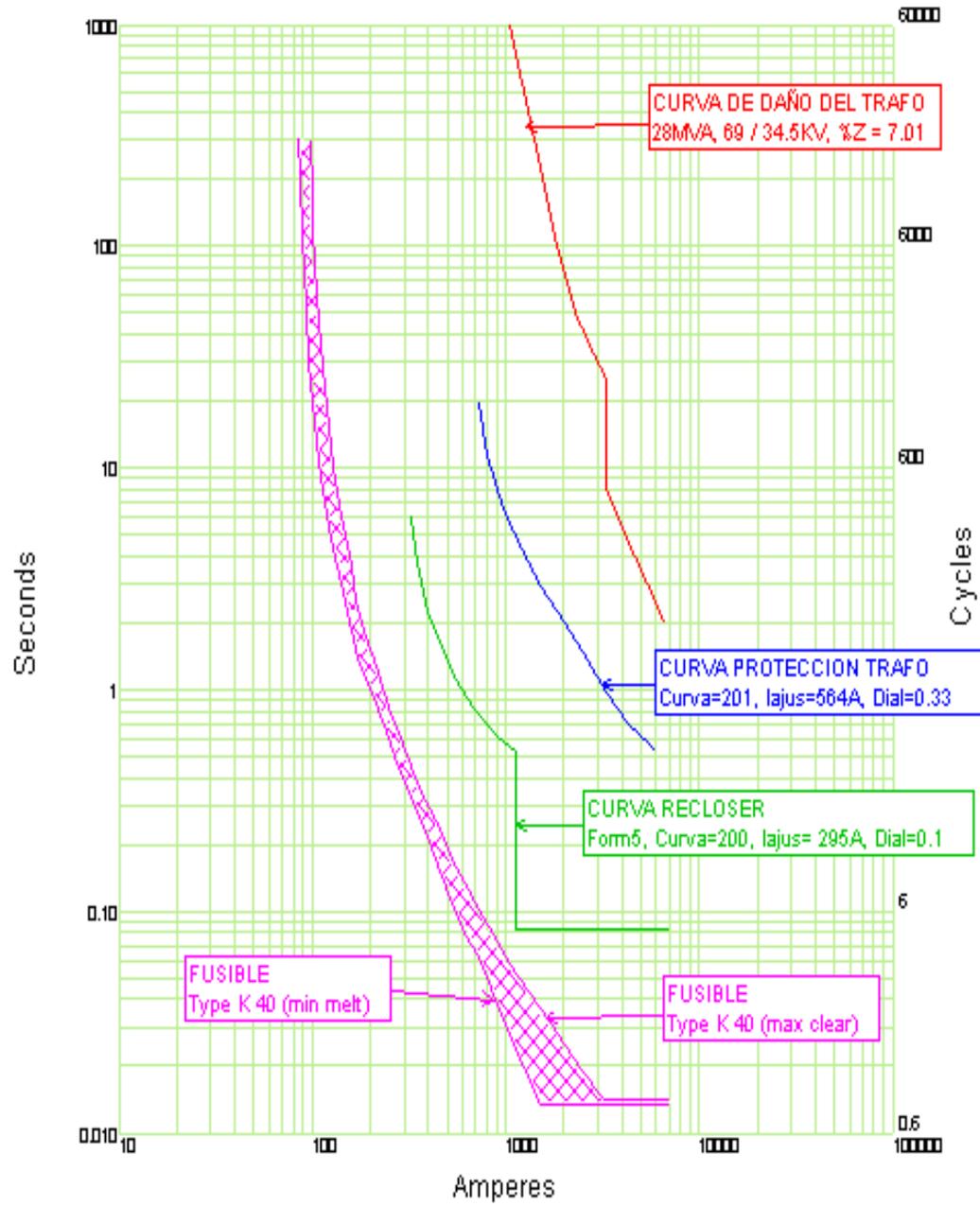


Figura 50. Curvas para NEUTRO, SMT: Yepocapa.

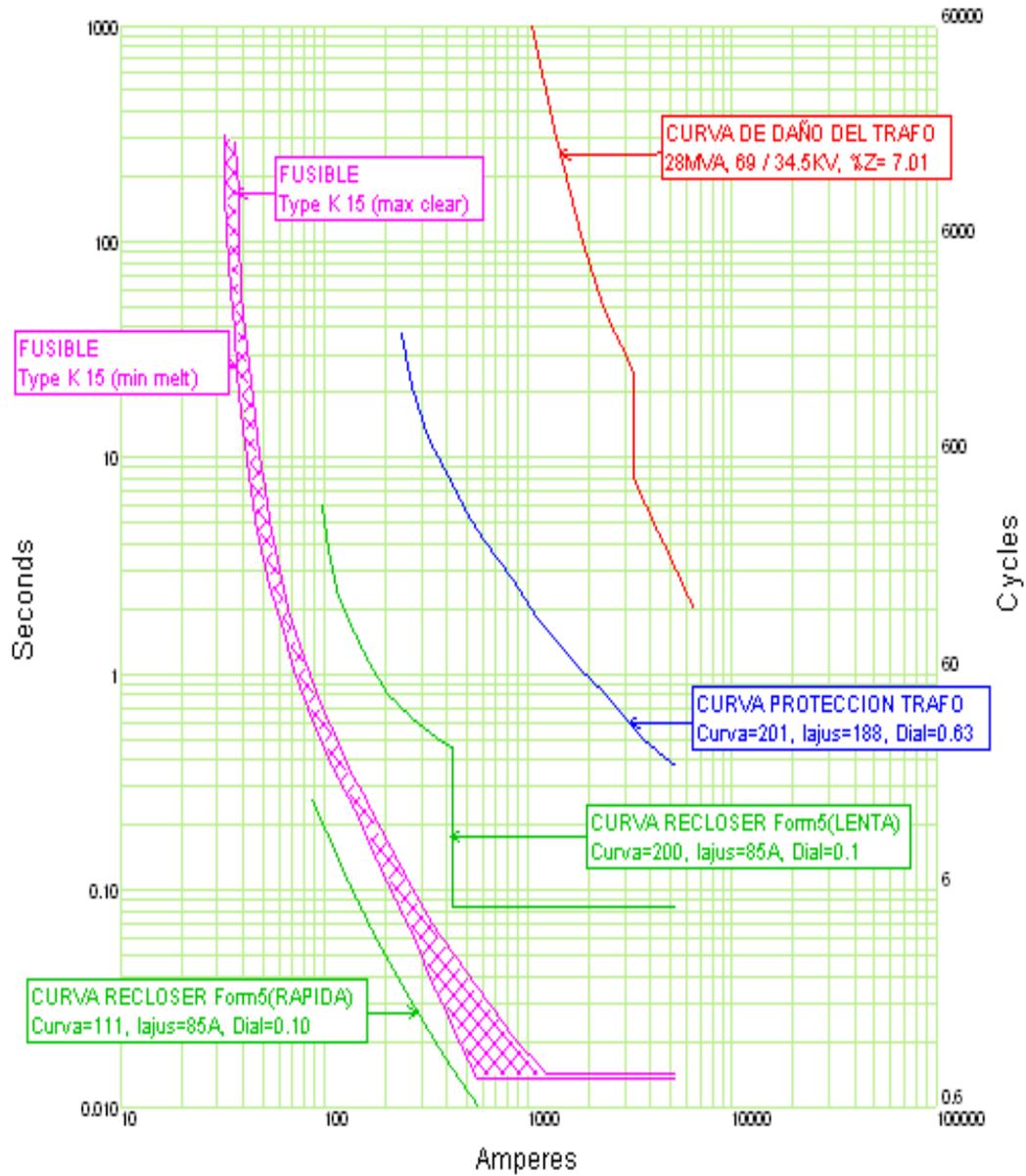


Figura 51. Curvas para FASE, SMT: Itzapa.

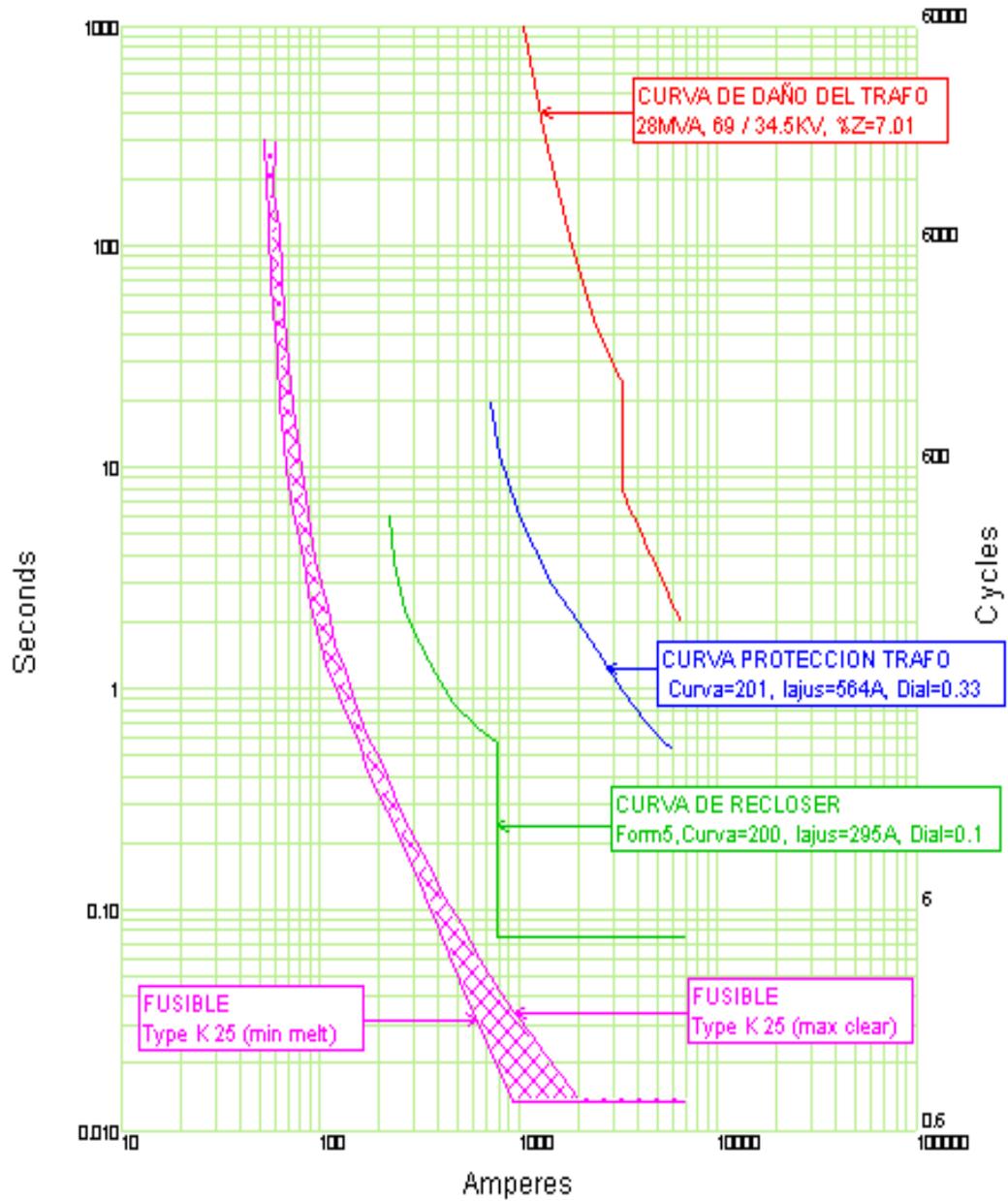


Figura 52. Curvas para NEUTRO, SMT: Itzapa.

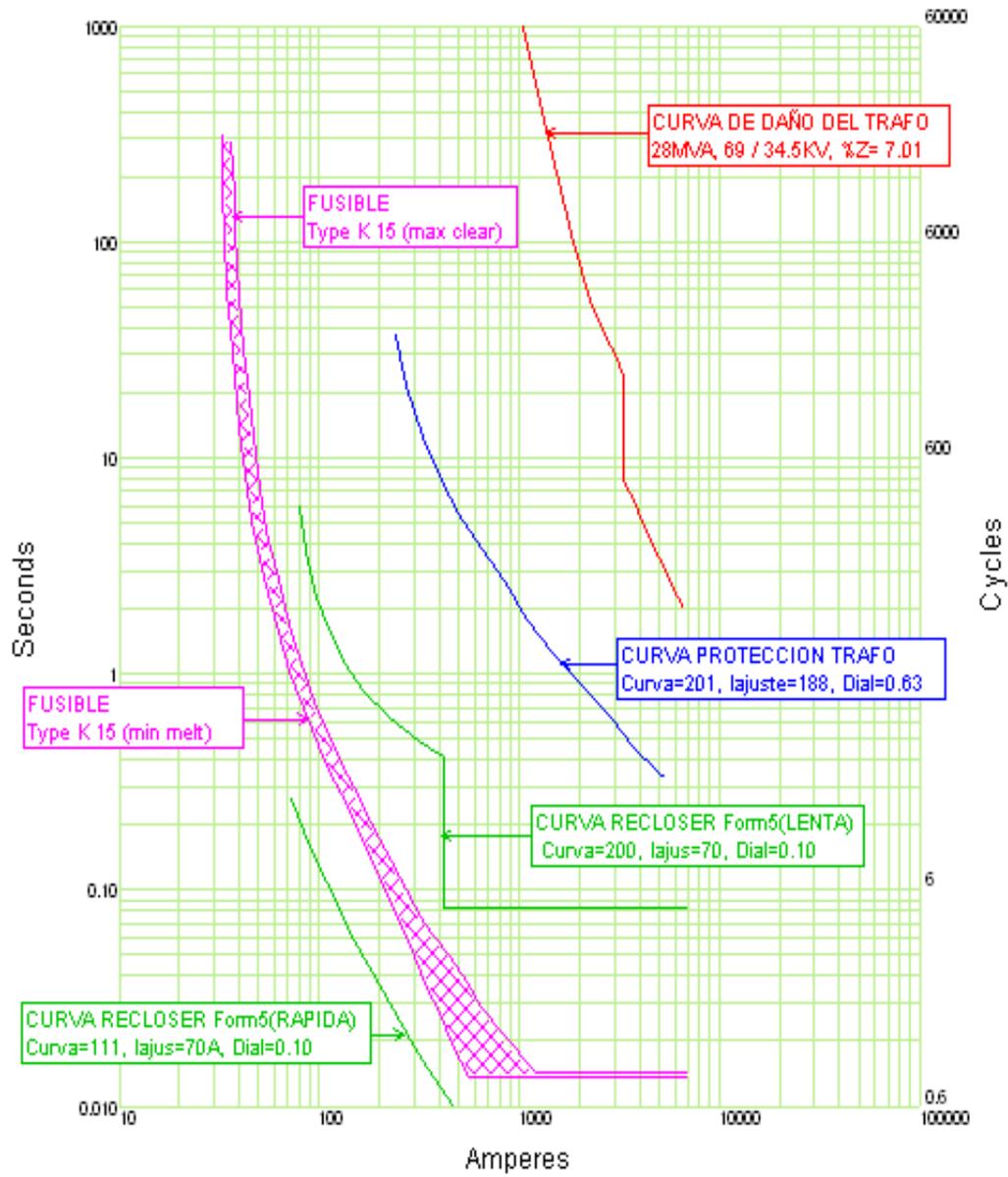


Figura 53. Curvas para FASE, SMT: Tejar Residencial

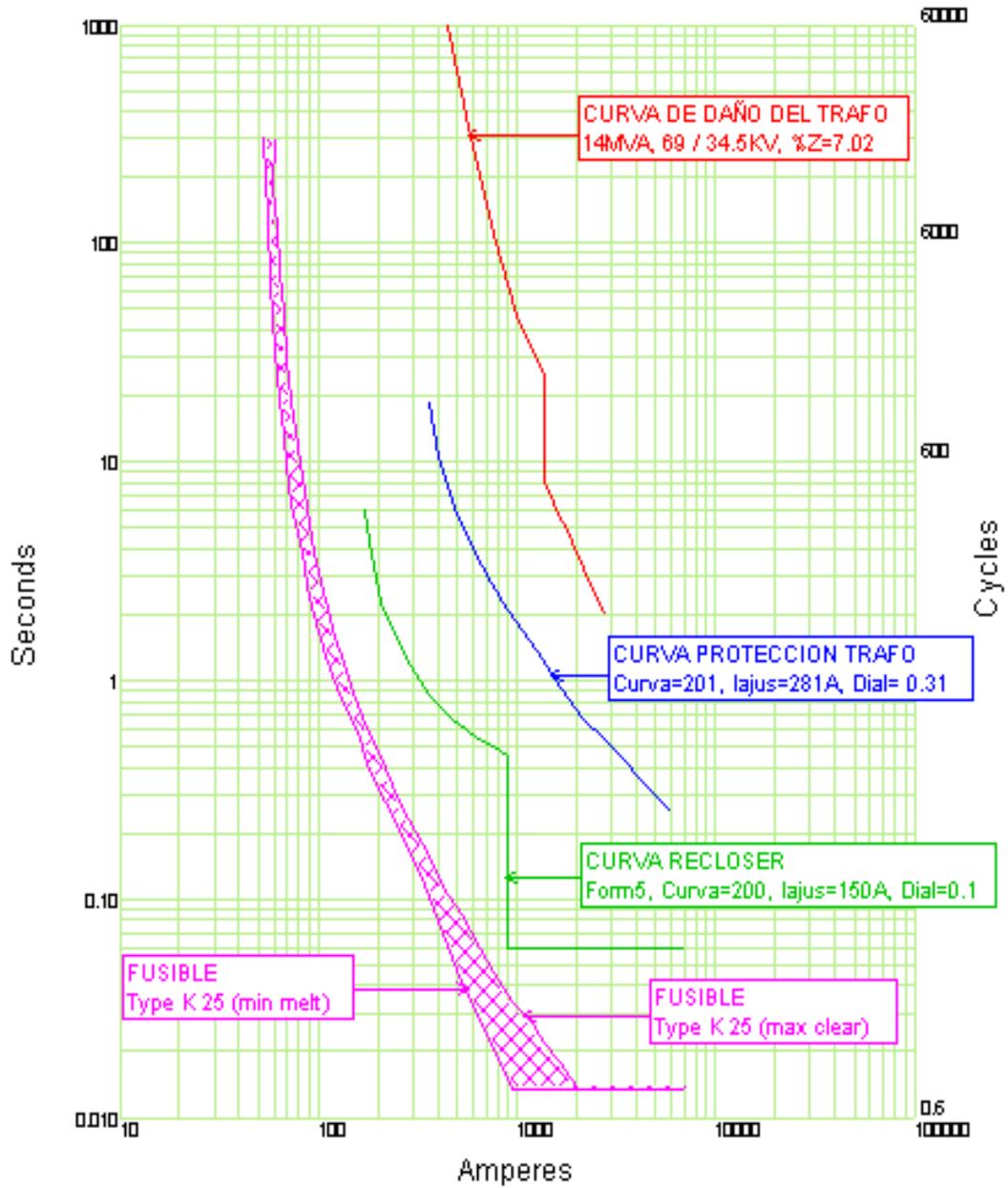


Figura 54. Curvas para NEUTRO, SMT: Tejar Residencial

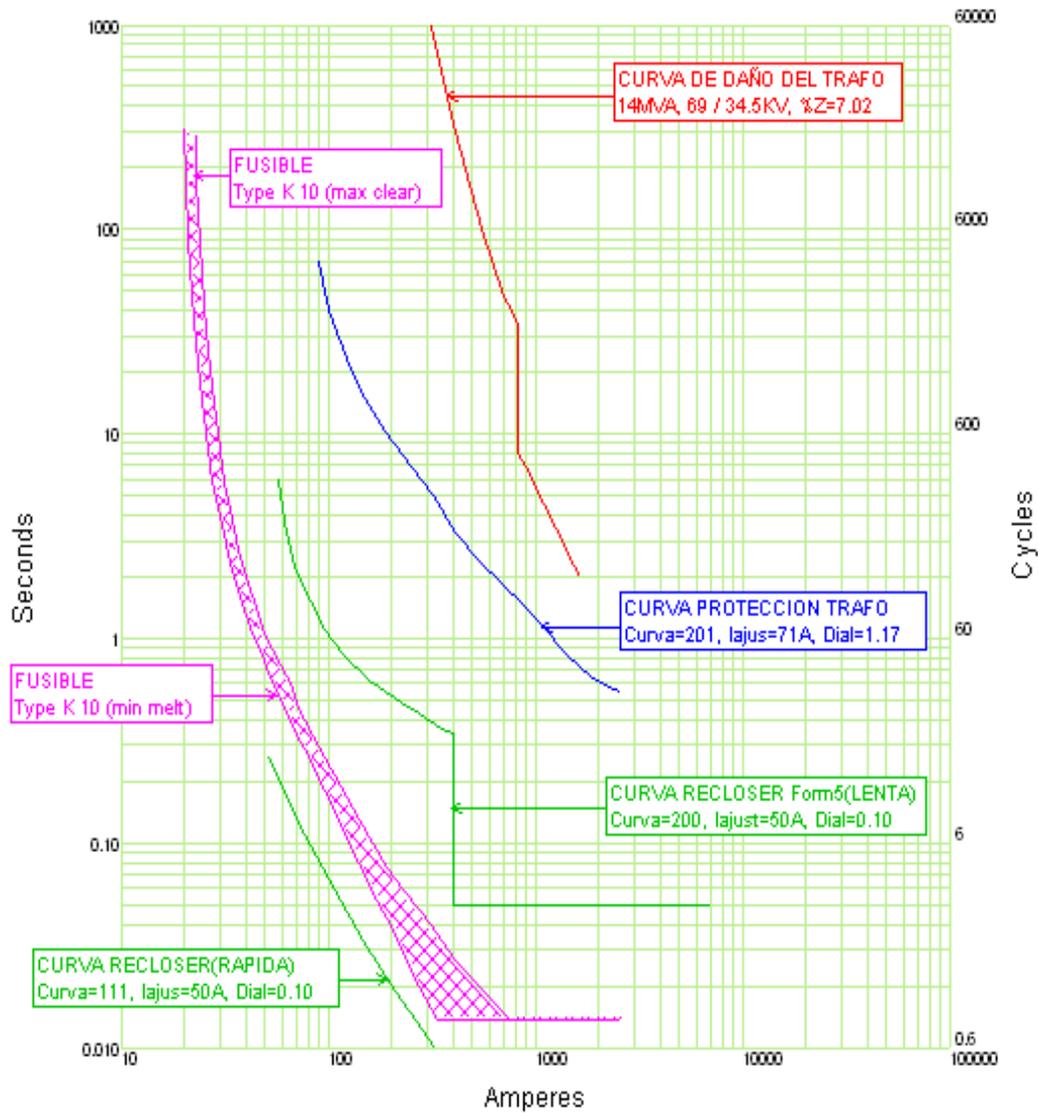


Figura 55. Curvas para FASE, SMT: Tejar Industrial

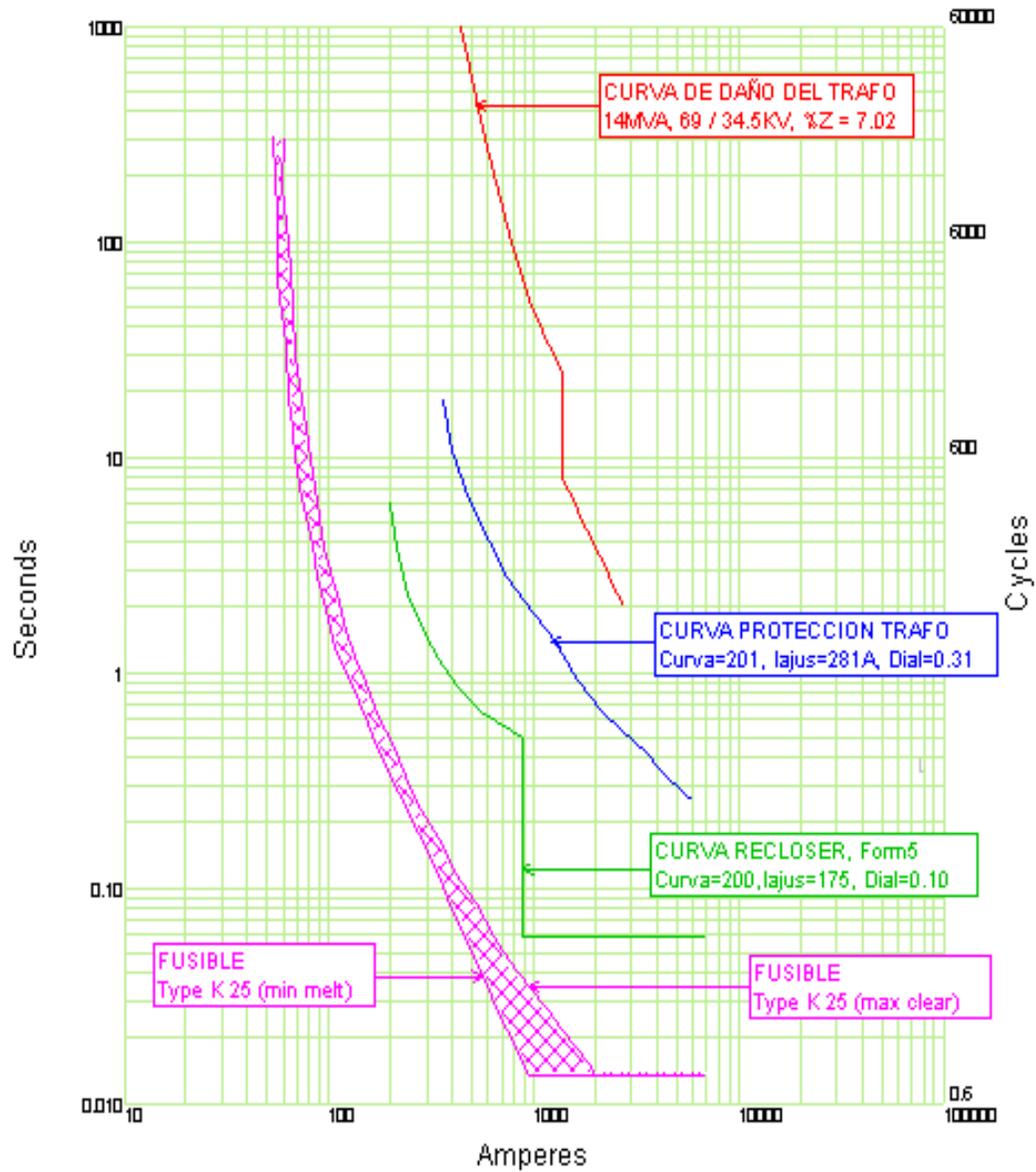
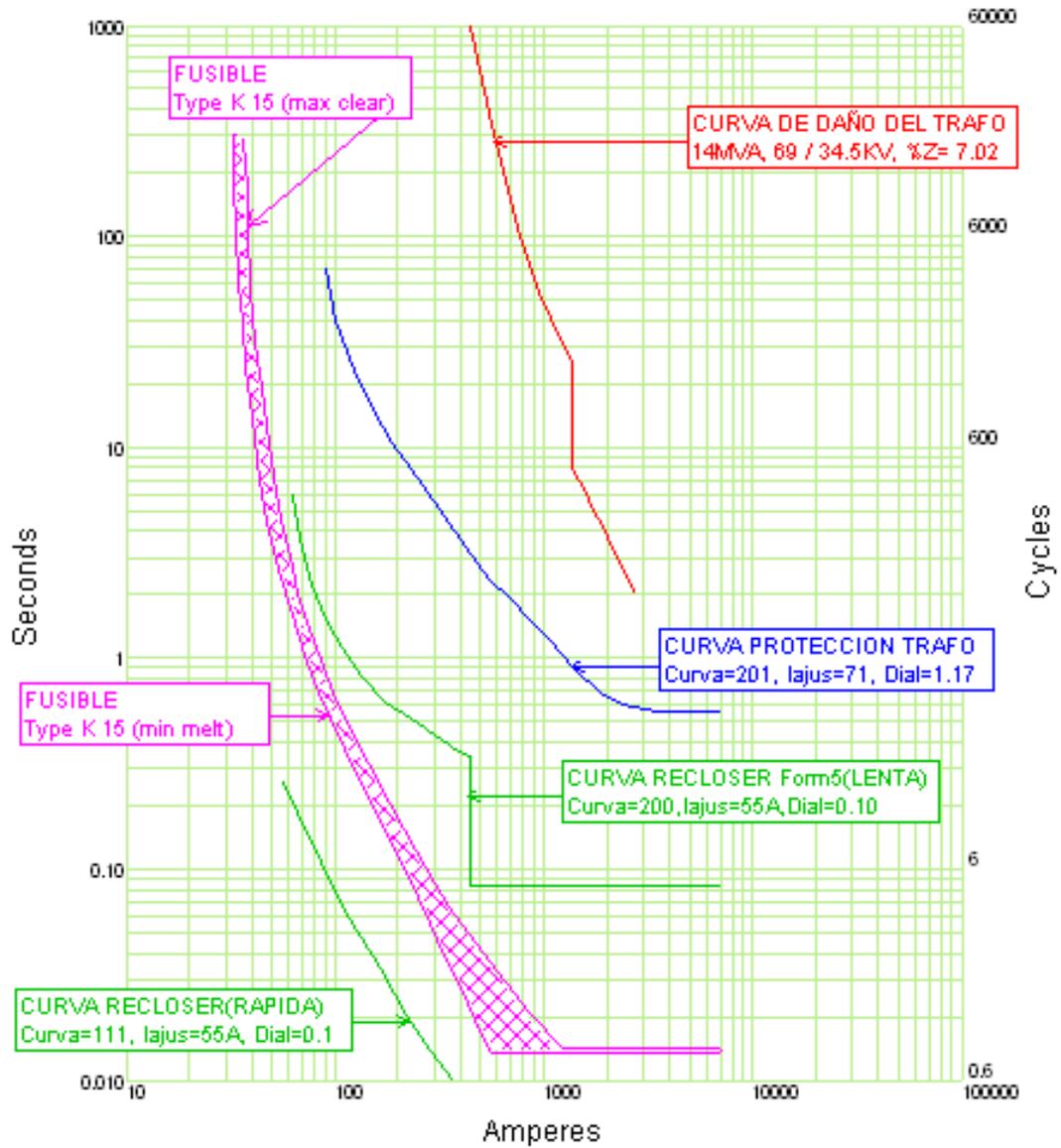


Figura 56. Curvas para NEUTRO, SMT: Tejar Industrial.



### 5.3.2.5 Subestación Sololá

Ajustes propuestos subestación Sololá.

**Tabla XXXVI. Ajustes propuestos, FASE.**

Nombre Circuito (SMT)	Mínimo Disparo de Fase	No. Oper.	Curva	Dial	Valor de Instantáneo (A)	Valor del Fusible (A)
PANAJACHEL	195	2	Kyle-200	0,1	780	25
LOS ENCUENTROS	195	2	Kyle-200	0,1	780	25
SANTA CLARA LA LAGUNA	195	2	Kyle-200	0,1	780	25
SOLOLA	150	2	Kyle-200	0,1	900	25

**Tabla XXXVII: Ajustes propuestos, NEUTRO.**

Nombre Circuito (SMT)	Mínimo Disparo de Neutro	No. Oper.	Curva	Dial	Valor de Instantáneo (A)	Valor del Fusible (A)
PANAJACHEL	70	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	420	15
LOS ENCUENTROS	70	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	420	15
SANTA CLARA LA LAGUNA	70	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	420	15
SOLOLA	45	3	Kyle-111, Kyle-200	0,1	405	10

### 5.3.2.6 Curvas seleccionadas, para fallas en fase y en neutro.

Figura 57. Curvas para FASE, SMT: Panajachel, Los Encuentros y Santa Clara la Laguna.

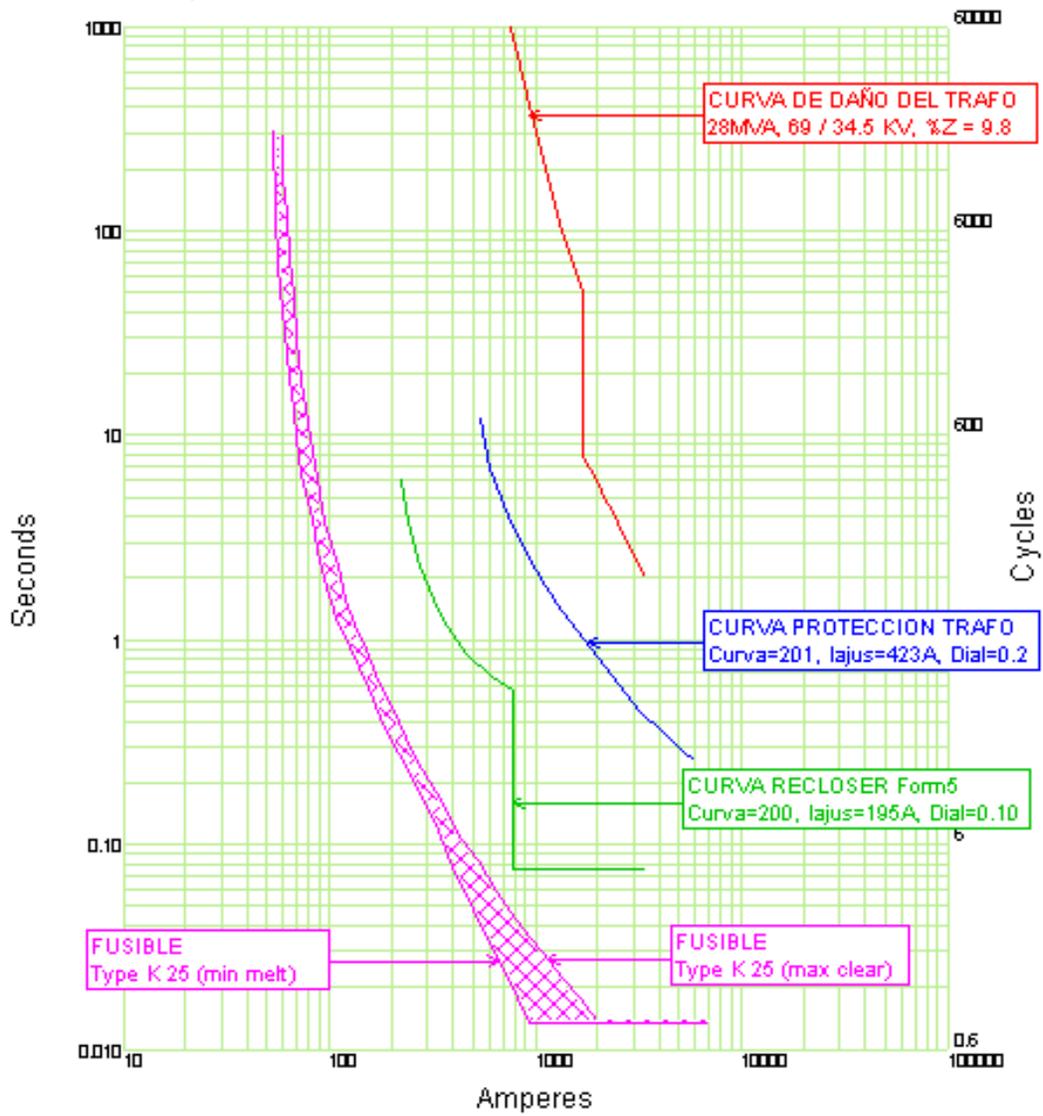


Figura 58. Curvas para NEUTRO, SMT: Panajachel, Los Encuentros y Santa Clara la Laguna.

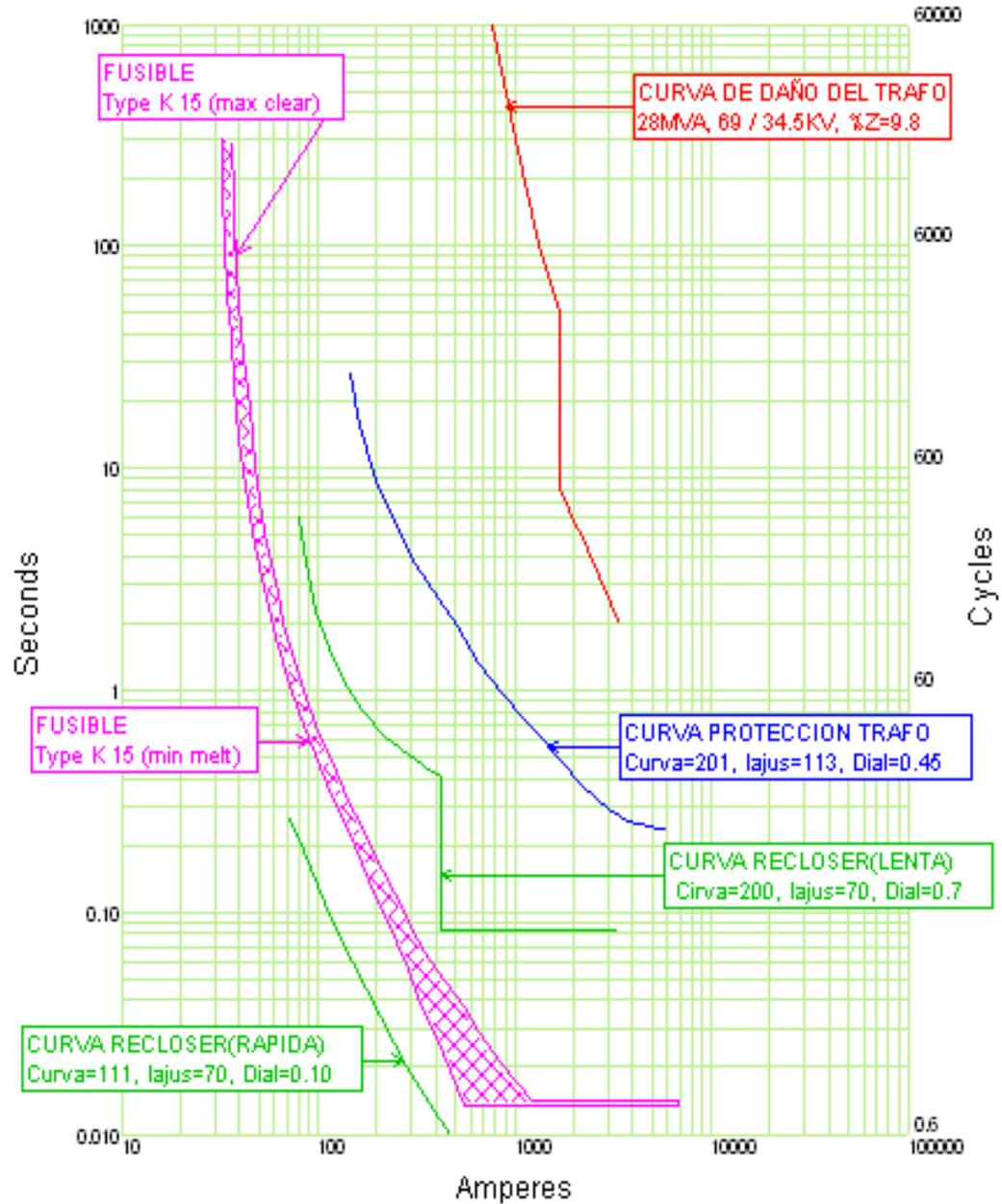


Figura 59. Curvas para FASE, SMT: Sololá

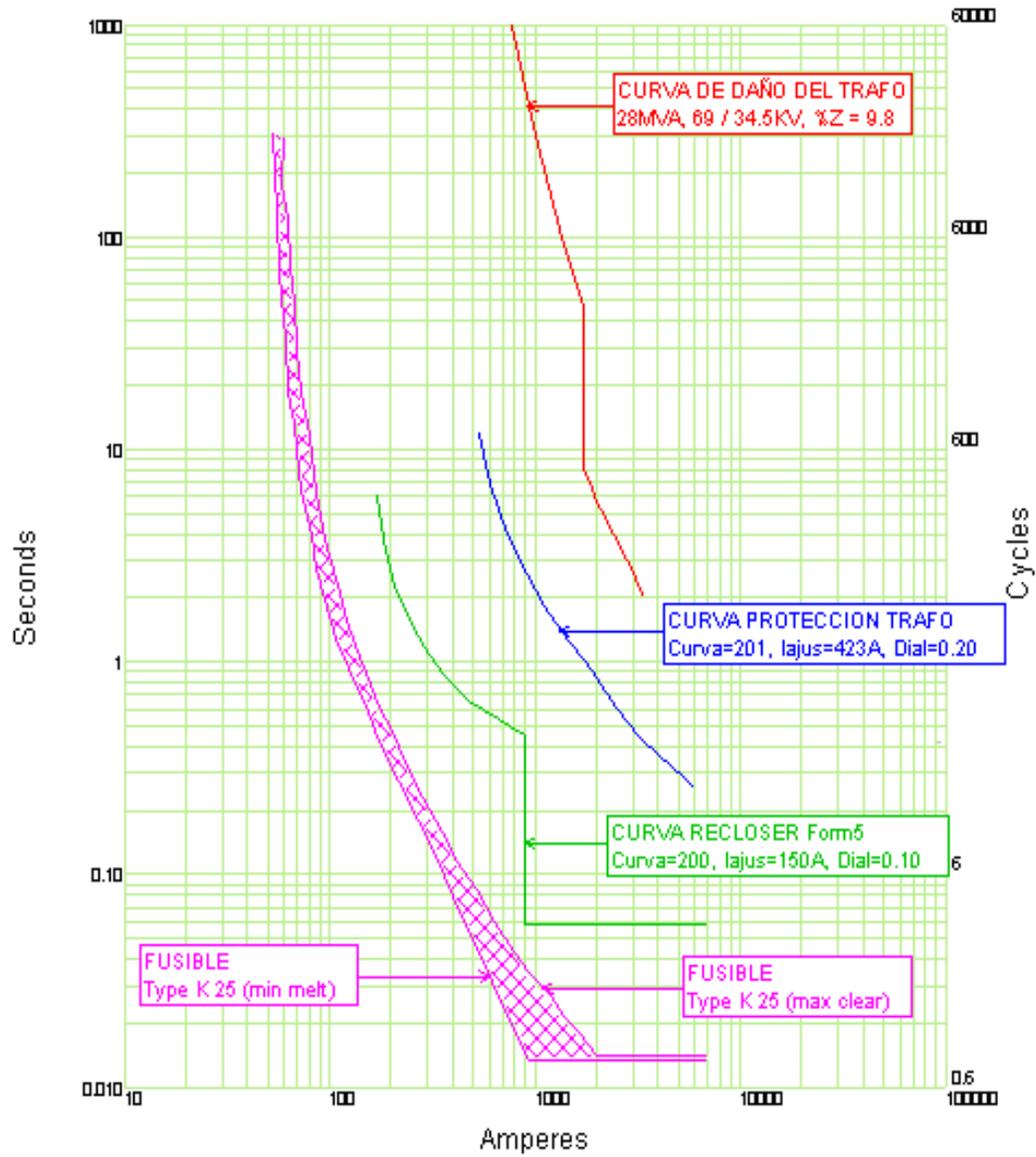
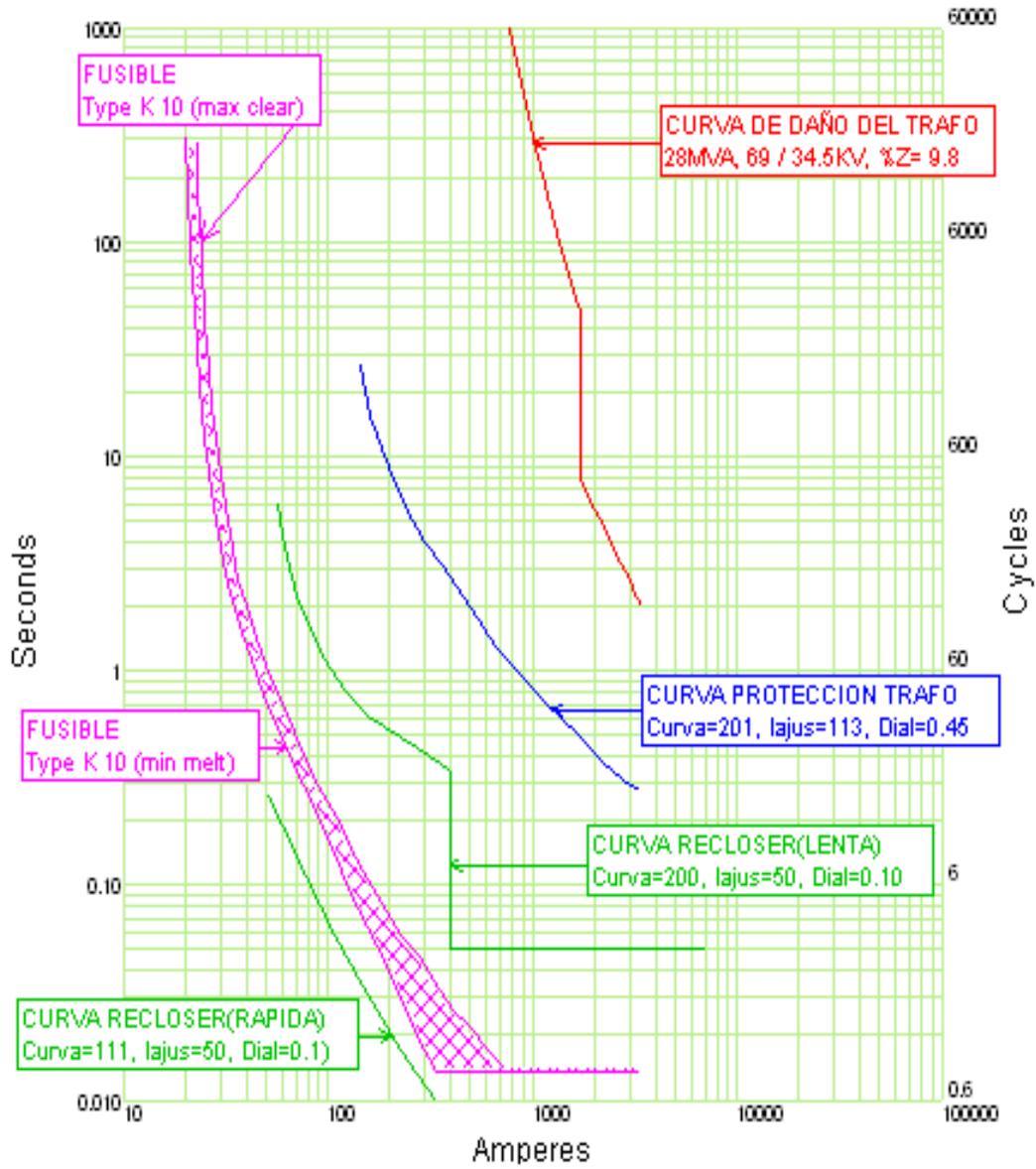


Figura 60. Curvas para NEUTRO, SMT: Sololá



### 5.4.2.7 Subestación El Rancho.

#### Ajustes propuestos subestación El Rancho.

Tabla XXXVIII. Ajustes propuestos, FASE.

Nombre Circuito (SMT)	Mínimo Disparo de Fase(A)	No. Oper.	Curva	Dial	Valor de Instantáneo (A)	Valor del Fusible (A)
GUASTATOY A	200	2	Kyle-200	0,1	1000	15
MORAZAN	200	2	Kyle-200	0,1	1000	15
RESERVA	200	2	Kyle-200	0,1	1000	15

Tabla XXXIX. Ajustes propuestos, NEUTRO.

Nombre Circuito (SMT)	Mínimo Disparo de Neutro(A)	No. Oper.	Curva	Dial	Valor de Instantáneo (A)	Valor del Fusible (A)
GUASTATOY A	70	3	Kyle - 200	0,1	490	10
MORAZAN	70	3	Kyle - 200	0,1	490	10
RESERVA	70	3	Kyle - 200	0,1	490	10

### 5.4.2.8 Curvas seleccionadas, para fallas en fase y en neutro.

Figura 61. Curvas para FASE, SMT: Guastatoya, Morazán y Reserva.

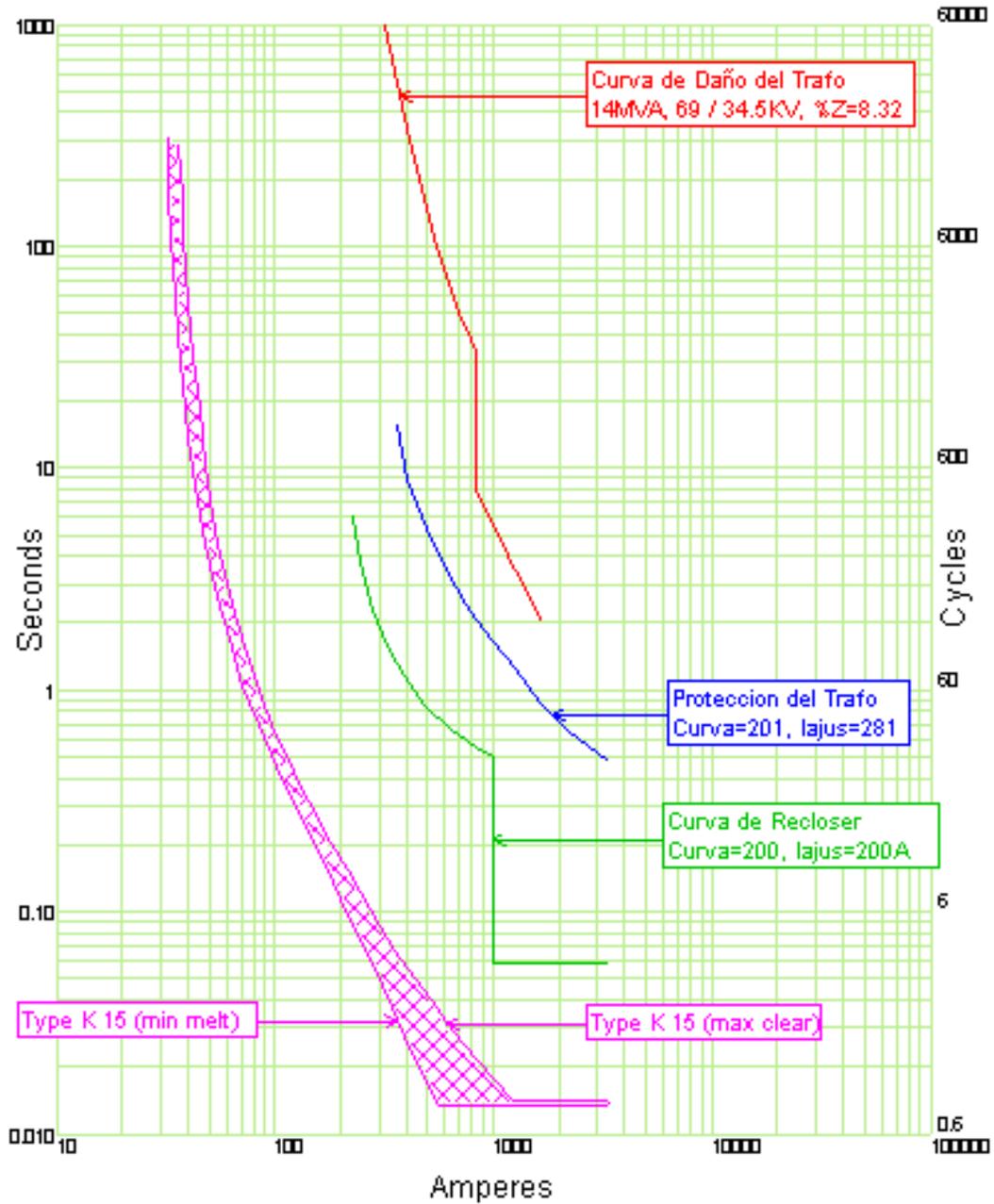
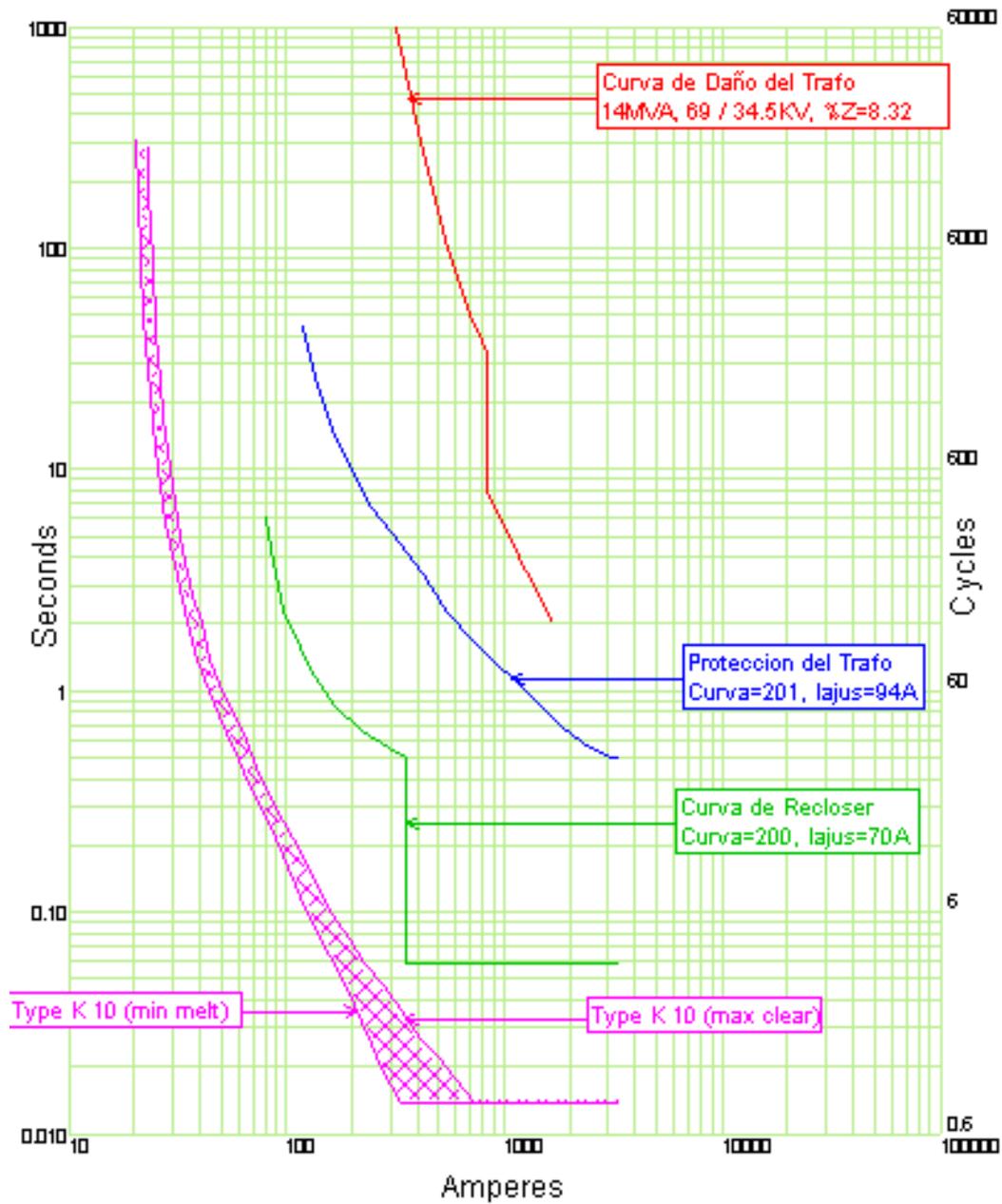


Figura 62. Curvas para NEUTRO, SMT: Guastatoya, Morazán y Reserva.



## CONCLUSIONES

1. El estudio de coordinación infaliblemente ayudará a minimizar el daño, tanto al sistema como al equipo y limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio.
2. Las industrias y los usuarios son totalmente favorecidos cuando las empresas distribuidoras cuentan con sistemas de distribución confiable, debido que se reduce el tiempo de recuperación de la energía cuando ocurren fallas.
3. Se requieren estudios de coordinación, para verificar que los dispositivos de protección coordinen apropiadamente, de tal manera que no se interrumpa el servicio innecesariamente.
4. Debe de actuar y liberar únicamente el dispositivo mas cercano a la falla y poder así mantener fuera de servicio solo la parte dañada.
5. Guatemala se beneficia directamente con los clientes de DEOCSA-DEORSA, ya que una falta de coordinación entre dispositivos de sobrecorriente puede ser riesgoso en instalaciones como hospitales, edificios públicos, inmuebles deportivos y en el consumo industrial, invariablemente en tales circunstancias, la pérdida del suministro repercute en grandes pérdidas económicas.



## RECOMENDACIONES

1. Obtener una red ordenada mediante la arquitectura de red para segmentar la carga en urbana y rural.
2. Un punto muy importante que hay que tomar en cuenta en la planificación del estudio de coordinación es encontrar el óptimo entre las características, la fiabilidad y el costo de los dispositivos de sobrecorriente a utilizar.
3. El estudio de coordinación debe realizarse para mantener la confiabilidad e integridad en un sistema de distribución eléctrico, de tal manera que sea el dispositivo que este más cercano a la falla quien la libere.
4. Se debe definir el valor de disparo de fase para el recloser de subestación, asegurándose que no vaya a disparar con carga, utilizando normalmente valores de capacidad que pueda llevar el conductor de la salida de media tensión sin sobrecargarse, o sin sobre cargar el transformador de la subestación.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Información alfanumérica de Instalaciones Eléctricas de la Base de Datos de Instalaciones de DEOCSA – DEORSA, Unión Fenosa, 2007.
2. Manual de Filosofía de Protecciones DEOCSA-DEORSA, Unión Fenosa, 2007.
3. GÓMEZ Expósito, Antonio. Análisis y Operación de Sistemas Eléctricos 2ª edición. España: Editorial McGraw-Hill, 2002
4. MORALES Mazariegos, Juan Fernando. Elementos de Protección de Sistemas de Potencia. 1ª edición. Guatemala, 2005
5. MARTIN, José Raúl. Diseño de Subestaciones Eléctricas 2ª edición. México 2002
6. Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD
7. Manual, Criterios de Ajustes de Protecciones EDESAL S.A. - EDELAR S.A. - EDESA S.A.



## APÉNDICE

### CÁLCULO REALIZADO PARA CURVAS DE TRANSFORMADORES (DAÑO Y PROTECCIÓN) Y SALIDAS DE MEDIA TENSIÓN (RECLOSER CON FUSIBLES) DE LAS SUBESTACIONES CHIMALTENANGO, SOLOLÁ Y EL RANCHO.

#### SUBESTACIÓN EL RANCHO.

- Transformador 10-14MVA

#### Curva de Daño:

$$I_{nom} = 14MVA / (\sqrt{3} * 34.5KV) = 234.3 A$$

$$I_{ccmax} = 1/Z_{trafo} = 1/ 0.0832 = 12pu., a t = 2seg$$

$$I_{ccmax} = 12Veces * I_{nom}.$$

Sustituyendo:

$$I^2 * t = K, t=2Seg$$

$$(12)^2 * 2 = K$$

$$K=288$$

$$I_{ccmax}/ 2 = 12/2 = 6pu, a t = 8seg$$

Sustituyendo:

$$(6)^2 * t = 288$$

$$t = 8Seg$$

<b>DATOS PARA CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR, CATEGORÍA III, %Z=8.32</b>			
<b>DAÑO TÉRMICO</b>			
<b>Ipu</b>	<b>Inom (A)</b>	<b>Icc (A)</b>	<b>t (Seg)</b>
2,7	234,3	632,61	1000
5	234,3	1171,5	50
7,5	234,3	1757,25	5,15
10	234,3	2343	2,9
<b>DAÑO MECÁNICO</b>			
<b>Ipu</b>	<b>Inom (A)</b>	<b>Icc (A)</b>	<b>t (Seg)</b>
6	234,3	1405,8	8
10	234,3	2343	2,9
12	234,3	2811,6	2

**Protección:**

$I_{\text{disparo Fase}} = 120\% * I_{\text{nom}} = 120\% * 234,3 = 281,14\text{A}$

$I_{\text{disparo Neutro}} = 40\% * I_{\text{nom}} = 40\% * 234,3 = 93,72\text{ A}$

- **Salidas de Media Tensión:**

**Guastatoya, Morazán y Reserva:**

$\text{Ajuste de Fase} = 0,85 * I_{\text{nom}} (\text{Trafo}) = 0,85 * 234,3\text{ A} = 200\text{ A}$

$\text{Ajuste de Neutro} = 35\% * I_{\text{fase}} = 0,35 * 200\text{ A} = 70\text{ A}$

## SUBESTACIÓN CHIMALTENANGO

- Transformador 10-14 MVA

### Curva de Daño:

$$I_{nom} = 14\text{MVA} / (\sqrt{3} * 34.5\text{KV}) = 234.3 \text{ A}$$

$$I_{ccmax} = 1/Z_{trafo} = 1/ 0.0702 = 14.25\text{pu.}, \text{ a } t = 2\text{seg}$$

$$I_{ccmax} = 14.25\text{Veces} * I_{nom}.$$

Sustituyendo:

$$I^2 * t = K, t=2\text{Seg}$$

$$(14.25)^2 * 2 = K$$

$$K=406$$

$$I_{ccmax}/ 2 = 14.25/2 = 7.125\text{pu}, \text{ a } t = 8\text{seg}$$

Sustituyendo:

$$(7.125)^2 * t = 406$$

$$t = 8\text{Seg}$$

DATOS PARA CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR, CATEGORÍA III, %Z=7.02			
CURVA DE DAÑO TÉRMICO			
I(PU)	Inom	Icc(A)	t(seg)
2,7	234,3	632,6	1000
5	234,3	1171,5	50
7,125	234,3	1669,4	29
CURVA DE DAÑO MECÁNICO			
I(PU)	Inom	Icc(A)	t(seg)
7,125	234,3	1669,4	8
10	234,3	2343	4,06
12	234,3	2811,6	2,8
14,3	234,3	3338,75	2

### Protección:

$$I_{\text{disparo Fase}} = 120\% * I_{\text{nom}} = 120\% * 234,3 = 281A$$

$$I_{\text{disparo Neutro}} = I_{\text{nom}} * 30\% = 234,3 * 0,3 = 71 A$$

- **Salidas de Media Tensión:**

### Tejar Residencial.

$$A_{\text{ajuste de Fase}} = P_{\text{inst.}} / (1.73 * 34.5KV) = 8070.6KVA / 59.75KV = 135.1 * 1,1 = 150A$$

$$A_{\text{ajuste de Neutro}} = 0,3 * I_{\text{ajuste (fase)}} = 0,3 * 150 = 45 A$$

## **Tejar Industrial.**

$$\text{Ajuste de Fase} = 0,75 * I_n = 0,75 * 234,3 = 175 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste de Neutro} = 0,3 * I_{\text{ajuste (fase)}} = 0,3 * 175 = 55 \text{ A}$$

- **Transformador 20-28MVA**

### **Curva de Daño:**

$$I_{\text{nom}} = 28\text{MVA} / (\sqrt{3} * 34,5\text{KV}) = 470\text{A}$$

$$I_{\text{ccmax}} = 1/Z_{\text{trafo}} = 1/0,0701 = 14,3\text{pu.}, \text{ a } t = 2\text{seg}$$

$$I_{\text{ccmax}} = 14,3\text{Veces} * I_{\text{nom.}}$$

Sustituyendo:

$$I^2 * t = K, t=2\text{Seg}$$

$$(14,3)^2 * 2 = K$$

$$K=409$$

$$I_{\text{ccmax}}/2 = 14,3/2 = 7,15\text{pu}, \text{ a } t = 8\text{seg}$$

Sustituyendo:

$$(7,15)^2 * t = 409$$

$$t = 8\text{Seg}$$

DATOS PARA CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR, CATEGORÍA III, %Z=7.01			
CURVA DE DAÑO TÉRMICO			
I(PU)	Inom	Icc(A)	t(seg)
2,7	470	1269	1000
5	470	2350	50
7,15	470	3360,5	30
CURVA DE DAÑO MECÁNICO			
I(PU)	Inom	Icc(A)	t(seg)
7,15	470	3360,5	8
10	470	4700	4,1
12	470	5640	2,8
14,3	470	6721	2

**Protección:**

$I_{\text{disparo Fase}} = I_{\text{nom}} * 120\% = 470 * 1,2 = 564 \text{ A}$

$I_{\text{disparo Neutro}} = I_{\text{nom}} * 40\% = 470 * 0,4 = 188 \text{ A}$

- **Salidas de Media Tensión:**

**Chimaltenango, Alameda y San Martín Jilotepeque:**

$I_{\text{ajuste Fase}} = 80\% * I_{\text{nom Cond. (3/0)}} = 0,80 * (315\text{A}) = 255 \text{ A.}$

$I_{\text{ajuste Neutro}} = 0.3 * I_{\text{fase}} = 0.3 * 255 = 80 \text{ A.}$

### **Yepocapa:**

$$\text{Ajuste de Fase} = 0,8 * \text{In Cond. (3/0)} = 0,9 * 315\text{A} = 285 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste de Neutro} = 0,3 * 285 = 85 \text{ A}$$

### **Itzapa:**

$$\text{Ajuste de Fase} = 0,8 * \text{In Cond. (1/0)} = 0,8 * 242\text{A} = 195 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste de Neutro} = 0,35 * 195 = 70 \text{ A}$$

## **SUBESTACIÓN SOLOLÁ**

- **Transformador 20-28 MVA**

### **Curva de daño:**

$$I_{nom} = 28\text{MVA} / (\sqrt{3} * 34.5\text{KV}) = 470\text{A}$$

$$I_{ccmax} = 1/Z_{trafo} = 1/ 0.098 = 10.2\text{pu.}, \text{ a } t = 2\text{seg}$$

$$I_{ccmax} = 10.2\text{Veces} * I_{nom}.$$

Sustituyendo:

$$I^2 * t = K, t=2\text{Seg}$$

$$(10.2)^2 * 2 = K$$

$$K=208$$

$$I_{ccmax}/ 2 = 10.2/2 = 5.1\text{pu}, \text{ a } t = 8\text{seg}$$

Sustituyendo:

$$(7.15)^2 * t = 208$$

$$t = 8\text{Seg.}$$

<b>CURVA DE DAÑO TÉRMICO</b>			
<b>I(PU)</b>	<b>Inom</b>	<b>Icc(A)</b>	<b>t(seg)</b>
2,7	470	1269	1000
5	470	2350	50
5,1	470	2397	48
<b>CURVA DE DAÑO MECÁNICO</b>			
<b>I(PU)</b>	<b>Inom</b>	<b>Icc(A)</b>	<b>t(seg)</b>
5,1	470	2397	8
7	470	3290	4,25
10	470	4700	2,081
10,2	470	4794	2

**Protección:**

Idisparo Fase =  $Inom * 90\% = 470 * 0,9 = 423A$

Idisparo Neutro =  $Inom * 24\% = 470 * 0,24 = 113 A$

- **Salidas de Media Tensión:**

**Panajachel, Los Encuentros y Santa Clara la Laguna:**

Ajuste de Fase =  $0,8 * In \text{ Cond. (1/0)} = 0,8 * 242A = 195 A$

Ajuste de Neutro =  $0,3 * Ifase = 0,35 * 195A = 70 A$

**Sololá:**

Ajuste de Fase =  $0,8 * In \text{ Cond. (No. 2)} = 0,8 * 184A = 150 A$

Ajuste de Neutro =  $0,3 * Ifase = 0,3 * 150A = 45 A$ .

## ANEXO 1

### Índices de calidad

#### Frecuencia media de interrupción por KVA (FMIK):

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

Donde:

$\sum_j$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

Qkfsj: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : Cantidad de kVA instalados.

#### Tiempo total de interrupción por KVA (TTIK):

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

Donde:

$\sum_j$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

Qkfsj: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki: Cantidad de kVA instalados

Tfsj: Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

**Tabla XL. Índices de calidad de servicio suministrado exigidos.**

INTERRUPCIONES	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
Interrupciones Atribuibles a Distribución	2.5	3.5	8	10
Externas a la Distribución	4		12	

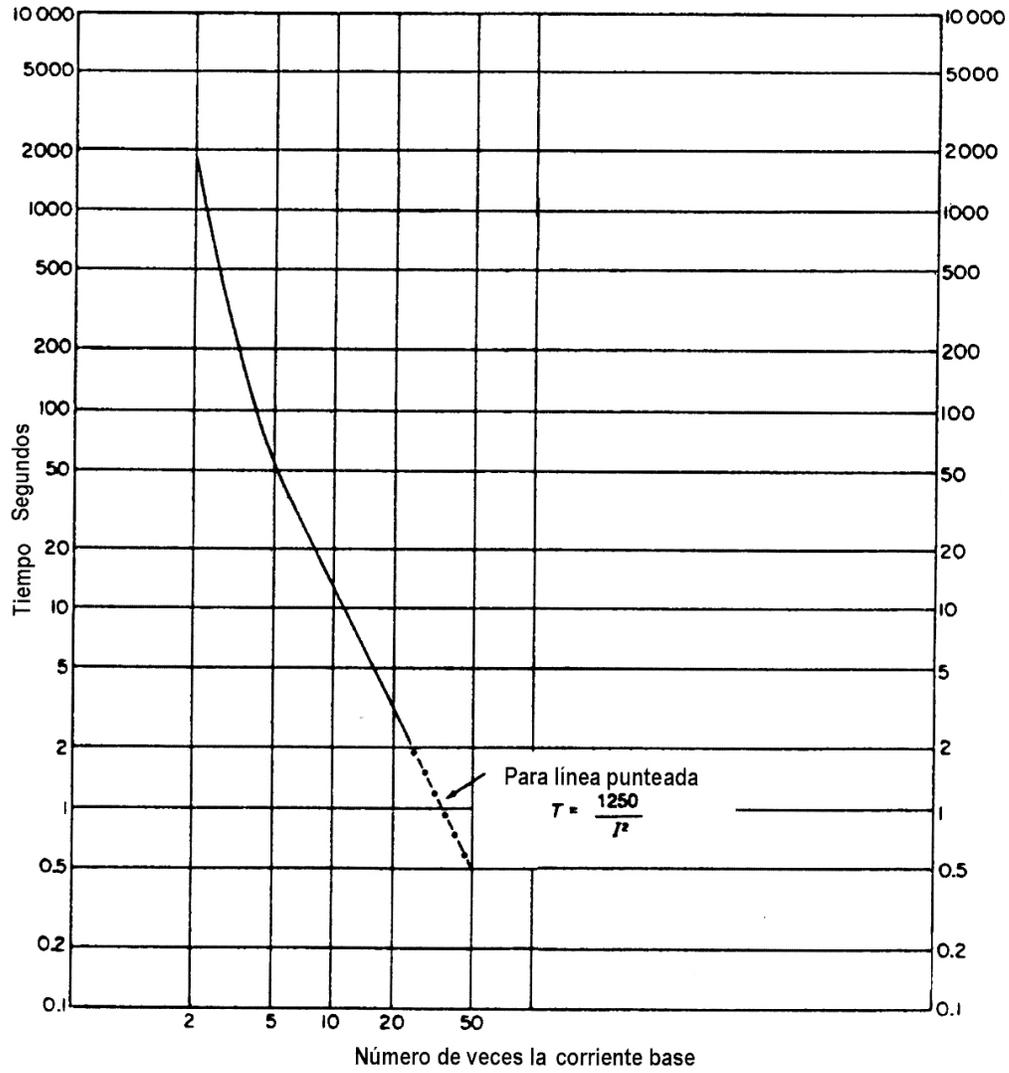
## **ANEXO 2**

### **CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA PARA SOPORTAR CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO**

La ANSI ha desarrollado curvas para determinar el daño que ocasionan las corrientes de cortocircuito que fluyen en los transformadores, estas curvas integran el consenso entre fabricantes y usuarios relacionados con la forma en que se dañan los transformadores cuando alimentan corrientes de cortocircuito.

Las curvas de daño para transformadores de categoría I, II, III y IV se muestran a continuación.

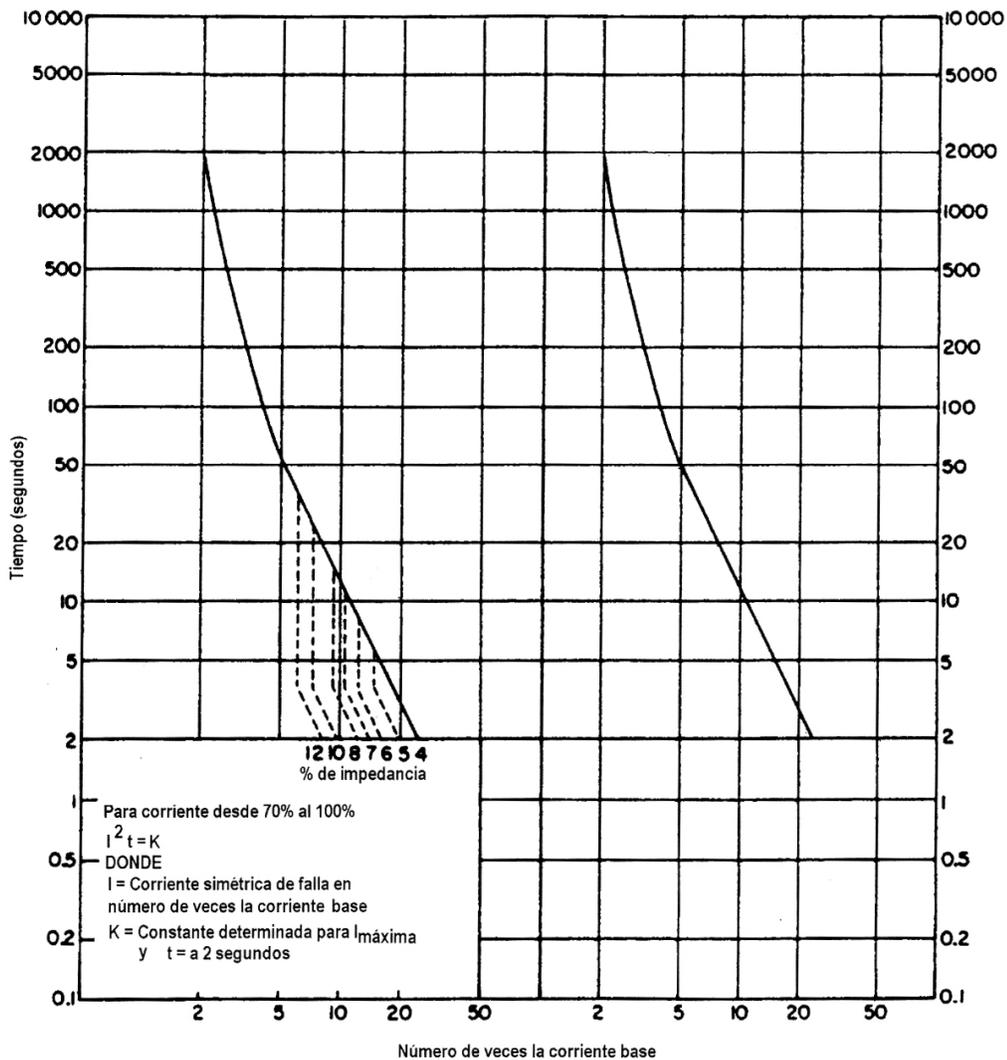
# Transformadores Categoría I



## Transformadores Categoría II

Se muestran curvas de  $I^2 t = K$  para algunos valores seleccionados de impedancia.

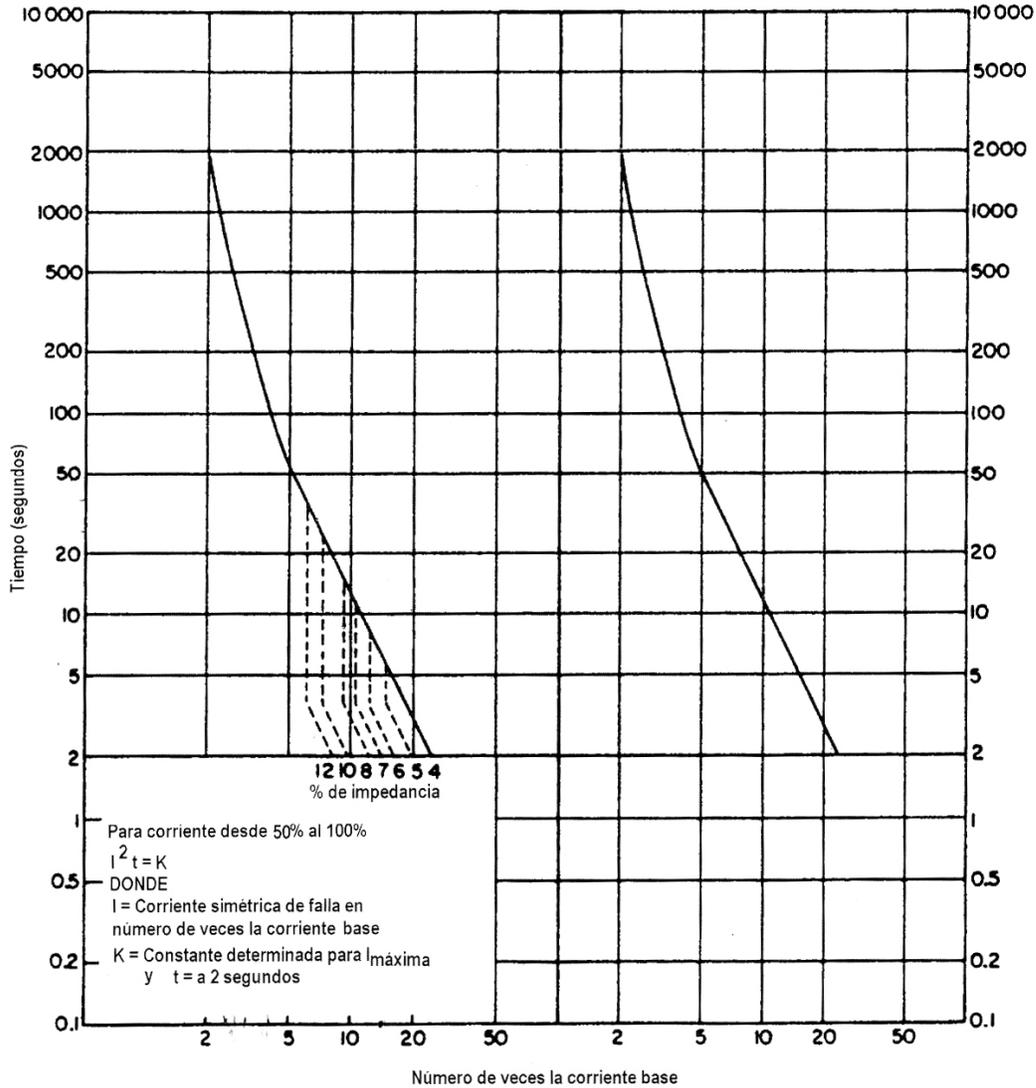
La curva de este lado se puede utilizar para seleccionar curvas para protección de respaldo.



## Transformadores Categoría III

Se muestran curvas de  $I^2 t = K$  para algunos valores seleccionados de impedancia.

La curva de este lado se puede utilizar para seleccionar curvas para protección de respaldo.



## Transformadores Categoría IV

Se muestran curvas de  $I^2 t = K$  para algunos valores seleccionados de impedancia.

