

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ESTUDIO Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL
ALIMENTADOR 10 kV DE LA S.E. HUARAL HL-03**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

**PRESENTADO POR:
JUAN AVILIO CHERCCA RAMÍREZ**

**PROMOCIÓN
1993-I**

**LIMA-PERÚ
2004**

En agradecimiento a mis padres y
hermanos por la educación adquirida, a
mis amigos por el apoyo incondicional.

**ESTUDIO Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL
ALIMENTADOR 10 kV DE LA S.E. HUARAL HL-03**

SUMARIO

El presente trabajo recopila información publicada en diferentes medios, llámense Revistas, Papers, Catálogos, Internet, etc. por especialistas en el tema de Estudios y Coordinación del Sistema de Protección del Alimentador 10 kV de la S.E. Huaral HL-03, con la finalidad de presentarla de una manera clara y ordenada, permitiendo comprender mejor estos conceptos.

Para llegar al objetivo plantearemos la metodología empleada para este tipo de red de distribución aérea con neutro aislado, de manera que podamos simular las fallas que se producirían y la actuación de los equipos de protección

Finalmente para comprender mejor estos procedimientos revisaremos las simulaciones de fallas y los resultados obtenidos en los modelos y así de esta manera diseñar una mejor coordinación de la protección entre los diversos componentes de la red.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPITULO I	
DESCRIPCIÓN DE REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN	3
1.1 Características del Mercado Eléctrico	3
1.2 Clasificación de Instalaciones	4
1.3 Dimensionamiento de redes	5
1.3.1 Sección económica óptima	5
1.3.2 Condiciones de instalación	6
1.4 Esquema Topológico de la red Aérea de Media Tensión	7
1.4.1 Seccionamiento y enlaces auxiliares en redes aéreas MT	8
1.4.2 Reforma de redes MT	8
1.5 Descripción de redes aéreas de media tensión	10
1.5.1 Instalación de redes aéreas MT.	10
1.5.2 Redes aéreas troncales	10
1.5.3 Redes aéreas laterales	10
1.5.4 Subestación de Distribución	11
1.6 Protección en la red aérea de MT	11
1.6.1 Equipos de protección en redes aéreas MT	12
1.6.2 Descripción de la protección en la red aérea	12

a.-	Protección en circuito troncal	12
b.-	Protección en circuitos laterales	13

CAPITULO II

PROYECTO DE INVERSIÓN DE MEJORA DE LA PROTECCIÓN

	EN EL ALIMENTADOR 10 kV DE LA S.E. HUARAL	15
2.1	Antecedentes	15
2.2	Situación antes de ejecución de proyecto	15
2.3	Descripción de Proyecto	16
2.4	Inversión del Proyecto	16
2.5	Ingresos	17
2.5.1	Ahorro por disminución de energía dejada de vender	17
2.5.2	Ahorro de pagos por calidad de suministro	17
2.6	Gastos de Operación y Mantenimiento	18
2.7	Evaluación económica	18
2.8	Conclusiones y recomendaciones	19

CAPITULO III

ANÁLISIS DE FALLAS EN REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN

3.1	Cálculos de corrientes de falla	20
3.2	Suposiciones para la determinación de las ecuaciones de la corriente de falla.	21
3.3	Tipos de fallas para líneas trifásicas	22
3.3.1	Falla trifásica a tierra	22
3.3.2	Falla bifásica	23
3.4	Cálculo de las impedancias de secuencia	25

3.4.1	Impedancias de secuencia	25
3.5	Cálculo de fallas en el Alimentador HL-03	25
3.6	Fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado	28
3.6.1	Análisis teórico de fallas a tierra en un sistema con neutro aislado	29
3.6.2	Comportamiento de las tensiones fase a tierra y entre fases	33
3.6.3	Pruebas efectuadas	35
3.7	Cálculo de ajustes de falla a tierra en alimentador HL-03	36
CAPITULO IV		
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO INSTALADO		38
4.1	Circuito automático del Recloser	38
4.1.1	Reclosers Trifásicos	38
4.1.2	Recloser controlados electrónicamente	40
4.1.3	Tipos de Interrupciones	42
4.1.4	Localización de Recloser y funciones	43
4.1.5	Factores de aplicación del Recloser	43
4.1.6	El Reconectador Whipp & Bourne	48
a.-	Características	48
b.-	Confiabilidad	49
c.-	Interruptor	50
d.-	Unidad Electrónica de Control	52
e.-	Instalación y Puesta en Servicio	57
f.-	Componentes del reconectador	59
g.-	Filtro Molecular	61

h.-	Caja de Control	62
i.-	El Relé Polarr	62
j.-	Descripción y funcionamiento del Relé Polar	63
k.-	Secuencias de Protección	65
l.-	Coordinación de Secuencia	67
m.	Ajustes generales de la Protección	68
n.-	Ajustes del elemento de Protección	70
o.-	Características de la Protección	71
4.2	Fusibles	71
4.2.1	Diseño y característica del Fusible Link	73
CAPITULO V		
COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN		76
5.1	Filosofía de la Protección	76
5.1.1	Sistema Selectivo	78
5.1.2	Sistema Coordinado	79
5.2	Criterios de ajustes de los equipos de protección	80
5.2.1	Fusible	80
a.-	Fusible como protección del transformador	80
b.-	Fusible como protección de la red de distribución	81
5.2.2	Reconectador	82
a.-	Relación del TC	82
b.-	Disparo de fase	82
c.-	Disparo de tierra	83
d.-	Número de operaciones para bloqueo	84

e.-	Número de operaciones instantáneas/temporizadas	84
f.-	Características tiempo/corriente de fase	85
g.-	Características tiempo/corriente de tierra	85
h.-	Tiempo Muerto	85
i.-	Tiempo de Rearme	86
5.2.3	Relés	86
5.3	Coordinaciones básicas	89
5.3.1	Coordinación Fusible-Fusible	90
5.3.2	Coordinación de Recloser y Fusible Link	97
a.-	Los principios de coordinación del Recloser	97
b.-	Rangos del Recloser	98
c.-	Uso de las curvas tiempo-corriente con Recloser	99
d.-	Coordinación con fusibles Link al lado de la fuente	99
e.-	Coordinación con fusibles Link al lado de la carga	100

CAPITULO VI

SELECTIVIDAD DE PROTECCIONES Y ANALISIS

DE ESCENARIOS ESTUDIADOS	103	
6.1	Criterios de Coordinación y Selectividad de componentes	103
6.1.1	Selectividad Fusible-Fusible	103
6.1.2	Selectividad Fusible-Recloser (Fusible al lado de la Fuente)	103
6.1.3	Selectividad Recloser-Fusible (Fusible al lado de la Carga)	104
6.1.4	Selectividad Recloser-Recloser	106
6.1.5	Selectividad Relé-Fusible	107
6.1.6	Selectividad Relé-Recloser	107

6.2	Análisis de escenarios estudiados	108
6.2.1	Condición sin Proyecto	108
6.2.2	Condición Propuesta	110
	CONCLUSIONES	113
	ANEXO A	
	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	116
	ANEXO B	
	ANÁLISIS DE COORDINACIÓN PARA CORTOCIRCUITO EN LA CONFIGURACIÓN ACTUAL – ESCENARIO 1	121
B.1	Escenario 1: Curvas características tiempo corriente para fusibles Link tipo K y relé DPU 2000R	122
B.2	Reporte de análisis de fallas	130
B.3	Corriente de cortocircuito en el alimentador 10 kV HL-03	135
	ANEXO C	
	ANÁLISIS DE COORDINACIÓN PARA CORTOCIRCUITO EN LA CONFIGURACIÓN PROPUESTA – ESCENARIO 2	139
C.1	Escenario 2: Curvas características tiempo corriente para fusibles Link tipo K y relé DPU 2000R	140
C.2	Protocolo de Relé Polar Whip&Bourne	151
C.3	Ajustes del Relé DPU 2000R	153
C.4	Coordinación de la Protección para fallas a tierra Escenario 2	159

ANEXO D

D.1 ESQUEMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR 10 kV

DE HUARAL HL-03 ACTUAL Y PROPUESTO

**D.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DEL ALIMENTADOR 10 KV DE
HUARAL HL-03**

BIBLIOGRAFIA

162

PROLOGO

Los alimentadores en media tensión ubicados al norte chico de Lima están constituidos mayormente por redes aéreas que se expanden en zonas residenciales, comerciales y/o industriales.

Generalmente, la mayoría de los alimentadores se encuentran protegidos con seccionadores-fusibles tipo exterior(cut-out) con fusibles de expulsión, los cuales sólo operan ante fallas por cortocircuito, más no ante fallas a tierra; siendo ésta última la de mayor incidencia y la más perjudicial dado que una falla de éste tipo produce la salida de todo el alimentador, afectando a otros circuitos no comprometidos directamente con la falla.

De acuerdo a las estadísticas de interrupciones presentadas durante el año 2002 se han registrado un total de 12 interrupciones por fallas a tierra que involucran a seis alimentadores considerados críticos. Cabe señalar que los dispositivos instalados no están preparados para operar ante una falla a tierra, ya sea por descarga en los aisladores ó por caída de conductores a tierra.

El presente estudio obedeció a la necesidad urgente de implementar nuevos equipos de protección contra fallas a tierra y cortocircuitos como es el RECLOSER.

El objetivo principal fue mejorar la selectividad y actuación de la protección ante las fallas descritas anteriormente que pudieran ocurrir en las redes aéreas de media tensión, dando seguridad a equipos y vidas humanas, así como mejorar la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio.

CAPITULO I DESCRIPCIÓN DE REDES AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN

En este documento se presentan algunos criterios para el diseño de la red de media tensión que sirve como referencia para todas las ampliaciones y reformas de la red que se plantean, para dicho fin se ha tenido en cuenta las condiciones de mercado y el actual desarrollo de las instalaciones de la red de media tensión, con la finalidad de definir los equipos y materiales convenientes a utilizar y la ubicación de los mismos dentro de la red de media tensión.

Las recomendaciones que se presentan al tener un carácter general no contempla los casos atípicos, como por ejemplo la atención de grandes clientes con demandas que sobrepasen la potencia máxima definidas en las instalaciones de media tensión. En esos casos, la solución será también específica para cada caso en particular

1.1 Características del Mercado Eléctrico

La concesión de Edelnor está compuesta en mayor proporción por zonas de bajo consumo, además de zonas industriales con relativa alta densidad de carga. Sin embargo, el desarrollo no planificado de la ciudad hace que estas dos zonas en varios lugares se traslapen.

1.2 Clasificación de Instalaciones

Las redes de distribución en media tensión se clasifican de acuerdo al tipo de zona, teniendo en cuenta que las zonas con tipo de consumo residencial tienen en forma preponderante redes aéreas y las zonas que tienen densidad de carga significativa son atendidas con redes subterráneas. Sin embargo para nuestro estudio nos concentraremos básicamente en las redes aéreas. En la tabla N° 1.1 se muestra lo mencionado.

Tabla N° 1.1 : Tipos de redes

Zonas	Tipo de redes
Rural	Aérea
Semi urbano	Aérea
Urbano	Aérea y subterránea
Industrial	Aérea y subterránea

Zona Rural

La zona rural comprende zonas periféricas del norte chico y los Centros Aislados, que son áreas atendidas con pequeñas centrales térmicas.

Zona Semi urbana

Comprende sectores residenciales del cono norte y parte del norte chico. Se caracteriza por un crecimiento horizontal

Zona Urbana

Urbanizaciones de la parte central de Lima, Distritos de San Miguel, Magdalena, Callao, Pueblo Libre. Son zonas totalmente urbanizadas.

Zona Industrial

Zona industrial de Infantas, Puente piedra, Ventanilla y zonas similares en donde exista demanda del tipo industrial dentro de una zona semi urbana

De acuerdo a la clasificación dada por las zonas geográficas, la funcionalidad que deben presentar las redes de distribución de MT deberá estar en capacidad de entregar un suministro eléctrico en condiciones de buena Calidad del Servicio, al amparo del marco regulatorio vigente (NTCSE), para cada uno de los sectores que abastecen. En cuanto a los criterios de diseño de las redes que los alimentan en MT se basan en las variables de decisión como calidad de producto y calidad de suministro acordes a los indicadores fijados en la NTCSE establecido por la autoridad.

Para esto, se deberá tomar decisiones respecto a: Capacidad nominal y de emergencia de alimentadores, puntos de respaldo y seccionamiento, esquema y filosofía de protecciones, compensación de tensiones y de reactiva, equipamiento, etc.

1.3 Dimensionamiento de redes

1.3.1 Sección económicamente óptima

De un universo posible de conductores empleados en el sistema de distribución, se ha seleccionado tres tipos de conductores para redes aéreas de media tensión. En la tabla N° 1.2 se muestra lo descrito.

Tabla N° 1.2: Secciones típicas del conductor de Al.

Sección	Material	Tipo de red
70 mm ²	Aleación de aluminio	Aérea
120 mm ²	Aleación de aluminio	Aérea
240 mm ²	Aleación de aluminio	Aérea

1.3.2 Condiciones de instalación

A la salida de la subestación eléctrica de transmisión (SET) se dan las condiciones más desfavorables que afectan la capacidad de transporte del cable. Por lo que el tendido de los cables en los primeros tramos debe tenerse en cuenta para minimizar el efecto de la aglomeración de los mismos.

Para el tendido de las redes aéreas en media tensión se emplean conductores de aleación de aluminio desnudos y aislados. Las capacidades de corriente de los conductores se rigen por las condiciones de operación siguiente:

En red aérea: temperatura de operación de 60°C. En el caso de requerirse redes aéreas aisladas para afrontar problemas aves, colas de cometas, distancia de seguridad se tiene la alternativa de utilizar los conductores aislados autoportados.

La tabla N° 1.3 se muestra las capacidades nominales de los conductores empleados en el sistema de distribución de media tensión:

Tabla N° 1 3: Capacidades de conductores de Al.

Sección	Material	Tipo constructivo	Conductor	Capacidad (A)
70 mm ²	Aluminio	Aéreo	Desnudo	202
120 mm ²	Aluminio	Aéreo	Desnudo	296
240 mm ²	Aluminio	Aéreo	Desnudo	470
70 mm ²	Aluminio	Autosoportado	Protegido	228

1.4 Esquema Topológico de la red Aérea de Media Tensión

Definimos los esquemas topológicos para las redes aéreas de media tensión, las cuales pueden tener una configuración radial con o sin enlaces auxiliares para transferencia de carga. La configuración dependerá del nivel de respaldo frente a una interrupción, definido para cada zona.

En el circuito de un alimentador pueden existir los dos tipos de esquemas topológicos, los cuales se pueden diferenciar por el tipo de equipamiento utilizado. En nuestras redes aéreas de media tensión en estudio un gran porcentaje de alimentadores tiene ambos esquemas topológicos.

La configuración radial está destinada a zonas que de acuerdo a la clasificación no tiene respaldo en caso de interrupción. Más adelante se define esta clasificación

La configuración radial con enlaces auxiliares se utiliza para dar respaldo en caso de interrupción y debe disponer de equipos para partir el circuito de modo que, dependiendo de el punto de falla, permita el traslado de carga hacia otro alimentador.

Una buena práctica, en la red radial con enlaces auxiliares, es la de repartir lo más posible la carga a lo largo del circuito de media tensión, de esta manera evitar concentraciones de carga que dificultan los traslados de carga hacia otros alimentadores.

1.4.1 Seccionamiento y enlaces auxiliares en redes aéreas MT

Los equipos de maniobras para seccionar redes serán instalados en sitios de fácil acceso y que no ofrezcan peligro para la integridad del personal y los equipos deben contar con sistemas de seguridad en caso de fallo interno.

Red troncal

La partición de las redes troncales y la disponibilidad de enlaces auxiliares responde a criterios respaldo de circuitos en caso de interrupción del servicio y para limitar la porción de red que se tiene que intervenir en el mantenimiento programado. Los equipos empleados para la partición de la red troncal serán de accionamiento tripolar.

Red Lateral

La partición de redes laterales responde a criterios de mantenimiento, para delimitar el área de trabajo. Se ubicarán al inicio de la red lateral y en algunos intercambios de red subterránea a red aérea. Los equipos serán de accionamiento monopolar.

1.4.2 Reforma de redes MT

Las modificaciones del sistema de distribución aérea ocasionadas por el ingreso de clientes, no deben modificar el porcentaje de respaldo de la zona. Se buscará tratar de asumir la nueva carga en la forma más distribuida

y con menor modificación de red posible. Por ejemplo, nuevos clientes con redes troncales cercanas se insertarán al sistema mediante equipos modulares o compactos provistos de equipos de maniobra y protección. Se deberá considerar la protección para fallas entre fases y falla a tierra

En la red troncal aérea se deberá instalar reconectores y en las derivaciones fusibles seccionadores (cut-out) o seccionalizadores, siempre que aguas arriba haya equipos de protección de falla a tierra con reconexión de la carga, ver figura 1.1

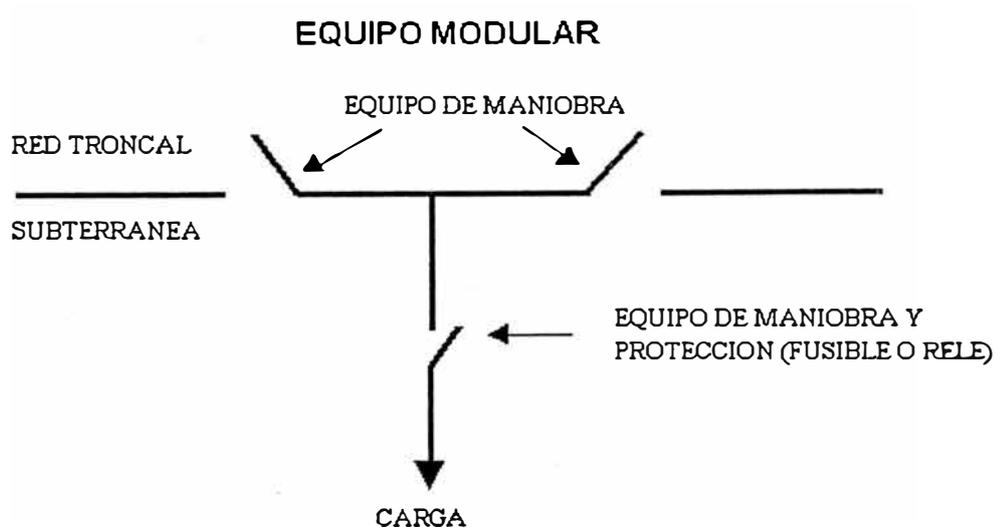


Fig. N° 1.1 Esquema modular de la red MT

1.5 Descripción de las redes aéreas de media tensión

1.5.1. Instalación de redes aéreas MT

En las zonas del Norte Chico y/o zonas rurales las salidas en media tensión desde las SET's hasta la primera estructura son subterráneas, a partir de ésta empieza el circuito troncal de la red aérea de media tensión, pudiendo ésta tener circuitos auxiliares y/o laterales. El esquema unifilar típico se encuentra en la fig. N° 1.2

La red aérea está definida por la troncal con sus derivaciones laterales. Se recomienda que los circuitos laterales no sean muy extensos (1 km), ni concentren demasiada carga (1 MVA) para facilitar su conexión o desconexión monopolar a la red troncal y facilitar la ubicación de los puntos de falla.

1.5.2. Redes aéreas troncales

En la red troncal se emplean conductores de 120mm² y 240mm² de sección. Los equipos que se instalarán para realizar maniobras en la red troncal son los Reconectores y Seccionadores tripolares aéreos bajo carga.

1.5.3. Redes aéreas laterales

Las derivaciones aéreas para circuitos laterales o clientes en 10 kV se harán en cualquier punto de la red troncal. Se instalarán equipos de protección y maniobra en las derivaciones aéreas, tales como Reconectores, fusibles seccionadores (cut-out) o seccionalizadores.

Los cut-out se usarán en las derivaciones de circuitos laterales para potencias de hasta 1 MVA, lo que guarda relación con la capacidad de fusible a utilizar de 100 A o 144 A.

Las subestaciones de distribución se ubican en los circuitos laterales son del tipo biposte con transformadores de 50, 100 y 160 kVA.

1.5.4 Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de Distribución en redes aéreas de media tensión se intercalan en la red lateral y su construcción se distingue por los tipos biposte y monoposte.

La Protección del transformador es con seccionadores fusibles cut out en la media tensión. El transformador hermético con aislamiento en aceite(ONAN).

En zonas de corrosión severa, se reforzará el aislamiento de los aisladores pasatapas del transformador, fusibles seccionadores cut out, utilizando extensores de línea de fuga y tubos termocontraíbles en la bajada del transformador.

1.6 Protecciones en la red de MT

Para las redes aéreas de media tensión definimos dos esquemas de protección tanto para fallas entre fases como para fallas a tierra.

Debemos considerar para todos los alimentadores la protección en la celda de salida de la Subestación de transmisión, en donde, se aloja un interruptor con relés de máxima corriente de tiempo definido para la

detección de fallas bifásicas y trifásicas; así mismo, de un relé direccional homopolar para la detección de fallas a tierra con dispositivo de recierre

Los equipos de protección, maniobra y señalización empleados son:

1.6.1 Equipos de protección en redes aéreas MT

- Reconectador con protección para fallas entre fases y fase a tierra.
- Seccionador bajo carga exterior
- Fusible seccionador (cut-out)
- Seccionalizador electrónico.
- Indicador de cortocircuito tipo exterior

1.6.2 Descripción de la protección en la red aérea

a. Protección en circuito troncal

En la celda de salida de la SED Convencional ó subestación de transmisión (SET) para el circuito troncal aéreo se instalará un interruptor con protección para fallas entre fases y falla a tierra con recierre.

Se instalará un reconectador ó Recloser en el circuito troncal con protección para falla a tierra y fallas entre fases, que coordinará con el relé del alimentador principal. Asimismo, a fin de obtener coordinaciones apropiadas con los fusibles (cut-out), dicho Recloser deberá disponer de curvas del tipo tiempo definido, curvas muy y extremadamente inverso con posibilidad de elección de combinaciones de curvas rápidas y lentas.

b. Protección en circuitos laterales

En todos los circuitos laterales menores de 1MVA, se emplearán fusibles (cut-out) y/o seccionalizadores, los cuales permitirán despejar la falla del segmento fallado, así como facilitar el seccionamiento de dicho tramo para efectuar la reparación sin causar desconexiones de otros sectores. Para mayores de 1MVA, se utilizarán Recloser's.

En el circuito lateral a lo más se dispondrá de tres fusibles en serie, contando con el fusible del transformador MT/BT. Los fusibles a emplearse, coordinarán y deberán seleccionarse de acuerdo a los niveles de carga esperados, así como a las curvas del fabricante del fusible.

Se instalarán indicadores de cortocircuito en algunas derivaciones de circuitos laterales.

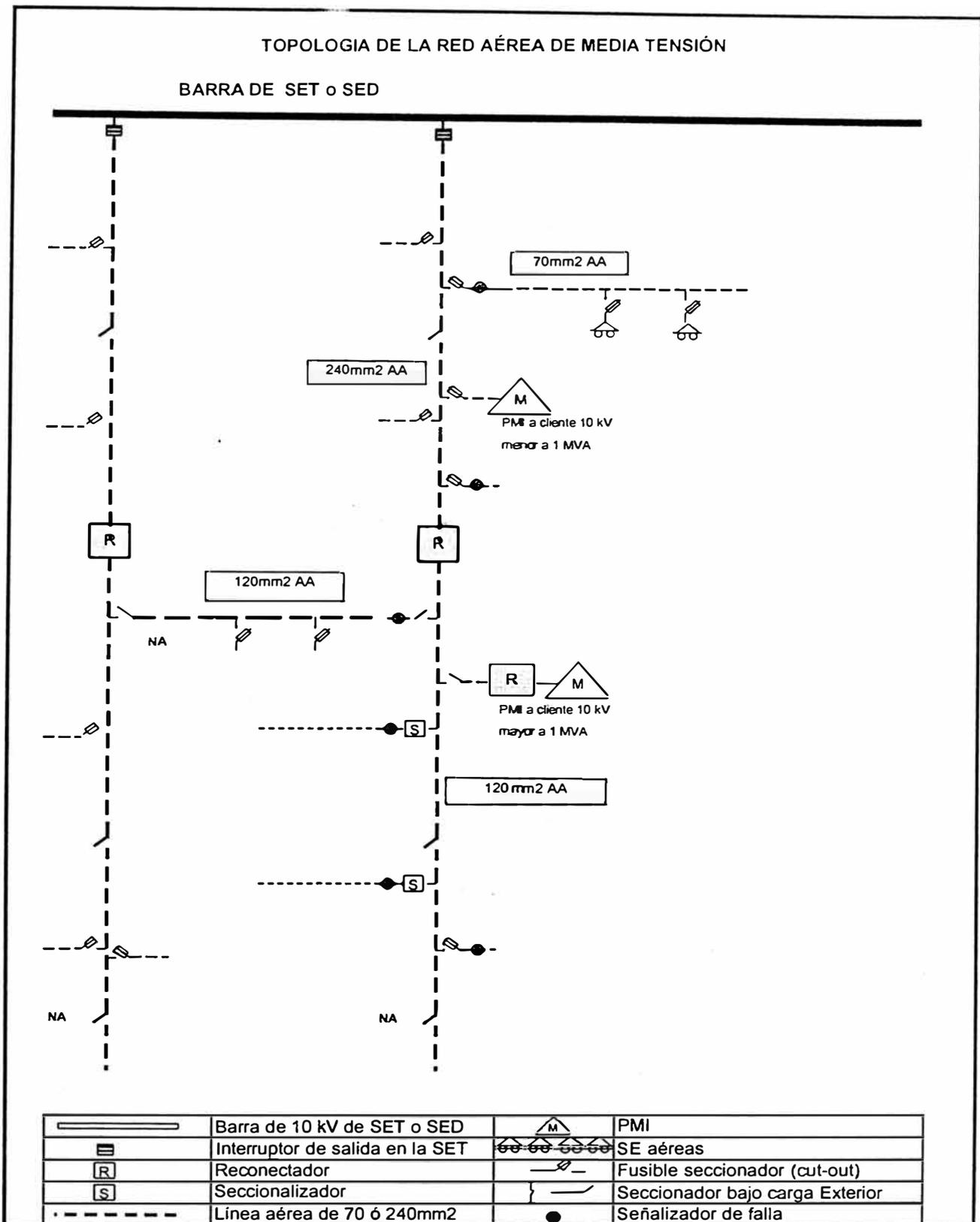


Figura N° 1.2 : Estructura topológica de la red Aérea de Media Tensión

CAPITULO II

PROYECTO DE INVERSIÓN DE MEJORA DE LA PROTECCIÓN EN ALIMENTADOR 10 kV DE LA S.E. HUARAL

2.1. Antecedentes

Los alimentadores de media tensión que están ubicados al Norte Chico de la ciudad de Lima, están constituidas mayormente por redes aéreas y tienen como equipo de protección a seccionador-fusible tipo exterior (cut-out) con fusibles de expulsión, los cuales sólo operan ante fallas por cortocircuito.

Este tipo de protección no está preparado para operar cuando ocurre una falla a tierra, ya sea por descarga en aisladores o por caída de conductor.

Dada las limitaciones de los equipos de protección, las fallas a tierra ocasionan interrupciones totales de los alimentadores MT, originando compensaciones a los clientes por el no cumplimiento de la Norma de Calidad (NTCSE).

2.2. Situación antes de ejecución de Proyecto

En los seis primeros meses del año 2002, se registraron 03 interrupciones totales por fallas a tierra en el alimentador considerado crítico de acuerdo al monto de compensaciones (Ver anexo A).

De mantenerse la situación actual continuarán registrándose interrupciones

por fallas a tierra que afectará de los alimentadores por fallas a tierra que afectará directamente los valores de los indicadores de calidad de suministro del alimentador involucrado en el proyecto.

Dichas interrupciones dan origen a pagos por compensación a los clientes por mala calidad de suministro, así como también pago de multas a la autoridad por no cumplir con la NTCSE.

2.3. Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en instalar 2 reclosers, para mejorar la selectividad de la protección. La relación de enlaces involucrados se muestran en la tabla N° 2.1

Tabla N° 2.1 : Ubicación de los equipos de protección

N°	ALIM.	ENLACE	EQUIPO
1	HL-03	70051T a 70055T	Recloser 1
2	HL-03	70062T a PS Mina C.	Recloser 2

La instalación de los equipos de protección se realizará en el alimentador, considerado crítico por las compensaciones correspondientes al 1° semestre del año 2002

2.4. Inversión del Proyecto

La inversión para instalar los reclosers se muestran a continuación:

Tabla N° 2.2 : Inversión en los Equipos de protección

Descripción	Costos Equipos		Costo Total
	Material MUS\$	M.O. MUS\$	
Dos Recloser 10 kV	24.61	0.36	24.97

2.5. Ingresos

Los ingresos en el flujo de caja (beneficios del proyecto) se calcularon sobre la base de las compensaciones ocurridas en el primer semestre del año 2002 y son las siguientes:

2.5.1. Ahorro por disminución de energía dejada de vender.

En la tabla A4, del Anexo A se muestra el cálculo del mayor ingreso obtenido por la reducción de la energía dejada de vender a los clientes.

Cabe mencionar que con la ejecución del proyecto, se ha previsto tener un ahorro del 57.1% con respecto a la situación sin proyecto de acuerdo a la tabla A5. del Anexo A. El Ahorro por este concepto asciende a MUS\$ 0,12.

2.5.2. Ahorro de pagos por calidad de suministro.

En la tabla A6 del Anexo A, se muestra el cálculo del ahorro de compensación a los clientes por mala calidad de suministro considerando la tercera etapa de la norma de calidad.

El ahorro por este concepto asciende a MUS\$ 6.47

2.6. Gastos de Operación y Mantenimiento

Se considera los gastos por operación y mantenimiento de los nuevos equipos, el gasto representa el 2.5% de la inversión, cuyo monto asciende a MUS\$ 0,42.

2.7. Evaluación económica

Los principales parámetros para la evaluación de la alternativa son los siguientes:

- Horizonte de evaluación : 10 años
- Depreciación : 10 años Lineal
- Tasa de descuento : 15,10% anual
- Moneda : Dólares americanos

Los resultados de la evaluación económica, se muestra en el flujo de caja de la tabla N° A7 del Anexo A. Los resultados de los indicadores económicos se muestran en la tabla N° 2.3:

Tabla N° 2.3 : Indicadores económicos de la evaluación

VAN(15,10 %)	TIR(%)
2,73	17,50

2.8. Conclusiones y recomendaciones

La ejecución del proyecto resulta necesario para:

- Cumplir con la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos.
- Mejorar la continuidad del servicio y selectividad en la protección de los alimentadores involucrados en el proyecto.
- Disminuir los pagos de compensación a los clientes, por incumplimiento de la calidad de suministro.

Por lo tanto se recomienda aprobar el proyecto por un monto total de
MUS \$ 24.97

CAPITULO III

ANÁLISIS DE FALLAS EN REDES AEREAS DE MEDIA TENSIÓN

3.1 Cálculos de corrientes de fallas

Para una adecuada aplicación de los dispositivos de protección de sobrecorriente en el sistema de distribución, es necesario contar con los valores de las corrientes de falla a través de todo el sistema.

En cada punto de localización de los dispositivos de protección de sobrecorriente del sistema eléctrico, son necesarios los valores de corrientes de falla para determinar la resistencia de los equipos ante cortocircuitos así como las capacidades de interrupción, con esto se brinda seguridad al personal además de prever daños al equipamiento del sistema, se asumen las condiciones de los casos más desfavorables que incluyen el punto de ubicación de la falla y el tipo de falla.

También, son necesarios los valores máximos y mínimos de corrientes de falla que censarán los dispositivos de protección, para la determinación de los ajustes instantáneos y temporizados que aislaran las porciones afectadas del sistema, según la coordinación de la protección de todos los dispositivos conectados en serie.

En un sistema radial, la máxima corriente de falla través de un dispositivo de protección ocurre para una falla trifásica franca en sus terminales del lado de carga.

Los valores mínimos de corriente de falla en redes radiales, son encontrados de muchas formas, insertando una impedancia de valor especificado en la ruta de falla, asumiéndolas como un porcentaje del valor máximo de corriente de falla o calculadas en los puntos más remotos de la red. Los valores mínimos de corriente de falla son necesarios para determinar el alcance de la zona de protección de un dispositivo de protección de sobrecorriente. Si la zona de protección no llega hasta el final del circuito o circuitos, una nueva zona de protección debe ser establecida por la instalación de otro dispositivo de protección.

El standard IEC 60909, presenta un método implementado en base a teoría de las componentes simétricas, aplicable a redes eléctricas menores a los 230 kV, las corrientes de falla en el sistema de distribución, pueden ser entonces determinadas por simples ecuaciones.

3.2 Suposiciones para la determinación de las ecuaciones de corriente de falla

La mayoría de los sistemas de distribución se encuentran alejados del sistema de generación, por lo que las variaciones con respecto a las corrientes de falla son mínimas, en estas condiciones el sistema aguas arriba de la barra en media tensión de las subestaciones de transmisión es considerada de impedancia constante, es decir, la impedancia total que limita la corriente hasta el punto de falla del alimentador es la impedancia del

sistema aguas arriba (Z_s), la impedancia de líneas y cables (Z_l) e impedancia de falla (Z_f). Para estos dispositivos estáticos (no rotativos), las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales.

Las ecuaciones de corrientes de fallas también asumen que el sistema es simétrico.

3.3 Tipos de fallas para líneas trifásicas

Entre los tipos de fallas en los sistemas de distribución con neutro aislado tenemos la falla trifásica y la falla bifásica entre fases.

Sea Z_1 la impedancia de secuencia positiva del sistema y Z_0 la impedancia de secuencia cero del sistema, ambas en el punto de falla. Estas son las impedancias Thevenin las cuales se consideran en cada red de secuencia.

3.3.1. Falla trifásica a tierra: La condición de la falla viene dada en la siguiente figura N° 3.1:

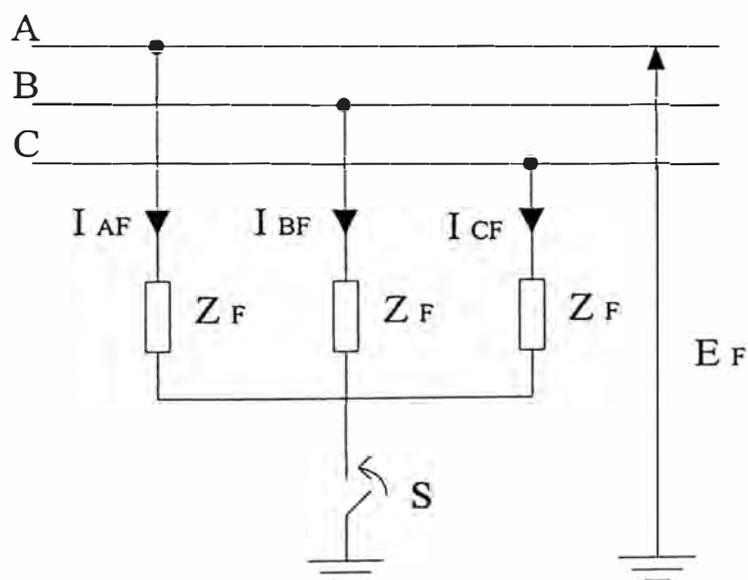


Fig. N° 3.1. Falla Trifásica

El cortocircuito trifásico, es del tipo simétrico, las corrientes en las fases B y C tienen la misma magnitud que fase A y están desplazadas a 120° grados.

El vector E_F es la tensión fase a tierra de la fase A, y es tomado como referencia a un ángulo de 0° grados (voltaje de la condición prefalla).

$$\bar{I}_{AF} = \frac{c \cdot \bar{E}_F}{Z_1} \quad (3.1)$$

$$\bar{I}_{BF} = a^2 \cdot \bar{I}_{AF} \quad (3.2)$$

$$\bar{I}_{CF} = a \cdot \bar{I}_{AF} \quad (3.3)$$

Donde en las ecuaciones (3.1), (3.2) y (3.3):

$$a = e^{j \cdot 120^\circ} = 1 \angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$$

3.3.2 Falla bifásica: La condición de la falla viene dada en la siguiente figura N° 3.2:

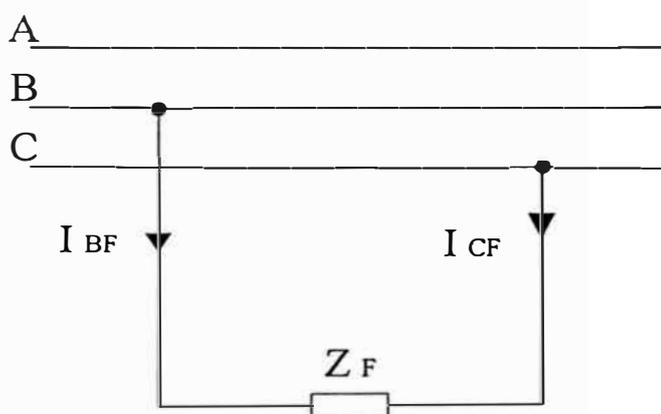


Fig. N° 3.2. Falla Bifásica

La corriente de falla es definida en la siguiente ecuación:

$$\bar{I}_{BF} = \frac{c \cdot \sqrt{3} \cdot \bar{E}_F \angle -90^\circ}{2 \cdot \bar{Z}_1} \quad (3.4)$$

$$\bar{I}_{CF} = -\bar{I}_{BF} \quad (3.5)$$

Nótese que la falla doble fase a tierra, falla monofásica y falla bifásica son simétricas con respecto a la fase A.

Los valores para impedancias y voltaje prefalla pueden ser dados en valores reales o en cantidades por unidad sobre una base específica.

Para la determinación del valor máximo de la corriente de falla, debe considerarse el valor máximo esperado de E_F (tabla N° 3.1) y/o mínimos valores esperados de las impedancias de secuencia y de falla.

Vn	Icc máx.	Icc mín.
1 a 230 kV	1.1	1

Tabla N° 3.1. Valores para el factor de tensión "c"

De las ecuaciones (3.1) y (3.4) para la condición de falla máxima se tiene que $Z_f = 0$, se cumple:

$$|\bar{I}_{2\phi}| = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot |\bar{I}_{3\phi}| = 86.6\% \cdot |\bar{I}_{3\phi}| \quad (4.6)$$

3.4. Cálculo de las impedancias de secuencia

3.4.1 Impedancias de secuencia: Considerando iguales las impedancias de secuencia positiva y negativa, se presenta en la tabla N° 3.2, los parámetros de secuencia para conductores y cables de la red:

- Conductores aéreo de aleación de aluminio (Aldrey) AA
- Conductores aéreo de Cobre CU
- Cable subterráneo tipo NKY NKY
- Cable subterráneo tipo N2XSY N2XSY

Tabla N° 3.2. Parámetros de conductores y cables en 10 kV

Sección	R+(Ohm/km)	X+(Ohm/km)	In (A)
AA 3 - 1 x 120 mm ²	0.3230	0.4290	284
AA 3 - 1 x 70 mm ²	0.5830	0.4490	250
CU 3 - 1 x 70 mm ²	0.3150	0.4270	275
CU 3 - 1 x 35 mm ²	0.6160	0.4530	182
CU 3 - 1 x 33 mm ²	0.6270	0.4460	160
CU 3 - 1 x 25 mm ²	0.8737	0.4580	133
CU 3 - 1 x 21 mm ²	0.9970	0.4640	120
CU 3 - 1 x 16 mm ²	1.3490	0.4830	112
CU 3 - 1 x 13 mm ²	1.5850	0.4810	90
N2XSY 3 - 1 x 240 mm ²	0.0961	0.1395	489
N2XSY 3 - 1 x 120 mm ²	0.1951	0.1418	332
N2XSY 3 - 1 x 70 mm ²	0.3417	0.1542	244
N2XSY 3 - 1 x 35 mm ²	0.6682	0.1742	168
N2XSY 3 - 1 x 25 mm ²	0.9270	0.1850	140
NKY 3 x 70 mm ²	0.3122	0.1090	189
NKY 3 x 35 mm ²	0.6033	0.1170	130
NKY 3 x 16 mm ²	1.3258	0.1440	79

3.5 Cálculo de fallas en el alimentador HL-03

Se ilustra el procedimiento de cálculo en diversos puntos de la red del sistema.

Inicialmente es necesario conocer el equivalente Thevenin de las barras del sistema en 10 kV, para lo cual es necesario los siguientes datos:

- Potencia de cortocircuito barras de 10 kV S_{cc}
- Tensión de cortocircuito en barras V_{cc}
- Impedancia de cortocircuito Z_{cc}
- Relación X/R aguas arriba de la barra de 10 kV X/R

El cálculo del modulo de la impedancia de cortocircuito en barras esta dada por la formula 3.7, ésta es la impedancia del sistema:

$$|Z_{ccSET}| = \frac{|V_{ccSET}^2|}{|S_{ccSET}|} \quad (3.7)$$

Con la información de la relación X/R se obtienen los parámetros de la impedancia

$$Z_{ccSET} = R_{ccSET} + jX_{ccSET} \quad (3.8)$$

En general para sistemas de distribución, se considera la relación X/R muy grande, en razón de que la parte resistiva es muy pequeña,:

$$|X_{ccSET}| = |Z_{ccSET}| \quad (3.9)$$

La representación del equivalente Thevenin aguas arriba de la barra en 10 kV, es de la figura N° 3.3:



Fig. N° 3.3 Representación de la SET Huaral

Para las barras de la SET Huaral, la potencia de cortocircuito en 10 kV es de 147 MVA, la corriente de cortocircuito es calculada por la formula de la ecuación 4.10:

$$I_{ccSET} = \frac{S_{ccSET}}{\sqrt{3} \cdot V_{ccSET}} \quad (3.10)$$

Reemplazando datos en las formulas 4.6 y 4.10, se tienen los siguientes valores impedancia y cortocircuito:

Tabla N° 3.3 : Resultados de cálculo

Scc (MVA)	Zcc (Ohm)	Icc Trifásica (kA)	Icc Bifásica (kA)
147	0.6803	8.487	7.280

De los cálculos efectuados permiten la siguiente representación:

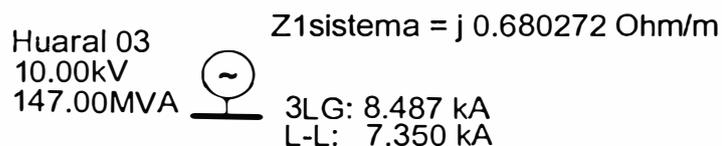


Fig. N° 3.4 :. Valores de falla en barras del sistema SET Huaraz

El calculo de las corrientes de cortocircuito máxima y mínima, en los diversos puntos de la red, es efectuado por la aplicación de las formulas 3.1 y 3.4, las impedancias de secuencia negativa son evaluadas desde las barra del sistema hasta el punto de falla. Para el primer tramo del alimentador, los

datos de las impedancias de secuencia son mostradas en la siguiente figura N° 3.5, lo cual permite la determinación de fallas al final del primer tramo de la red, mostrado en la figura N° 3.6.

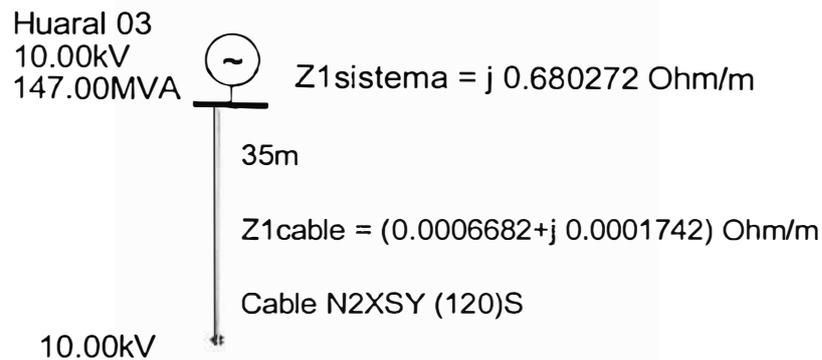


Fig. N° 3.5. Datos para cálculo de fallas en puntos de la red radial

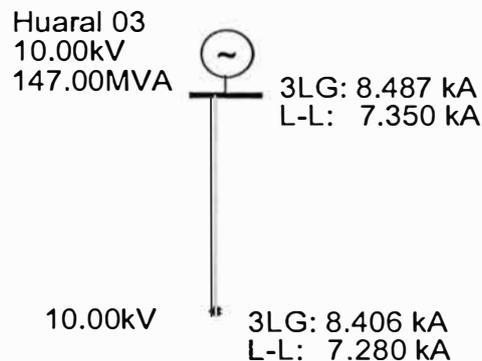


Fig. N° 3.6. Valores de fallas al final del primer tramo del HL 03

El cálculo total en todos los puntos de interés del alimentador, puede ser calculado mediante el procedimiento descrito, actualmente, esta tarea es efectuada mediante el empleo de programas comerciales de cortocircuito. Para el alimentador HL 03, se muestra los valores de corriente de falla en puntos de la red.

3.6 Fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado

El sistema eléctrico de distribución en media tensión de EDELNOR S.A.A. es en su mayoría un sistema trifásico de 10 kV con neutro aislado de tres conductores y sin ninguna conexión intencional a tierra, este sistema se encuentra puesto a tierra a través del acoplamiento capacitivo de los elementos presentes en la red, tales como la capacitancia distribuida de los conductores y cables, la capacitancia a tierra de los devanados de transformadores, etc.

La figura N° 3.7, muestra que los transformadores instalados en las subestaciones convencionales, subestaciones aéreas y subestaciones compactas son del tipo Dyn5, el lado de 10 kV corresponde a la conexión delta y el lado de 220 V a la conexión estrella en baja tensión.

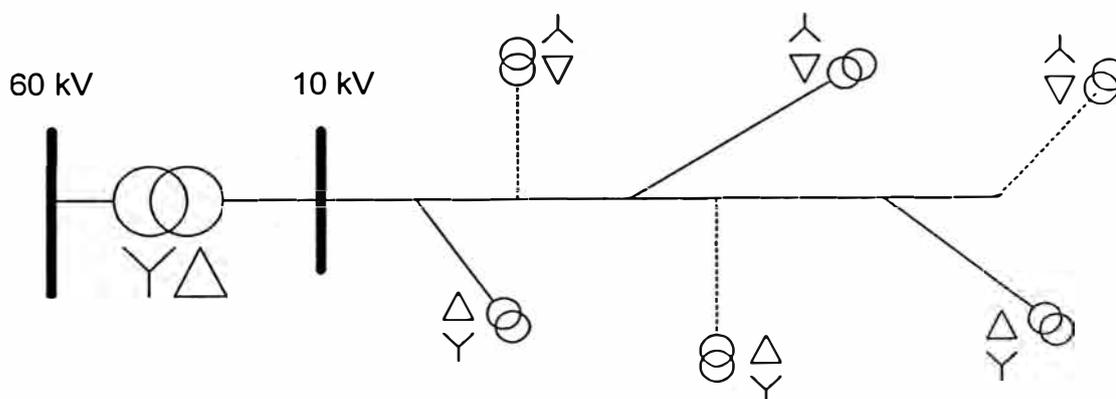


Fig. N° 3.7. Sistema de distribución con neutro aislado del alimentador HL 03

3.6.1 Análisis teórico de fallas a tierra en un sistema con neutro aislado

Para una determinada SET, cuando ocurre falla a tierra en un

alimentador (Ver figura N° 3.8), existe una corriente de falla desde la barra de la SET hacia el punto de la falla. Debido a que la conexión en delta en 10 kV del transformador de potencia aísla a éste del sistema de distribución, ésta corriente regresa a la barra a través de los otros alimentadores por sus capacidades homopolares, teniendo en este caso una dirección contraria; es decir, en todos los alimentadores sin falla de la SET circulan corrientes homopolares, siendo la dirección de la corriente homopolar en el alimentador con falla de sentido contrario a los demás alimentadores que conforman el Sistema de Distribución

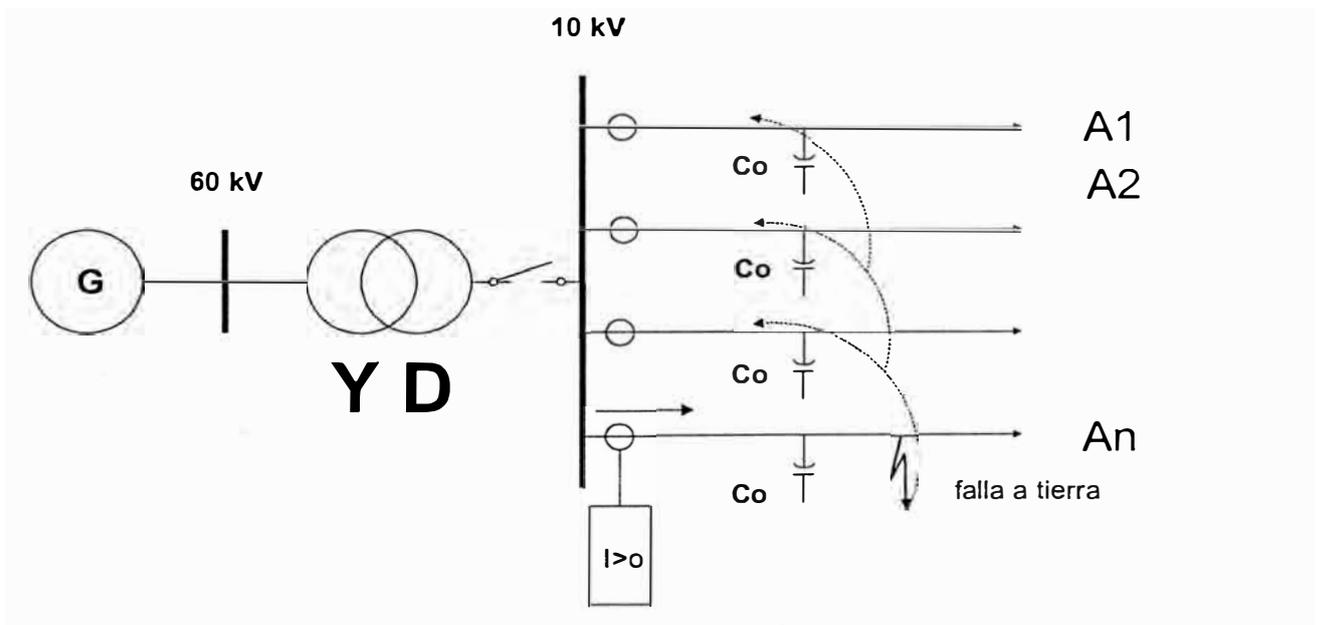


Fig. N° 3.8. Falla a tierra en alimentador de distribución con neutro aislado

Con la finalidad que la detección de la falla sea selectiva, se hace necesario la implementación de relés direccionales de sobrecorriente homopolar a la salida de cada alimentador.

El circuito equivalente para el análisis de este tipo de fallas será efectuado de acuerdo a la teoría de las componentes simétricas, el cual se muestra en la figura N° 3.9:

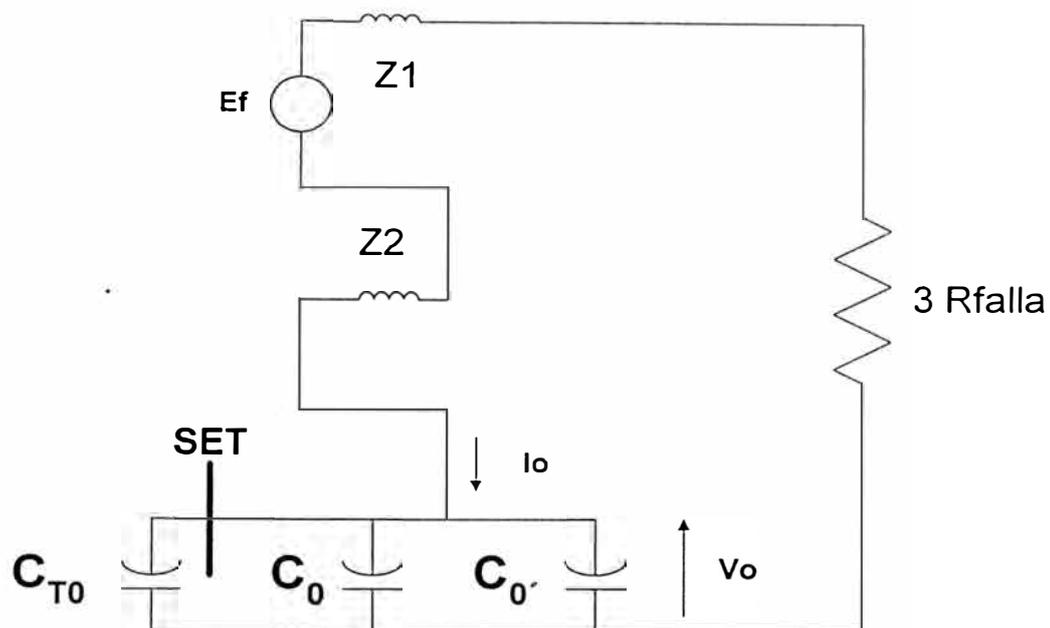


Fig. N° 3.9. Circuito equivalente de análisis de Falla a tierra

Debido a que generalmente las reactancias homopolares son mucho mayor que las reactancias de secuencia positiva y negativa del sistema, podemos aproximar el circuito anterior al de la figura N° 3.10

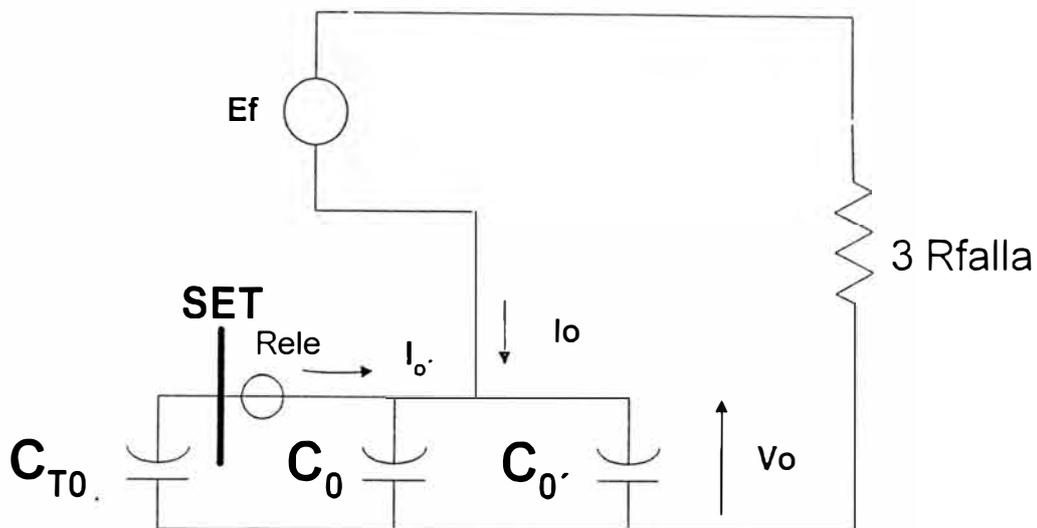


Fig. N° 3.10.: Circuito equivalente simplificado de análisis de Falla a tierra

Donde:

C_{To}	Capacidad total homopolar de los alimentadores no involucrados en la falla
C_o y $C_{o'}$	Capacidad homopolar del alimentador con falla
Z_1 y Z_2	Impedancia de secuencia positiva y negativa del sistema
R_{falla}	Resistencia de falla a tierra

Las formulaciones son las siguientes:

CORRIENTE DE FALLA A TIERRA:

$$I_o = \frac{E_f}{\sqrt{(3R_{falla})^2 + \frac{1}{\omega^2(C_{To} + C_o + C_{o'})^2}}} \quad (3.11)$$

CORRIENTE HOMOPOLAR DEL RELE:

$$I'_0 = I_0 \frac{C_{T0}}{C_{T0} + C_0 + C_0} \quad (3.12)$$

En una SET con varios alimentadores:

$$C_{T0} \gg C_0 + C_0 \dots \dots \dots I_0 \approx I_0$$

$$I'_0 = \frac{Ef}{\sqrt{(3Rf)^2 + \frac{1}{(\omega C_{T0})^2}}} \quad (3.13)$$

TENSION HOMOPOLAR

$$V_0 = \frac{I'_0}{\omega C_{T0}} \quad (3.14)$$

3.6.2 Comportamiento de las tensiones fase a tierra y entre fases

Se presenta en la figura N° 3.11, un sistema con neutro aislado en la que se indican los fasores de tensión entre fases y fase a tierra antes (sistema simétrico de tensiones) y después de una falla (sistema asimétrico de tensiones).

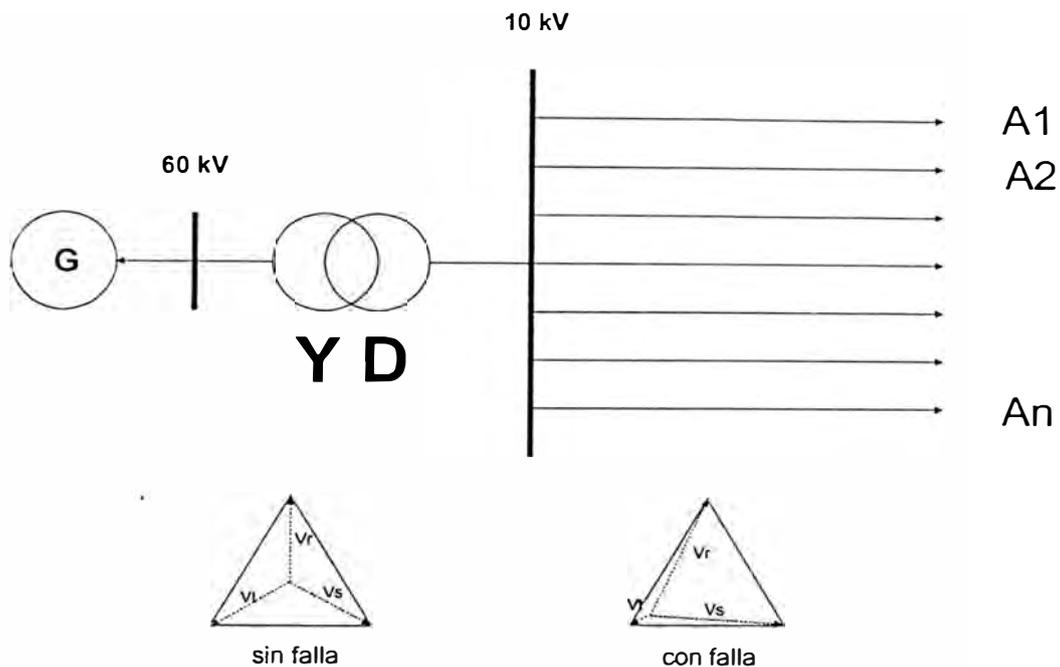


Fig. N° 3.11.: Sistema de distribución con neutro aislado

De la figura se puede observar el corrimiento del punto de tierra (a potencial cero) hacia la fase con falla, es decir, se reduce la tensión fase a tierra con respecto a la fase con falla, mientras, se incrementan las tensiones fase a tierra de las otras dos fases. Es característica importante de este tipo de fallas la generación de tensiones homopolares que polarizan los relés direccionales.

Se observa que las tensiones entre líneas no sufren variación cuando ocurre este tipo de falla, lo cual permite la ventaja de seguir suministrando energía al sistema con la falla presente.

En la figura N° 3.12 y 3.13 mostramos la oscilografía de tensiones y corrientes para una falla a tierra en un alimentador de 10 kV.

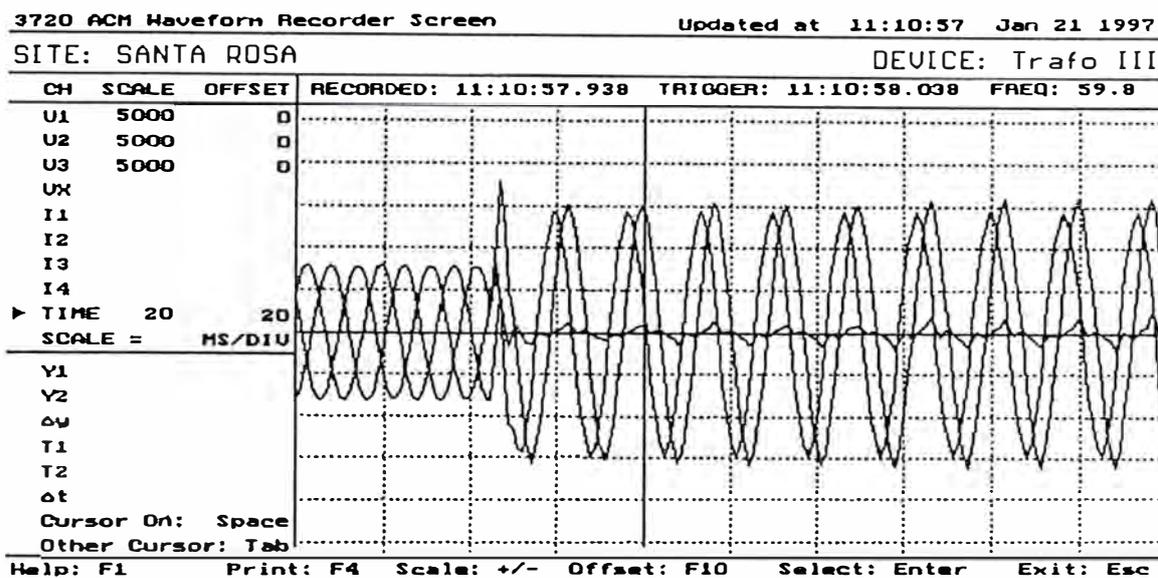


Fig. N° 3.12. Oscilografía de tensiones fase a tierra en barras de la SET

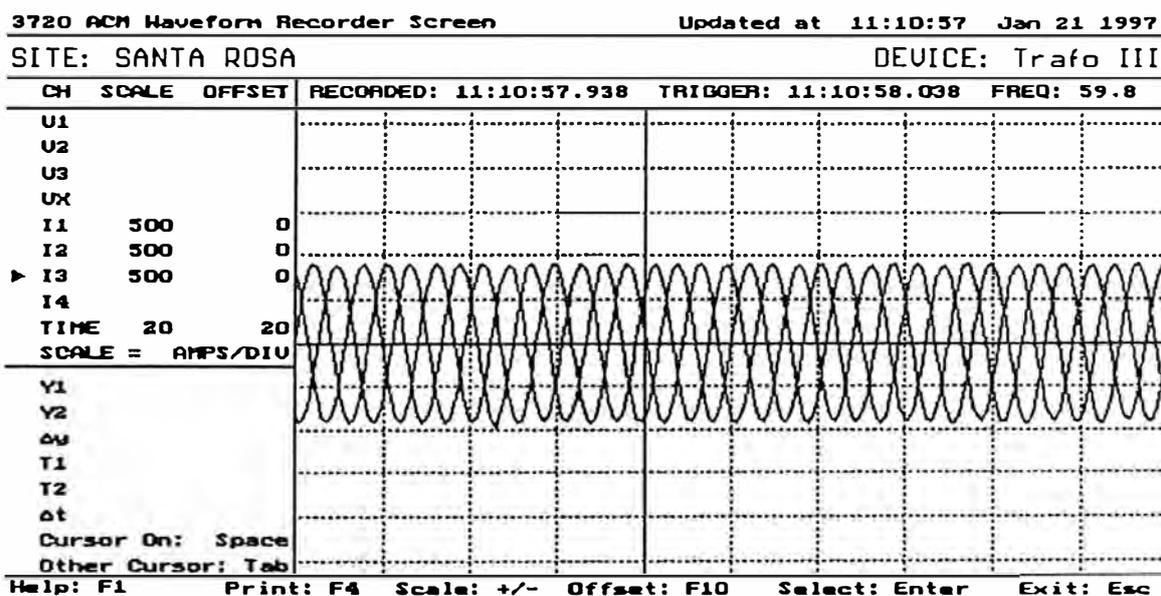


Fig. N° 3.13.: Oscilografía de corrientes de fase a tierra en barras de la SET

La detección de fallas a tierra es dificultoso, por las múltiples características que pueden presentar, muchas de ellas son de alta impedancia con corrientes homopolares pequeñas, sin embargo, es posible

abarcar un amplio margen de fallas a tierra con los relés no direccionales y direccionales de sobrecorriente homopolar.

Para este sistema, existe el riesgo de contacto eléctrico para las vidas humanas cuando se producen la rotura de los conductores aéreos.

3.6.3 Pruebas efectuadas

En la Tabla N° 3.4 se muestra las resistencias de fallas.

Tabla N° 3.4.: Resistencias de fallas a tierra en función del terreno

Tipo de suelo en punto de falla	Intervalo de tiempo (ms)	Resistencia de falla (Ohmio)
Jardín con césped	0...280	91.6
	290	137
	550...850	40.5
Tierra seca y pocas piedras	85...125	233
	125...440	58.8
Tierra seca de Cultivo	0...220	62.9
	220...700	42
Tierra húmeda con hierba	0...50	17.6
	50...260	13.3
	260...700	9.6
Tierra de cultivo	0...110	43.3
	200...400	15
Pedregoso con residuos de construcción	0...300	253
	310	289
	550...1050	98.6
Terreno arenoso con piedras	0...150	7619
	150...215	1515
	215...285	920
	285...415	553
	415...915	395
Asfalto	0...105	141
	105...400	203
Vereda húmeda	0...450	38.1
	450...800	31.2
Arena seca	0...300	659
Acequia con poca agua	0...65	47
	65..175	27
	175..895	23

3.7 Cálculo de ajustes de fallas a tierra en alimentador HL-03

Para el cálculo de las capacitancias homopolares de las líneas y cables de los alimentadores de la SET Huaral de 10 kV, se emplea la siguiente relación:

CAPACIDAD EQUIVALENTE

$$C_0 \text{ de la SET (uF) - } C_0 \text{ de Alim. Con falla (uF) = } C_0 \text{ eq.} \quad (3.15)$$

Por tanto:

$$C_0 \text{ de la SET 10 kV (uF) - } C_0 \text{ de HL-03 (uF) = } 0.435 - 0.085 = 0.35 \text{ uf}$$

REACTANCIA HOMOPOLAR EQUIVALENTE

$$\text{Reactancia homopolar (Ohm) = } [\omega \cdot C_0 \text{ eq.}]^{-1} \quad (3.16)$$

Por tanto

$$\text{Reactancia homopolar (Ohm) = } 7578.81 \text{ Ohm}$$

Para el cálculo de la corriente de falla a tierra (I_f), se emplean las formulaciones 3.11, 3.12, 3.13 , 3.14., considerando una resistencia de falla (R_f) promedio de la zona de 500 ohmios, es decir:

$$I_0 = \frac{10/\sqrt{3}}{\sqrt{(3 \times 500)^2 + (7578)^2}}$$

$$I_0 = 0.75 \text{ A}; \quad I_f = 3 I_0$$

$$I_f = 2.25 \text{ A}; \quad I_{\text{ajuste relé}} = I_f/TC$$

$$I_{\text{ajuste relé}} = 11.25 \text{ mA}$$

CAPITULO IV DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS INSTALADOS

4.1. Circuito automático de Recloser

Un circuito automático de Recloser es un mecanismo de control con un circuito inteligente necesario para sensor sobrecorrientes a tiempo e interrumpir las sobrecorrientes con un recierre automático para reenergizar la línea. Si la falla es permanente, el Recloser abrirá después de un programa de número de operaciones (usualmente tres o cuatro), y así de esta manera se logra aislar la sección fallada de la parte principal del sistema. La mayoría de las fallas en sistema de distribución aéreo, tal vez un 80% son probablemente temporales y finalmente sólo de unos cuantos ciclos o segundos en la mayoría de los casos. Los Recloser de circuito automático con su capacidad de recierre eliminan prolongadas salidas en sistemas de distribución debido a fallas temporales o condiciones transitorias de sobrecorriente.

4.1.1 Reclosers Trifásicos

Los Reclosers trifásicos Fig. N° 4.1 son usadas donde son requeridas las tres fases por alguna falla permanente, para evitar fases simples de cargas trifásicas tales como un gran motor trifásico. Los reclosers trifásicos tienen dos modos de operación:

- Disparo monofásico/ Bloqueo trifásico
- Disparo trifásico/Bloqueo trifásico

El disparo monofásico/bloqueo trifásico es obtenido con tres reclosers monofásicos montadas en un simple tanque con mecanismos de interconexión para bloqueo solamente. Cada fase opera independientemente por sobrecorriente, activando y haciendo recierre. Si alguna fase opera para la condición de bloqueo, el mecanismo activa la conexión para las otras dos fases y los deja abierto, y así de ésta modo evita extender la energización monofásica de cargas trifásicas.

Todos los otros reclosers trifásicos operan a través del modo disparo trifásico/recierre trifásico. Para cualquier falla todos los contactos se abren simultáneamente por cada operación.

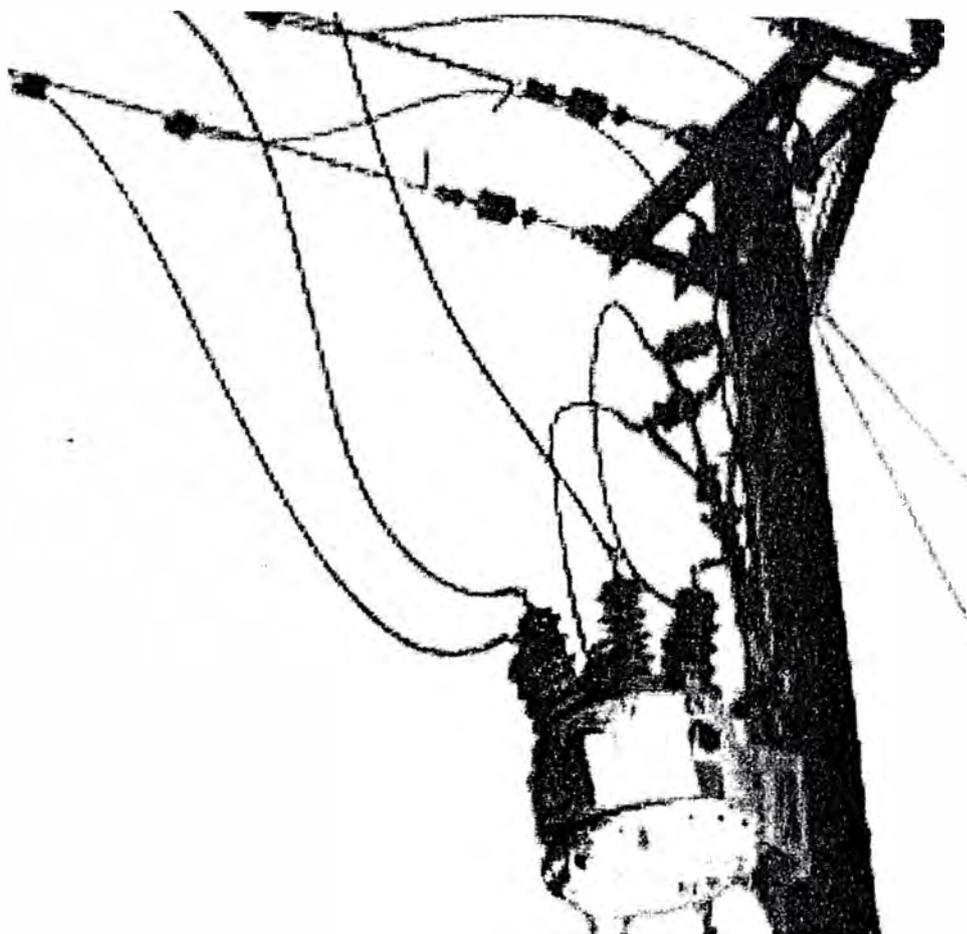


Fig. N° 4.1.: Recloser trifásico instalado en estructura de media tensión

Las tres fases son mecánicamente conectadas por el disparo y recierre, y son operadas por un mecanismo común.

4.1.2 Reclosers controlados electrónicamente

El método de control electrónico de reclosers es más flexible, más fácilmente ajustado, probado y más exacto que el control hidráulico. Suministrado en una cabina de separación del recloser, el control electrónico permite convenientemente cambiar las características tiempo-corriente,

corriente de disparo y secuencia de operación del recloser sin desenergizar o desactivar el recloser.

Los controles electrónicos están disponibles utilizando otros componentes discretos o microprocesadores lógicos. La lógica de control del microprocesador es similar a éste (Fig N° 4.2)

(1) La corriente de línea es sensada por tres tipos de bushing, sensando al interior del recloser. La corriente secundaria de esos transformadores son llevadas para el control por un cable multiconductor que también lleva señales de disparo y recierre como respaldo para el recloser. Cuando esa corriente secundaria (2) sigue sensando a través del circuito de control, excede un nivel proporcional a la mínima corriente de disparo programada, (3) el nivel de detección y circuito programado son activados. Después de un tiempo determinado por la característica programada tiempo-corriente, (4) el circuito de disparo es energizado enviando una señal al recloser. (5) un relé de secuencia luego opera, (6) causando el recierre y el reinicio del circuito para empezar a programar y avanzar el programa de control para la siguiente operación.

Después de que el tiempo de programación del recloser termina, (7) una señal de cierre es enviada para el recloser y la corriente sensada empieza otra vez. Cuando el tiempo de reinicio termina, el relé de secuencia reinicia el programa de control para la posición de comienzo.

El control bloqueará inmediatamente siguiendo una señal de disparo después de un número programado de operaciones que ocurran. Cuando ésta bloqueado, el control no reinicia o envía una señal de cierre hasta que

la operación de recierre es activada manualmente, desde el panel de control o por una señal remota.

Los reclosers con controles electrónicos usan una bobina cerrada o un mecanismo de motor para la operación de recierre. La apertura de los contactos es logrado por el disparo ó activación de los comandos de control.

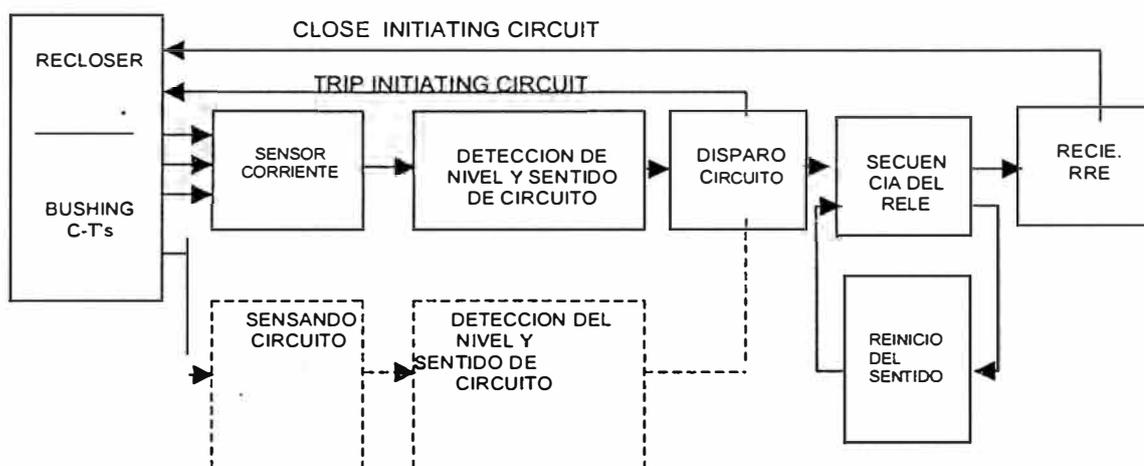


Fig. N° 4.2.: Diagrama de bloque del control electrónico de recloser

4.1.3 Tipos de Interrupciones

Los reclosers utilizan otros aceites o vacíos como medio de interrupción. Este aceite es usado por ambos arcos de interrupción y aislamiento básico.

El uso del vacío como medio de interrupción facilita las ventajas de reducir el mantenimiento y reacción mínima externa. Algunos tipos de reclosers están disponibles con otros interruptores de aceite o vacío. Los reclosers de aceite pueden usar otros aceites o aire como medio de aislamiento básico.

4.1.4 Localización de Reclosers y funciones

Los reclosers pueden ser usados en cualquier parte de un sistema eléctrico, donde la posición del recloser es adecuada para el requerimiento del sistema. Son localizaciones lógicas:

- En subestaciones con mecanismo de protección en el lado primario
- En las líneas a cierta distancia de la subestación, para seccionalizar alimentadores extensos y así de esta manera prevenir salidas de todo el alimentador cuando ocurre una falla permanente al final del alimentador.
- En los Taps de los principales alimentadores para proteger al alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas en los taps.

4.1.5 Factores de aplicación del Recloser

Seis factores importantes deben ser considerados para una operación adecuada de un circuito automático de recloser.

- Sistema de Voltaje.
- Máxima corriente de falla disponible en el punto de localización del recloser.
- Máxima corriente de carga.
- Mínima corriente de falla dentro de la zona a ser protegida por el recloser.
- Coordinación con otros dispositivos de protección en ambas fuentes y cargas al lado del recloser.

- Sensado de falla a tierra.

Sistema de voltaje

Los sistemas de voltaje son conocidos y el Recloser debe tener un voltaje equivalente o más grande que el sistema de voltaje.

Máxima corriente de falla

La máxima corriente de falla será conocida o puede ser calculada. La posición de interrupción del recloser debe ser equivalente o más grande que la máxima corriente de falla disponible.

Máxima corriente de carga

La máxima corriente continua del recloser debe ser equivalente o más grande que la máxima corriente de carga esperada para el circuito.

En recloser controlados electrónicamente, la mínima corriente de disparo es seleccionada independientemente de la máxima corriente continua del recloser, aunque esto normalmente no excede dos veces el valor. Generalmente es usada un valor de una corriente de disparo de al menos dos veces la corriente de carga pico esperada.

Para algunos circuitos, tales como los que tienen elevadas cargas de aire acondicionado o cargas eléctricas de calefacción difícilmente pueden ser experimentadas cuando intentan reenergizar el circuito después de una salida prolongada, en este caso se requiere una corriente de 250% mas de la corriente de carga pico.

Mínima corriente de falla

La mínima corriente de falla que puede ocurrir al final de la sección de línea para ser protegida debe ser chequeada para determinar que el recloser

sensorá e interrumpirá esa corriente.

La mínima corriente de falla usada en aplicaciones de recloser y otros dispositivos de protección de sobrecorriente se basa en la determinación de utilidades particulares como para el nivel de protección necesitado para la zona en cuestión. Obviamente, el verdadero nivel de falla mínimo en algún punto o sistema es cero.

Coordinación con otros dispositivos de protección

La coordinación con otros dispositivos de protección en lado fuente y lado carga vienen a ser importantes después que los cuatro primeros factores de aplicación son cumplidos. La selecciones adecuadas de tiempo y secuencia es vital para asegurar que algunas interrupciones momentáneas o salidas de servicio prolongadas debido a fallas sean restringidas a la sección más pequeña posible del sistema. Generalmente la característica tiempo –corriente y secuencias de operación del recloser son seleccionadas para coordinar con los dispositivos del lado fuente. Después son determinados un tamaño específico de recloser y secuencia, más equipos de protección bajo la línea son entonces seleccionados para coordinar con él.

Los recloser de circuito automático tienen doble capacidad de tiempo (Dual Timing) que sirve una función importante en coordinación con otro dispositivo de protección y en ayuda de las áreas afectadas por fallas permanentes. Una típica secuencia de operación de recloser para “bloqueo” (para una falla permanente) es ilustrada en la figura N° 4.3

Como se muestra, la primera interrupción por corriente de falla uno o más situaciones son ejecutadas de acuerdo con una rápida característica de

tiempo. La interrupción permanente para bloquear incorpora un predeterminado tiempo de retraso. Las primeras operaciones son rápidas en orden para despejar las fallas temporales antes de alguna operación fusible bajo la línea. Si la falla es permanente, el tiempo que tarda permite la operación de un dispositivo más cercano a la falla para interrumpir la sobrecorriente, por eso limita las salidas a una porción más pequeña del sistema

Sensado de fallas a tierra

La mayoría de fallas en los sistemas típicos de Empresa de servicio, tiene que ver con el neutro o la tierra y están comúnmente referidas a "fallas a tierra". Las fallas son comúnmente reveladas a través de la detección de sobrecorriente, el cual es conseguida sensando la corriente residual del transformador de corriente trifásico. La corriente residual estudiada, la corriente de secuencia zero del circuito son constituidas de ambas líneas-tierra o neutro. Corriente de falla más el desbalance de corriente del alimentador trifásico.

La corriente de fase sensada por el recloser detectará corrientes de falla a tierra, cuando la corriente total que atraviesa alguna fase(carga más falla a tierra) excede la mínima posición de disparo. Sin embargo, desde que éste temporizado es relativamente alto (2 a 2.5 veces el tiempo de corriente de carga pico), muchas fallas a tierra pueden no ser detectadas. Muchas fallas a tierra ocurren a una cierta distancia de la subestación, la magnitud es limitada por la impedancia de la línea, resistencia a tierra y resistencia de arco.

Un recloser 3Ø puede tener un seteo más sensible para fallas a tierra y de ésta manera tener mayor alcance para detectar corrientes residuales, sensando fallas a tierra. Este sensado permite el seteo de la corriente de falla a tierra por debajo de la corriente de fase.

Muchas empresas de servicio eléctrico utilizan el s

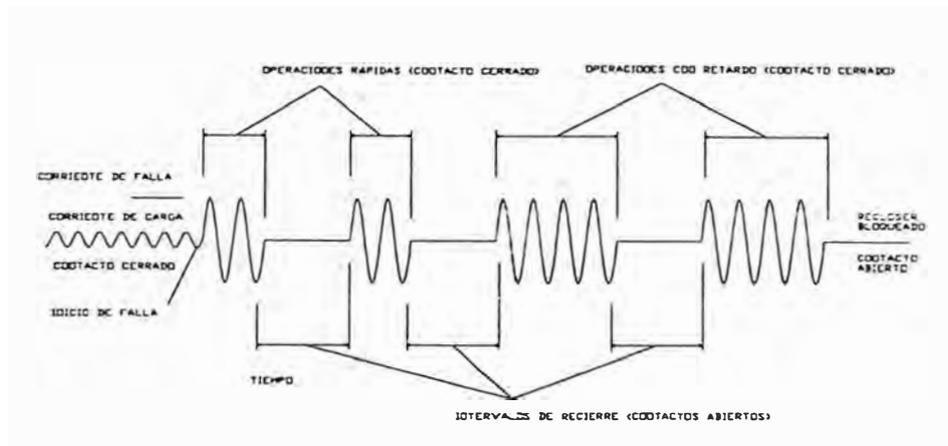


Fig. N° 4.3: Operación típica de Recloser “secuencia de bloqueo”

4.1.6 El Reconector Whip & Bourne

a. Características

Entre las principales características tenemos:

- Puede operar como reconector o seccionizador.
- Libre de mantenimiento por un periodo de 10 años o 10000 operaciones.
- Accionado por medio de un actuador magnético de diseño exclusivo y controlado por un relé (POLARR) con microprocesadores.
- Bushings a prueba de vandalismo, contruidos en goma de EPDM, con una distancia de fuga de 800 min para 27 KV y vástagos de cobre o aluminio. Botellas de vacío para interrupción de la corriente, inmersas en una atmósfera de SF6 a una presión de servicio de 0.3 bar.

b. Confiabilidad

Todos los componentes que conforman al GVR se diseñaron para obtener un máximo de Confiabilidad y un mínimo mantenimiento.

El reconectador Whipp & Bourne Fig. N°4.4, utiliza botellas de vacío para interrumpir las corrientes, estas botellas están inmersas en un ambiente de gas SF6 de tal forma, que al combinar la alta confiabilidad de la interrupción en vacío con el ambiente controlado, y la alta rigidez dieléctrica del SF6 se obtiene una unidad compacta y libre de mantenimiento. El gas SF6 se utiliza solamente como aislamiento, por lo tanto, no existen peligros para la salud debido a subproductos tóxicos que pudiesen originarse por arcos eléctricos. La vida eléctrica excede ampliamente los requerimientos de la norma ANSI.

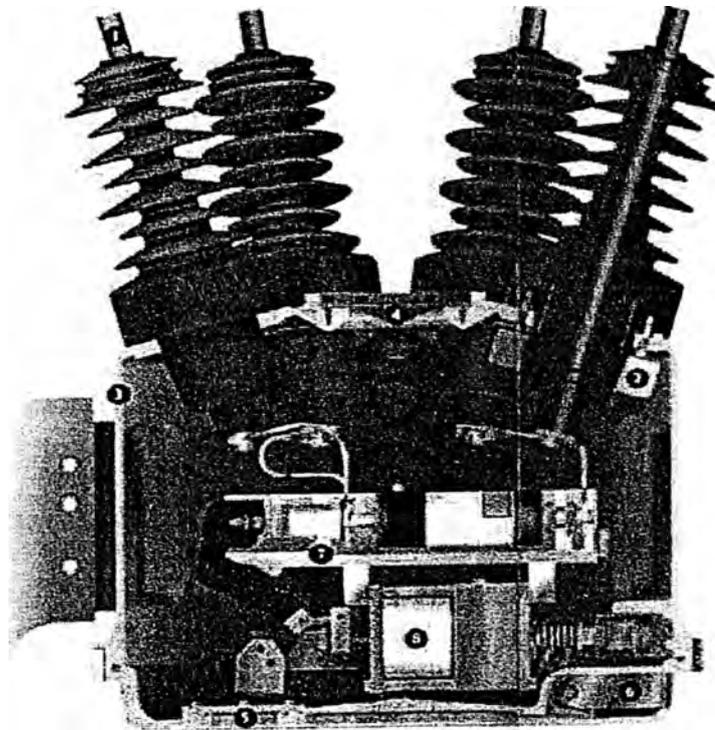


Fig. N° 4.4: El Recloser Whip&Bourne

El actuador magnético proporciona un funcionamiento consistente y una reducción considerable en el número de partes móviles. Los materiales y su acabado han sido cuidadosamente seleccionados y preparados para su confiabilidad, desde los aisladores pasantes (bushings) en EPDM, los cuales se han probado efectivamente para “tracking” y erosión de acuerdo con la norma IEC 1109, hasta los imanes permanentes de aleación de Neodimio/Hierro/Boro.

El relé POLAR posee un sistema de autodiagnóstico, así como un chequeo de las características de apertura y cierre del reconectador, vida útil de los contactos de las botellas de vacío y de las baterías.

c. Interruptor

- **Carcaza**

La carcaza está construida con aluminio LM6, con una base en forma de plato de una resina moldeada. Esta se asegura a la carcaza con tornillos de acero inoxidable, incorporando empaaduras de goma (“O” rings).

La ménsula para fijar el reconector al poste es de acero galvanizado en acabado natural.

Los aisladores (“bushings”) de goma en EPDM tienen incorporados transformadores de corriente, y los vástagos pueden ser de cobre o aluminio.

Un conector a prueba de vandalismo y de intemperie normalizado IP68 del tipo tapón y enchufe (plug & socket) conecta el conductor umbilical de control a la carcaza del reconectador.

- **Conjunto del Interruptor.**

Una pieza aislante moldeada soporta a las tres botellas de vacío y al mecanismo del actuador magnético, el accionamiento de los contactos se realiza mediante un brazo impulsador aislado.

Posee un indicador mecánico a banderilla On/O visible a través de una ventanilla en la placa base de la carcasa.

Se puede abrir manualmente y bloquear el cierre del reconcetador al usar una pértiga que actúe sobre la palanca de control externa (opcional) ubicada en la base.

- **Actuador Magnético**

El actuador magnético es un mecanismo simple basado en un embolo solenoide que se mantiene en la posición "abierto" o "cerrado" por medio de un imán permanente. Esto hace el reconectador en su conjunto libre de mantenimiento. El actuador magnético se alimenta desde una batería de litio, ubicada en el gabinete de control.

El actuador magnético desarrollado por WHIPP & BOURNE utiliza en el circuito de apertura y cierra una bobina de solenoide simple en lugar de dos. El solenoide se energiza en una dirección para cerrar los contactos del GVR y para la apertura, en la dirección opuesta a fin de contrarrestar a la fuerza magnética de cierre y destrabar al actuador magnético, como en el caso de cualquier bobina de disparo en derivación. Una vez que el actuador esta destrabado, la apertura se completa mediante la energía almacenada por la presión de los contactos y en los resortes de apertura, haciéndola completamente independiente de la corriente que circula por la bobina del

actuador.

- **Cierre de circuito**

El diseño biestable del actuador, asegura que el embolo esté retenido en la posición “abierto”, hasta que la corriente del solenoide aumente sobre el nivel requerido para garantizar el cierre. Una vez superada la fuerza de retención, el interruptor cierra sus contactos debido a la energía almacenada en el solenoide y los imanes permanentes.

- **Apertura de circuito**

La energía acumulada durante el recorrido de cierre provee toda la fuerza necesaria para la apertura de los contactos, por lo tanto, esta operación resulta independiente del suministro de energía durante una apertura eléctrica o del operador durante una apertura manual. La corriente necesaria para abrir los contactos es aproximadamente 1/6 de la requerida para cerrarlos y la energía es aproximadamente 1/30. El reconectador es de disparo libre (siempre abre).

d. Unidad Electrónica de Control

- **El Gabinete de Control**

Se instala debajo del reconectador, a una distancia determinada por el usuario para comodidad de operación. Como suministro Standard se provee un cable multiconductor apantallado de tres metros de longitud para interconexión entre la unidad de control y el reconectador, sin embargo, a pedido puede ser de mayor longitud. Un juego de terminales tipo enchufe a prueba de intemperie una permanentemente el cable a el gabinete de control.

El gabinete de control de la Fig. N° 4.5, contiene al relé POLARR, a los conjuntos de baterías de litio, un interruptor automático miniatura y un contador electromecánico de operaciones visible desde el interior del gabinete.

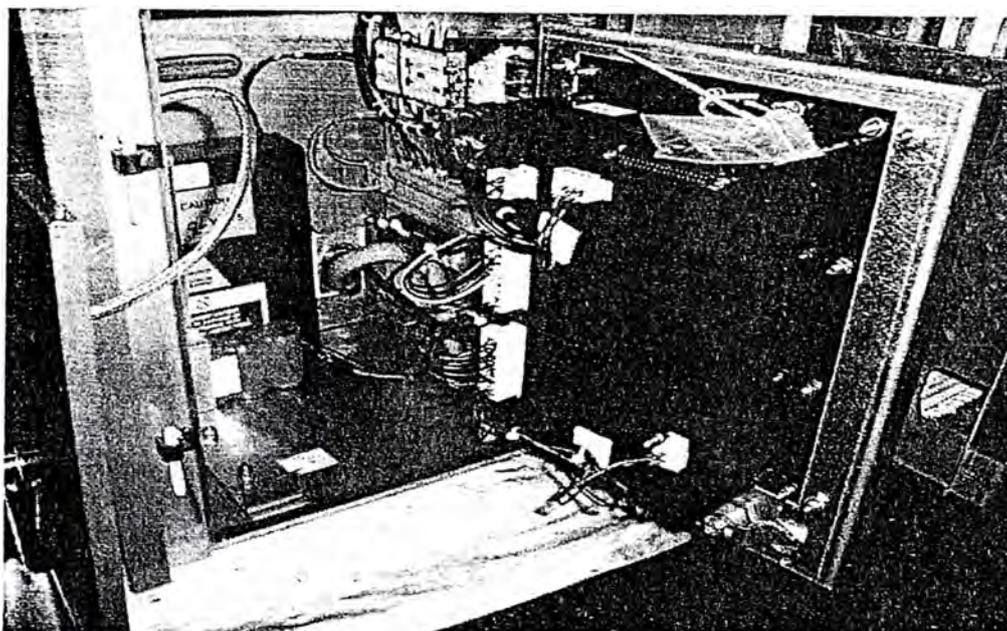


Fig. N° 4.5:.. Gabinete de control que contiene al Relé Polarr

- **Conjunto de Baterías de Litio.**

La energía para alimentar al relé POLARR proviene de una batería de 15 Volts, aislada de otras fuentes para garantizar inmunidad ante interferencia electromagnéticas.

La batería que energiza al actuador magnético es una unidad de litio no recargable apta para 10 años de uso a 10.000 operaciones.

El relé de protección POLARR permite, a través de su puerto de comunicaciones (RS232), efectuar diagnósticos al reconector e indicar el estado de las baterías. La batería del relé se monitorea en cada operación

comprobando su voltaje y calculando los amp-hora remanentes.

- **Relé Polar**

Es una unidad diseñada a base de microprocesadores que controla las características de protección y operación del reconcetador registra los datos históricos de fallas, la vida útil de los contactos y condiciones de las baterías, adicionalmente provee medición de corriente primaria.

La entrada y recuperación de data al relé se puede hacer a través del teclado de la unidad o del puerto serial RS232, mediante un programador portátil PSION o una computadora personal.

Los circuitos electrónicos están instalados en una caja sellada con protección IP67, esta unidad a su vez, está protegida por el gabinete de control para obtener mejor protección ambiental y apantallamiento contra interferencias electromagnéticas.

Todas las conexiones al controlador están eléctricamente aisladas mediante apto-aisladores en los conductores de control y contactos de relé para las líneas de indicación remota.

- **Característica de Protección del Polarr.**

Las características de protección deseadas se fijan usando el teclado integral y el display. En alternativa, se pueden introducir al relé POLARR por un programador portátil PSION o una computadora personal a través de un puerto serial RS232.

Precisión: 1/ - 5% del tiempo, de acuerdo a las normas BS142 e IEC255.

Relación de los T.C.s.: TC's. de triple relación 300:200:100/1, el tap a colocar se selecciona en el momento de la orden.

Corriente Mínima de Disparo: Seleccionable como un porcentaje de la relación de los T.C usando los conmutadores ubicados en el frente del relé.

Los rangos de ajuste son:

Fase: De 20 a 320% en pasos de 20%

Fallas a Tierra: De 10 a 160% en pasos de 10%

Fallas sensitivas a tierra (SEF/SGF): De 1 a 16% en escalones de 1%.

Secuencia de Operaciones: Hasta cuatro disparos para bloquearse, usando cualquier combinación de características de disparo.

Tiempo de Reposición: Seleccionable entre 5 y 180 segundos.

Tiempo Muerto: Los tiempos muertos dentro de una secuencia, se seleccionan independientemente entre 0.25 y 180 segundos.

Características de la Protecciones de Fase:

Disparos hasta bloquearse: seleccionable desde 1 hasta 4.

Curvas de Protección: Instantánea IDMTL, VIDMTL, EIDMTL, MacGraw-Edison, Tiempo Definido de 0.5 a 2.0 seg. En pasos de 0.1 seg.: de 2 a 20 seg. En pasos de 1 seg.

Multiplicador de Tiempo: De 0.1 a 0.5 en pasos de 0.025: de 0.6 a 2.0 en pasos de 0.1.

Sobrealcance Instantáneo: "OUT", de 1 a 3 veces la corriente mínima de disparo en pasos de 0.1; de 4 a 20 en pasos de 1.0.

Características de la Protección de Falla a Tierra:

Similares a la protección de fase.

Características de la Protección de Fallas Sensitivas a Tierra:

Disparos hasta bloquearse: seleccionables desde 1 hasta 4.

Curvas de Protección: Instantáneas y de tiempo definido, como las de protecciones de fase-

Coordinación de Secuencias : Puede ajustarse "IN" o "OUT". Se usa cuando hay reconectores en serie para permitir a reconector de aguas abajo disparar cuando ambos estén operando con disparos instantáneos. Se debe añadir un retardo adicional (mínimo 50m.sec) al disparo por instantáneo del reconector ubicado aguas arriba.

Tiempo Mínimo de Respuesta: De 0 a 2.0 seg. En pasos de 0.1 seg. Este es el menor tiempo de respuesta posible. Cualquier característica que requiera menor tiempo estará supeditada al mismo.

Retardo Adicional: De 0 a 0.2 seg. En pasos de 20 seg. De 0.2 a 2.0 seg. En pasos de 0.1 seg. Se puede añadir a las características de disparo para poder discriminar entre disparos instantáneos de reconectores en serie.

Arranque en Carga Fría: Puede ajustarse "IN" o "OUT". Si se selecciona "IN" la protección opera según la curva especial tiempo-corriente bloqueándose con un disparo, mientras el botón de "cierre" se encuentre presionado. La protección se repone a la curva de secuencias seleccionada, cuando se suelta el botón de cierre.

Bloqueo de Altas Corrientes: Puede ajustarse "IN" o "OUT". Rango de 5 a 20 veces la corriente mínima de disparo en pasos de 1. Cuando se selecciona "IN", la potencia terminará en bloqueo cuando se exceda el nivel corriente para la cuenta de disparo prefijada. Se puede colocar a cualquier disparo en la secuencia elegida.

- **Controles**

Control Local: Apertura manual y bloqueo al cierre del reconectador mediante el uso de una pértiga que actúe sobre la palanca de control ubicada en la base, además de una amplia gama de controles disponibles en el panel frontal del relé POLARR.

Close (cierre): Cierra los contactos del reconectador y activa las protecciones

Trip (Apertura): Abre los contactos del reconectador y desactiva las protecciones.

Auto reclose.Auto/One Shot (Reenganche automático/un disparo): Permite la secuencia elegida o bloqueo al primer disparo.

Earth Protection (Protección de Tierra): In/Out Activa desactiva la protección de falla a tierra.

SEF In/Out: Activa o desactiva la protección de falla sensible a tierra.

Protection Enable/Disable (Protección Activada/desactivada): Activa o desactiva la protección cuando el reconectador está en posición cerrado

Control Remote/Local (Control remoto/Local): cambia la prioridad del control de local a remoto o viceversa.

e. Instalación y Puesta en servicio

El reconectador GVR es un equipo de bajo peso, de fácil instalación en cualquier configuración. Su funcionamiento es independiente de la tensión del sistema, por lo tanto, se pueden probar al reconectador y al relé POLARR antes de su instalación. Luego de puesta en servicio, la unidad tendrá funcionamiento libre de mantenimiento durante un mínimo de 10.000 operaciones o 10 años. Si después de transcurrido los 10 años se requiere

cambiar las baterías, estas se encuentran ubicadas en el gabinete de control y por lo tanto se pueden reemplazar a nivel de tierra.

El reconectador tipo GVR ha sido diseñado como un paquete autoalimentado e independiente. La capacidad del equipo está acorde con las especificaciones y las características normalmente aplicables a los reconectores.

El reconectador GVR comprende un interruptor al vacío y un mecanismo actuador incorporado dentro de un tanque de aluminio cerrado. El tanque se llena con gas SF6, cuya finalidad es proporcionar aislamiento y un entorno controlado para los componentes eléctricos y mecánicos.

Todas las operaciones de apertura y cierre se realizan en el interior de las botellas al vacío.

En consecuencia, no se producirán los productos de descomposición generalmente asociados con la formación de arcos en el gas SF6.

El interruptor comprende un molde sobre el cual se montan las botellas al vacío y los resortes. En un extremo del molde se encuentra puntos de pivote par el brazo del mando trifásico y este a su vez, se encuentra conectado al activador magnético ubicado en la cara inferior del molde.

La manivela de accionamiento manual "TRIP/Lockout" (disparo / bloqueo) esta ubicado en la cara inferior de la tapa del tanque. Se proporciona una mirilla para el indicador "ON-OFF".

Capacidades Técnicas

Detalles de Placa:

Norma ANSI / IEEE C37.60 1981

Voltaje máximo del sistema Kv ms. 15 15 27

Tensión nominal de ensayo	kv pico	110	110	125 (150)
Frecuencia	Hz	50/60	50/60	50/60
Corriente nominal	Amp.	630	630	630
Corriente de Interrupción simétrica	KAmp	6	12.5	12.5
Tensión de frec. Industrial (en seco)	KV ms	50	50	60
Tensión a frec. Industrial (húmedo)	KV ms	50	50	50
Presión del gas para los valores Anteriores		Atmosférica		
Presión del llenado del gas SF6	Bar	03	03	03
Tensión de Control (baterías litio MN O ₂)V		72	90	90
Peso aproximado	kg	125	125	125
Relación del TC de protección		100/200/300: 1		

f. Componentes del reconectador

- **Botellas al vacío**

El tipo de botella al vacío usado en el reconectador dependerá de la capacidad del equipo y de la aplicación. Los contactos se mantienen juntos por resortes que proporcionan la fuerza requerida bajo todas las condiciones de desgaste del contacto.

- **Actuador magnético**

El actuador magnético proporciona la fuerza para cerrar los contactos de la botella de vacío y mantener la compresión de los resortes.

Durante la operación de cierre, se aplica un pulso de corriente continua y la bobina del actuador. La corriente induce un flujo en el circuito magnético que produce el movimiento del embolo hacia la posición cerrada. El Actuador se mantiene en esa situación por la atracción magnética en la superficie polar debido a los imanes permanentes.

Cuando se aplica a la bobina un pulso de corriente continua de polaridad opuesta, el flujo resultante libera el embolo de la superficie polar.

Los resortes del contacto y apertura mueven entonces a los contactos de la botella de vacío a la posición de abierto.

- **Mando**

El mando entre el actuador y las botellas de vacío se efectúa por medio de un brazo de accionamiento trifásico. Los resortes están dispuestos de forma que actúan sobre este brazo para que suministre la presión de contacto y la fuerza para la apertura.

Los contactos ubicados en el actuador se acoplan al mando del reconectador para proporcionar información sobre la posición del mismo.

- **Bushings**

Los bushings están formados por una pieza moldeada en goma en EPDM que encapsula al conductor, la brida de montaje y los transformadores de corriente, donde sea posible una conexión flexible en el extremo inferior transfiere la corriente a las botellas de vacío.

- **Transformadores de corriente**

Se usan transformadores de corriente de un solo devanado con tomas de 100:1, 200:1, 300:1 para fines de protección y medición. Estos transformadores se acoplan a transformadores de corriente de interposición.

- **Accesorio de mampara y conexión umbilical**

Un accesorio moldeado en forma de mampara y un conector eléctrico resistente a la intemperie están ubicados en la superficie lateral del tanque adyacente a la fase R. Esto proporciona una interfaz hermética al gas para la salida del voltaje de operación, contactos auxiliares y los transformadores de corriente y de interposición.

- **Dispositivo Manual “Trip/Lockout” (Disparo/Bloqueo)**

Una manivela, ubicada en la base del tanque permite disparar y bloquear al reconector en forma manual.

El dispositivo provee una apertura manual independiente. El ajuste de un resorte mantiene la manivela en posición hacia abajo “Lockout” (Bloqueo) hasta que es devuelta manualmente a la posición horizontal. El funcionamiento de actuador magnético se inhibe en la posición de bloqueo.

Alta pureza, grado dielectrico excede norma ASTM D2172 – 81

Máximas impurezas de los constituyentes del gas según se suministra a WHIPP & BOURNE (por peso):

Contenido de agua	0.65ppm (-65°C punto de rocío)
Fluoruro Hidrolizables como acidez HF	0.3ppm
Aire (Como N ₂)	0.04ppm
Tetrafluoruro de carbono	0.04ppm
Peso molecular	146
Análisis	99.9

g. Filtro Molecular

Una bolsa de poliéster contiene el filtro molecular, el cual se fija en la base del interior del reconector. Esta bolsa se puede llenar o reemplazar con material de la especificación correcta.

El filtro usado se designa como el tipo estándar 13 x con poros de 10 Angstrom. No se deben usar otros tipos de filtros moleculares, aunque sea apropiado para la absorción de agua, ya que no pueden absorber los productos de degradación de SF₆.

h. Caja de Control

- **Construcción general**

El gabinete de control aloja el relé, las baterías y el circuito de control. El gabinete de control comprende un conjunto soldado y una cubierta externa. La cubierta externa provee protección contra el calentamiento solar y protección adicional contra la intemperie. El equipo no se debe instalar a la intemperie sin la cubierta.

Con la puerta cerrada , el gabinete esta clasificado como IP55. Todos los componentes dentro del gabinete de control están instalados sobre un soporte extraíble.

- **Relé de control y protección**

El relé esta instalado dentro de una unidad sellada clasificada HP67. La conexión eléctrica se realiza a través de conectores múltiples en la parte posterior.

Los detalles completos de la operación y programación del relé se encuentran en el manual de operación y mantenimiento del relé polar.

- **Baterías**

Dentro del gabinete de control se ubica dos juegos de baterías. La batería más pequeña de 15 voltios suministra la energía al relé de control y protección (Relé Polarr). El paquete más grande de 72V es la fuente de alimentación del actuador.

i. El Relé Polarr

El POLARR es un relé de control y protección para instalar en poste desarrollado específicamente para aplicaciones de autoreconexión. Este relé

a microprocesador ofrece la precisión de la tecnología digital con la flexibilidad necesaria para proporcionar una gama completa de características de protección. Cuando el relé POLARR se usa con el tipo de interruptor reconectador GVR, Whipp & Bourne puede proporcionar una solución llave en mano para las aplicaciones de auto-reconexión.

- **Características**

Tecnología de microprocesador

Características de protección IEC255/BS142

El aislamiento eléctrico es proporcionado por aisladores ópticos en las líneas de control y por contactos de relé en las líneas de indicación remota.

Registro de datos históricos de falla, vida útil de los contactos de la botella de vacío y condición de la batería.

Medición de corriente de carga

Teclado de membrana pantalla LCD LED indicadores para entrada o recuperación de datos, con control por pulsadores locales e indicación del estado.

Enlace de comunicación RS232 para entrada y recuperación utilizando una computadora o programador manual (Psion).

j. Descripción de funcionamiento del Relé Polarr

- **Medición de corriente**

El POLARR se utiliza con el tipo de interruptor reconectador GVR. Los transformadores de corriente (TCs) de protección e interposición están incorporados en el GVR EL POLARR se comunica con el GVR a través de un cable umbilical multifilar con sellos herméticos al agua en ambos

extremos. Los transformadores de corriente del GVR proporcionan a baja tensión cinco corrientes aisladas al relé POLARR, tres de las cuales existen los elementos de falla de fase del relé POLARR y las otras dos existen los elementos de falla a tierra y SEF.

- **Modo de Reposo**

Por lo general, el POLARR funcionará en su modo de reposo para conservar la energía y estará monitoreando las corrientes primarias continuamente. Si se excede una de las corrientes mínimas de disparo seleccionadas, entonces el POLARR despertará y entrará en su modo activo.

- **Modo activo:**

Cuando el relé pasa a su modo activo se inicia una secuencia de protección. Dependiendo de los requerimientos programados, la secuencia podrá ser automática (Auto) de un disparo (One-Shot) o de arranque de carga en frío (Cold Load Pickup).

- **Bloqueo**

Si persiste la falla, el POLARR llevará a cabo su secuencia programada de disparos y operaciones de cierres y regresará a su modo de espera (Standby) dejando el reconectador en la posición abierta. Esta condición es referida como bloqueo y el reconectador debe ser cerrado manualmente, ya sea en forma local o remota, para volver a conectar el circuito

- **Tiempo de recuperación**

Si la falla se despeja antes de efectuarse el bloqueo, el reconectador permanecerá cerrado y el POLARR comenzará a reposiciones. Si la falla

reaparece antes de finalizar el tiempo de recuperación programado, la secuencia de protección continuará hasta el bloque. Si no reaparece la falla entonces el POLARR regresará a su modo de espera (Standby).

k. Secuencias de Protección

- **Arranque de carga en frío (Cold Load PickUp) (CLPU)**

El propósito de la característica CLPU es para uso en el momento del cierre, local o remote, con un sistema sin fallas en el cual la corriente transitoria inicial pueda ser lo suficientemente alta como para que los ajustes normales de protección ocasionen un disparo. La opción CLPU aplica ajustes de protección diferentes, en los cuales las corrientes transitorias previstas no ocasionarán el disparo de la protección. La secuencia CLPU de una falla de fase utiliza parámetros de protección que son independientes de los ajustados para cualquier otra secuencia. Lo mismo es valido en la secuencia CLPU para una falla a tierra. La secuencia CLPU para una fallar SEF usa los parámetros de protección seleccionados para el primer disparo SEF en la secuencia Auto.

Si CLPU está programado en "IN" y si el comando de cierre se mantiene, local o remotamente, el POLARR ejecutará su secuencia CLPU por tiempo durante el cual persista el comando de cierra, la secuencia es siempre de un disparo – hasta – bloqueo. Si se retira el comando de cierre durante una secuencia CLPU, el POLARR vuelve a la primera etapa de la secuencia "One-shot" o "Auto" si la secuencia CLPU u otra, fuesen seleccionadas en "IN" al mismo tiempo, entonces CLPU asumiría la propiedad.

- **Un disparo (On-shot)**

La secuencia "On-shot" se usa solo cuando se requiere un intento de cierre, como por ejemplo, después de un mantenimiento, durante trabajos en líneas energizadas, o luego de un bloque. La secuencia One-shot se activa (IN) utilizando el pulsador en el panel o remotamente.

Si "One-shot" está activado cuando se aplica una instrucción de cierre, el POLARR ejecutará una secuencia "One-shot". La secuencia es siempre de un disparo y bloqueo. La secuencia "One-shot" para una falla de fase, utiliza parámetros de protección que son independientes de aquellos ajustados para cualquier otra secuencia. Lo mismo es válido en la secuencia "One-shot" para una falla a tierra. La secuencia "One-shot" para una fallar SEF, usa los parámetros de protección seleccionados para el primer disparo SEF en la secuencia "Auto" la selección de la secuencia "One-shot" automáticamente deja sin efecto la secuencia "Auto".

- **Auto**

El la secuencia "Auto" se puede programar hasta cuatro disparos antes de bloquearse para cada uno de los tres elementos de protección. Los parámetros de protección que se deben ajustar para los elementos de falla de fase, falla a tierra y SEF son seleccionados por separado para cada disparo en cada secuencia. La secuencia "AUTO" se activa (IN) utilizando el pulsador del panel o remotamente.

Si "AUTO" está activado, el POLARR ejecuta su secuencia de protección automática. Los elementos de falla de Fase, falla a Tierra y SEF monitorean la corriente del interruptor.

Si una falla ocasiona el disparo de cualquier elemento. El POLARR verifica el elemento que disparo para

determinar si ha llegado a su condición de bloqueo.

Si el elemento de disparo esta bloqueado entonces termina la secuencia con el reconectador abierto.

Si el elemento de disparo no esta bloqueado, entonces todos los elementos que aun no se encontraban en su disparo final avanzarían una etapa hacia el bloqueo. Los otros elementos permanecerían en su disparo final, y continuaría la secuencia.

La selección de la secuencia "Auto" automáticamente deja sin efecto la secuencia "One Shot",

I. Coordinación de Secuencia

Si dos reconectadores se conectaran en serie, ambos ajustados a una secuencia de 3 disparos instantáneos y un disparo retardado, los ajustes de la protección se seleccionarían en forma que el reconectador aguas abajo responsa mas rápido que el que esta aguas arriba.

- **Secuencias automática sin coordinación.**

Bajo condiciones de falla persistentes, los disparos instantáneos de las secuencias aguas abajo responderían mas rápido y el reconectador aguas abajo emitiría tres disparos instantáneos y avanzaría a su etapa final de disparo retardado. La secuencia aguas arriba después emitirá tres disparos instantáneos y luego avanzaría a su propio disparo retardado. Por ultimo, el disparo retardado mas rápido de la secuencia aguas abajo despejaría la falla

y la secuencia avanzaría hasta el bloque. Después se recuperaría el reconector aguas arriba. En este ejemplo, ambos re conectadores se ajustaron para cuatro disparos hasta bloqueos, aunque en realidad se producirían siete disparos hasta bloqueo.

- **Secuencia automática con coordinación**

Si la secuencia del reconector aguas arriba avanzara después de cada uno de los tres primeros disparos aguas abajo, no se presentará el problema.

La coordinación de secuencia se activa utilizando el sistema de teclado y menú del POLARR con la coordinación de secuencia activada, si se detecta una falla de la cual es despejada antes de que el POLARR inicie un disparo entonces este asumirá que la falla ha sido despejada por un reconector aguas abajo y por lo tanto, adelantará su propia secuencia, salvo que ya esté en su disparo final.

m. Ajustes generales de la protección

- **Transformadores de corriente**

Los transformadores de corriente de protección son dispositivos de relación triple y sus relaciones podrían ser 300 a 200 a o 100 1 A. la relación en uso se fija durante el montaje del GVR y al POLARR se le debe informar dicha relación mediante su sistema de teclado y menú.

I-TC: 300, 200, 100

- **Corriente mínima de disparo**

Es el valor de la corriente que alimentada al elemento de protección apropiado, produciría la activación del POLARR. Se selecciona un

porcentaje de la relación programada del TC utilizando los conmutadores DIL montados en el panel. Para ver la corriente mínima de disparo, pulse dos veces el botón "Condition Verify" (verificar condiciones) desde una pantalla en blanco. La pantalla confirmará que los conmutadores DIL se están leyendo correctamente:

Falla de fase : 20% a 320% en pasos de 20%

Falla a tierra : 10% a 160% en pasos de 10%

Falla sensible a tierra : 1% a 16% en pasos de 1%

- **Número de disparo**

Hay un máximo de 4 disparos-hasta el bloqueo. En cada etapa de una secuencia, el POLARR aplica tres elementos de protección, Falla de Fase, Falla a Tierra y SEF. Observe que el elemento de falla de fase monitorea las tres fases. En cualquier falla el POLARR dispara sobre el primero de los elementos que actué. El número de disparo en una secuencia se programa utilizando el sistema de teclado y menú de POLARR.

Numero de disparo 1,2,3,4

- **Tiempo de recuperación**

Es el tiempo dentro del cual se debe bloquear el reconectador, medido desde la última ocasión en que se interrumpió la corriente en una secuencia. Si durante una secuencia, la falla se despeja antes de lograrse el bloqueo, entonces el reconectador estará en la posición cerrada y el POLARR se recuperará y estará en condición de iniciar una nueva secuencia

Tiempo de recuperación (s) 5s – 180

- **Tiempo muerto**

Es el tiempo en una secuencia entre la operación de disparo y la operación de cierre que sigue. Se podría programar un tiempo muerto diferente para cada disparo en una secuencia utilizando el sistema de teclado y menú del POLARR.

Tiempo muerto (s) 0.25 – 180s

n. Ajustes del elemento de protección

Elemento de falla de fase

Numero de disparos-hasta-bloqueo: 1,2,3,4

Características disponibles:

Inversa estándar	SI
Muy inversa	VI
Extremadamente inversa	EI
Tiempo definido	10s
Multiplicadores de tiempo	0.10 – 2.00
Instantánea	INST 1-20 veces la corriente mínima de disparo

Elemento de falla a tierra

Las mismas opciones del elemento de falla a fase

Elementos de falla sensible a tierra (SEF)

Numero de disparo-hasta-bloqueo: 1,2,3,4

Características disponibles:

Tiempo definido	INST0.5s – 180s
-----------------	-----------------

o. Características de la Protección

- **Tiempo mínimo de respuesta (Minimum Response Time) (MRT)**

El tiempo mínimo de respuesta (MRT) es una variable que se puede usar para modificar las curvas características SI, VI EI o 10s. Si el MRT es activado (IN) entonces cualquier disparo generado por una de estas curvas, más rápida que el MRT, se retardaría hasta que solamente disminuye hacia cero si el POLARR detecta una falla. Los ajustes del MRT se programan usando el sistema de teclado y menú de POLARR.

Tiempo mínimo de respuesta: 0s-2s

- **Sobre alcance instantáneo (instantaneous override)**

Si el sobre alcance instantáneo se activó (IN) y la corriente de falla sobrepasa el nivel de ajuste, entonces se produciría un disparo instantáneo usando los parámetros seleccionados en los ajustes del elemento de protección. El sobre alcance instantáneo se activa (IN) mediante el sistema de teclado y menú de POLARR.

Sobre alcance instantáneo: IN, OUT

- **Retardo adicional (Additional Delay)**

Los elementos de protección del POLARR operan usando curvas convencionales y ajustes de multiplicadores de tiempo. EL POLARR ofrece el llamado Retardo Adicional que puede programarse usando el sistema de teclado y menú del POLARR, para especificar un tiempo entre un elemento que está llegando a su estado de disparo y un comando de disparo que se está emitiendo. El retardo adicional podría aplicarse a los elementos de protección de la falla de fase, falla a tierra, SEF e INST.

Retardo Adicional: 0s – 2s

- **Bloqueo por alta corriente (High Current Lockot) (HCL)**

Si la corriente de falla, durante una secuencia, fuese tan alta que sea imprudente efectuar otras reconexiones, entonces se podría usar la característica de bloqueo por alta corriente (HCL) programada con su propio ajuste de sobrecorriente, usando el sistema de teclado y menú de POLARR un disparo sobre HCL produciría un bloqueo. Los parámetros HCL se pueden ajustar para fallas de fase y fallas a tierra.

Bloqueo por alta corriente IN, OUT

Nivel de disparo: 5 a 20 veces el nivel mínimo de disparo

- **Arranque de carga en frío (Cold Load Pickup) (CLPU)**

Si una carga consume una alta corriente transitoria en el arranque, el POLARR ofrece una característica de arranque de carga en frío para incrementar los ajustes de protección durante el arranque. El CLPU se programa usando el sistema de teclado y menú del POLARR

Arranque de carga en frío: IN, OUT

- **Coordinación de secuencia**

Esto se usa para evitar los problemas que pueden ocurrir cuando los reconectadores se conectan en serie. La coordinación de secuencia se programa mediante el sistema de teclado y menú del POLARR

Coordinación de la secuencia IN OUT

4.2. Fusibles

Los fusibles, son los dispositivos de protección más básicos y

disponibles para la protección de sobrecorriente en sistemas de distribución. Su función primaria es de servir de débiles conectores en el circuito conector que abren para despejar (interrumpir) sobrecorrientes y proteger equipos contra sobrecargas y cortocircuitos. Ellos también pueden ser usados por seccionadores de línea. Los fusibles están disponibles en una variedad de tipos, ofreciendo una amplia selección de características de operación. Los tipos básicos incluyen fusibles de expulsión Fig. N° 4.6.(cubiertas bajo “fusibles Link” y fusibles cut out), fusibles de vacío y fusibles limitadores de corriente.



Fig. N° 4.6: Seccionador con Fusible Link

4.2.1 Diseño y características del Fusible Link

Los Fusibles Links sirven como “conectores débiles” en dispositivos de protección de tipo expulsión, el más común de ellos es el cut-out. Los fusibles Link son reemplazados después de provisionar la protección deseada, tal como los fusibles fundidos en casa son reemplazados sin romper la caja portafusible.

El principal componente de un fusible Link es el elemento fusible de varios materiales y dimensiones que determinan la característica tiempo corriente, tal como se observa en la Figura N° 4.7. En paralelo con el elemento está una vena de alambre para remover la tensión desde el fusible Link.

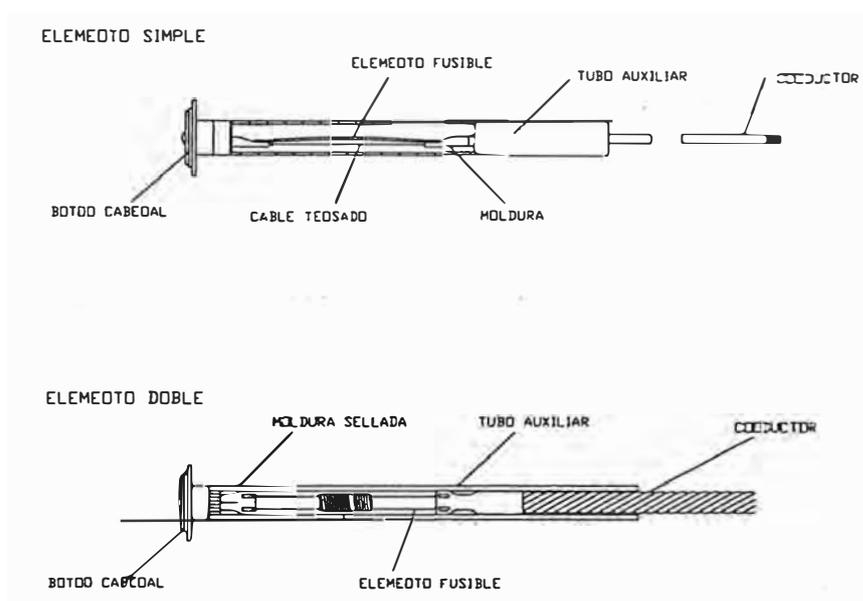


Fig. N° 4.7.: Constitución del Fusible Link, simple y doble elemento

Utiliza un botón cabezal y un conductor diseñado para permitir mecanismos intercambiables en los cut-outs y otros dispositivos donde se usa los fusibles Link.

Circundante al elemento fusible está un tubo auxiliar que ayuda en la extinción de bajas corrientes de falla.

Algunos Links hacen uso de un elemento dual que reduce el mínimo

tiempo largo de fusión, sin reducir el mínimo tiempo corto de fusión. Estos tipos tienen especial aplicación para protección de sobrecarga. Las características de un fusible Link de expulsión son definidas por éstas dos características de la curva tiempo-corriente (TCC) Figura N° 4.8

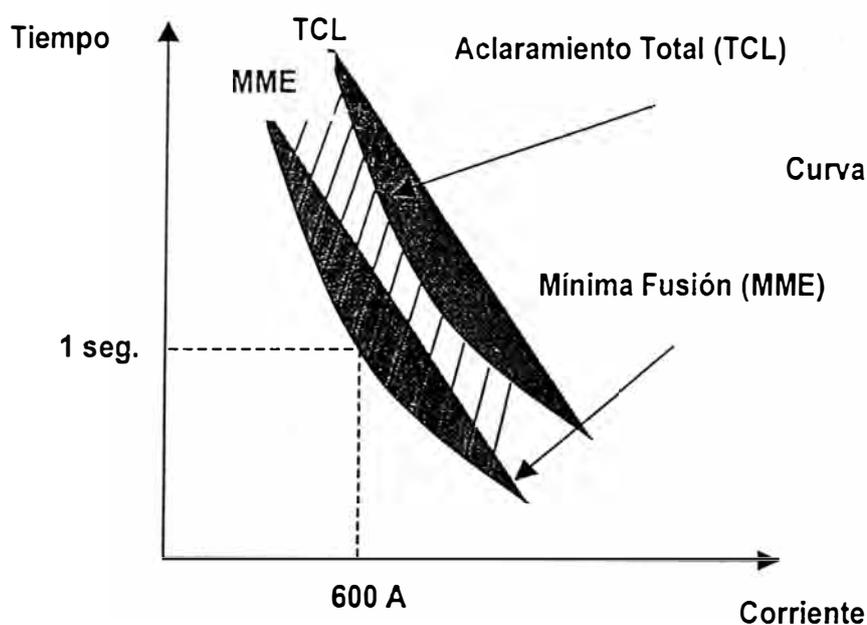


Fig. N° 4.8: Típica curva tiempo-corriente de un fusible Link

En el gráfico TCC (Fig. N° 4.8) la curva mínima de fusión es el promedio de fusión menos la tolerancia de fábrica, aproximadamente 10% con variaciones positivas. El tiempo total de aclaración es el promedio de fusión más la tolerancia de fábrica, más el tiempo de arqueo, con variaciones en la dirección negativa. Todas las curvas son desarrolladas en 25°C.

Los fusibles Link de expulsión son cubiertas bajo la norma ANSI C37.43 el cual define características para las siguientes tipos de Link.

CAPÍTULO V COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

La protección de sobrecorriente abarca dos puntos importantes como son: la protección de secciones específicas del alimentador y la protección de todo el alimentador del sistema de distribución. Es precisamente éste último el que requiere estudios de coordinación de los equipos de protección, pero aún la protección diseñada primariamente para un simple transformador o de otros aparatos podrían requerir la coordinación de dos o más dispositivos para asegurar las respuestas deseadas a los diferentes tipos de fallas y evitar el peligro potencial al equipo y líneas adyacentes.

La aplicación y coordinación del equipo de protección de sobrecorriente obviamente tendrá considerable efecto sobre la continuidad de servicio el cual significa limitar cualquier interrupción del servicio por falla inducida a la menor cantidad de clientes posibles y en el menor tiempo posible.

A lo largo de la aplicación y las recomendaciones de coordinación que siguen, se considera necesario una filosofía de protección de sobrecorriente.

5.1 Filosofía de la Protección

La filosofía de la protección tiene como principal objetivo ejecutar estudios de protección, de tal forma que se consiga un mejor desempeño de los equipos de protección ofreciendo al cliente, calidad, continuidad en el

suministro de energía., así como prevenir y atenuar daños a los equipos y a personas evitando accidentes y lesiones.

Muchos usuarios con sistemas de distribución convencionales, que utilizan disyuntores, relés, reconectadores y fusibles tienen serios problemas en cuanto a la continuidad del suministro donde cualquier falla de origen transitoria puede causar trastornos para el personal responsable por la operación del sistema, como también provocar interrupciones de algunos minutos o de algunas horas a diversos clientes.

Las fallas que ocurren en el sistema de distribución aéreo se presentan de diversas formas, como por ejemplo: contactos de ramas de árboles, descargas eléctricas, vandalismos, animales en contacto con la línea eléctrica, ruptura de cables, objetos en equipos y en la línea eléctrica. Estas fallas ocurren inesperadamente independientemente de la hora o del día. causando muchas veces transtornos tanto para los clientes como también para los operadores del sistema de distribución.

Esta variedad de fallas podremos clasificarlas según su origen:

Falla de origen transitoria: es aquella que se auto extingue con la actuación de la protección sucedida de una reconexión con suceso, no habiendo así la necesidad de reparos inmediatos en el sistema. Las estadísticas indican que la gran mayoría de las fallas son de origen transitoria.

Falla de origen permanente: es aquella que provoca Interrupciones prolongadas y exige reparos inmediatos para la recomposición del sistema.

Por lo tanto, los equipos de protección deben ser dimensionados de

modo que protejan el sistema en condiciones de fallas y también, que promuevan la continuidad y la calidad del suministro a los clientes en general.

Antes de elaborar un estudio de protección es necesario tener en cuenta cual filosofía es mas adecuada: sistema selectivo, sistema coordinado o sistema combinado, y para eso también es necesario tener en manos algunas informaciones sobre el sistema a ser estudiado, tales como:

- Topología del Sistema:
- Solicitaciones atmosféricas a que el sistema está sujeto;
- Tipo de Vegetación, principalmente aquellas inmersas
- Clase predominante de cliente: residencial, comercial, industrial.
- Tipo de actividad y/o proceso de fabricación de los clientes industriales que necesitan de especial atención;
- Disponibilidad de equipos, dónde están localizados los responsables por la operación del sistema:
- Equipos de protección instalados en el sistema;
- Trechos con mayor probabilidad de fallas:

5.1.1 Sistema Selectivo

Esta filosofía tiene como característica principal el tiempo de espera para recomposición del sistema que puede ser de algunos minutos, como de hasta algunas horas. dependiendo de la disponibilidad del personal de operación.

Por otro lado, podemos decir que en caso de falla en el sistema, sufrirán interrupción prolongada solamente aquellos clientes instalados entre

el equipo de protección más próximo a la falla (responsable de eliminar la falla) y el final del circuito. Los demás clientes instalados para el lado de la fuente de este equipo de protección no sufrirán interrupción. Esto acontecerá para cualquier tipo de falla, sea de origen transitoria o de origen permanente.

Esta filosofía es típica de los sistemas de protección proveídos con relés de sobrecorriente o con reconectores operados con las curvas instantáneas bloqueadas.

Entre las características del sistema selectivo tenemos:

- Las interrupciones en general son de larga duración (algunos minutos u horas).
- Los clientes en general reclaman de la demora en el atendimento. Indican los trechos que necesitan mantenimiento.
- Necesita de mayor número de personas para operar el sistema, para que la calidad del atendimento no sea perjudicada:
- Mayor costo operacional.

5.1.2 Sistema Coordinado

Esta filosofía de protección consiste en promover la continuidad del suministro aplicando las reglas básicas de coordinación.

En el sistema coordinado se observa que la gran mayoría de los reclamos se debe a la cantidad de interrupciones de corta duración. Este tiempo depende del tiempo de reconexión en que esta ajustado el equipo de protección del respectivo circuito.

Por lo tanto, para adaptarse a esta filosofía, es necesario que el sistema de protección sea proveído de reconectores automáticos,

instalados en los circuitos alimentadores de una subestación y/o en la red en algún punto del circuito.

Entre las características del sistema coordinado tenemos:

- Las interrupciones en general son de corta duración (algunos segundos);
- Los clientes en general reclaman del número de interrupciones;
- indican los trechos que necesitan mantenimiento;
- Necesita de menos personal para operar el sistema manteniendo la calidad del atendimento.
- Menor costo operacional.

5.2 Criterios de ajuste de los equipos de protección

En este capítulo serán presentados criterios para ajustes y/o dimensionamiento de los equipos de protección: fusibles, reconectores automáticos y relés, de una forma general, sin llegar a particularizar el tipo de equipo o el fabricante.

5.2.1 Fusible

a. Fusible como protección de transformador

- El fusible podrá admitir una determinada sobrecarga en el transformador, siempre que esta no comprometa la vida útil del transformador.
- El fusible debe soportar la corriente de energización del transformador que podrá llegar de 3 a 12 veces la corriente nominal del transformador, en un tiempo de aproximadamente 0.1s.
- El fusible deberá ser selectivo con los equipos de protección

instalados antes y después y también con la curva que determina la capacidad térmica del transformador.

b. Fusible como protección de la red de distribución

La corriente nominal del fusible (I_E) deberá ser mayor o igual a la corriente de carga máxima (I_C) del circuito, considerando el crecimiento de la carga previsto para n años.

$$I_E > K \cdot I_C$$

$$K = \left(1 + \frac{\%}{100} \right)^n \quad (5.1)$$

Dónde:

K = factor de crecimiento

n = n° de año para cual el estudio está previsto

(normalmente n = 5)

% = tasa anual prevista para el crecimiento.

La corriente nominal del fusible (I_E) deberá ser menor o igual a un cuarto de la mínima corriente de corto circuito ($I_{CC \min}$) en el tramo a ser protegido.

$$I_E < \frac{1}{4} I_{CC \min} \quad (5.2)$$

Dónde:

- 4 = es el factor de seguridad, considerado usual
- Debe soportar la corriente de energización del circuito que podrá llegar a valores entre 3 a 12 veces la comente normal del Circuito.

- La corriente nominal del fusible no deberá exceder la corriente de la llave fusible.

5.2.2 Reconectador

Las funciones de ajustes son comúnmente encontradas en la gran variedad de los reconectores existentes en el mercado.

En los reconectores de nueva generación, todas las funciones aquí presentadas son ajustables

a. Relación del TC

El TC es uno de los principales componentes en un reconector, pues es el que alimenta el circuito de control. La relación adecuada, depende de la máxima corriente de carga, de la máxima corriente de corto circuito en el punto dónde el reconector está instalado, del factor térmico y también del factor de sobrecorriente.

$$\frac{I_c}{FT} < I_p \leq \frac{I_{CC_{\max}}}{FS} \quad (5.3)$$

Dónde:

I_c = Corriente de carga máxima: considerando las condiciones usuales de maniobra.

FS = factor de sobrecorriente del TC, garantiza que el TC no sature.

FT = factor térmico del TC, define la sobrecarga permanente admisible en el TC.

I_p = corriente primaria del TC.

b. Disparo de fase

Es el dispositivo responsable por el monitoreo de las corrientes anormales del sistema, de tal forma que ofrezca seguridad y sensibilidad

para desconectar el sistema cuando ocurra una falla de cualquier naturaleza que envuelva dos o más fases.

El disparo de fase depende de la corriente máxima de carga y de la corriente de cortocircuito fase-fase al final del trecho considerado como zona de protección.

En el reconectador con control electrónico la corriente de disparo es alterada a través de la sustitución de resistencias o combinación de los terminales de cables de los TC's.

En los reconectores con control microprocesado, la corriente de disparo es definida a través de programación por vía del teclado.

c. Disparo de tierra

Es el dispositivo responsable para monitorear las corrientes anormales del sistema. de tal forma que ofrezca seguridad y sensibilidad para desligar el sistema cuando esté en condiciones de ocurrencia de la falla de cualquier naturaleza envolviendo cualquier fase y tierra.

El disparo de tierra depende del desequilibrio de la corriente máxima de carga: de la corriente de cortocircuito al final del trecho considerado zona de protección.

- En los reconectores con control electrónico o microprocesado, la corriente de disparo es igual a la corriente de ajuste.

$$(0.1 a 0.3) I_{carga} < I_{ajuste} < \frac{I}{f_s} \quad (5.4)$$

f_s = factor de seguridad (mínimo 1.5)

(0.1 e 0.3) = faja admisible de la corriente de desequilibrio del circuito.

d. Número de operaciones para bloqueo

Es la característica que evita una subsecuente reconexión, después de haber ocurrido un determinado número de disparos, predeterminado, del reconectador.

El número máximo de disparos para bloqueo en la mayoría de los reconectores es cuatro. El número de bloqueos depende de la característica del cliente y de la coordinación con los demás equipos de protección.

La selección de cuatro operaciones para bloqueo, considerando debidamente operaciones instantáneas y temporizadas, ofrece excelente coordinación con otros reconectores, seccionadores y fusibles instalados en serie. Sin embargo, puede dificultar la coordinación con relés electromecánicos de sobrecorriente instalados en la retaguardia.

e. Número de operaciones instantáneas/temporizadas

- La operación instantánea elimina la gran mayoría de las fallas transitorias, proporcionando así coordinación con los fusibles instalados en serie, evitando que el fusible tenga que operar innecesariamente, garantizando la continuidad del servicio en el trecho inicialmente con falla.
- La operación temporizada garantiza la coordinación con equipos instalados en serie, permitiendo que las fallas permanentes sean eliminadas por el-equipos de protección más próximo de la falla, cuando éste exista.

El número de operaciones instantáneas y temporizadas, depende

básicamente de:

- La filosofía de protección deseada para el sistema:
- Coordinación con los demás equipos de protección

f. Características tiempo/corriente de fase

Esta define el tiempo de apertura del reconectador en función de la intensidad de la corriente de cortocircuito (ya sea entre fases o fase-tierra) y de la corriente de disparo de fase.

Son definidas en función de los criterios de coordinación y selectividad, a través del coordinograma y de los estudios de coordinación con los demás equipos de protección.

Se debe tener especial cuidado al definir la característica instantánea para que ésta no sea sensible a la corriente de carga "fría" o corriente de inrush del circuito, principalmente cuando el reconectador no tiene una función especial de ajuste contra carga "fría".

g. Características tiempo/corriente de tierra

Define el tiempo de apertura del reconectador en función de la intensidad de la corriente de cortocircuito fase-tierra y de la corriente de disparo de tierra.

Se define en función de los criterios de coordinación y selectividad de coordinación con los demás equipos de protección.

h. Tiempo Muerto

Es el tiempo comprendido entre una operación de apertura y la subsecuente operación de cierre del reconectador.

También llamado intervalo de reconexión. se define en función de la

coordinación con los demás equipos de protección y las características del cliente.

Los sistemas sin esquemas de reconexión están sujetos a salidas del orden de horas. La Utilización de religadores o esquemas de reconexión eficientes, representan un mejoramiento dramático en la continuidad del servicio, pero, inevitablemente introduce perturbaciones de fracción de minuto que son estos tiempos de reconexión.

i. **Tiempo de rearme**

Es el tiempo requerido para que el reconectador retorne a su secuencia inicial de operación.

Cuando sea ajustable, se debe conocer la filosofía de construcción del reconectador en lo que se refiere al inicio del conteo de la unidad de rearme.

- En general, la filosofía americana de construcción de reconectadores, el conteo de tiempo de esta unidad parte con el comienzo de operación del primer disparo. De esta forma, el tiempo de rearme es dado por la siguiente fórmula:

$$T_{\text{rearme}} > 1,1 \left(\sum \text{ tiempo de operación} \right) + 1.15 \left(\sum \text{ tiempo de religamento} \right) \quad (5.5)$$

5.2.3 **Relés**

Las funciones siguientes son típicas de los relés de sobrecorriente utilizados en el sistema de distribución.

- Relación del TC

Para definir la relación de los TCs que alimentan los relés de

sobrecorriente, son válidos los criterios mostrados en el ítem anterior.

$$\frac{I_c}{FT} < I_p > \frac{I_{CC \max}}{FS} \quad (5.6)$$

- TAP

Es la corriente secundaria, ajustada en el relé, responsable por el comando de desligamiento del disyuntor. Este desligamiento acontecerá después de completar el tiempo definido por la curva de tiempo ajustada.

- Para el relé de fase, el "TAP" es ajustado en función de la corriente máxima de carga del circuito y de la corriente de cortocircuito fase-fase en el final del trecho considerado zona de protección.

$$\frac{I_{c \text{ arg } a_{\max}}}{RTC} < TAP < \frac{I_{CC}}{RTC \cdot fs} \quad (5.7)$$

Donde:

Icargamax = corriente de carga máxima, considerando las condiciones de emergencia y el crecimiento previsto para el periodo en estudio.

f.s = factor de seguridad

RTC = relación del TC en uso.

- Unidad Instantánea

Es la corriente secundaria, ajustada en el relé, responsable por el comando de desligamiento en el disyuntor, sin retardo intencional de tiempo.

- Para el relé de fase la unidad instantánea no deberá ser sensible a la corriente del circuito.

$$INST > \frac{(3 a 8) I_{c \text{ arg } a_{\max}}}{RTC} \quad (5.8)$$

La Unidad Instantánea de los relés de fase y de neutro no deberá ser sensible a los cortocircuitos localizados después del primer equipo de protección instalado en seguida. Generalmente esta unidad protege 80% del trecho comprendido entre los relés y el equipo de protección instalado en dirección al final del circuito.

Para el relé de neutro (tierra), el "TAP" es ajustado en función de la corriente de desequilibrio admisible y de la corriente de cortocircuito fase-tierra en el final del trecho considerado zona de protección.

$$\frac{(0.1 \text{ a } 0.3)I_{carga\ max}}{RTC} < TAP < \frac{I_{CC}}{RTC.f_s} \quad (5.9)$$

Donde:

(0.1 a 0.3) = Representa la faja admisible para la corriente de desequilibrio
(10% a 30% de corriente de carga máxima)

f.s = factor de seguridad

RTC = relación del TC en uso.

- Curva de tiempo

También llamado característica Tiempo x Corriente es definida a través del coordinograma, en función de la selectividad con los demás equipos de protección.

Generalmente los relés de sobrecorriente muestran curvas de tiempo de característica inversa, muy inversa, extremadamente inversa y también de tiempo definido. La característica debe ser definida de tal forma que sea

compatible con las demás protecciones del sistema.

5.3 Coordinaciones básicas

Antes de que los dispositivos de protección de sobrecorriente puedan ser discutidos en detalle, los fundamentos para la coordinación de dispositivos instalados en serie deben ser establecidos

Primero, estos dispositivos en serie cuyos elementos de protección deben estar coordinados de modo que el dispositivo más cercano a la falla eléctrica (el "dispositivo protector") operará antes de que el siguiente dispositivo mas cercano a la falla línea arriba(el dispositivo "protegido" o de "respaldo") pueda funcionar. Las situaciones relativas de los dispositivos de "protector" y "protegido" en un esquema simple de protección de sobrecorriente son mostrados en la Figura N° 5.1

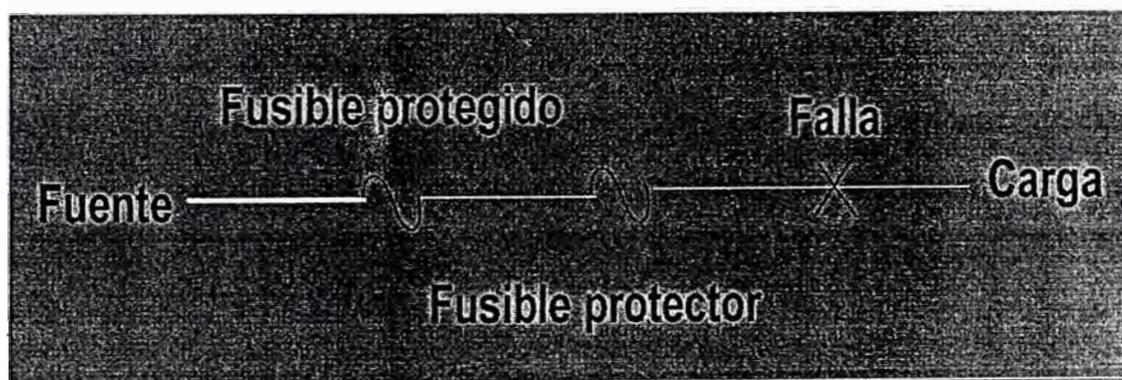


Fig. N° 5.1: Definición Convencional de dispositivos de protección

Tal coordinación de los dispositivos seleccionados e instalados hará posible el logro de estas reglas básicas de protección de la distribución:

- Dar a todas las fallas la oportunidad a ser temporales, para la mayoría de ellos son quizá de un 70% a 80 %
- Bloquear (interrumpir la potencia) sólo para las fallas permanentes.
- Sacar sólo la porción más pequeña posible de la línea de servicio.

En un esquema de una protección típica, más compleja que el mostrado en la figura 24, algunos dispositivos sirven ambos roles de protector y protegido, dependiendo de la localización de las fallas específicas. También, los dispositivos con la capacidad de recierre automático tal como los circuitos de recloser que están preparados para permitir las interrupciones momentáneas en respuesta a las fallas temporales (transitorias).

5.3.1 Coordinación de Fusible-Fusible

El primer paso para establecer una filosofía de coordinación fusible-fusible es seguir los principios descritos para coordinar los dispositivos de protección serie. Todas las fallas deberían ser dadas como temporales, el bloqueo sólo debería ocurrir para fallas permanentes, y cuando el bloqueo ocurre, sólo la parte más pequeña posible de la línea debería ser separado.

Para los dispositivos coordinados en serie, las zonas de disparo del elemento de protección coinciden, en otras palabras, dos o más fusibles pueden fundirse por una condición de falla dada. Una regla básica para coordinar los fusibles link es que el tiempo total (máximo) de aclaramiento (TCL) del link protector no debería exceder al 75% del tiempo de mínimo fusión (MME) del link protegido. Esto asegura que el link protector

interrumpirá y despejará la falla antes de que el link protegido se dañe de alguna forma.

Los métodos que pueden usarse para coordinación de fusibles son: la aplicación de curvas tiempo-corriente (TCCs) y el uso de tablas de coordinación. El método de TCC, es el más exacto, debe usarse para las áreas de coordinación críticas. Las tablas que se derivan de la coordinación de TCC son relativamente exactas y pueden usarse en las situaciones repetitivas.

- **Método de coordinación TCC**

En la mayoría de los casos la coordinación del sistema está basada en TCCs para un tipo particular del fusible (K, T, N, etc.) en todo el sistema.

Aplicando el fusible link como dispositivos de protección, Figura N° 5.1 la coordinación debería asegurar que el link protegido en el lado de la fuente no se dañe cuando una falla ocurre en la zona del link protector al otro lado de la carga.

Los factores a considerar para lograr esto son:

- Las tolerancias.
- La temperatura ambiente
- Efectos de precarga.
- Efectos de predaño

Para lograr la coordinación deseada, previniendo daños al link protegido, se debe asegurar que el tiempo del aclaramiento máximo del link protector no debe ser más del 75% del tiempo de fusión mínimo del link protegido.

La tolerancia en las característica tiempo-corriente es tomada en cuenta de los estándares del TCCs. Simplemente comparando las curvas del máximo aclaramiento del link protector para mínima fusión del link protegido responderá por la tolerancia.

Los TCCs publicados están basadas en un temperatura ambiente de 25°C, las temperaturas mas altas reducirán al tiempo de fusión y las mas bajas temperaturas ambientes lo aumentarán.

Los efectos de precarga es el grado en el cual el flujo de corriente a través del fusible link elevará la temperatura y por eso reducirá el tiempo de fusión no son tomados en cuenta en el desarrollo de las curvas de TCC. Como para variaciones de temperatura ambiente, ésta es una característica difícil de evaluar, dado que la precarga pueden variar durante el ciclo de vida del alimentador.

Más aun difícil de cuantificar son los efectos de predaño, grado en el cual la característica de aclaramiento del fusible puede ser afectado cuando las corrientes se acercan a la mínima fusión de la característica tiempo-corriente. Para evitar los efectos de predaño, en ningún caso el link protegido debería permitir experimentar una corriente dentro de 90% de su curva de mínima fusión

Un ejemplo de coordinación del fusible link basada en comparaciones TCC: la Fig. N° 5.2 muestra un estudio típico para la parte de un sistema con el fusible A del alimentador y los fusibles B y C de la línea de la rama. La corriente de falla máxima disponible conocida en amperios simétricos y la

corriente de carga normal son mostradas en cada punto de coordinación. Los Link de estaño tipo T será usado en todos los dispositivos de protección.

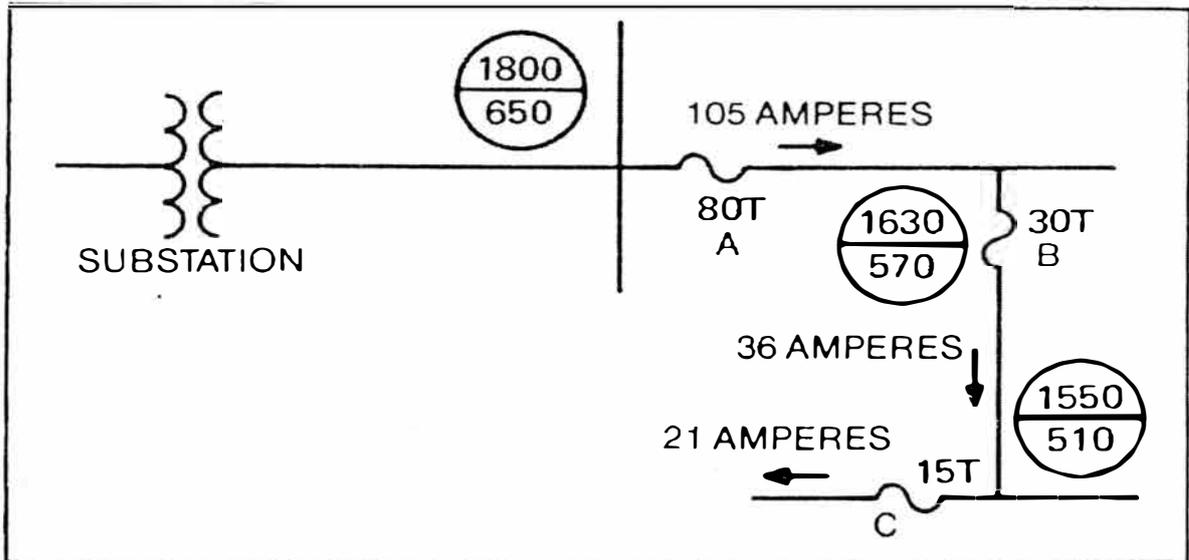


Fig. N° 5.2: Diagrama para estudiar Método de Coordinación TCC

La Fig. N° 5.3 muestra las curvas de tiempo de máximo aclaramiento (TCL) y la de tiempo de mínima fusión (MME) para los posibles link a ser usados en los puntos A, B o C en el sistema. El link 15T, registró 23 amperios continuos, encontrará la corriente de carga de 21 amperios y provee un tiempo de máximo aclaramiento de 0.021 segundos para 1550 amperios en el punto C. El tiempo de mínima fusión no es un factor crítico si ninguno de los otros dispositivos necesitan ser coordinados con el último fusible link en la rama.

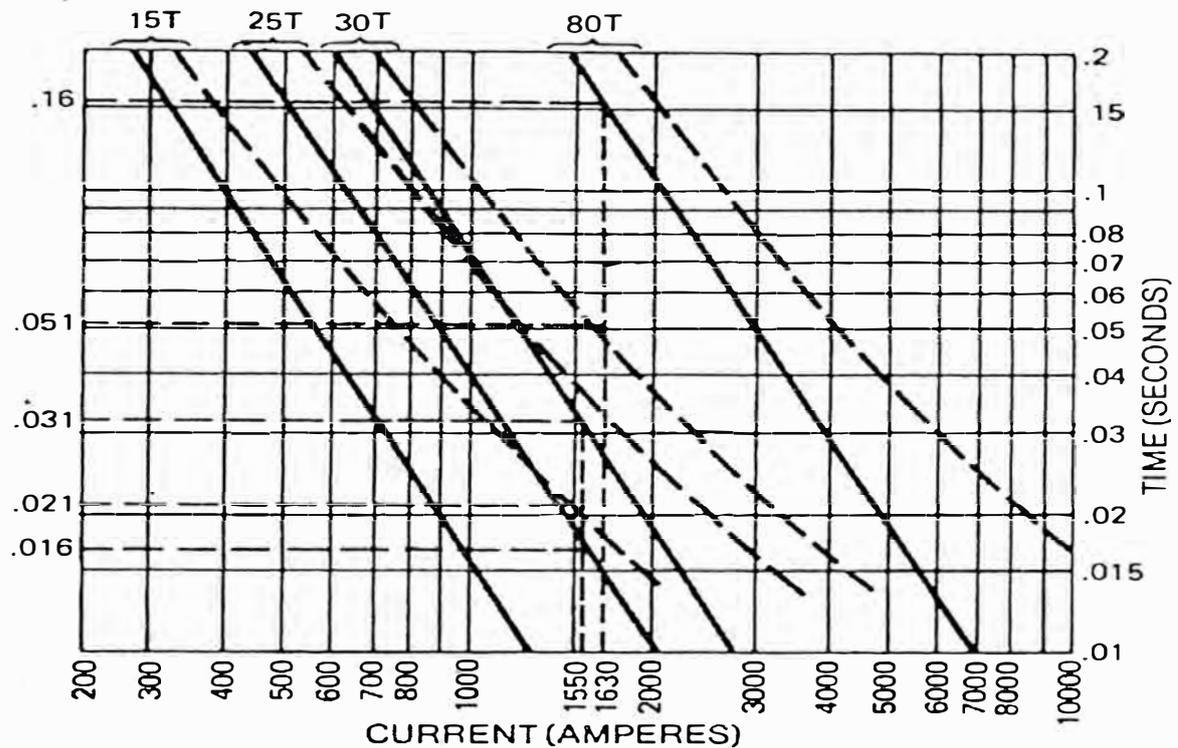


Fig. N° 5.3: Curvas TCC para coordinación de fusibles Link

Un link debe ahora ser encontrado para llevar la corriente continua de 36 amperios, interrumpir 1630 amperios en el punto B, y coordinar con el link 15T. El link 20T es insatisfactorio, porque puede llevar sólo 30 amperios continuos. La siguiente opción, el link 25T, lleva 38 amperios continuos. El tiempo de mínima fusión del link 25T a 1550 amperios es 0.016 segundos. Porque el link 25T fusiona antes que aclare el link 15T, esta combinación es indeseable para la coordinación.

El tiempo de mínima fusión del link 30T a 1550 amperios es 0.031 seg. La relación: Tiempo máximo de aclaramiento(TCL)/Tiempo de mínima fusión (MME), dado para el link 30T y 15T es $0.021/0.031$, o 68%. Esto es

satisfactorio, como el ratio para la coordinación deseable no debería exceder el 75 %

Un link 80T interrumpirá 1800 amperios satisfactoriamente en el punto A, lleva 105 amperios continuos, y coordina con el link 30T en el punto B. El ratio TCL/MME para la combinación 80T-30T es 0.051/0.16, o el 32%

Los resultados de este estudio se muestran en Tabla N° 5.1

Tabla N° 5.1: Fusibles LinK 25T – 15T

UBICACION DEL LINK PROTEGIDO	LINK PROTEGIDO	LINK PROTECTOR	MAXIMA CORRIENTE DE FALLA	CORRIENTE DE CARGA	LINK PROTECTOR MAXIMO TIEMPO ACLARADO	LINK PROTEGIDO MINIMO TIEMPO DE FUSIÓN	PORCENTAJE CT/MT
C	15T	-	-	21	-	-	-
B	25T	15T	1550	36	.021	.0165	128 (.021/.0165)
B	30T	15T	1550	36	.021	.031	68 (.021/.031)
A	80T	30T	1630	105	.051	.160	32 (.051/.160)

- **El uso de las tablas de coordinación**

Como en muchas situaciones, la opción de coordinación del fusible link es un proceso repetitivo, sobreponiendo las curvas TCCs se presta muy bien a una representación tabular. Si un factor de multiplicación conveniente es escogido como representativo del sistema y la corriente de falla puede determinarse sobre un rango en el cual dos fusibles link coordinarán, las tablas pueden ser desarrolladas y usadas. Para los link estándar ANSI, esto es relativamente claro, desde que los link no varían de un fabricante a otro. Ejemplos de esto se muestran en la tabla N° 5.2 en la cual emplea el ratio

del 75% en indicar los valores de corrientes de falla máximos en que varios tipos de fusible link coordinarán.

Tabla N° 5.2: Tabla de coordinación de fusibles Link tipo K

Fusible Link Protector (Amperios)	LINK PROTEGIDO – AMPERIOS													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Protección de máxima corriente de falla proporcionada por el Link Protector													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K	*					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2400	9100
140K														4000

El ejemplo citado bajo el "Método de Coordinación TCC" también puede resolverse usando las tablas de coordinación. Otra vez, seleccione el link 15T como el dispositivo de protección a la situación C de la Fig. N° 5.2 basada en las consideraciones de corriente de carga; los link protegidos en B y A pueden ser escogidos refiriéndose a tabla N° 5.3. Primero, localizamos 15T en la columna "Rango de Fusible link Protector" a la izquierda, y luego siga horizontalmente a la derecha a la entrada de "Máxima corriente de falla" que es mayor a 1550 amperios disponible a la ubicación C. Esos 1700 amperios, correspondiente al rango del link protegido de 30T en la ubicación B. y dado que el enlace 30T puede llevar 36 amperios continuos, es una opción apropiada.

Cuando el procedimiento es repetido con 30T como un link protector en la ubicación B, la tabla N° 5.3 indica que el rango del fusible link de 65T en la

ubicación A, coordinará con el link 30T hasta una corriente de falla de 3100 amperios y satisface el rango de corriente de falla. Sin embargo, la corriente de carga en A es 105 amperios y, dado que el link 65T puede llevar sólo 97 amperios continuos, esto no satisficará el rango de corriente continua. El siguiente link de más grande tamaño, 80T, es por lo tanto verificado y encontrado apropiado.

Tabla N° 5.3: Tabla de coordinación de fusibles Link tipo T

Fusible Link Protector Amperios	LINK PROTEGIDO – AMPERIOS													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Protección de máxima corriente de falla proporcionada por el Link Protector													
6K		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8K			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10K				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12K					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15K						730	1700	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20K							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25K								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30K									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40K										1700	3800	6100	9700	15200
50K											1700	4400	9700	15200
65K												2200	9700	15200
80K													7200	15200
100K													4000	13800
140K														7500

Como puede ver, el uso de las tablas de coordinación hace a la coordinación fusible-fusible relativamente fácil de lograr mientras satisface el criterio del 75 por ciento.

5.3.2 Coordinación de Recloser y Fusible Link

Los siguientes comentarios sobre los principios de coordinación y rangos servirán como referencias para otras aplicaciones del Recloser.

a. Los principios de coordinación del Recloser

Los Recloser de circuito automático son los dispositivos de protección de sobrecorrientes, más usados para dar a toda falla una oportunidad de ser

temporal como es declarado en las coordinaciones básicas al principio de éste capítulo.

Para una aplicación apropiada de los recloser en un sistema de distribución, se deben observar los siguientes principios:

- El dispositivo al lado de la carga debe despejar una falla permanente o temporal antes de que el dispositivo del lado de la fuente de interrumpa el circuito (fusible link) o operar para bloqueo (recloser).
- Las salidas de servicio causadas por fallas permanentes deben ser restringidas a la sección más pequeña del sistema.

Estos principios influyen en la selección de las curvas de operación y las secuencias de ambos lados de la fuente y dispositivos de lado de la carga y la ubicación general de éstos dispositivos en el sistema de distribución. La colocación y números de dispositivos para restringir las salidas de servicio a la sección más pequeña del sistema son determinados por la práctica y las recomendaciones y ejemplos dados en éste capítulo.

b. Rangos del recloser

Los rangos del recloser incluyen el voltaje nominal, impulso con el voltaje (BIL), la corriente continua máxima, la mínima corriente de disparo y la corriente de interrupción. Los recloser son agrupados por conveniencia en las tres mejores categorías: monofásico controlado hidráulicamente; trifásico controlado hidráulicamente, y trifásico controlado electrónicamente. El medio de interrupción, aceite o vacío, es indicado para cada recloser.

Las unidades diseñadas están indicadas en las tablas; todos los otros están comúnmente referidos como tipo aéreo; pero incluyen algunos rangos normalmente instalados en las subestaciones.

c. Uso de las curvas tiempo corriente con recloser

La coordinación entre un recloser y fusible link puede ser lograda usando métodos basados en curvas tiempo-corriente ajustados por un factor multiplicador.

Los fusibles del lado de la fuente, seleccionado para proporcionar protección al transformador, determinará qué curva del recloser pueden ser considerados. Cuando el tamaño del recloser y las curvas de tiempo-corriente para la coordinación con fusibles del lado de la fuente han sido determinados, entonces los fusibles del lado de la carga son seleccionados para coordinar con el recloser.

d. Coordinación con fusibles Link al lado de la fuente

Los fusibles link en el lado fuente del transformador generalmente protegen al sistema de una falla en el transformador y protege al transformador de una falla en la barra del secundario. El recloser del circuito automático (ACR 1) debe ser seleccionado para coordinador con el fusible link del lado de la fuente de modo que el fusible no interrumpa el circuito por alguna corriente de falla en el lado de carga del recloser. El efecto calorífico acumulativo de la operación del recloser debe ser menor que la curva característica de daño del fusible link. Esto se logra a través del uso del factor multiplicador en la curva tiempo-corriente del recloser que identifica el daño o punto de fatiga del fusible link. La curva de retardo modificada del

recloser debe ser más rápido que la curva de fusión mínima del fusible al lado de la fuente. Las curvas tiempo-corriente son usadas para coordinar el recloser del lado secundario con el fusible link de lado de la fuente mientras se utiliza la siguiente regla:

Para la corriente de falla máxima disponible en la ubicación del recloser, el tiempo mínimo de fusión del fusible link en el lado de la fuente del transformador debe ser mayor que el tiempo de aclaramiento medio de la curva retardada del recloser multiplicada por un factor específico. Los factores multiplicando (K) para los varios intervalos del recloser y secuenciales operaciones son listadas en el capítulo V.

Para la coordinación de fusibles lado de la fuente, los factores "k", utilizados para promediar los valores, es usado para multiplicar los valores de tiempo de la curva retardada (B, C, D, E). La intersección de esta curva de referencia con la curva de tiempo de mínima fusión determina la corriente de coordinación máxima. Note que otras curvas del fusible o recloser deben ser cambiadas tal que ambas son usadas para el mismo voltaje de referencia.

e. Coordinación con fusibles Link lado carga

La coordinación máxima entre los recloser y los fusibles link de lado de la carga generalmente obtenidas por seteo del recloser para dos operaciones rápidas seguidas por dos operaciones retardadas. Para la ilustración, asumimos que la primera apertura del recloser, permite despejar aproximadamente el 70% de fallas temporales para aclarar, y la segunda

apertura, cerca del 10% más. Si las fallas son permanentes, el fusible link se fundirá para despejarlo antes de que el recloser opere una tercera o cuarta vez.

La coordinación es lograda a un grado muy menor con una operación rápida seguida por tres operaciones retardadas. Esta secuencia también despejaría cerca del mismo porcentaje de fallas durante la primera apertura del primer recloser pero es más probable que sea usado cuando son instalados los seccionadores automáticos en el punto intermedio entre el recloser y el fusible.

La seccionalización de un fusible selectivo de una sección fallada de la línea más allá de un recloser no es posible con las secuencias del recloser todas rápidas o todas retardadas. Una secuencia de tiempo toda rápido no permite al fusible despejar y una secuencia toda retardada resulta una operación del fusible en la primera sobrecorriente.

Dos reglas de selección gobiernan el uso de los fusibles link como dispositivos de protección en el lado de carga de los reclosers:

- Para todos los valores de corriente de falla en el fusible link, el tiempo mínimo de fusión del link debe ser más grande que el tiempo del aclaramiento de la operación rápida del recloser, un factor multiplicador de tiempo. Los factores multiplicadores proveen un margen de seguridad entre el tiempo de aclaramiento de las curvas rápidas del recloser y el tiempo de fusión del fusible link para prevenir daños o fatiga del fusible link. La magnitud del factor multiplicador varía con el número de las operaciones rápidas y de intervalos de

tiempo del recloser entre las operaciones rápidas. Éstos factores multiplicadores del lado-carga son tabulados en el capítulo V, para los intervalos del recloser de 30,60, 90, y 120 ciclos y secuencias con una y dos operaciones rápidas. Como puede verse en la tabla, el más corto intervalo del recloser, el factor multiplicador más alto que el fusible link tiene menos tiempo en la cual se enfría.

- Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección protegida por el fusible link, el tiempo máximo de aclaramiento del fusible no debería ser más grande que el tiempo de aclaramiento retardado del recloser, siempre que la secuencia del recloser es marcada por dos o más operaciones retardadas. Si las curvas son muy cercanas el recloser puede disparar cuando opera el fusible, pero éste recerraría retornando el servicio para el sistema remanente

El rango de coordinación entre el recloser y el fusible link es fijado por dos reglas de selección, la regla 1 establece la corriente de coordinación máxima, mientras que la regla 2 establece la corriente de coordinación mínima. La corriente máxima es la corriente mostrada donde la curva de fusión mínima del fusible link intercepta la curva de referencia obtenida del producto de la curva de tiempo de aclaramiento rápido del recloser y el factor multiplicador. La corriente mínima está en la intersección de la curva de aclaramiento máximo del fusible link y la curva retardada del recloser.

CAPITULO VI SELECTIVIDAD DE PROTECCIONES Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS ESTUDIADOS

Para complementar los aspectos teóricos planteados en los capítulos anteriores expondremos a continuación los criterios de coordinación y selectividad de las protecciones

6.1. Criterios de Coordinación y Selectividad de componentes

6.1.1 Selectividad Fusible-Fusible

La selectividad entre dos o más fusibles instalados en serie, es satisfactoria cuando el tiempo total de interrupción del fusible protector no exceda a 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.

Para ampliar la faja de selectividad entre los fusibles, es recomendable optar por el uso del grupo (10, 15, 25, 30, 65 y 100) o por el grupo (8, 12, 20, 30, 50 e 80) de características de tiempo rápido (K) o lento (T).

Al optar por el uso del fusible de característica de tiempo rápido (K), por ejemplo, se recomienda no intercalar fusibles con características de tiempo lento (T) en el mismo circuito.

6.1.2. Selectividad Fusible-Recloser(Fusible al lado de la Fuente)

La selectividad es verificada con la ocurrencia de cualquier cortocircuito después del recloser. El tiempo mínimo de fusión del fusible es mayor que el tiempo medio de interrupción de la curva temporizada del recloser,

multiplicada por el factor K específico.

Generalmente este tipo de selectividad se da cuando los transformadores son protegidos con fusibles.

El factor K específico es definido en función de la secuencia de operación y de los tiempos muertos del recloser, debido al sobrecalentamiento del fusible. Los valores de K están definidos en la siguiente tabla:

SECUENCIA DE OPERACIÓN			
TIEMPO DE RELIGACION (CICLOS)	DOS RAPIDAS DOS LENTAS	UNA RAPIDA TRES LENTAS	CUATRO LENTAS
25	2.7	3.2	3.7
30	2.6	3.1	3.5
60	2.1	2.5	2.7
90	1.85	2.1	2.2
120	1.7	1.8	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

Tabla N° 6.1 : Factor "K" - Coordinación fusibles Link al lado de la Fuente

6.1.3. Selectividad Recloser-Fusible (Fusible al lado de la carga)

Este tipo de coordinación ocurre con mayor frecuencia en el sistema de distribución.

El punto máximo de coordinación entre el recloser y el fusible con la curva rápida del recloser, multiplicada por el factor K.

El punto mínimo de coordinación entre el recloser y el fusible es definido por la intersección de la curva del tiempo máximo de fusión del fusible con la curva temporizada del recloser.

El factor K específico es definido en función del número de operaciones rápidas y de los intervalos de reconexión del recloser, debido al sobrecalentamiento del fusible durante las operaciones del recloser.

Los valores de K están definidos en la tabla abajo:

TIEMPO REILIGACION (CICLOS)	UNA OPERACIÓN RAPIDA		DOS OPERACIONES RAPIDA	
	MÁXIMO	MEDIO	MAXIMO	MEDIO
25 – 30	1.3	1.2	2.0	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.2	1.5	1.35

Tabla N° 6.2 : Factor "K" - Coordinación fusibles Link al lado de la carga

La coordinación está garantizada para todo los valores de corriente de cortocircuito comprendidos entre los puntos máximo y mínimo arriba definidos.

Para obtener una buena coordinación entre el recloser y los fusibles, es recomendable instalar como máximo 3 (tres) fusibles a lo largo del circuito de distribución, en serie con el recloser

Cuando se desea la selectividad entre el recloser y los fusibles, se recomienda dejar el recloser operando apenas por la curva temporizada. La selectividad será garantizada para todos los valores de corriente de cortocircuito, cuyo tiempo máximo de fusión del fusible sea igual o menor que el tiempo medio de operación de la curva temporizada del recloser.

Es posible obtener la selectividad utilizando mas de 3 (tres) fusibles a lo largo del circuito con el recloser.

6.1.4. Selectividad Recloser-Recloser

La coordinación entre dos o mas recloser instalados en serie tiene por objeto limitar las interrupciones para el menor trecho posible de la línea.

Para conseguir coordinación entre reclosers instalados en serie, podemos tomar como base las siguiente recomendaciones:

- Para cualquier falla transitoria o permanente, el recloser más próximo de esta debe anticipar su actuación y abrir, sin dejar que los recloser de retaguardia operen.
- Seleccionar diferentes valores de disparo mínimos.
- Cuando los reclosers posean valores de mínimo disparo iguales, seleccionar curvas diferentes.
- Combinando las reglas anteriores se podrá obtener una mayor faja de coordinación.
- En cualquiera de la reglas anteriores, el límite de coordinación es determinado analizando las curvas de tiempo x corriente de los reclosers en examen de tal modo que la separación entre estas sea como mínimo igual a 0.2 segundos para cualquier valor de corriente de cortocircuito común a los reclosers
- Es admisible la operación simultánea de dos reclosers, cuando ambos están ajustados para la operación instantánea, pues normalmente es difícil obtener coordinación adecuada, debido a los tiempos tan

pequeños. Utilizando accesorios especiales o funciones especiales del religador, es posible obtener coordinación en algunos casos.

6.1.5. Selectividad Relé-Fusible

La selectividad es garantizada para todos valores de corriente de cortocircuito, cuyo tiempo máximo de fusión del fusible sea igual o menor que el tiempo mínimo de operación de la curva del relé.

Esta configuración sugiere la instalación del fusible tipo K

Se recomienda compatibilizar la característica Tiempo-Corriente del relé con la curva del fusible en uso, para obtener menor tiempo de eliminación de falla.

6.1.6. Selectividad Relé-Recloser

Esta configuración es comúnmente encontrada en el sistema de distribución, ya sea el relé como protección del circuito general del transformador y reclosers como protección de los circuitos de distribución, o los relés instalados en subestaciones como protección de los circuitos de distribución y reclosers instalados en poste a lo largo de los circuitos de distribución.

Cuando el relé de sobrecorriente es estática o microprocesado, la selectividad será garantizada si la diferencia de tiempo de la curva temporizada del recloser y la curva del relé es mayor o igual a 0.2s. para todos los valores de corriente de cortocircuito encontrados en la zona de protección del recloser.

Cuando el relé de sobrecorriente es electromagnético, la selectividad será garantizada si el avance total del contacto móvil del relé. Durante las

operaciones del recloser, no ultrapasa el valor dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{A}{100} < 1 - \frac{0.2}{T_{OR}} \quad (6.1)$$

Donde:

A(%) = avance máximo permisible del contacto móvil del relé durante la(s) operación(ones) del recloser

0.2 (s) = diferencia de tiempo admisible entre el tiempo de operación del relé y el tiempo de operación del recloser, después de las operaciones del recloser.

ToR = Tiempo de operación del relé en el punto considerado crítico.

6.2. Análisis de escenarios estudiados

Se consideran dos escenarios los cuales son estudiados mediante la simulación con el software Aspen DistriView: Condición Actual y Condición propuesta.

6.2.1 Condición sin Proyecto

- **Coordinación para Cortocircuito:**

Se han simulado fallas en puntos estratégicos del alimentador en su circuito troncal, como son los nodos 70070T, 70062T y 70043T, para lo cual se calculó la corriente de cortocircuito trifásica para cada nodo del alimentador mediante el empleo del Software Aspen DistriView,, luego del cual mediante el método gráfico de las curvas Tiempo Corriente(TTC) y

empleando los reportes de simulación en cada nodo estudiado se determina la coordinación entre Fusible-Fusible, DPU-Fusible, lo cual se muestra en el Anexo B.

El estudio de coordinación se realizó entre el relé a la salida del alimentador y tres fusibles de expulsión como son: PS 0507(F1), PS 0503(F2) y PS 0550(F3).

En el nodo 70070T aplicando la condición de coordinación entre fusibles $TC/MM < 75\%$ y la condición para relés: $T_{dpu} - T_{cf} > 0.25$, se observa que coordinan los fusibles F1, F2 y F3 y los fusibles F1 y F2 con el DPU 2000R; mientras que en dicho nodo no coordina el fusible F3 y el DPU 2000R.

En el nodo 70062T aplicando la condición de coordinación entre fusibles $TC/MM < 75\%$ y la condición para relés: $T_{dpu} - T_{cf} > 0.25$, se observa que coordinan los fusibles F2 y F3; y el fusible F-2 con el DPU 2000R; mientras que en dicho nodo no coordina el fusible F3 y el DPU 2000R

En el nodo 70043T aplicando la condición de coordinación para relés: $T_{dpu} - T_{cf} > 0.25$, se observa que coordinan el fusible F3 con el DPU 2000R.

Uno de los inconvenientes más importantes que se presentaban normalmente bajo esta configuración es que para corrientes de cortocircuito altas se tenían aperturas simultáneas de los fusibles, lo cual ocasionaba confusión durante la localización de fallas así como se tenían problemas de selectividad y coordinación de la protección. Algunas experiencias se han tenido en el caso de corrientes de cortocircuito de magnitudes bajas que implicaban la apertura del alimentador y/o del fusible simultáneamente.

Se efectuaban maniobras de apertura y cierre monopolar a través de los postes de seccionamientos.

- **Coordinación para Fallas a Tierra:**

El inconveniente técnico encontrado es que no se tenía protección contra fallas a tierra por corrientes homopolares dentro del alimentador; sólo en la salida del alimentador se tenía esta protección, con lo cual se tenían problemas de selectividad cuando ocurrían fallas a tierra, es decir ante éste tipo de fallas se tenía la apertura de todo el alimentador, lo cual implicaba grandes tiempos de localización de la falla y mayores tiempos de interrupción de servicio y por consiguiente mayor compensación a los clientes.

6.2.2 Condición Propuesta

Estudio de coordinación entre relé a la salida del alimentador y los Reconectores RC 2025, RC Mina Colquisiri y fusible de expulsión PS 0507.

- **Coordinación para Cortocircuito:**

Se han simulado fallas en puntos estratégicos del alimentador en su circuito troncal, como son los nodos 70070T, 70062T y 70043T, para lo cual se calculó la corriente de cortocircuito trifásica para cada nodo del alimentador mediante el empleo del Software Aspen DistriView,, luego del cual mediante el método gráfico de las curvas Tiempo Corriente(TTC) y empleando los reportes de simulación en cada nodo estudiado se determina la coordinación entre Fusible-Recloser, Fusible-DPU, y Recloser –DPU, lo cual se muestra en el Anexo C.

El estudio de coordinación se realizó entre el relé a la salida del alimentador, los Reclosers y el fusible de expulsión como son: Relé a la salida del alimentador (DPU 2000R), los Reclosers (RC) y el fusible (F)

En el nodo 70070T aplicando la condición de coordinación para relés: $T_{dpu} - T_{cf} > 0.25$, se observa que coordinan el fusible F1 en el PS 507 y el DPU 2000R, el DPU 2000R y el RC 2033, asimismo en dicho nodo coordinan el fusible F1 y el RC 2025, así como los reconectores RC 2025 y el RC 2033

En el nodo 70062T aplicando la condición de coordinación para relés: $T_{dpu} - T_{cf} > 0.25$, se observa que coordinan el DPU 2000R y el RC2025,

En el nodo 70043T aplicando la condición de coordinación para relés: $T_{dpu} - T_{cf} > 0.25$, se observa que coordinan el DPU 2000R con el fusible F3

Entre las principales ventajas técnicas y económicas que se tiene al ejecutar el proyecto tenemos:

1. El cliente Mina Colquisiri presentaba tenía continuas fallas a tierra que ocasionaban la salida del alimentador, la instalación de un reconector exclusivo para el cliente detuvo el impacto de dichas fallas sobre el servicio eléctrico del alimentador.
2. La instalación de un segundo reconector ha permitido tener mayor selectividad de la protección debido a que la red aérea de MT del alimentador HL-03 es extensa.
3. Es mucho más costosa la construcción de subestaciones convencionales en el alimentador 10 kV comparado con la instalación de reconectores.

4. La instalación de reconectores permite efectuar los traslados de carga sin ningún problema de corte de servicio durante las maniobras (maniobra tripolar).

CONCLUSIONES

1. En la configuración sin proyecto se verifica que para corrientes de cortocircuito mayores a 2 kA existen aperturas simultáneas de los fusibles, lo cual ocasiona confusión durante la localización de fallas, así como problemas de selectividad y coordinación de la protección. Asimismo, se tiene que para corrientes de falla del orden de los 500 A, se tienen problemas de selectividad el cual implica que el relé de salida 10 kV del alimentador HL-03 apertura antes que los fusibles.
2. Debido a que no existe protección contra fallas a tierra en el alimentador, una falla a tierra al final del alimentador de 10 kV hace aperturar al relé de salida de 10 kV del alimentador HL-03.
3. Todos los problemas de coordinación de la protección y la falta de equipos de protección contra fallas a tierra implican grandes tiempos de localización de fallas, así como mayor tiempo de interrupción de servicio y por consiguiente mayor compensación a los clientes por NTCSE.
4. Debido a que el alimentador 10 kV HL-03 es predominantemente aéreo se justifica la instalación de reconectores en postes con armado A-20 en líneas aéreas con seccionamiento triangular y en A-24 para líneas con seccionamiento vertical. Cabe mencionar que esta solución es mucho más económica que construir una subestación convencional con celdas y equipos de protección

5. La implementación del Sistema de protección propuesto plantea instalar un recloser a un cliente libre 10 kV y un segundo recloser en la troncal para permitir mejorar la selectividad de la protección debido a que la red es demasiado extensa.
6. Los reclosers estarán únicamente ajustados para que realicen únicamente recierres por fallas a tierra, esto obedece a que cuando ocurren fallas a tierra, la corriente de falla es pequeña por la configuración misma del sistema con neutro aislado. El recierre es muy importante porque nos evita desconexiones en el alimentador 10 kV por fallas a tierra transitorias.
7. Los Disyuntores con relés ó simplemente los DPU son instalados en las salidas del alimentador donde se desea selectividad con los demás equipos de protección instalados en la red.
8. Los recloser deben ser instalados en los siguientes puntos de la red:
 - En subestaciones o en los circuitos alimentadores donde se desea coordinación o selectividad con los demás equipos de protección instalados en la red.
 - En redes de distribución donde se desea atender áreas sujetas a fallas sujetas transitorias cuya probabilidad elevada de interrupción haya sido constatada en base a los datos estadísticos.
 - En redes de distribución después de la carga, cuya continuidad de servicio sea deseada.
 - En circuitos largos donde se deben crear zonas de protección a través de los ajustes apropiados, debido a los niveles de cortocircuito.

9. Los ajustes de protección aseguran que cualquier falla entre fases o monofásica a tierra serán despejadas sin ocasionar perturbaciones al sistema por los equipos de protección como son el Fusible F1 en el PS 507, los recloser RC 2033, RC 2025 y el DPU 2000R, dependiendo del tipo de falla y de las funciones de estos equipos que se instalarán estratégicamente.
10. Para fallas entre fases en el nodo 70070T, se consiguen tiempos de despeje de falla menores a 100 milisegundos por la actuación del fusible F1 (PS 507), con tiempos de coordinación de 150 milisegundos con el recloser RC 2025; mientras que para fallas monofásicas el tiempo de coordinación entre el RC 2025 y el DPU 200R es de 400 milisegundos.
11. Para fallas entre fases en el nodo 70062T se consiguen tiempos de despeje de falla menores a 200 milisegundos por la actuación del recloser RC 2025, con tiempos de coordinación de 200 milisegundos con el relé del DPU 2000R: mientras que para fallas monofásicas el tiempo de coordinación es de 400 milisegundos.
12. Los tiempos de coordinación logrados son mayores a 100 milisegundos.
13. Las fallas son despejadas en tiempos máximos de 600 milisegundos

ANEXO A
EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROYECTO

N°	FECHA	CIRCUITO	CAUSA	T(hr)	KVA	KVAH	KVAH
1	20-Feb-02	PS503-70051T	DAÑO INTENCIONAL POR TERCEROS(INTENTO DE ROBO)	0.52	1800	930	930
2	16-Mar-02	TOTAL	ANTENA DE TV. AI CAER ROZA CON LAS REDES DE MT.	1.23	4200	5180	
3	31-Jul-02	TOTAL	TERCERAS PERSONAS LANZAN ALAMBRES DE CONSTRUCCION EN LAS REDES DE MT.	3.35	3312	11095	
						17205.20	930.00
						16275	

Tabla A.1 : Interrupciones imprevistas año 2002

N°	ALIM.	ENLACE	EQUIPO
1	Huaral	70051T a 70055T	Recloser 1
2	Huaral	70062T a PS Mina C.	Reclose 2

Tabla A.2 : Ubicación de los Equipos de Protección

Descripción	Costos Equipos		Costo Total
	Material	M.O.	
	MUS\$	MUS\$	
Dos Recloser 10 kV	24.61	0.36	24.97

Tabla A.3 : Valorización del Proyecto

DATOS

factor de potencia : fp	0.93	
factor de carga: fc	0.65	
factor de utiliz : fu	0.50	
Margen Tarifario (BT) : n	0.0427	US\$/kWh
Factor de recuperación: fr	0.0%	

		Sin proy	Con proy
KVAH	kWh	ENSsp (kWh)	ENSscp (kWh)
16275	4919	4919	2108

$$\text{kWh} = \text{KVAH} * \text{fp} * \text{fc} * \text{fu}$$

$$\text{ENSscp} = \text{ENSsp} * (1 - \text{fr})$$

ENSsp : Energía no suministrada sin proyecto

ENSscp : Energía no suministrada con proyecto

Disminución de Energía Dejada de Vender en BT/ año(Kwh) = a = (ENSsp-ENSscp) =	2811
---	------

Ingreso por Energía Dejada de Vender / año = n * a =	MUS\$ 0.12
--	------------

Tabla A.4 : Energía dejada de vender

Alimentador	Sin proyecto KVA F/S (a)	Con proyecto KVA F/S (b)	Diferencia KVA c=(a)-(b)	(%) (c/a)
HL 03	4200	1800	2400	57%
Total	4200	1800	2400	57.1%

Factor de recuperación : fr	57.1%
-----------------------------	-------

F/S: Fuera de servicio

Tabla A.5 : Porcentaje de KVA recuperados

SET	3° ETAPA		3° ETAPA	
	Compensación 1° Sem- 2002	Compensación 2° Sem- 2002	Compensación 1° Sem-2003	Compensación 2° Sem-2003
	US\$	US\$	US\$	US\$
Huaral	5629		11257	0
Total	5629	0	11257	0

SubTotal (US\$)	11257	0
-----------------	-------	---

Total Anual (US\$) = A	11257
------------------------	-------

Factor de Recuperación = fr	57.1%
-----------------------------	-------

Ingreso Anual (MUS\$) = A * fr	6.47
--------------------------------	------

Los datos de compensación fueron proporcionados por la Sección Proy. Calidad de Servicio.
 El monto de compensación considera las interrupciones programadas e imprevistas.
 El porcentaje promedio de KVA que se recupera es de 57,5%, ver tabla N° 19

Tabla A.6 : Cálculo de la compensación real

Descripción	Periodo de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (I)											
Energía Dejada de vender		0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Ahorro de pago de compensaciones por NTCSE		6.47	6.47	6.47	6.47	6.47	6.47	6.47	6.47	6.47	6.47
TOTAL INGRESOS		6.59									
Gastos (G)											
Operación y mantenimiento		0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62	0.62
TOTAL GASTOS		0.62									
Margen (M=I-G)		5.97	5.97	5.97	5.97	5.97	5.97	5.97	5.97	5.97	5.97
Depreciación acelerada (D)		2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Utilidad antes de part. de trab. (UAPT=M-D)		3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47	3.47
Particip. de Trabaj. (PT=5%UAPT)		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
Utilidad desp. de part. trab. (UDPT=UAPT-PT)		3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30	3.30
Impuestos (IM=30%UDPT)		0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
Utilidad desp. impuestos		2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31	2.31
Inversión (I ₀)	24.97										
Valor residual (VR)											14.98
Ahorro Pago de Imp. (APIM=0.335*UAPT)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja neto FCN = UDI + D - I ₀ + VR + APIM	-24.97	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	19.79
Tasa de descuento	12.00%	14.10%	16.10%	16.10%	18.00%	20.00%					
VAN (MUS \$)	7.01	4.01	2.73	1.54	-0.51	-2.40					
TIR	17.60%										

Tabla A.7 Flujo de Caja del Proyecto

ANEXO B
ANALISIS DE COORDINACIÓN PARA CORTOCIRCUITO EN LA
CONFIGURACIÓN ACTUAL - ESCENARIO 1

ESCENARIO 1

CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE PARA FUSIBLES LINK TIPO K Y RELE DPU-200R

Fusibles 30 K (MM-TC), 65 K (MM-TC), 100 K (MM-TC) y relé DPU 2000R

CASO 1.

Cortocircuito Bifásico en nodo 70070T

- Coordinación Fusible 30 K (TC) y 65 K (MM)
- Coordinación Fusible 65 K (TC) y 100 K (MM)
- Coordinación Fusible 30 K (TC) y 100 K (MM)
- Coordinación Fusible 30 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 65 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 30 K (TC), 65 K (MM), 100 K (MM) y relé DPU 2000 R

Cortocircuito Trifásico en nodo 70070T

- Coordinación Fusible 30 K (TC) y 65 K (MM)
- Coordinación Fusible 65 K (TC) y 100 K (MM)
- Coordinación Fusible 30 K (TC) y 100 K (MM)
- Coordinación Fusible 30 K (TC), 65 K (MM) y 100 K (MM)
- Coordinación Fusible 30 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 65 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 30 K (TC), 65 K (MM), 100 K (MM) y relé DPU 2000 R

CASO 2

Cortocircuito Bifásico en nodo 70062T

- Coordinación Fusible 65 K (TC) y 100 K (MM)
- Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 65 K (TC), 100 K (MM) y relé DPU 2000 R

Cortocircuito Trifásico en nodo 70062T

- Coordinación Fusible 65 K (TC) y 100 K (MM)
- Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R
- Coordinación Fusible 65 K (TC), 100 K (MM) y relé DPU 2000 R

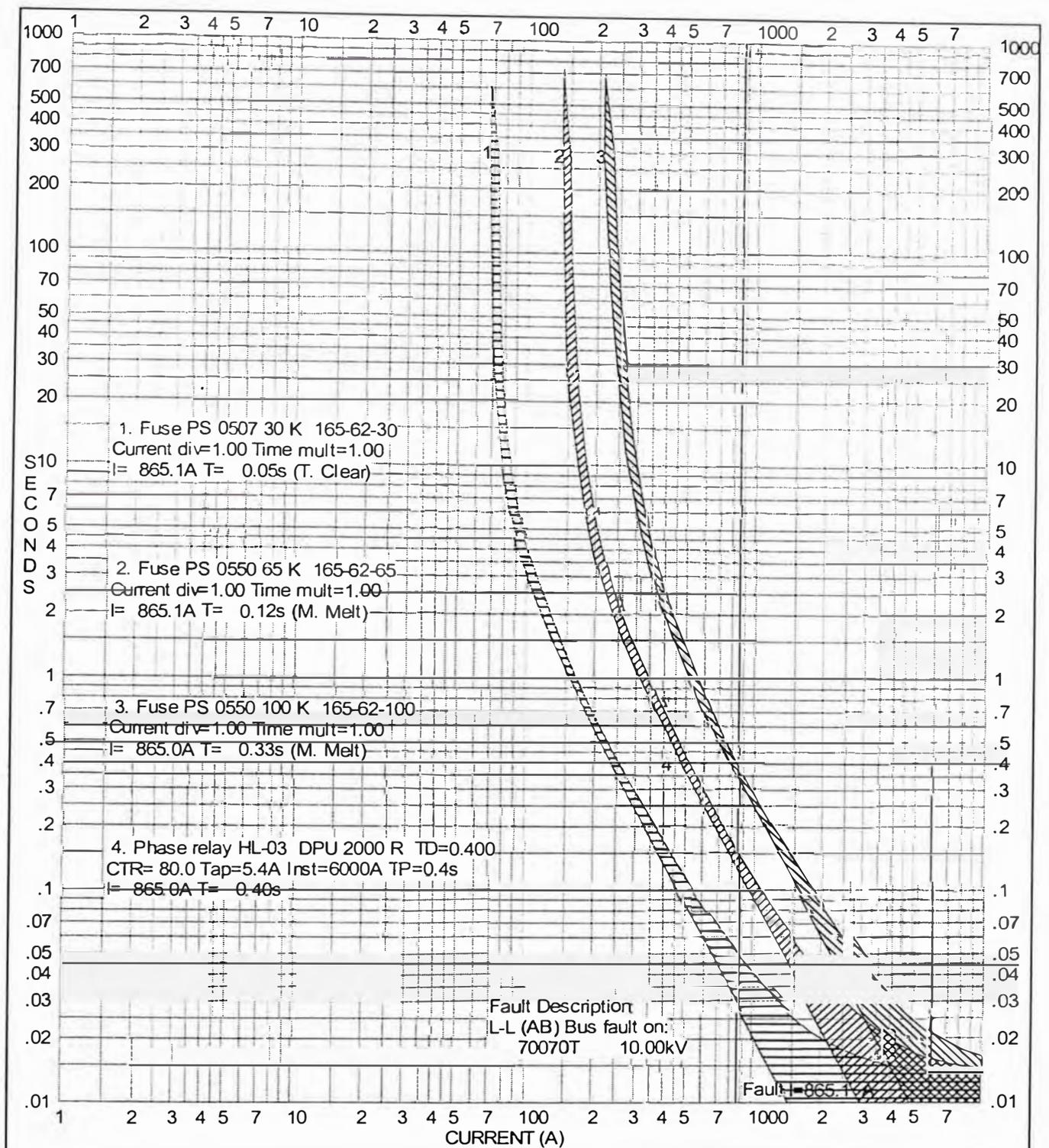
CASO 3

Cortocircuito Bifásico en nodo 70043T

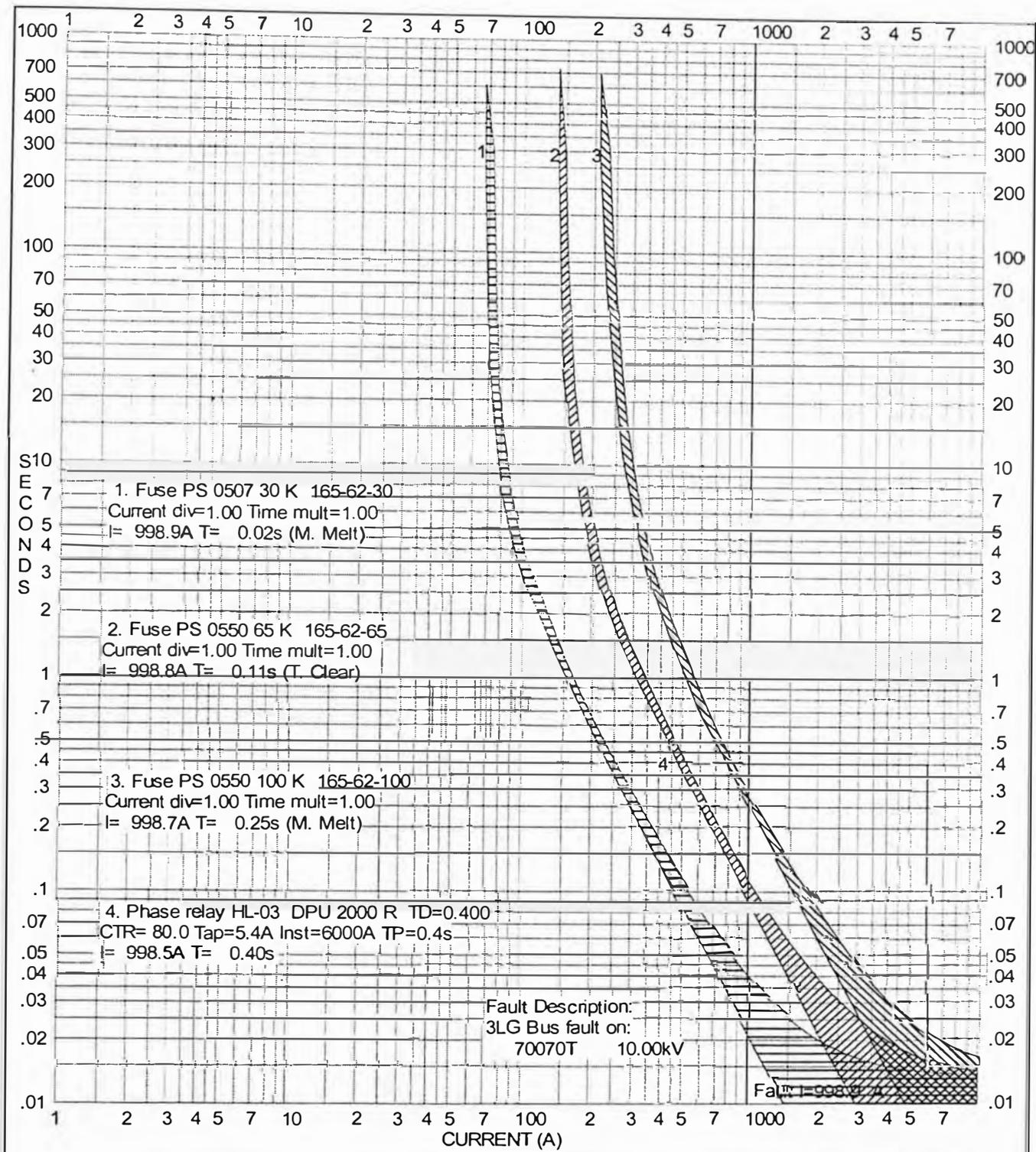
- Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R

Cortocircuito Trifásico en nodo 70043T

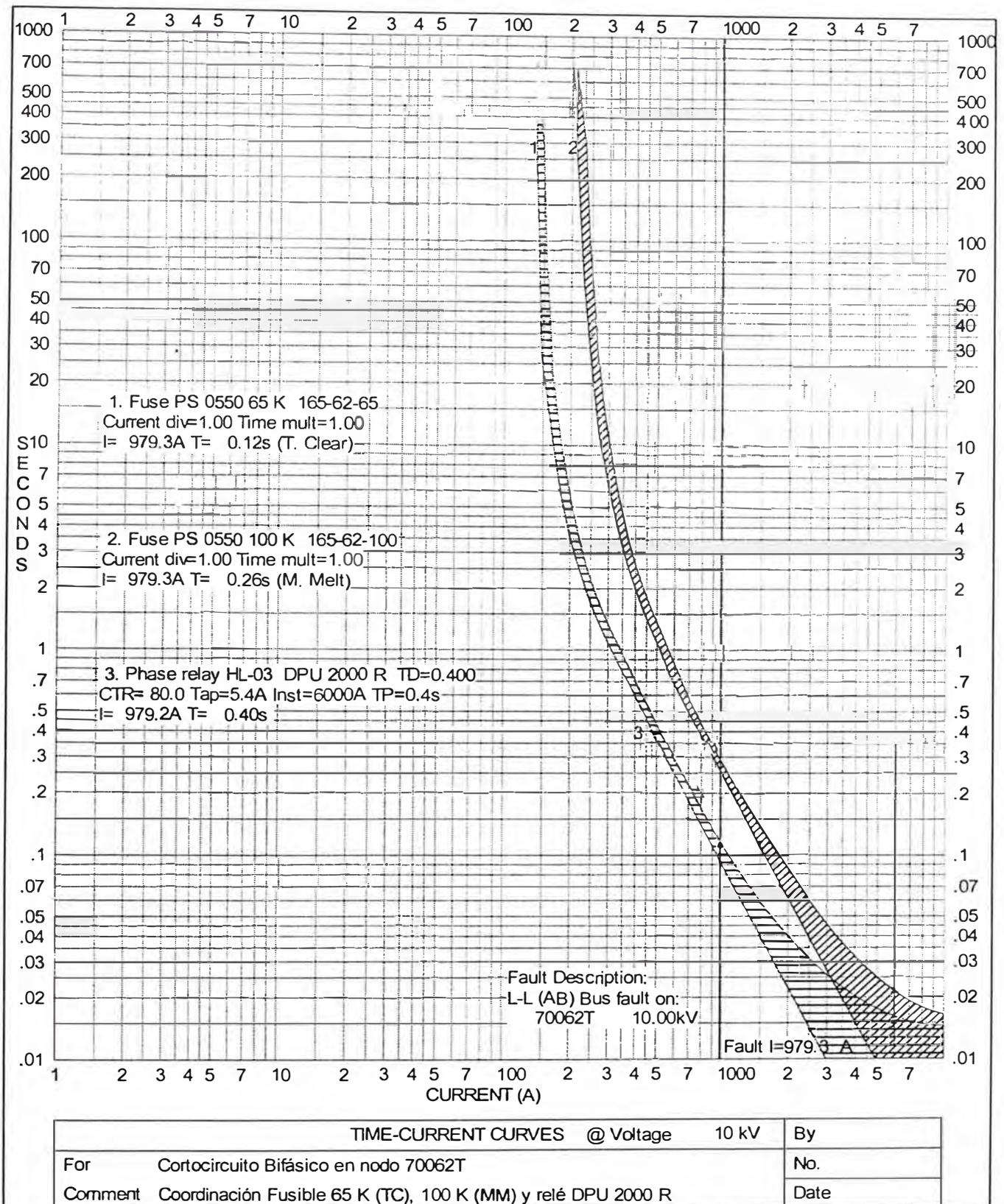
- Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R

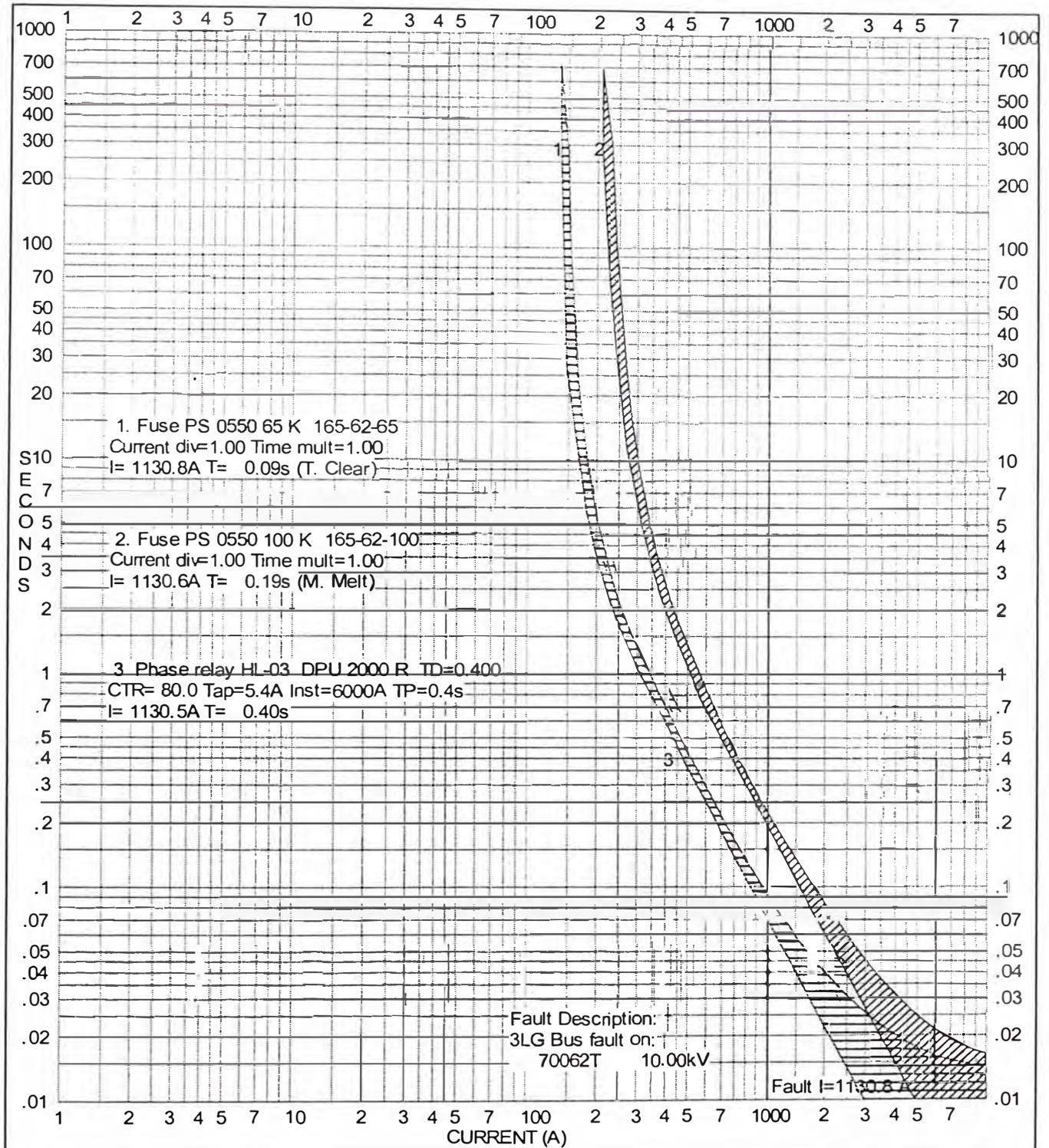


TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		10 kV	By
For	Cortocircuito Bifásico en nodo 70070T		No.
Comment	Coordinación Fusible 30 K (TC), 65 K (MM), 100 K (MM) y relé DPU 2000 R		Date

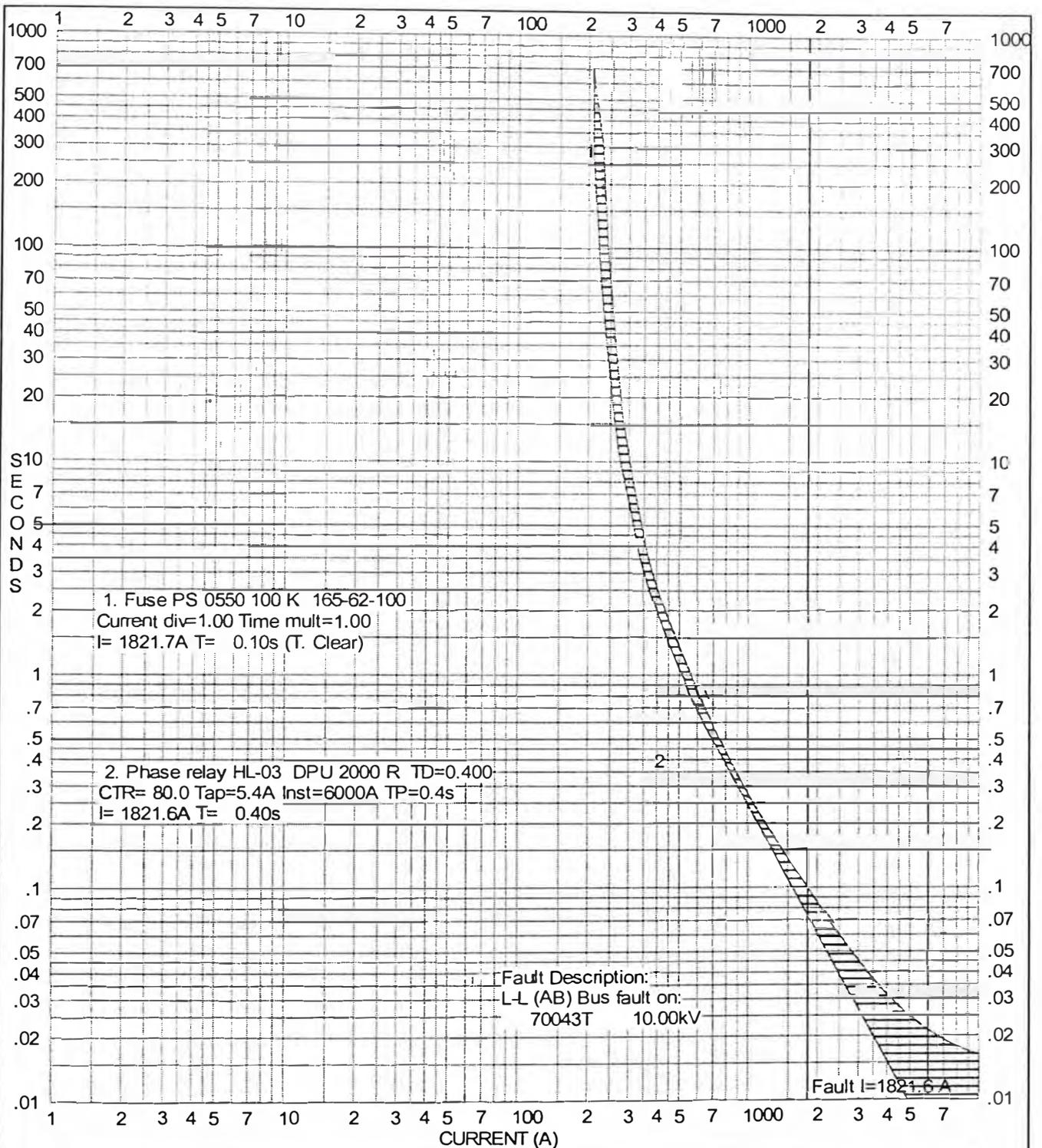


TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Trifásico en nodo 70070T	No.
Comment	Coordinación Fusible 30 K (TC), 65 K (MM), 100 K (MM) y relé DPU 2000 R	Date

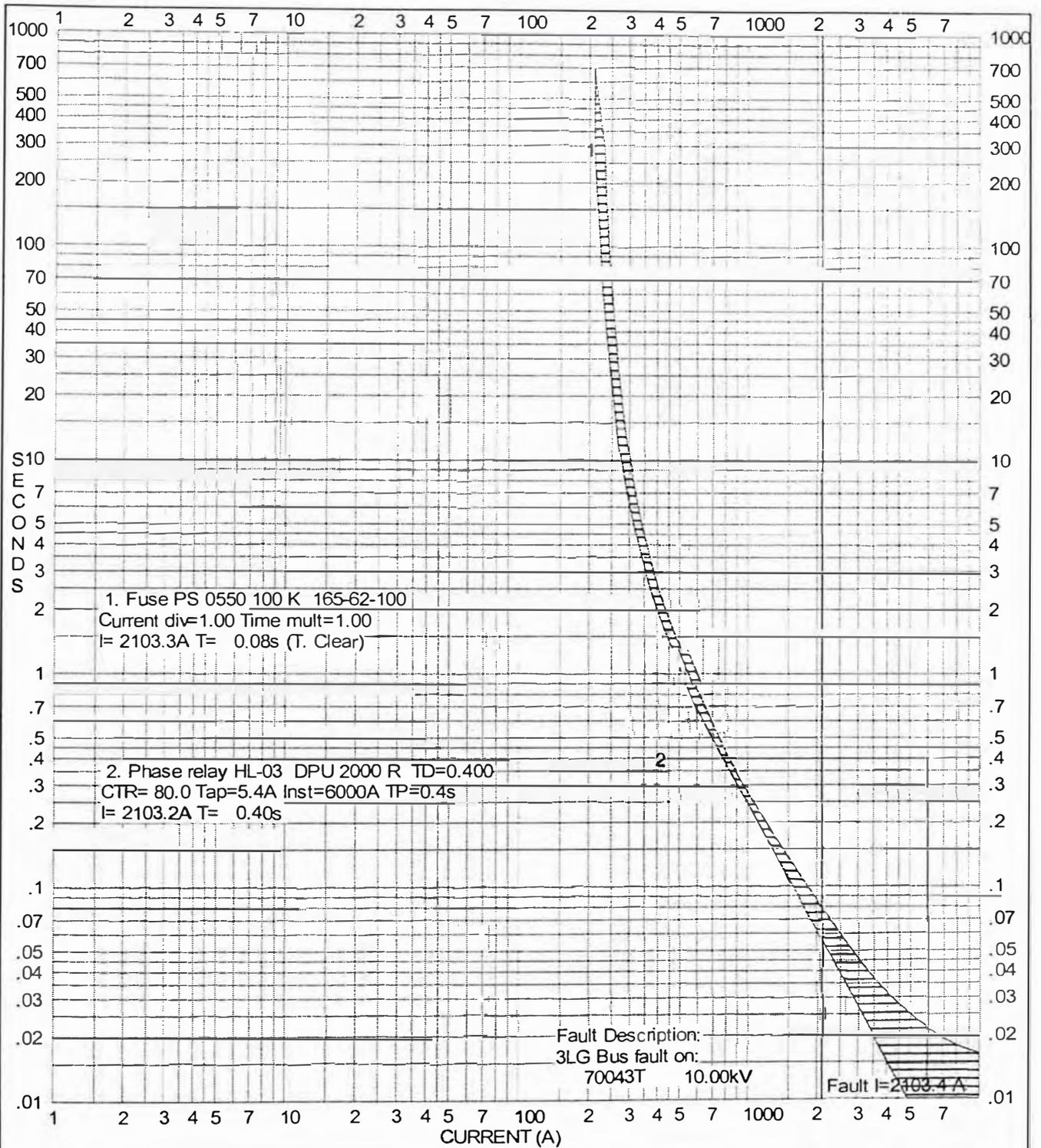




TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		10 kV	By
For	Cortocircuito Trifásico en nodo 70062T		No.
Comment	Coordinación Fusible 65 K (TC), 100 K (MM) y relé DPU 2000 R		Date



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		10 kV	By
For	Cortocircuito Bifásico en nodo 70043T		No.
Comment	Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R		Date



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Trifásico en nodo 70043T	No.
Comment	Coordinación Fusible 100 K (TC) y relé DPU 2000 R	Date

REPORTE DELANALISIS DE FALLAS

Summary of relay quantities:

=====

Relay PS 0550 100 K

Phase A I= 998.7 @ -56.7A. Delay= 0.28s

Phase B I= 998.7 @ -176.7A. Delay= 0.28s

Phase C I= 998.7 @ 63.3A. Delay= 0.28s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc
5.774	-0.00	5.774 -120.00
4.388	-4.38	4.388 -124.38
4.388		4.388 115.62
Ia(A)	Ib	Ic
0.000	0.00	0.000 0.00
0.000	0.00	0.000 0.00
998.675	-56.69	998.675 -176.69
998.675		998.675 63.31

Relay HL-03

Phase A I= 998.5 @ -56.7A. Delay= 0.40s

Phase B I= 998.5 @ -176.7A. Delay= 0.40s

Phase C I= 998.5 @ 63.3A. Delay= 0.40s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc
5.774	-0.00	5.774 -120.00
5.180	-4.43	5.180 -124.43
5.180		5.180 115.57
Ia(A)	Ib	Ic
0.000	0.00	0.000 0.00
0.000	0.00	0.000 0.00
12.482	-56.68	12.482 -176.68
12.482		12.482 63.32

=====

=====

=====

Compare separation between:

1: Fuse PS 0550 100 K Total Clear

2: Phase relay HL-03

I1(A)	T1(s)	I2(A)	T2(s)	SEPARATION(s)
998.7	0.281	998.5	0.400	0.119
898.7	0.345	898.5	0.400	0.055
798.7	0.441	798.6	0.400	0.041
698.7	0.594	698.6	0.400	0.194
598.7	0.864	598.6	0.400	0.464
498.7	1.393	498.6	0.400	0.993
398.7	2.668	398.6	9999.000	

Summary of relay quantities:

=====

Relay PS 0550 100 K

Phase A I= 998.7 @ -56.7A. Delay= 0.25s

Phase B I= 998.7 @ -176.7A. Delay= 0.25s

Phase C I= 998.7 @ 63.3A. Delay= 0.25s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc	la(A)	lb	lc
5.774	-0.00	5.774 -120.00	0.000	0.00	0.000
4.388	-4.38	4.388 -124.38	998.675	-56.69	998.675
			998.675	-176.69	998.675
					63.31

Relay HL-03

Phase A I= 998.5 @ -56.7A. Delay= 0.40s

Phase B I= 998.5 @ -176.7A. Delay= 0.40s

Phase C I= 998.5 @ 63.3A. Delay= 0.40s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc	la(A)	lb	lc
5.774	-0.00	5.774 -120.00	0.000	0.00	0.000
5.180	-4.43	5.180 -124.43	12.482	-56.68	12.482
			12.482	-176.68	12.482
					63.32

=====

Compare separation between:

1: Fuse PS 0550 100 K Min. Melt

2: Phase relay HL-03

I1(A)	T1(s)	I2(A)	T2(s)	SEPARATION(s)
998.7	0.249	998.5	0.400	0.151
898.7	0.306	898.5	0.400	0.094
798.7	0.385	798.6	0.400	0.015
698.7	0.504	698.6	0.400	0.104
598.7	0.690	598.6	0.400	0.290
498.7	1.104	498.6	0.400	0.704
398.7	2.028	398.6	9999.000	

Summary of fault being displayed:

=====

1. 3LG Bus fault on:

70070T 10.00kV
 FAULT CURRENT(A @ DEG): PHASE(A B C)
 998.9@ -56.7 998.9@-176.7 998.9@ 63.3
 Thevenin Impedances (In Ohms): Z+ = 3.17494 + j 4.83161, Z0 = 4.71551 + j -11575
 (In PU): Z+ = 0.31749 + j 0.48316, Z0 = 0.47155 + j -1157.5

Summary of relay quantities:

Relay PS 0507 30 K

Phase A I= 998.9 @ 123.3A. Delay= 0.04s
 Phase B I= 998.9 @ 3.3A. Delay= 0.04s
 Phase C I= 998.9 @ -116.7A. Delay= 0.04s

Relay PS 0550 65 K

Phase A I= 998.8 @ 123.3A. Delay= 0.09s
 Phase B I= 998.8 @ 3.3A. Delay= 0.09s
 Phase C I= 998.8 @ -116.7A. Delay= 0.09s

Compare separation between:

- 1: Fuse PS 0507 30 K Total Clear
- 2: Fuse PS 0550 65 K Min. Melt

I1(A)	T1(s)	I2(A)	T2(s)	SEPARATION(s)
998.9	0.040	998.8	0.090	0.050
898.9	0.047	898.8	0.112	0.065
798.9	0.055	798.8	0.142	0.087
698.9	0.067	698.8	0.185	0.118
598.9	0.086	598.8	0.253	0.167
498.9	0.117	498.9	0.366	0.248
398.9	0.174	398.9	0.604	0.430
298.9	0.296	298.9	1.102	0.805
198.9	0.664	198.9	3.672	3.008
98.9	4.343	98.9	9999.000	

Summary of fault being displayed:

- 1. 3LG Bus fault on:
 70070T 10.00kV

FAULT CURRENT(A @ DEG): PHASE(A B C)
 998.9@ -56.7 998.9@-176.7 998.9@ 63.3
 Thevenin Impedances (In Ohms): Z+ = 3.17494 + j 4.83161, Z0 = 4.71551 + j -11575
 (In PU): Z+ = 0.31749 + j 0.48316, Z0 = 0.47155 + j -1157.5

Summary of relay quantities:

=====

Relay PS 0507 30 K

Phase A I= 998.9 @ 123.3A. Delay= 0.04s

Phase B I= 998.9 @ 3.3A. Delay= 0.04s

Phase C I= 998.9 @ -116.7A. Delay= 0.04s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc
5.775	-0.01	5.775 -120.01
0.667	-3.67	0.667 -123.67
0.667		0.667 116.33
Ia(A)	Ib	Ic
0.000	0.00	0.000 0.00
0.000	0.00	0.000 0.00
998.884	123.30	998.884 3.30
		998.884 -116.70

Relay HL-03

Phase A I= 998.5 @ -56.7A. Delay= 0.40s

Phase B I= 998.5 @ -176.7A. Delay= 0.40s

Phase C I= 998.5 @ 63.3A. Delay= 0.40s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc
5.774	-0.00	5.774 -120.00
5.180	-4.43	5.180 -124.43
5.180		5.180 115.57
Ia(A)	Ib	Ic
0.000	0.00	0.000 0.00
0.000	0.00	0.000 0.00
12.482	-56.68	12.482 -176.68
		12.482 63.32

Compare separation between:

1: Fuse PS 0507 30 K Total Clear

2: Phase relay HL-03

I1(A)	T1(s)	I2(A)	T2(s)	SEPARATION(s)
998.9	0.040	998.5	0.400	0.360
898.9	0.047	898.6	0.400	0.353
798.9	0.055	798.6	0.400	0.345
698.9	0.067	698.6	0.400	0.333
598.9	0.086	598.7	0.400	0.314
498.9	0.117	498.7	0.400	0.283
398.9	0.174	398.7	9999.000	

Summary of relay quantities:

```
=====
=====
=====
```

Relay PS 0507 30 K

Phase A I= 998.9 @ 123.3A. Delay= 0.02s

Phase B I= 998.9 @ 3.3A. Delay= 0.02s

Phase C I= 998.9 @ -116.7A. Delay= 0.02s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc			
5.775	-0.01	5.775	-120.01	5.775	119.99
0.667	-3.67	0.667	-123.67	0.667	116.33
Ia(A)	Ib	Ic			
0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
998.884	123.30	998.884	3.30	998.884	-116.70

Relay HL-03

Phase A I= 998.5 @ -56.7A. Delay= 0.40s

Phase B I= 998.5 @ -176.7A. Delay= 0.40s

Phase C I= 998.5 @ 63.3A. Delay= 0.40s

Pre- and post-fault voltage and secondary current for relay testing:

Va(kV)	Vb	Vc			
5.774	-0.00	5.774	-120.00	5.774	120.00
5.180	-4.43	5.180	-124.43	5.180	115.57
Ia(A)	Ib	Ic			
0.000	0.00	0.000	0.00	0.000	0.00
12.482	-56.68	12.482	-176.68	12.482	63.32

```
=====
=====
=====
```

Compare separation between:

1: Fuse PS 0507 30 K Min. Melt

2: Phase relay HL-03

I1(A)	T1(s)	I2(A)	T2(s)	SEPARATION(s)
998.9	0.021	998.5	0.400	0.379
898.9	0.026	898.6	0.400	0.374
798.9	0.033	798.6	0.400	0.367
698.9	0.044	698.6	0.400	0.356
598.9	0.060	598.7	0.400	0.340
498.9	0.086	498.7	0.400	0.314
398.9	0.136	398.7	9999.000	

Feeder Id	Section Id	Id del equipo	Phase	Distancia	LLL	LLL	LL	LL
HL-03	HL-03_70289T_1_1	N2XSY_3-1X120	ABC	35	7821	135	6773	117
HL-03	HL-03_70289T_1_2	AA_3-1X120	ABC	283	6725	116	5824	101
HL-03	70289T_70205T_1_1	AA_3-1X120	ABC	432	6197	107	5366	93
HL-03	70205T_70034T_1_1	AA_3-1X120	ABC	514	5938	103	5143	89
HL-03	70034T_PS0766_1_1	CU_3-1X025	ABC	519	5915	102	5123	89
HL-03	PS0766_70254T_1_1	NKY_3X035	ABC	544	5860	101	5075	88
HL-03	70254T_70266T_1_1	NKY_3X035	ABC	554	5838	101	5056	88
HL-03	70254T_70266T_1_2	CU_3-1X016	ABC	628	5423	94	4697	81
HL-03	70266T_21054A_1_1	CU_3-1X025	ABC	658	5302	92	4592	80
HL-03	21054A	CU_3-1X025	ABC	659	5298	92	4588	79
HL-03	70266T_21036A_1_1	CU_3-1X016	ABC	852	4384	76	3797	66
HL-03	21036A_21678A_1_1	CU_3-1X025	ABC	1593	2902	50	2513	44
HL-03	21678A_70345T_1_1	CU_3-1X025	ABC	1882	2557	44	2214	38
HL-03	70345T_70332T_1_1	AA_3-1X070	ABC	2163	2361	41	2045	35
HL-03	70332T_70126T_1_1	AA_3-1X070	ABC	3057	1899	33	1644	28
HL-03	70332T_21123A_1_1	CU_3-1X016	ABC	2178	2343	41	2029	35
HL-03	70332T_21123A_1_2	AA_3-1X070	ABC	2208	2324	40	2012	35
HL-03	21123A	AA_3-1X070	ABC	2209	2323	40	2012	35
HL-03	70345T_21679A_1_1	CU_3-1X025	ABC	1952	2485	43	2152	37
HL-03	21679A_21680A_1_1	CU_3-1X025	ABC	2500	2034	35	1762	31
HL-03	21680A_21681A_1_1	CU_3-1X025	ABC	3011	1738	30	1505	26
HL-03	21680A_21681A_1_2	CU_3-1X025	ABC	3083	1703	30	1475	26
HL-03	21681A_PM0090_1_1	AA_3-1X070	ABC	3409	1601	28	1386	24
HL-03	PM0090	AA_3-1X070	ABC	3411	1600	28	1386	24
HL-03	21681A	CU_3-1X025	ABC	3084	1703	29	1475	26
HL-03	21680A	CU_3-1X025	ABC	2501	2034	35	1761	31
HL-03	21679A	CU_3-1X025	ABC	1953	2484	43	2151	37
HL-03	21678A	CU_3-1X025	ABC	1594	2901	50	2512	44
HL-03	21036A	CU_3-1X016	ABC	853	4380	76	3793	66
HL-03	70254T_22039A_1_1	NKY_3X035	ABC	559	5827	101	5046	87
HL-03	70254T_22039A_1_2	CU_3-1X025	ABC	649	5438	94	4710	82
HL-03	22039A	CU_3-1X025	ABC	650	5434	94	4706	82
HL-03	70034T_70164T_1_1	AA_3-1X120	ABC	691	5446	94	4716	82
HL-03	70034T_70164T_1_2	N2XSY_3-1X240	ABC	787	5369	93	4650	81
HL-03	70034T_70164T_1_3	AA_3-1X120	ABC	897	5108	88	4424	77
HL-03	70164T_70035T_1_1	AA_3-1X120	ABC	1325	4291	74	3716	64
HL-03	70035T_70220U_1_1	CU_3-1X035	ABC	1337	4265	74	3694	64
HL-03	70220U	CU_3-1X035	ABC	1339	4261	74	3690	64
HL-03	70035T_70036T_1_1	AA_3-1X120	ABC	1517	4003	69	3466	60
HL-03	70036T_PS0550_1_1	AA_3-1X120	ABC	1543	3966	69	3435	59
HL-03	PS0550_70260T_1_1	N2XSY_3-1X120	ABC	1589	3939	68	3411	59
HL-03	70260T_PS0768_1_1	N2XSY_3-1X070	ABC	1615	3918	68	3393	59
HL-03	70260T_PS0768_1_2	CU_3-1X025	ABC	1807	3536	61	3062	53
HL-03	PS0768_11472A_1_1	CU_3-1X025	ABC	1930	3323	58	2878	50
HL-03	11472A_22004A_1_1	CU_3-1X025	ABC	2388	2699	47	2337	40
HL-03	22004A	CU_3-1X025	ABC	2389	2698	47	2336	40
HL-03	11472A	CU_3-1X025	ABC	1931	3322	58	2877	50
HL-03	70260T_70370T_1_1	AA_3-1X120	ABC	1673	3828	66	3315	57
HL-03	70370T_70255T_1_1	AA_3-1X120	ABC	1906	3550	61	3074	53
HL-03	70255T_70347T_1_1	AA_3-1X120	ABC	2030	3417	59	2959	51
HL-03	70255T_70347T_1_2	N2XSY_3-1X070	ABC	2245	3288	57	2847	49
HL-03	70347T_21000A_1_1	AA_3-1X120	ABC	2269	3265	57	2827	49
HL-03	70347T_21000A_1_2	AA_3-1X120	ABC	2350	3190	55	2763	48
HL-03	70347T_21000A_1_3	AA_3-1X120	ABC	2455	3098	54	2683	46
HL-03	21000A_70039T_1_1	AA_3-1X120	ABC	2597	2982	52	2583	45
HL-03	70039T_PS0601_1_1	CU_3-1X025	ABC	2609	2967	51	2569	45
HL-03	PS0601_70333U_1_1	CU_3-1X025	ABC	2725	2824	49	2445	42
HL-03	70333U	CU_3-1X025	ABC	2727	2821	49	2443	42
HL-03	70039T_70206T_1_1	AA_3-1X120	ABC	2695	2907	50	2518	44
HL-03	70206T_22125A_1_1	CU_3-1X025	ABC	2823	2756	48	2387	41
HL-03	22125A	CU_3-1X025	ABC	2824	2755	48	2386	41
HL-03	70206T_21042A_1_1	AA_3-1X120	ABC	2772	2851	49	2469	43
HL-03	21042A_21043A_1_1	AA_3-1X120	ABC	3071	2650	46	2295	40
HL-03	21043A_21052A_1_1	AA_3-1X120	ABC	3295	2518	44	2180	38
HL-03	21052A_70040T_1_1	AA_3-1X120	ABC	3596	2359	41	2043	35
HL-03	70040T_70222U_1_1	CU_3-1X013	ABC	3636	2309	40	2000	35
HL-03	70222U	CU_3-1X013	ABC	3638	2307	40	1998	35
HL-03	70040T_70041T_1_1	AA_3-1X120	ABC	3756	2282	40	1977	34
HL-03	70041T_70042T_1_1	AA_3-1X120	ABC	4061	2150	37	1862	32
HL-03	70042T_70043T_1_1	AA_3-1X120	ABC	4151	2113	37	1830	32
HL-03	70043T_PS0503_1_1	AA_3-1X120	ABC	4201	2094	36	1813	31
HL-03	PS0503_RC3060_1_1	AA_3-1X120	ABC	4431	2008	35	1739	30
HL-03	RC3060_70051T_1_1	AA_3-1X120	ABC	4603	1948	34	1687	29
HL-03	70051T_RC4005_1_1	AA_3-1X120	ABC	4647	1933	33	1674	29
HL-03	RC4005_RC2025_1_1	AA_3-1X120	ABC	4693	1918	33	1661	29

Feeder Id	Section Id	Id del equipo	Phase	Distancia	LLL	LLL	LL	LL
HL-03	RC2025_70055T_1_1	AA_3-1X120	ABC	4840	1871	32	1620	28
HL-03	70055T_70166T_1_1	AA_3-1X120	ABC	4882	1858	32	1609	28
HL-03	70166T_PM0063_1_1	CU_3-1X016	ABC	4887	1855	32	1606	28
HL-03	PM0063	CU_3-1X016	ABC	4889	1853	32	1605	28
HL-03	70166T_21004A_1_1	AA_3-1X120	ABC	5027	1815	31	1571	27
HL-03	PS0593_70225U_1_1	NKY_3X016	ABC	5147	1753	30	1518	26
HL-03	70225U	NKY_3X016	ABC	5149	1752	30	1517	26
HL-03	21004A_PM0091_1_1	CU_3-1X025	ABC	5037	1810	31	1567	27
HL-03	PM0091	CU_3-1X025	ABC	5039	1809	31	1566	27
HL-03	21004A_20320A_1_1	AA_3-1X120	ABC	5315	1734	30	1502	26
HL-03	21004A_20320A_1_2	N2XSY_3-1X070	ABC	5345	1729	30	1497	26
HL-03	21004A_20320A_1_3	AA_3-1X120	ABC	5466	1697	29	1470	25
HL-03	20320A_70056T_1_1	AA_3-1X120	ABC	5736	1631	28	1412	24
HL-03	70056T_PS0602_1_1	CU_3-1X025	ABC	5758	1622	28	1405	24
HL-03	PS0602_21045A_1_1	CU_3-1X025	ABC	5865	1581	27	1369	24
HL-03	21045A_21056A_1_1	CU_3-1X025	ABC	6506	1368	24	1185	21
HL-03	21056A	CU_3-1X025	ABC	6507	1368	24	1185	21
HL-03	21045A	CU_3-1X025	ABC	5866	1580	27	1369	24
HL-03	70056T_70057T_1_1	AA_3-1X120	ABC	6304	1507	26	1305	23
HL-03	70057T_PS0603_1_1	CU_3-1X025	ABC	6324	1500	26	1299	22
HL-03	PS0603_21005A_1_1	CU_3-1X025	ABC	6717	1376	24	1192	21
HL-03	21005A	CU_3-1X025	ABC	6718	1376	24	1192	21
HL-03	70057T_70058T_1_1	AA_3-1X120	ABC	6502	1468	25	1271	22
HL-03	70058T_70059T_1_1	AA_3-1X120	ABC	7103	1361	24	1178	20
HL-03	70059T_70346T_1_1	AA_3-1X120	ABC	7653	1276	22	1105	19
HL-03	70059T_70346T_1_2	N2XSY_3-1X070	ABC	7693	1272	22	1102	19
HL-03	70059T_70346T_1_3	AA_3-1X120	ABC	8177	1206	21	1044	18
HL-03	70346T_70335U_1_1	AA_3-1X070	ABC	8187	1204	21	1043	18
HL-03	70335U	AA_3-1X070	ABC	8189	1204	21	1043	18
HL-03	70346T_70060T_1_1	AA_3-1X120	ABC	8257	1196	21	1035	18
HL-03	70060T_70061T_1_1	AA_3-1X120	ABC	8655	1147	20	993	17
HL-03	70061T_70308T_1_1	AA_3-1X120	ABC	8754	1135	20	983	17
HL-03	70308T_RC3005_1_1	CU_3-1X025	ABC	8755	1135	20	983	17
HL-03	70308T_70062T_1_1	AA_3-1X120	ABC	8842	1125	19	975	17
HL-03	70062T_RC2033_1_1	AA_3-1X120	ABC	8850	1125	19	974	17
HL-03	RC2033_PM0064_1_1	AA_3-1X120	ABC	8856	1124	19	973	17
HL-03	PM0064	AA_3-1X120	ABC	8858	1124	19	973	17
HL-03	70062T_PS0773_1_1	AA_3-1X070	ABC	8884	1120	19	970	17
HL-03	PS0773_21010A_1_1	AA_3-1X070	ABC	8944	1111	19	962	17
HL-03	21010A_70063T_1_1	AA_3-1X070	ABC	9429	1048	18	907	16
HL-03	70063T_PS0771_1_1	CU_3-1X016	ABC	9459	1041	18	901	16
HL-03	PS0771_21011A_1_1	CU_3-1X016	ABC	9794	970	17	840	15
HL-03	21011A	CU_3-1X016	ABC	9795	970	17	840	15
HL-03	70063T_70064T_1_1	AA_3-1X070	ABC	9780	1006	17	871	15
HL-03	PS0772_21014A_1_1	CU_3-1X016	ABC	9789	1004	17	870	15
HL-03	21014A_70065T_1_1	CU_3-1X016	ABC	10103	942	16	816	14
HL-03	70065T_21016A_1_1	CU_3-1X016	ABC	10389	891	15	771	13
HL-03	21016A	CU_3-1X016	ABC	10390	890	15	771	13
HL-03	70065T_21015A_1_1	CU_3-1X016	ABC	10555	863	15	747	13
HL-03	21015A	CU_3-1X016	ABC	10556	863	15	747	13
HL-03	21014A	CU_3-1X016	ABC	9790	1004	17	869	15
HL-03	70064T_70066T_1_1	AA_3-1X070	ABC	10097	971	17	841	15
HL-03	70066T_70336U_1_1	CU_3-1X016	ABC	10105	969	17	840	15
HL-03	70336U	CU_3-1X016	ABC	10107	969	17	839	15
HL-03	70066T_70207T_1_1	AA_3-1X070	ABC	10247	955	17	827	14
HL-03	70066T_70207T_1_2	AA_3-1X070	ABC	10730	908	16	786	14
HL-03	70066T_70207T_1_3	CU_3-1X016	ABC	10760	903	16	782	14
HL-03	PS0552_21055A_1_1	CU_3-1X025	ABC	11575	810	14	701	12
HL-03	21055A	CU_3-1X025	ABC	11576	810	14	701	12
HL-03	70207T_70067T_1_1	CU_3-1X016	ABC	11079	851	15	737	13
HL-03	70067T_70068T_1_1	AA_3-1X070	ABC	11144	845	15	732	13
HL-03	70068T_PS0946	CU_3-1X025	ABC	11194	840	15	727	13
HL-03	PS0946_21013A_1_1	CU_3-1X025	ABC	11234	835	14	724	13
HL-03	21013A	CU_3-1X025	ABC	11235	835	14	723	13
HL-03	70068T_70069T_1_1	AA_3-1X070	ABC	12240	765	13	662	11
HL-03	70068T_70069T_1_2	CU_3-1X016	ABC	12579	724	13	627	11
HL-03	70069T_PM0088_1_1	CU_3-1X016	ABC	12589	723	13	626	11
HL-03	PM0088	CU_3-1X016	ABC	12591	722	13	626	11
HL-03	70069T_70288U_1_1	NKY_3X016	ABC	12589	723	13	626	11
HL-03	70288U	NKY_3X016	ABC	12591	723	13	626	11
HL-03	70067T_00705S_1_1	CU_3-1X016	ABC	11317	815	14	706	12
HL-03	70287U	CU_3-1X016	ABC	11319	815	14	706	12
HL-03	00705S	CU_3-1X016	ABC	11318	815	14	706	12
HL-03	21010A	CU_3-1X025	ABC	8945	1111	19	962	17
HL-03	70062T_PS0507_1_1	AA_3-1X120	ABC	8857	1124	19	973	17

Feeder Id	Section Id	Id del equipo	Phase	Distancia	LLL	LLL	LL	LL
HL-03	PS0507_21017A_1_1	AA_3-1X120	ABC	9172	1089	19	943	16
HL-03	21017A_70290T_1_1	AA_3-1X120	ABC	9331	1073	19	929	16
HL-03	70290T_70070T_1_1	AA_3-1X120	ABC	10110	998	17	865	15
HL-03	70070T_PS0770_1_1	CU_3-1X016	ABC	10125	995	17	862	15
HL-03	PS0770_70071T_1_1	CU_3-1X016	ABC	10391	944	16	817	14
HL-03	70071T_21022A_1_1	CU_3-1X016	ABC	10952	848	15	735	13
HL-03	21022A	CU_3-1X016	ABC	10953	848	15	735	13
HL-03	70071T_21021A_1_1	CU_3-1X016	ABC	10611	904	16	783	14
HL-03	21021A_04886A_1_1	CU_3-1X025	ABC	10977	860	15	745	13
HL-03	04886A	CU_3-1X025	ABC	10978	860	15	745	13
HL-03	21021A	CU_3-1X016	ABC	10612	904	16	783	14
HL-03	70070T_70072T_1_1	AA_3-1X120	ABC	10525	963	17	834	14
HL-03	70072T_70300U_1_1	CU_2-1X016	AB	10585	0	0	825	14
HL-03	70300U	CU_2-1X016	AB	10586	0	0	824	14
HL-03	70072T_70261T_1_1	AA_3-1X120	ABC	10648	953	17	825	14
HL-03	70261T_70073T_1_1	AA_3-1X120	ABC	11106	917	16	794	14
HL-03	70073T_PM0233_1_1	CU_3-1X016	ABC	11109	917	16	794	14
HL-03	PM0233	CU_3-1X016	ABC	11111	916	16	794	14
HL-03	70073T_70262T_1_1	CU_3-1X016	ABC	11761	815	14	706	12
HL-03	70262T_21416A_1_1	CU_2-1X016	AB	11771	0	0	704	12
HL-03	21416A	CU_2-1X016	AB	11772	0	0	704	12
HL-03	70262T_21020A_1_1	CU_3-1X016	ABC	13068	661	11	572	10
HL-03	21020A_21046A_1_1	CU_3-1X016	ABC	13400	630	11	545	9
HL-03	21046A	CU_3-1X016	ABC	13401	630	11	545	9
HL-03	21020A	CU_3-1X016	ABC	13069	661	11	572	10
HL-03	70073T_21419A_1_1	CU_3-1X016	ABC	11974	786	14	680	12
HL-03	21419A	CU_3-1X016	ABC	11975	785	14	680	12
HL-03	70261T_21417A_1_1	CU_3-1X013	ABC	10653	952	16	824	14
HL-03	21417A	CU_3-1X013	ABC	10654	952	16	824	14
HL-03	70070T_21018A_1_1	CU_2-1X016	AB	10138	0	0	860	15
HL-03	21018A	CU_2-1X016	AB	10139	0	0	860	15
HL-03	70290T_21406A_1_1	AA_3-1X070	ABC	9614	1037	18	898	16
HL-03	21406A	AA_3-1X070	ABC	9615	1037	18	898	16
HL-03	21017A	AA_3-1X120	ABC	9173	1089	19	943	16
HL-03	70061T_21009A_1_1	AA_3-1X070	ABC	8722	1137	20	985	17
HL-03	21009A	AA_3-1X070	ABC	8723	1137	20	985	17
HL-03	70060T_21008A_1_1	AA_3-1X070	ABC	8294	1190	21	1030	18
HL-03	21008A	AA_3-1X070	ABC	8295	1190	21	1030	18
HL-03	70059T_70227U_1_1	CU_3-1X021	ABC	7117	1356	23	1175	20
HL-03	70227U	CU_3-1X021	ABC	7119	1356	23	1174	20
HL-03	70058T_21006A_1_1	CU_3-1X016	ABC	6757	1363	24	1180	20
HL-03	21006A	CU_3-1X016	ABC	6758	1363	24	1180	20
HL-03	20320A	AA_3-1X120	ABC	5467	1697	29	1470	25
HL-03	21004A	AA_3-1X120	ABC	5028	1814	31	1571	27
HL-03	70055T_21041A_1_1	CU_3-1X016	ABC	4984	1775	31	1537	27
HL-03	21041A	CU_3-1X016	ABC	4985	1774	31	1536	27
HL-03	70051T_21023A_1_1	AA_3-1X120	ABC	4675	1924	33	1666	29
HL-03	21023A_PS0506_1_1	AA_3-1X120	ABC	4712	1912	33	1656	29
HL-03	PS0506_70363T_1_1	AA_3-1X070	ABC	4958	1817	31	1573	27
HL-03	70363T_70218T_1_1	AA_3-1X070	ABC	5051	1783	31	1544	27
HL-03	70218T_70054T_1_1	AA_3-1X070	ABC	5082	1772	31	1535	27
HL-03	70218T_70054T_1_2	CU_3-1X016	ABC	5525	1523	26	1319	23
HL-03	70054T_PM0066_1_1	CU_3-1X025	ABC	5563	1510	26	1307	23
HL-03	PM0066	CU_3-1X025	ABC	5565	1509	26	1307	23
HL-03	70054T_21027A_1_1	CU_3-1X016	ABC	5819	1389	24	1203	21
HL-03	21027A_21028A_1_1	CU_3-1X016	ABC	5909	1352	23	1171	20
HL-03	21027A_21028A_1_2	AA_3-1X070	ABC	6472	1243	22	1077	19
HL-03	21028A	AA_3-1X070	ABC	6473	1243	22	1076	19
HL-03	21027A	CU_3-1X016	ABC	5820	1388	24	1202	21
HL-03	70218T_21024A_1_1	AA_3-1X070	ABC	5238	1719	30	1489	26
HL-03	21024A_70053T_1_1	AA_3-1X070	ABC	5455	1650	29	1429	25
HL-03	70053T_21026A_1_1	AA_3-1X070	ABC	5591	1609	28	1394	24
HL-03	21026A_70309T_1_1	AA_3-1X070	ABC	5607	1605	28	1390	24
HL-03	21026A_70309T_1_2	CU_3-1X025	ABC	5655	1586	27	1374	24
HL-03	70309T_21053A_1_1	CU_3-1X025	ABC	5951	1479	26	1281	22
HL-03	21053A	CU_3-1X025	ABC	5952	1479	26	1281	22
HL-03	70309T_03988A_1_1	CU_3-1X021	ABC	5836	1512	26	1309	23
HL-03	03988A	CU_3-1X021	ABC	5837	1511	26	1309	23
HL-03	21026A	AA_3-1X070	ABC	5592	1609	28	1394	24
HL-03	70053T_21025A_1_1	AA_3-1X070	ABC	5624	1600	28	1386	24
HL-03	21025A	AA_3-1X070	ABC	5625	1600	28	1385	24
HL-03	21024A	AA_3-1X070	ABC	5239	1719	30	1488	26
HL-03	70363T_21051A_1_1	AA_3-1X070	ABC	4977	1810	31	1567	27
HL-03	21051A	AA_3-1X070	ABC	4978	1809	31	1567	27
HL-03	21023A	AA_3-1X120	ABC	4676	1924	33	1666	29

Feeder Id	Section Id	Id del equipo	Phase	Distancia	LLL	LLL	LL	LL
HL-03	70043T_PS0367_1_1	CU_3-1X033	ABC	4557	1907	33	1651	29
HL-03	PS0367_70044T_1_1	CU_3-1X033	ABC	4657	1861	32	1612	28
HL-03	PS0944_21029A_1_1	CU_3-1X070	ABC	4686	1852	32	1604	28
HL-03	21029A	CU_3-1X025	ABC	4687	1852	32	1604	28
HL-03	70044T_70045T_1_1	CU_3-1X033	ABC	4757	1818	31	1575	27
HL-03	70045T_70340T_1_1	CU_3-1X033	ABC	4879	1768	31	1531	27
HL-03	70045T_70340T_1_2	CU_3-1X070	ABC	4999	1735	30	1503	26
HL-03	70045T_70223U_1_1	CU_3-1X025	ABC	5056	1678	29	1454	25
HL-03	70042T_21003A_1_1	CU_3-1X016	ABC	4128	2090	36	1810	31
HL-03	21003A	CU_3-1X016	ABC	4129	2089	36	1809	31
HL-03	70041T_21037A_1_1	CU_3-1X013	ABC	3964	2053	36	1778	31
HL-03	21037A	CU_3-1X013	ABC	3965	2052	36	1777	31
HL-03	21052A	AA_3-1X120	ABC	3296	2517	44	2180	38
HL-03	21043A	AA_3-1X120	ABC	3072	2650	46	2295	40
HL-03	21042A	AA_3-1X120	ABC	2773	2850	49	2468	43
HL-03	21000A	AA_3-1X120	ABC	2456	3098	54	2683	46
HL-03	70347T_20999A_1_1	AA_3-1X070	ABC	2318	3204	55	2774	48
HL-03	70347T_20999A_1_2	N2XSY_3-1X025	ABC	2418	3089	54	2675	46
HL-03	20999A	N2XSY_3-1X025	ABC	2419	3088	53	2674	46
HL-03	70255T_20998A_1_1	AA_3-1X070	ABC	1935	3511	61	3040	53
HL-03	20998A	AA_3-1X070	ABC	1936	3509	61	3039	53
HL-03	70370T_12298A_1_1	AA_3-1X070	ABC	1813	3619	63	3134	54
HL-03	12298A	AA_3-1X070	ABC	1814	3618	63	3133	54
HL-03	70036T_PM0061_1_1	AA_3-1X070	ABC	1551	3945	68	3417	59
HL-03	PM0061	AA_3-1X070	ABC	1553	3942	68	3414	59
HL-03	70036T_20997A_1_1	AA_3-1X070	ABC	1529	3982	69	3449	60
HL-03	20997A	AA_3-1X070	ABC	1530	3980	69	3447	60
HL-03	70164T_21048A_1_1	CU_3-1X035	ABC	913	5060	88	4382	76
HL-03	21048A	CU_3-1X035	ABC	914	5057	88	4380	76
HL-03	70205T_22038A_1_1	CU_3-1X025	ABC	439	6162	107	5336	92
HL-03	22038A	CU_3-1X025	ABC	440	6157	107	5332	92
HL-03	70289T_21044A_1_1	CU_3-1X025	ABC	286	6708	116	5809	101
HL-03	21044A	CU_3-1X025	ABC	287	6702	116	5804	101

Tabla B.1: Corriente de cortocircuito en el alimentador 10 kV - HL-03

ANEXO C
ANALISIS DE COORDINACIÓN PARA CORTOCIRCUITO EN LA
CONFIGURACIÓN PROPUESTA - ESCENARIO 2

ESCENARIO 2

CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO CORRIENTE PARA FUSIBLES LINK TIPO K, RECLOSER Y RELE DPU 2000R

Fusibles 30 K (MM-TC) en PS 507, RC 2033, RC 2025 y relé DPU 2000R

CASO 1.

Cortocircuito Bifásico en nodo 70070T

- Coordinación Fusible 30 K (TC) en PS 507 y RC 2025
- Coordinación Fusible 30 K (TC) En PS 507, RC 2025 y Relé DPU 2000R

Cortocircuito Trifásico en nodo 70070T

- Coordinación Fusible 30 K (TC) en PS 507 y RC 2025
- Coordinación Fusible 30 K (TC) en PS 507, RC 2025 y Rele DPU 2000R

CASO 2.

Cortocircuito Bifásico en Cliente Mina Colquisisri (PM 0064)

- Coordinación RC 2033 y RC 2025
- Coordinación RC 2033, RC 2025 y Rele DPU2000R

Cortocircuito Trifásico en Cliente Mina Colquisisri (PM 0064)

- Coordinación RC 2033 y RC 2025
- Coordinación RC 2033, RC 2025 y Rele DPU2000R

CASO 3.

Cortocircuito Bifásico en nodo 70062T

- Coordinación RC 2025 y Rele DPU 2000R

Cortocircuito Trifásico en nodo 70062T

- Coordinación RC 2025 y Rele DPU 2000R

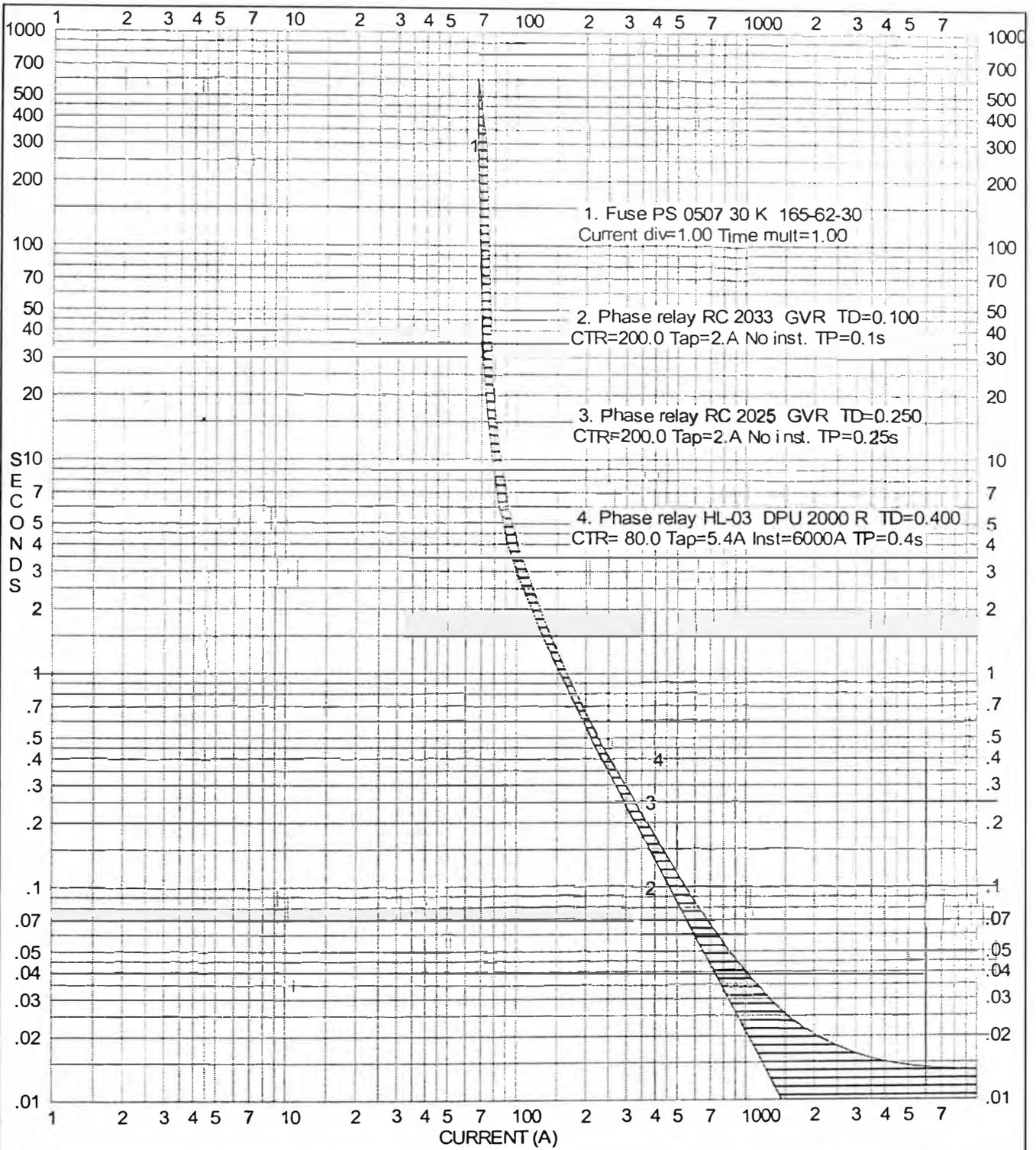
CASO 4.

Cortocircuito Bifásico en nodo 70043T

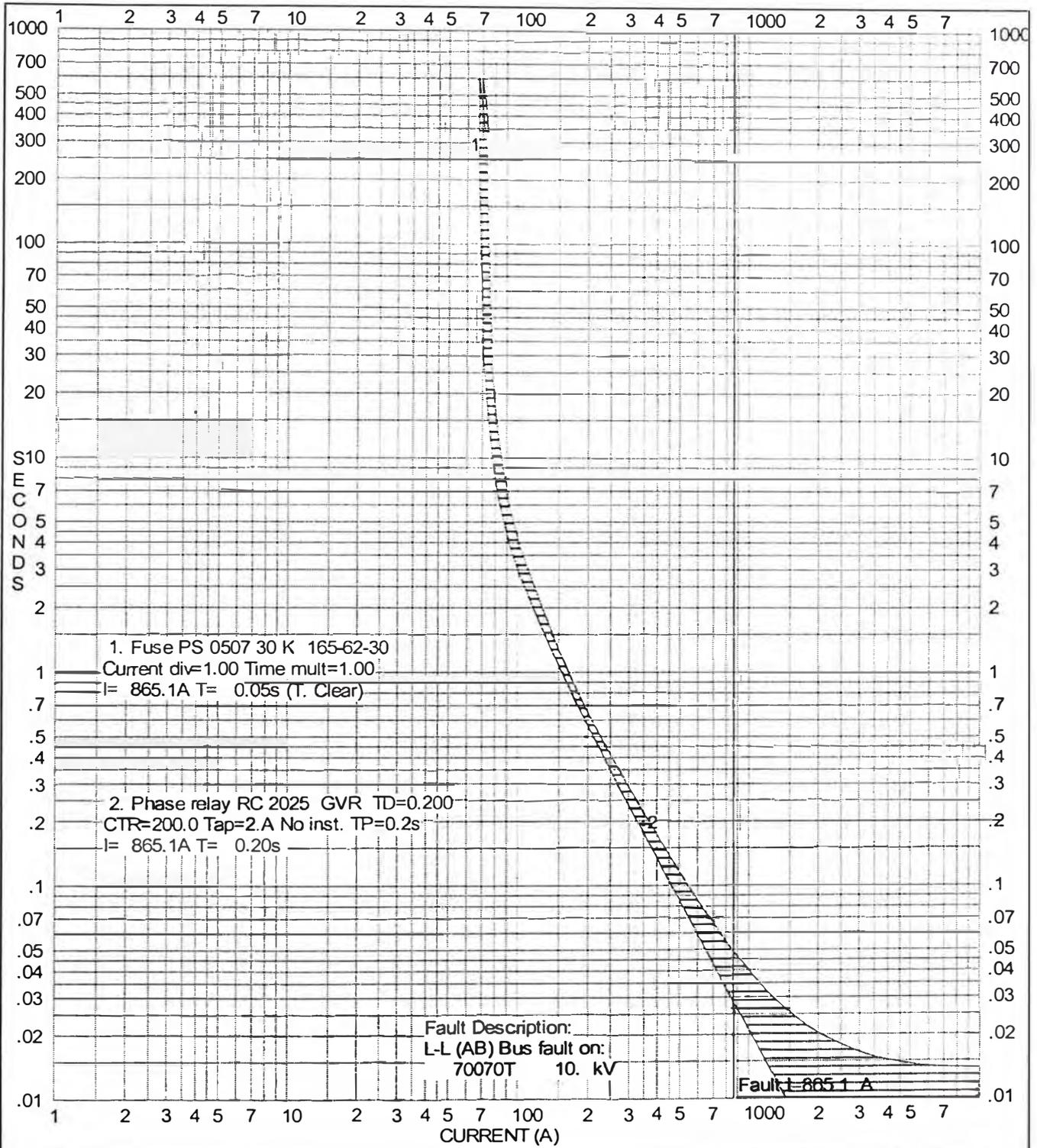
- Actuación del relé DPU 2000 R

Cortocircuito Trifásico en nodo 70043T

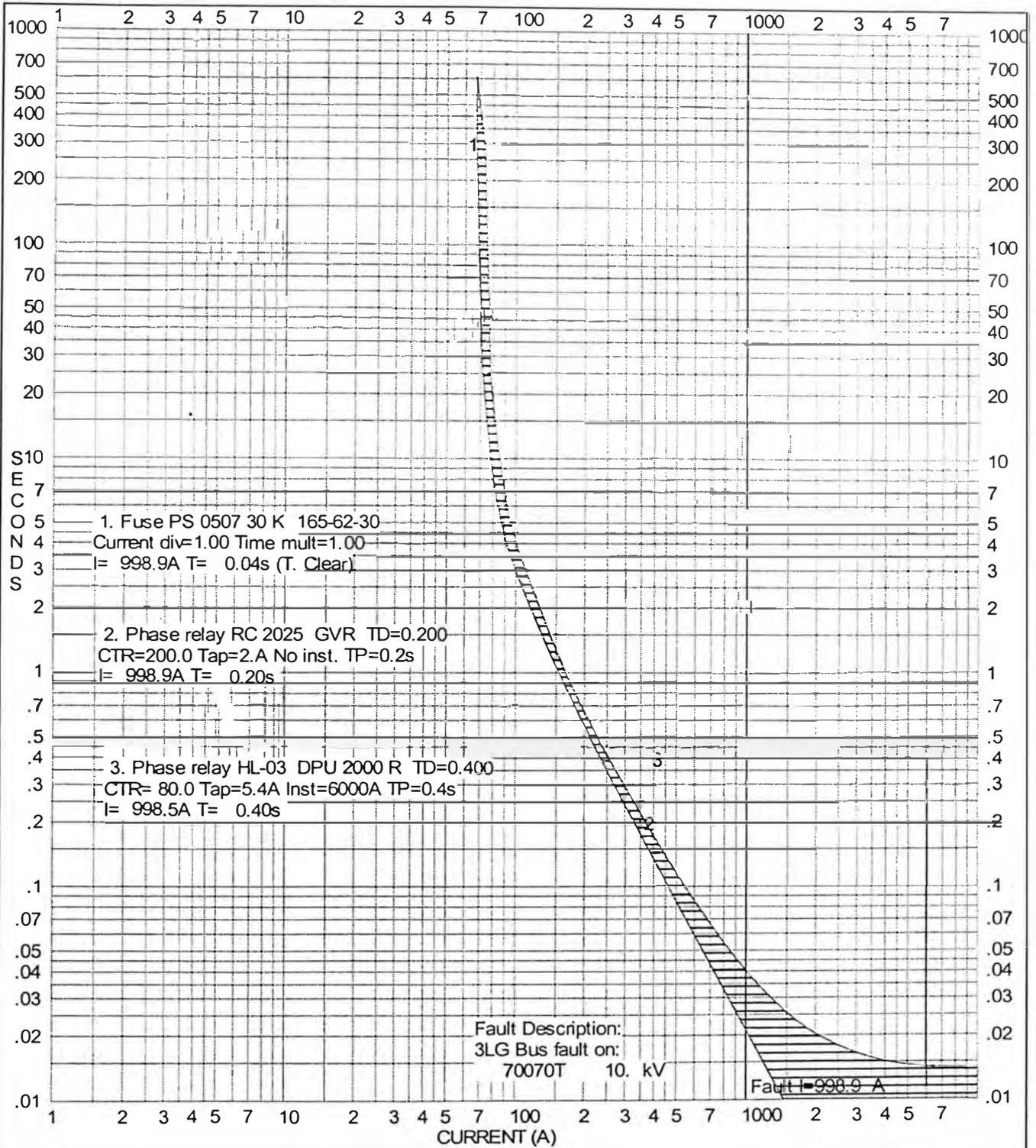
- Actuación del relé DPU 2000 R



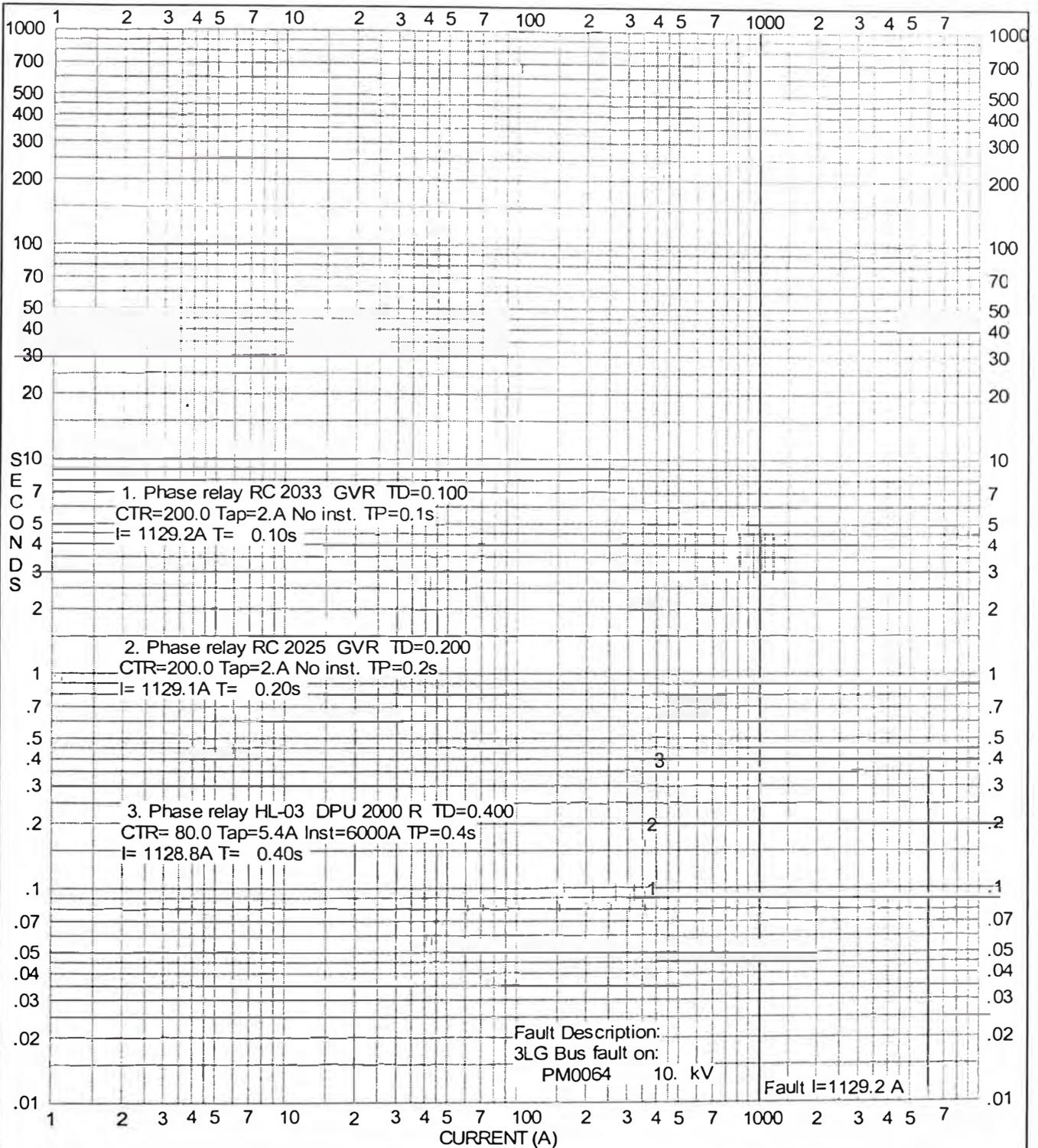
TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Curva Característica Tiempo Corriente para Fusibles tipo K, Recloser y Relé	No.
Comment	Fusible 30 K (MM-TC) en PS 507, RC 2033, RC 2025 y relé DPU 2000R	Date



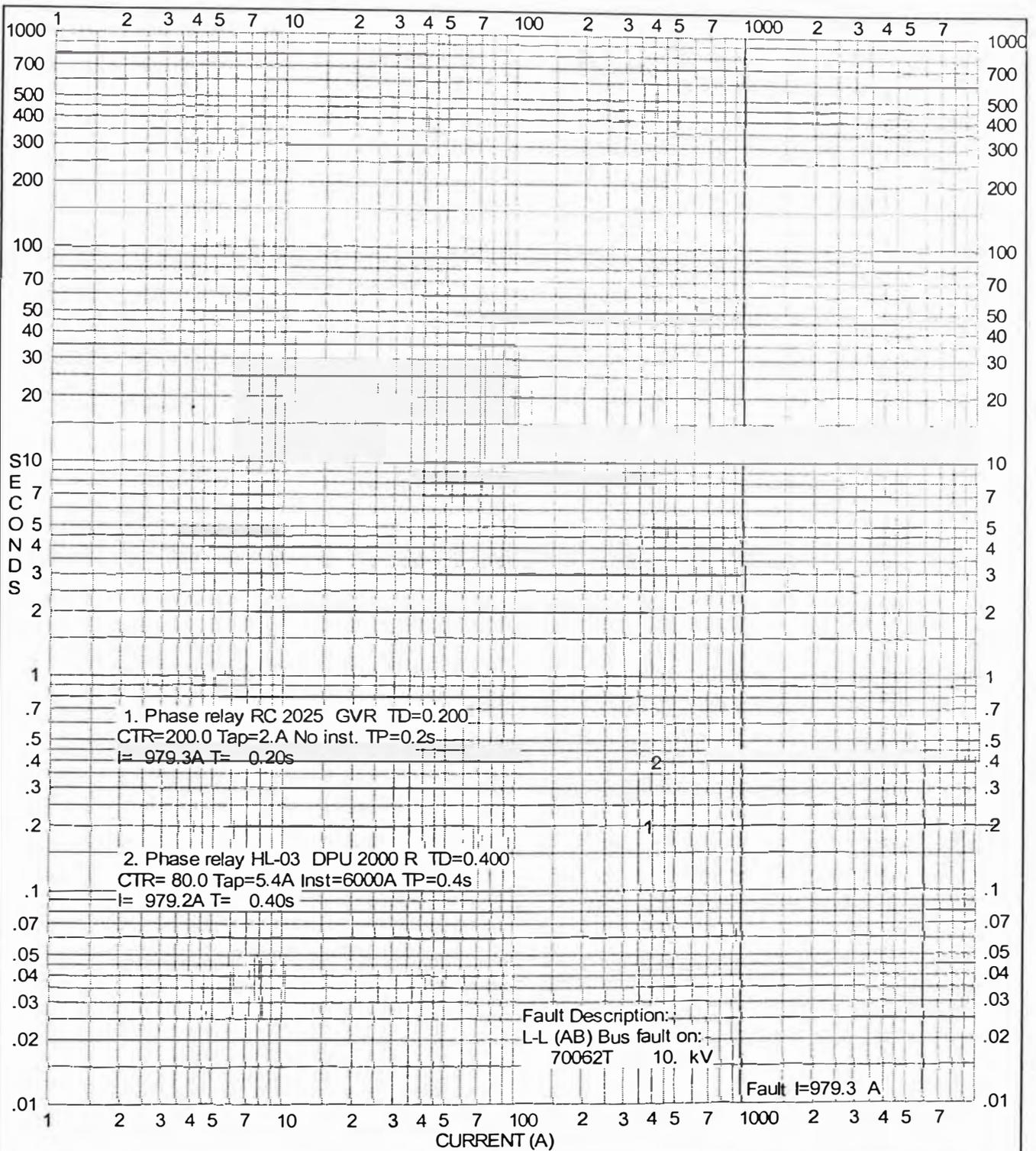
TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Bifásico en nodo 70070T	No.
Comment	Coordinación Fusible 30 K (TC) en PS 507 y RC 2025	Date



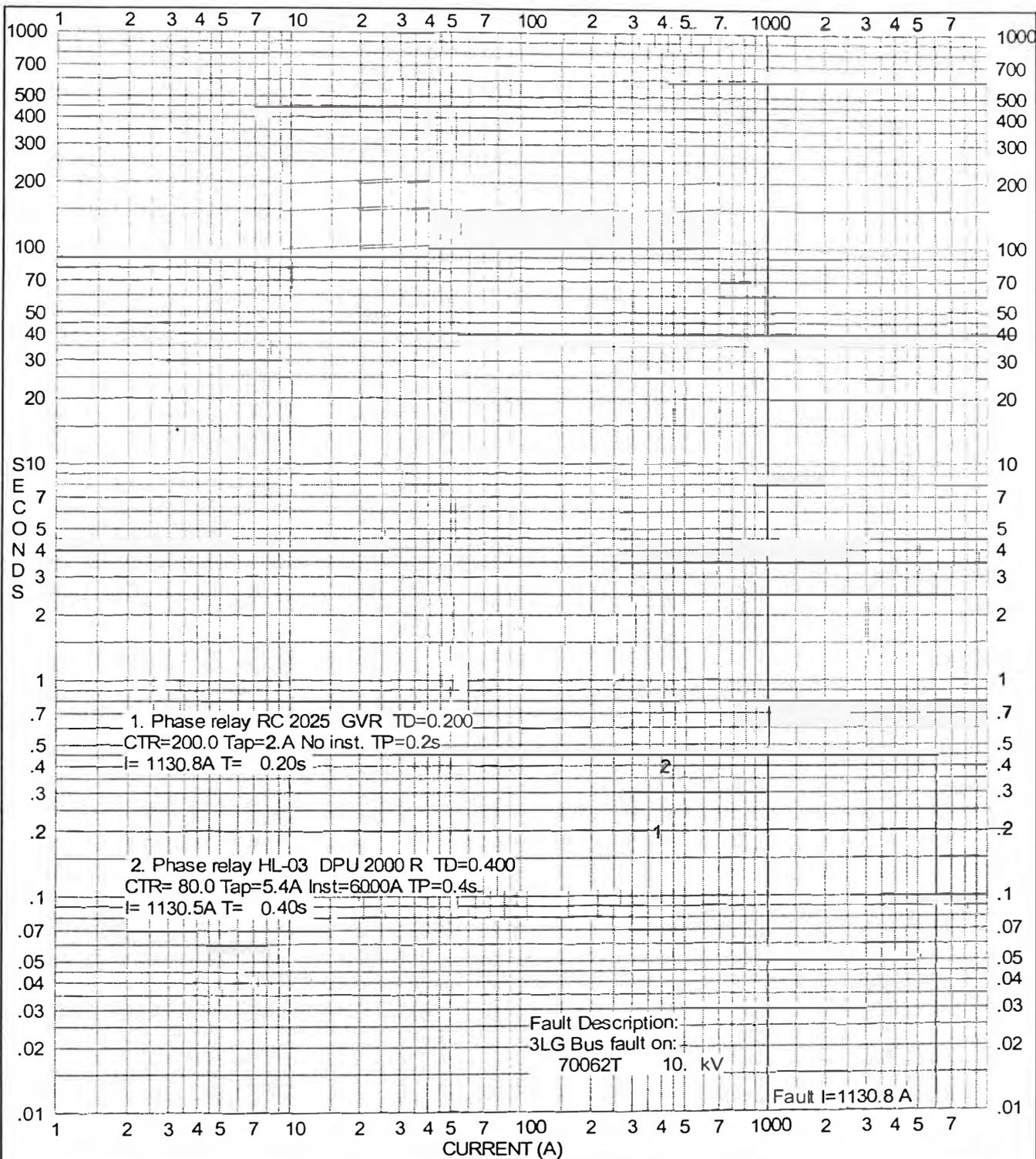
TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Trifásico en nodo 70070T	No.
Comment	Coordinación Fusible 30 K (TC) en PS 507, RC 2025 y Rele DPU 2000R	Date



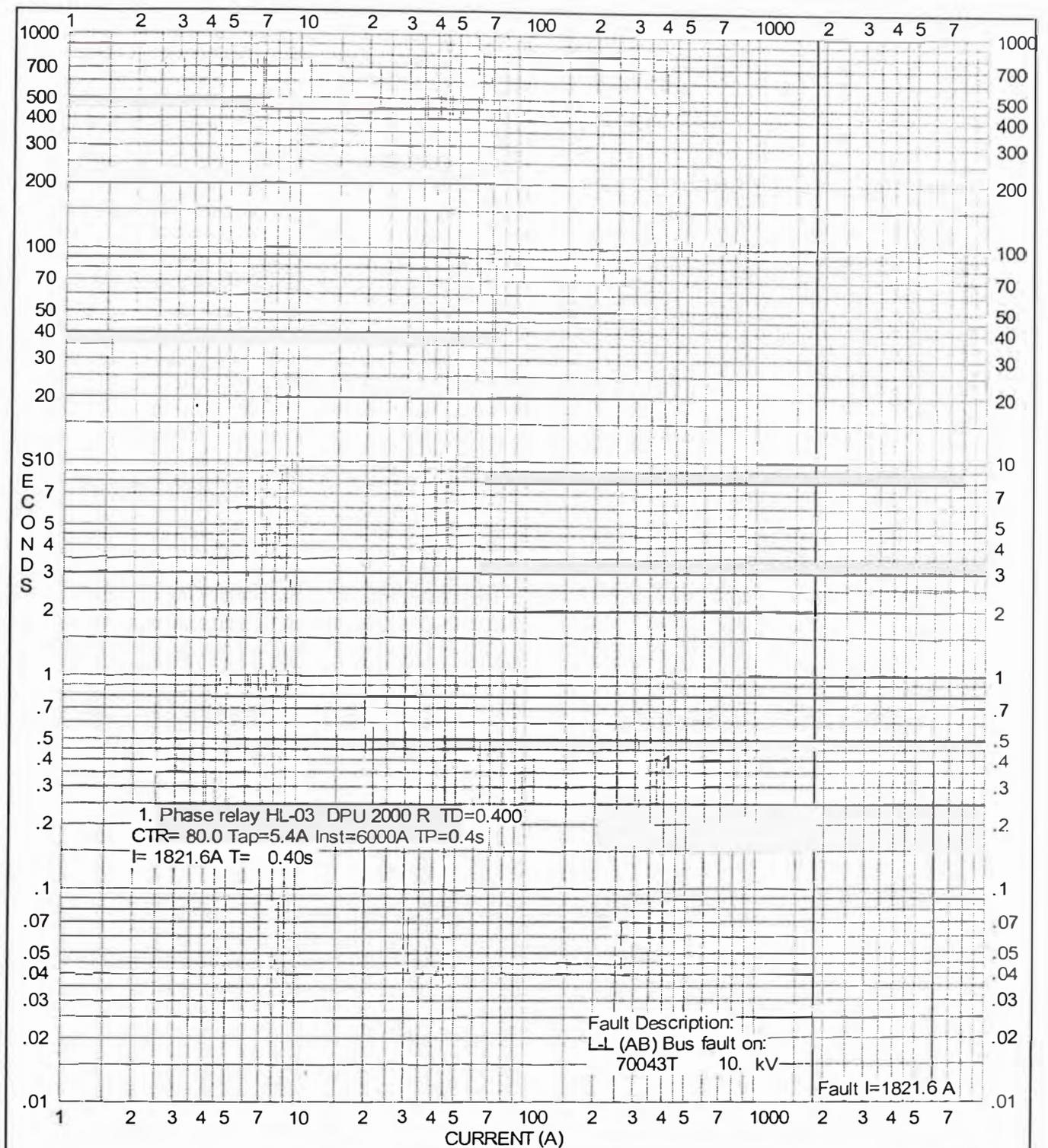
TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Trifásico en Cliente Mina Colquisisri (PM 0064)	No.
Comment	Coordinación RC 2033, RC 2025 y Rele DPU2000R	Date



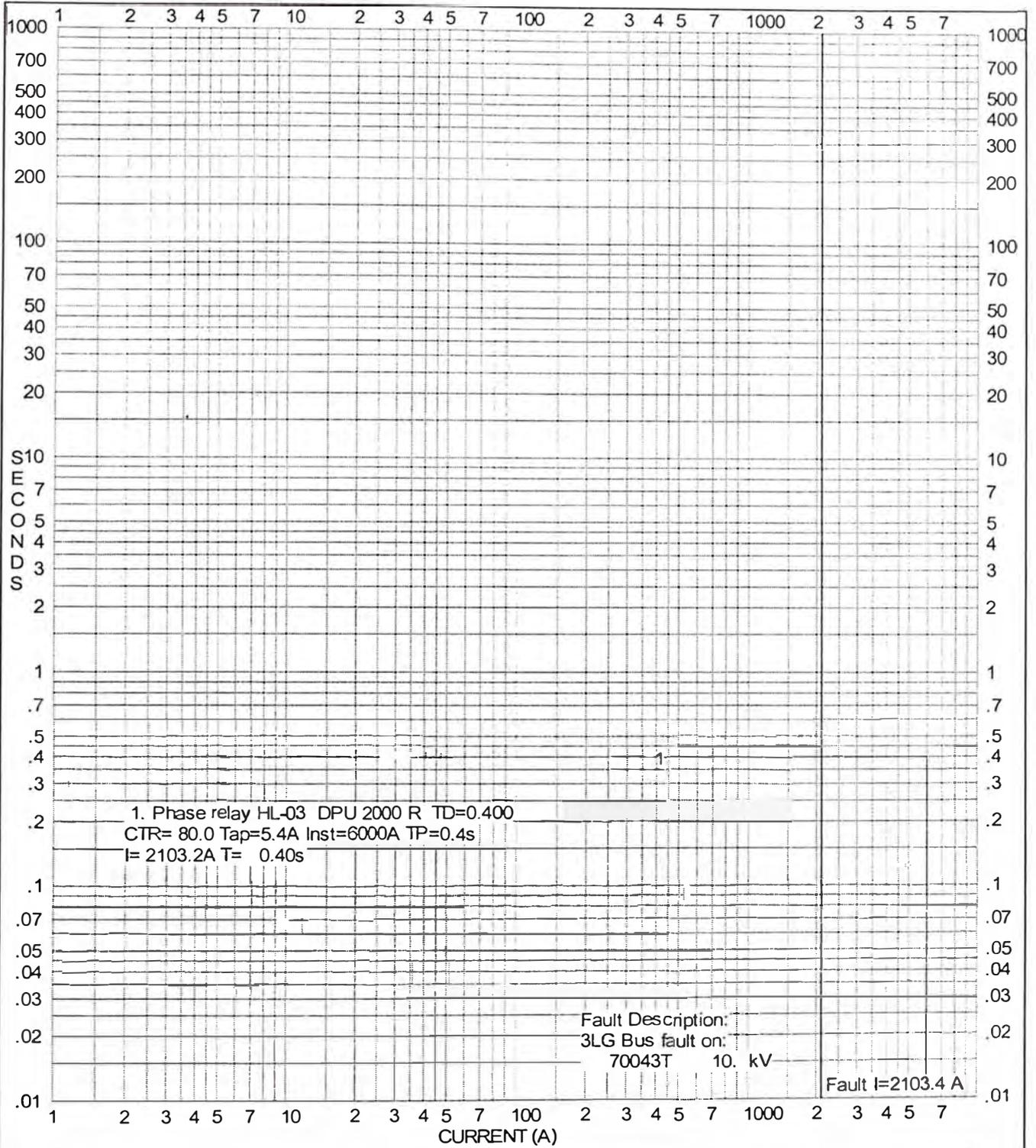
TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Bifásico en nodo 70062T	No.
Comment	Coordinación RC 2025 y Rele DPU 2000R	Date



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Trifásico en nodo 70062T	No.
Comment	Coordinación RC 2025 y Rele DPU 2000R	Date



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Bifásico en nodo 70043T	No.
Comment	Actuación del relé DPU 2000 R	Date



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 10 kV		By
For	Cortocircuito Trifásico en nodo 70043T	No.
Comment	Actuación del relé DPU 2000 R	Date

PROTOCOLO DE RELE POLARR - RECLOSER WHIPP & BOURNE

ALIM: HL -03 RC: 2025 CIRCUITO: a SAB 21041 T SAB 21004

N° Serie Rele Polar: _____ N° Serie Interruptor GVR: _____

Number of Trips	
Phase	1
Earth	1
SEF	2

Settings: DILS			
R	200%	E	10%
Y	200%	S	1%
B	200%		

Configuracion Recierre	
Dead Times	20 s
Reclaim Times	180 s
CT Ratio	200 / 1 A

Configuracion tiempos Sobrecorriente Fase	
Phase Curve 1st	10 s
Phase Curve 1st	0,1
Time Mult	
Phase Curve 1st	0
Added Delay	
Phase Curve 1st	0
MRT	
Phase Inst 1st	1
Trip	
Phase Inst 1st	0,25
Trip Delay	

Configuracion tiempos Sobrecorriente Tierra		
Earth 1st	10 s	
Curve		
Earth 1st	1	
Curve		
Time Mult		
Earth 1st	0	
Curve		
Added Delay		
Earth 1st	0	
Curve		
MRT		
Earth 1st	1	
Inst		
Trip		
Earth 1st	0,6	
Inst		
Trip Delay		
SEF 1st	0,8	
Trip 2st	0,8	
Time		

HL - 03	
DPU 2000R	
I > = 432 A	Io > = 6 A
t > = 0,5 "	to > = 1,5 "
I SEF = 3 A	Io >> = 12 A
t SEF = 3 "	to >> = 1 "
	RC 2025
	POLARR
I > = 400 A	
t > = 0,25 "	
I SEF = 2 A	Rt = 180 "
t SEF = 0,8 "	Dt = 20 "
Io > = 20 A	
to > = 0,6 "	
	RC 2033
	POLARR
I > = 400 A	
t > = 0,1 "	
I SEF = 2 A	Rt = 180 "
t SEF = 0,6 "	Dt = 20 "
Io > = 20 A	
to > = 0,4 "	

Hihg "I" Lockout Active Trip N°	
Phase	OUT
Earth	OUT
1 Shot Curve	
Phase	10 s
Earth	10 s
1 Shot Time Multipliers	
Phase	0,1
Earth	0,1
1 Shot Inst trips	
Phase	1
Earth	1
1 Shot Inst delays	
Phase	0,25
Earth	0,6

Cold Load Pickup		OUT
Cold Load Pickup Curve		
Phase		
Earth		
Cold Load Pickup		
Phase		
Earth		
Cold Load Pickup Inst trips		
Phase		
Earth		
Cold Load Pickup Inst Delays		
Phase		
Earth		
Seq. Coordination		OUT

PROTOCOLO DE RELE POLARR - RECLOSER WHIPP & BOURNE

ALIM: HL - 03 RC: 2033 CIRCUITO: a PM 0064 MINERA COLQUISIRI

N° Serie Rele Polar: _____ N° Serie Interruptor GVR: _____

Number of Trips	
Phase	1
Earth	1
SEF	2

Settings: DILS			
R	200%	E	10%
Y	200%	S	1%
B	200%		

Configuracion Recierre	
Dead Times	20 s
Reclaim Times	180 s
CT Ratio	200 / 1 A

Configuracion tiempos Sobrecorriente Fase	
Phase Curve 1st	10 s
Phase Curve 1st	0,1
Time Mult	
Phase Curve 1st	0
Added Delay	
Phase Curve 1st	0
MRT	
Phase Inst 1st	1
Trip	
Phase Inst 1st	0,1
Trip Delay	

Configuracion tiempos Sobrecorriente Tierra			
Earth 1st	10 s		
Curve			
Earth 1st	1		
Curve			
Time Mult			
Earth 1st	0		
Curve			
Added Delay			
Earth 1st	0		
Curve			
MRT			
Earth 1st	1		
Inst			
Trip			
Earth 1st	0,4		
Inst			
Trip Delay			
SEF 1st	0,6		
Trip 2st	0,6		
Time			

HL - 03

DPU 2000R

$I > = 432 \text{ A}$ $t > = 0,5 \text{ ''}$ $I \text{ SEF} = 3 \text{ A}$ $t \text{ SEF} = 3 \text{ ''}$	$I_o > = 6 \text{ A}$ $t_o > = 1,5 \text{ ''}$ $I_o >> = 12 \text{ A}$ $t_o >> = 1 \text{ ''}$
--	---

RC 2025

POLARR

$I > = 400 \text{ A}$ $t > = 0,25 \text{ ''}$ $I \text{ SEF} = 2 \text{ A}$ $t \text{ SEF} = 0,8 \text{ ''}$ $I_o > = 20 \text{ A}$ $t_o > = 0,6 \text{ ''}$	$Rt = 180 \text{ ''}$ $Dt = 20 \text{ ''}$
---	---

RC 2033

POLARR

$I > = 400 \text{ A}$ $t > = 0,1 \text{ ''}$ $I \text{ SEF} = 2 \text{ A}$ $t \text{ SEF} = 0,6 \text{ ''}$ $I_o > = 20 \text{ A}$ $t_o > = 0,4 \text{ ''}$	$Rt = 180 \text{ ''}$ $Dt = 20 \text{ ''}$
--	---

Hihg "I" Lockout Active Trip N°	
Phase	OUT
Earth	OUT
1 Shot Curve	
Phase	10 s
Earth	10 s
1 Shot Time Multipliers	
Phase	0,1
Earth	0,1
1 Shot Inst trips	
Phase	1
Earth	1
1 Shot Inst delays	
Phase	0,1
Earth	0,4

Cold Load Pickup	OUT
Cold Load Pickup Curve	
Phase	
Earth	
Cold Load Pickup	
Phase	
Earth	
Cold Load Pickup Inst trips	
Phase	
Earth	
Cold Load Pickup Inst Delays	
Phase	
Earth	
Seq. Coordination	OUT

AJUSTES DEL RELÉ DPU-2000R

Location: HL, HUARAL

RELAY SETTING SHEET

Requestor JCHR

S10

DLASTSIGNED

SIGN

DLASTCHANGED

30/01/2003

Request Date

09/07/2003

Gr	Name Comments	Setting	Range
0	PRIMARY SETTING	TC:400/5A. TP:10/0.11kV	T.C.toroidal=75/5
0	51 P Curve	Def. Time	EI, VI, I, STI, DEF TIME, etc
0	51P PickupA	5.4	1-12 Amps
0	51P TimeDial	0.4	1.0-10
0	50P-1	Def. Time	Dis, Stand, Inv, Def Time,
0	etc		
0	50P-1 PickupX	14.1	0.5-20 x 51P Pickup
0	50P-1 Time D	0.1	0 a 9.99 seg.
0	50P-2	Enable	Disable or Enable
0	50P-2 PickupX	14.5	0.5-20 x 51P Pickup
0	50P-2 TimeDelay	0.05	0-9.99 sec
0	50P-3	Enable	Disable or Enable
0	50P-3 PickupX	15	0.5-20 x 51P Pickup
0	46	Def. Time	Dis, EI, VI, I, Def Time, etc.
0	46 PickupA	1	1-12 Amps
0	46 Time D	5	0 a 10 seg.
0	51N	Def. Time	EI, VI, I, Def Time, etc.
0	51N PickupA	0.4	0.2 a 2.4 Amps
0	51N Time D	1.5	0 a 10 seg.
0	50N-1	Def. Time	Dis, Stand, I, Def Time, etc.
0	50N-1 PickupX	2	0.5-20 x 51N Pickup
0	50N-1Time D	1	0 a 9.99 seg.
0	50N-2	Dir. SEF	Dis, Stand, SEF, Dir SEF
0	SEF Pickup mA	200	5.0 a 200.0 mA
0	SEF Delay	3	0.5 a 180 seg
0	SEF Torque Ang	270	0 a 355 degrees
0	50N-3	Disable	Disable or Enable
0	50N-3 PickupX		0.5-20 x 51N Pickup
0	79 Reset Time	200	3-200 sec
0	79-1 Function		
0	50 P-1	Lockout	Enable, Disable, Lockout
0	50 P-2	Lockout	Enable, Disable, Lockout
0	50 P-3	Lockout	Enable, Disable, Lockout
0	51 N	Enable	Enable, Disable, Lockout
0	50 N-1	Lockout	Enable, Disable, Lockout
0	SEF	Enable	Enable, Dsiable, Lockout
0	50 N-3	Disable	Enable, Disable, Lockout
0	79-1 OpenTime	7	0.1-1800 sec or Lockout
0	79-2 Function		
0	50 P-1		Enable, Disable, Lockout
0	50 P-2		Enable, Disable, Lockout
0	50 P-3		Enable, Disable, Lockout
0	51 N		Enable, Disable, Lockout

Printed on: 11/08/2003

Page 1

Location: HL, HUARAL

Gr	Name	Setting	Range
Comments			
0	50 N-1		Enable, Disable, Lockout
0	SEF		Enable, Disable, Lockout
0	50 N-3		Enable, Disable, Lockout
0	79-2 OpenTime	Lockout	0.1-1800 sec or Lockout
0	79-3 Function		
0	79-3 OpenTime		0.1-200 sec or Lockout
0	79-4 Function		
0	79-4 OpenTime		0.1-200 sec or Lockout
0	79-5 Function		
0	79-5 LockOut		
0	79-COCutoutTime	50	1-200 sec or Disable
0	ColdLoadTime	180	0-254 sec or Disable
0	Neut Cold Time	10	0 a 254 seg.
0	2Phase 50P	Enable	Disable or Enable
0	67P Select	Disable	Disable,Enable,Lockout
0	67P Curve		
0	67P PickupA		1-12 Amps
0	67P Time D		0 a 10 seg.
0	67P TorqAngle		0-355 degree
0	67N Select	Disable	Disable,Enable,Lockout
0	67N Curve		
0	67N PickupA		0.2 a 2.4 Amps
0	67N Dial/Delay		1 a 10 seg.
0	67N TorqAngle		0-355 degree
0	81 Select	Disable	Disable,Enable81-1,
0	Enable81-2		
0	81S-1LoadShed		56-64 or 46-54 Hz
0	81S-1ShedTime		0.08-9.98 sec
0	81R-1LdRestore		Disable, 56-64 or 46-54 Hz
0	81R-1RestoreTD		0(80ms)-999 sec
0	81S-2LoadShed		56-64 or 46-54 Hz
0	81S-2ShedTime		0.08-9.98 sec
0	81R-2LdRestore		Disable, 56-64 or 46-54 Hz
0	81R-2RestoreTD		0(80ms)-999 sec
0	81VvltBlock		40-200 Volts AC
0	27Select	Disable	Disable or Enable
0	27PickupVolts		10-200 Vots AC
0	27TimeDelay		0-60 sec
0	79VSelect	Disable	Disable or Enable
0	79VvltBlock		10-200 Volts AC
0	79VTimeDelay		4-200 sec
0	59Select	Disable	Disable or Enable
0	59PickupVolts		70-250 Volts AC
0	59TimeDelay		0-60 sec
0	CONFIG SETTING		
0	PhaseCTRatio	80	1-2000
0	GroundCTRatio	15	1-2000
0	VTRatio	91	1-2000
0	VTConnection	69v Wye	69or120V Wye,120or208V

Location: HL, HUARAL

Gr	Name Comments	Setting	Range
Delta			
0	PosSeqX/mi	0.342	0.001-4 Ohms Pri.
0	PosSeqR/mi	0.285	0.001-4 Ohms Pri.
0	ZeroSeqX/mi	1.6	0.001-4 Ohms Pri.
0	ZeroSeqR/mi	1.801	0.001-4 Ohms Pri.
0	LineLength	0.3	0.1-125 Miles
0	TripFailTime	20	5-60 Cycles
0	CLoseFailTime	20	18-999 Cycles
0	PhaseRotation	ABC	ABC or ACB
0	ProtectionMode	Fundamental	Fundamental or RMS
0	ResetMode	Instantaneo	Inst.(2Cycle) or Delayed
0	ALT1	Disable	Enable or Disable
0	ALT2	Disable	Enable or Disable
0	MDT Mbde	Disable	Disable or Enable
0	CLT Mode	seconds	seconds or minutes
0	79V Time Mode	seconds	Seconds or Minutes
0	Volt Display Mo	Line-Line	Line-Neutral or Line-Line
0	ZoneSeqCoord	Disable	Disable or Enable
0	TargetMode	Last	Last or All Faults
0	LocalEdit	Enable	Enable or Disable
0	MeterMode	MwHr	kwhr or Mwhr
0	LCD Light	Timeout	On or TimeOut(5 minutes)
0	UnitID	HL-03	15 Alphanumeric Characters
0	DemandMeterMin.	15	5, 15, 30 or 60 minutes
0	LCD Contrast	15	0-63
0	ChangePassword	No	No or Yes
0	SE CT Ratio	15	1 a 2000
0	SE V0 PT Ratio	157	1 a 2000
0	COUNTER SETTING		
0	KSI SumA	0	0-9999 kA
0	KSI SumB	0	0-9999 kA
0	KSI SumC	0	0-9999 kA
0	OC TripCounter	0	0-9999
0	BrkrOpCounter	0	0-9999
0	RclsOpCounter1	0	0-9999
0	RclsOpCounter2	0	0-9999
0	Suc1Reclose	0	0-9999
0	Suc2Reclose	0	0-9999
0	Suc3Reclose	0	0-9999
0	Suc4Reclose	0	0-9999
0	ALARM SETTING		
0	KSI SumAlarm	Disable	1-9999 kA or Disable
0	OCTC Alarm	Disable	1-9999 kA or Disable
0	79CA1	Disable	1-9999 or Disable
0	79CA2	Disable	1-9999 or Disable
0	PhaseDemand	Disable	1-9999 A or Disable
0	NeutralDemand	Disable	1-9999 A or Disable
0	Demand 3Ph-kVar	Disable	1-9999 or Disable
0	LowPF	Disable	0.5-1.0 Lagging or Disable

Location: HL, HUARAL

Gr	Name Comments	Setting	Range
0	HighPF	Disable	0.5-1.0 Lagging or Disable
0	Load Current	Disable	0-9999 or Disable
0	Pos kVAR	Disable	10-99990 or Disable
0	Neg kVAR	Disable	10-99990 or Disable
0	Pos kW Alarm1	Disable	1-9999 or Disable
0	Pos kW Alarm2	Disable	1-9999 or Disable
0	COMM. SETTING		
0	Unit Address	03	000 a 999
0	FrontP232 Baud	9600	300,1200,2400,4800,9600
0	FrontP232 Frame	N,8,1	N,8,1 or N,8,2
0	RearP485 Baud	4800	300,1200,2400,4800,9600,
19200			
0	RearP485 Frame	N,8,1	E71, O71, N72, N81, E81,
O81,N			
0	NetworkParam:		
0	Param 1	0	0,1
0	Param 2	0	0,1
0	Param 3	0	0,1
0	Param 4	0	0,1
0	Param 5	0	0,1
0	Param 6	0	0,1
0	Param 7	0	0,1
0	Param 8	0	0,1
0	Param 9	0	0,1
0	Param 10	0	0,1
0	Network Modes:		
0	Mode Par 1	Disable	Disable,Enable
0	Mode Par 2	Disable	Disable,Enable
0	Mode par 3	Enable	Disable,Enable
0	Mode Par 4	Disable	Disable,Enable
0	Mode Par 5	Disable	Disable,Enable
0	Mode Par 6	Disable	Disable,Enable
0	Mode Par 7	Disable	Disable,Enable
0	Mode Par 8	Disable	Disable,Enable
0	MASTER TRIP SET		
0	50 N-1	X	(), (X)
0	50 N-2/SEF	X	(), (X)
0	50 N-3	X	(), (X)
0	51 N	X	(), (X)
0	50 P-1	X	(), (X)
0	50 P-2	X	(), (X)
0	50 P-3	X	(), (X)
0	51 P		(), (X)
0	46		(), (X)
0	67 P	X	(), (X)
0	67 N	X	(), (X)
0	PROGRAM. INPUT		
0	52A(LGC,I1,I2,..	AND O -----	(AND,OR)-(O,C,libre)
0	52B(LGC,I1,I2,..	AND C -----	(AND,OR)-(O,C,libre)

Falla en 70070 T

Tipo de falla	Corriente de falla	PS 0507 - F1(30 K)		PS 0503 - F2 (65 K)		PS 0550 - F3(100 K)		RELAY DPU SETTING
		MM	TC	MM	TC	MM	TC	
3Φ	998.9	0.021	0.040	0.090	C.113	0.249	0.281	0.4
2Φ	865.3	0.028	0.049	0.121	C.147	0.329	0.373	0.4

Coordinación entre fusibles F1, F2 y F3

Coordinación entre	3Φτ	2Φτ	Coordina 3Φτ	Coordina 2Φτ	Observación
	TC/MM < 75%	TC/MM < 75%	Si/No	Si/No	
F1 - F2	44% <75%	40% <75%	SI	SI	Coordina F1 y F2
F2 - F3	45% <75%	45% <75%	SI	SI	Coordina F2 y F3
F1 - F3	16% <75%	15% <75%	SI	SI	Coordina F1 y F3

Coordinación entre fusibles y DPU

Coordinación entre	3Φτ	2Φτ	Coordina 3Φτ	Coordina 2Φτ	Observación
	Δt > 0.15 seg.	Δt > 0.15 seg.	Si/No	Si/No	
	t dpu - t cf > 0.15	t dpu - t cf > 0.15			
DPU - F3	0.12 <0.15	0.03 <0.15	NO	NO	No coordina F3 y DPU
DPU - F2	0.29 >0.15	0.25 >0.15	SI	SI	Coordina F2 y DPU
DPU - F1	0.36 >0.15	0.35 >0.15	SI	SI	Coordina F1 y DPU

Falla en 70062 T

Tipo de falla	Corriente de falla	PS 0503 - F2 (65 K)		PS 0550 - F3(100 K)		RELAY DPU SETTING
		MM	TC	MM	TC	
3Φ	1130.8	0.070	0.092	0.194	0.223	0.4
2Φ	979.5	0.093	0.117	0.259	0.292	0.4

Coordinación entre fusibles F2 y F3

Coordinación entre	3Φτ	2Φτ	Coordina 3Φτ	Coordina 2Φτ	Observación
	TC/MM < 75%	TC/MM < 75%	Si/No	Si/No	
F2 - F3	47% <75%	29% <75%	SI	SI	Coordina F2 y F3

Coordinación entre fusibles y DPU

Coordinación entre	3Φτ	2Φτ	Coordina 3Φτ	Coordina 2Φτ	Observación
	Δt > 0.15 seg.	Δt > 0.15 seg.	Si/No	Si/No	
	t dpu - t cf > 0.25	t dpu - t cf > 0.25			
DPU - F3	0.18 >0.15	0.11 <0.15	SI	NO	No Coordina F3 y DPU
DPU - F2	0.31 >0.15	0.28 >0.15	SI	SI	Coordina F2 y DPU

Falla en mina Colquísiri

Tipo de falla	Corriente de falla	PS Mina - F4 (63 K)		PS 0550 - F3(100 K)	
		MM	TC	MM	TC
3Φ	1129.9	0.069	0.090	0.194	0.223
2Φ	978.7	0.091	0.115	0.259	0.292

Coordinación entre fusibles F3 y F4

Coordinación entre	3Φτ	2Φτ	Coordina 3Φτ	Coordina 2Φτ	Observación
	TC/MM < 75%	TC/MM < 75%	Si/No	Si/No	
F4 - F3	46% <75%	44% <75%	SI	SI	Coordina F4 y F3

Falla en 70043 T

Tipo de falla	Corriente de falla	PS 0550 - F3(100 K)		RELAY DPU SETTING
		MM	TC	
3Φ	2103.4	0.055	0.080	0.4
2Φ	1821.8	0.074	0.100	0.4

Coordinación entre fusibles y DPU

Coordinación entre	3Φτ	2Φτ	Coordina 3Φτ	Coordina 2Φτ	Observación
	Δt > 0.15 seg.	Δt > 0.15 seg.	Si/No	Si/No	
	t dpu - t cf > 0.15	t dpu - t cf > 0.15			
DPU - F3	0.32 >0.15	0.30 >0.15	SI	SI	Coordina F3 y DPU

Tabla C.1: Resultados del Estudio de Coordinación para Cortocircuito del Alimentador HL-03 - Escenario N° 1

Falla en 70070 T

Tipo de falla	Corriente de falla	PS 0507 - F1(30 K)		RC 2025	RELAY DPU
		MM	TC	SETTING	SETTING
3 Φ	998,9	0,021	0,040	0,25	0,40
2 Φ	865,3	0,028	0,049	0,25	0,40

Coordinación entre fusible F1 y RC 2025

Coordinación entre	3 Φ		2 Φ		Coordina 3 Φ	Coordina 2 Φ	Observación
	$\Delta t > 0.15$ seg		$\Delta t > 0.15$ seg		Si/No	Si/No	
	$t_{rc} - t_{cf} > 0.15$ seg		$t_{rc} - t_{cf} > 0.15$ seg				
F1 - RC 2025	0,21	> 0,15	0,20	> 0,15	SI	SI	Coordina F1 y RC 2025
F1 - DPU	0,36	> 0,15	0,35	> 0,15	SI	SI	Coordina F1 y DPU

Falla en Cliente Mina Colquisiri

Tipo de falla	Corriente de falla	RC 2033	RC 2025	RELAY DPU
		SETTING	SETTING	SETTING
3 Φ		0,10	0,25	0,40
2 Φ		0,10	0,25	0,40

Coordinación entre Reconectores

Coordinación entre	3 Φ		2 Φ		Coordina 3 Φ	Coordina 2 Φ	Observación
	$\Delta t > 0.15$ seg		$\Delta t > 0.15$ seg		Si/No	Si/No	
	$t_{rc} - t_{rc} > 0.15$ seg		$t_{rc} - t_{rc} > 0.15$ seg				
RC 2025 - RC 2033	0,15	> 0,15	0,15	> 0,15	SI	SI	Coordina RC 2025 y RC 2033
RC 2033 - DPU	0,30	> 0,15	0,30	> 0,15	SI	SI	Coordina DPU y RC 2033

Falla en 70062 T

Tipo de falla	Corriente de falla	RC 2025	RELAY DPU
		SETTING	SETTING
3 Φ	1130,8	0,25	0,40
2 Φ	979,5	0,25	0,40

Coordinación entre rele DPU 2000R y el RC 2025

Coordinación entre	3 Φ		2 Φ		Coordina 3 Φ	Coordina 2 Φ	Observación
	$\Delta t > 0.15$ seg		$\Delta t > 0.15$ seg		Si/No	Si/No	
	$t_{dpu} - t_{rc} > 0.15$ seg		$t_{dpu} - t_{rc} > 0.15$ seg				
RC 2025 - DPU2000R	0,15	> 0,15	0,15	> 0,15	SI	SI	Coordina DPU y RC 2025

Tabla C.2: Resultados del Estudio de Coordinación para Cortocircuito del Alimentador HL-03 - Escenario N° 2

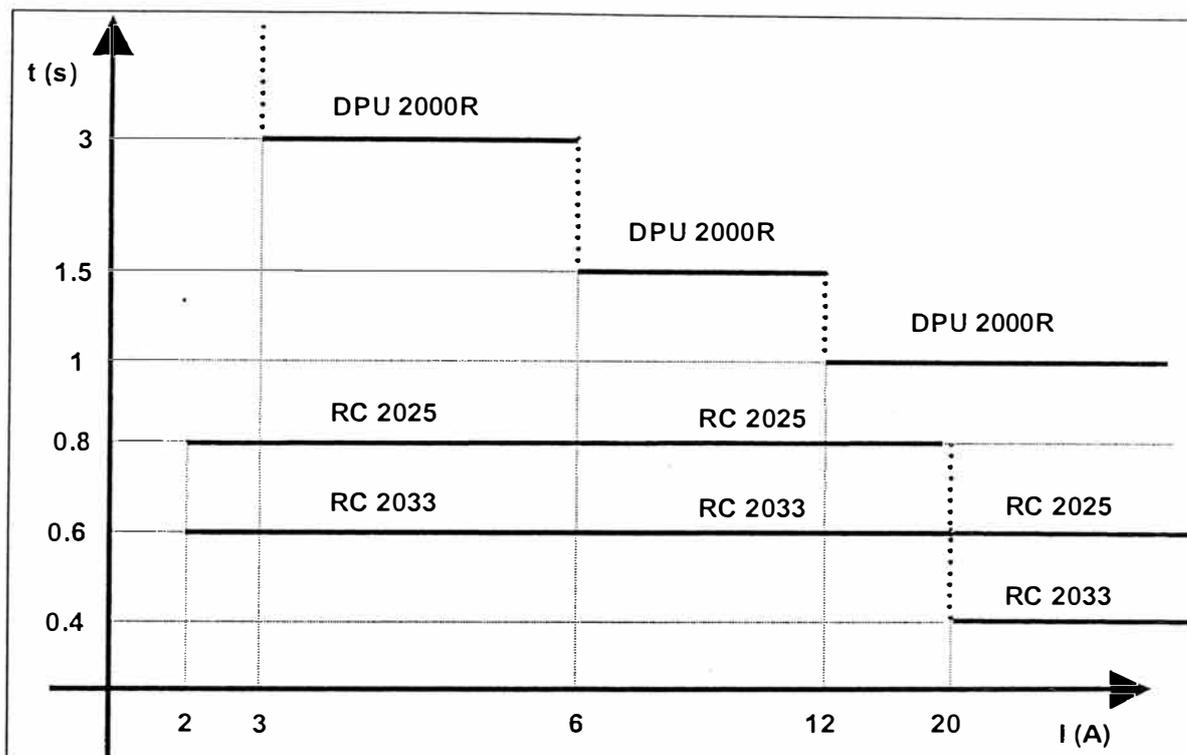
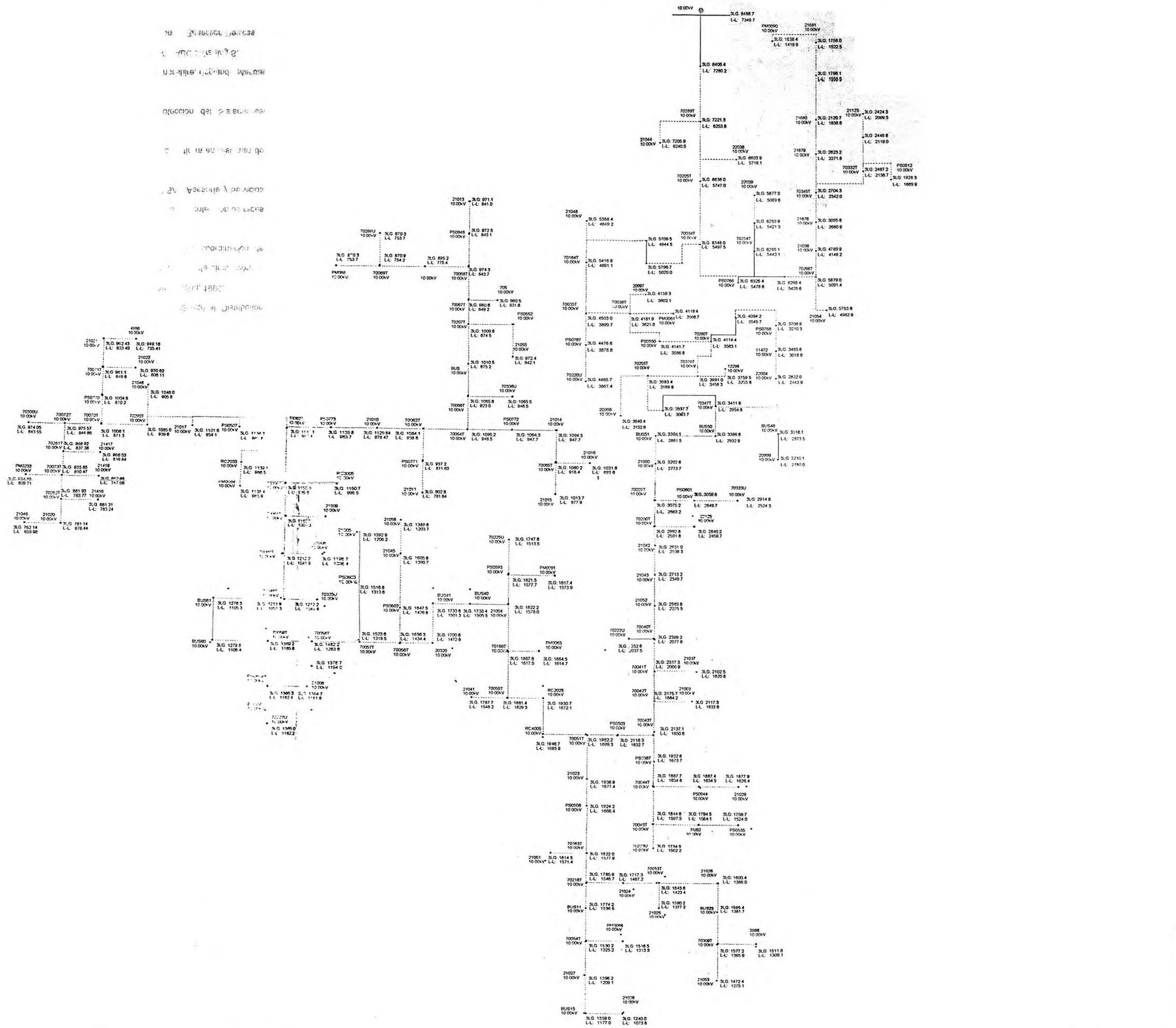


Fig. N° C.1: Coordinación de la Protección para fallas a tierra – Escenario 2

ANEXO D

ESQUEMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR 10 kV DE HUARAL HL-03
ACTUAL Y PROPUESTO

CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN EL ALIMENTADOR DE HUARAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
ESQUEMA CORRIENTE CORTOCIRCUITO - 10 KV SET HUARAL - ALIMENTADOR 3				PLANO : IE - 03
ESC.: S/E	PROY.: JCHR	REV.: JZC	V.B.: JZC	FECHA: 26/15/04

BIBLIOGRAFIA

- [1] Cooper Power Systems, McGraw-Edison, "Electrical Distribution System Protection" Charles V. Walker third edition, 1990.
- [2] Aspen Distriview V1999 User's Manual "Manual de simulación de Flujo de Potencia y software de estudios de coordinación de Sistemas de Distribución".
- [3] Leonidas Sayas y Moisés Ventosilla, "Curso de Protección de redes eléctricas de media y baja tensión",DLF SAC Asesoría y Servicios de Ing. Mec. - Eléctrica, 2002.
- [4] Carlos Arroyo Arana, "Protección de fallas a tierra en Sistemas de Distribución"
- [5] José Albini Franca – Curitiba "Protección del Sistema de Distribución", Editorial Felipe Cardo .
- [6] Whipp & Bourne Castlelton, Rochdale, Lancashire, England " Manual del Reconectador Wipp&Bourne tipo GVR, ABCD Trading S.A.
- [7] Asme International Seminario "Coordination of Protection Devices"