

T/621.381/Ch31

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS

**“METODOLOGIA PARA ELABORAR LA ACTUALIZACIÓN
DE ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE
UN SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO”**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
JOSE LUIS CHAVESTA AQUINO**

**LIMA - PERÚ
2013**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ACTA PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL POR LA MODALIDAD DE TESIS

A los 08 días del mes de Marzo del 2013 siendo las 17:00 horas se reunió el Jurado Examinador de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica conformado por los siguientes Docentes Ordinarios de la Universidad Nacional del Callao, (Res. N°)

Dr. Ing.	<u>JUAN HERBER GRADOS GAMA</u>	Presidente
Ing.	<u>ERNESTO RAMOS TORRES</u>	Secretario
Ing.	<u>CARLOS ALBERTO HUAYLASCO BATAJUA</u>	Vocal
Ing.	Suplente

Con el fin de dar inicio a la exposición de Tesis del Señor Bachiller en Ingeniería CHAVESZA AQUIÑO JOSE LUIS, quien habiendo cumplido con los requisitos establecidos en la normativa sustentará la Tesis titulada:

METODOLOGIA PARA ELABORAR LA ACTUALIZACION DE ESTUDIOS DE COORDINACION DE PROTECCION DE UN SISTEMA ELECTRICO INTER CONECTADO.

con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la exposición, considerando lo establecido en el Reglamento de Grados y Títulos, correspondiente al otorgamiento del Título Profesional por la Modalidad de Tesis, efectuadas las deliberaciones pertinentes se acordó:

Dar por ACORDADO Calificativo BUENO nota: 16 al expositor Señor Bachiller CHAVESZA AQUIÑO JOSE LUIS, con lo cual se dio por concluida la sesión, siendo las 18:00 horas del día del mes y año en curso.

Es copia fiel del folio N° 45 Del libro de Actas de Sustentación de Tesis de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica – UNAC.



PRESIDENTE
 Dr. Ing. JUAN GRADOS G



SECRETARIO
 Ing. ERNESTO RAMOS TORRES



VOCAL
 Ing. CARLOS HUAYLASCO M.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a la persona que en todos estos años de vida ha sido el mayor ejemplo de esfuerzo, dedicación y sacrificio, mi madre Juana Aquino.

ÍNDICE

I. RESUMEN	5
II. INTRODUCCION GENERAL.....	5
III. OBJETIVOS.....	7
IV. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	8
CAPITULO 1: GENERALIDADES.....	8
1.1 INTRODUCCIÓN	8
1.2 CONCEPTOS GENERALES	8
1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO DE COORDINACIONES	10
1.4 PROTECCIONES INVOLUCRADAS EN EL ESTUDIO	11
1.5 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO	12
CAPITULO II: CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE.....	13
2.1 INTRODUCCIÓN	13
2.2 TIPOS DE UNIDADES	13
2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN	14
2.4 CURVAS CARACTERÍSTICAS	16
2.5 PROTECCIÓN DIRECCIONAL	18
2.5.1 Modo de Operación.....	18
2.5.2 Unidad Direccional de Fase	18
2.5.3 Unidad Direccional de Tierra.....	21
2.6 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	24
2.6.1 Lado de Alta Tensión.....	24
2.6.2 Lado de Baja Tensión.....	25
2.6.3 Criterios de Coordinación	26
2.7 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE GENERADORES	30
2.7.1 Protección de sobrecorriente de fases (50/51).....	31
2.7.2 Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión (51V)	32
2.7.3 Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N/51G).....	34
2.7.4 Protección de mínima impedancia	35
2.7.5 Criterios de Coordinación	36
2.8 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS	40
2.9 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE REACTORES	42
2.10 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE CONDENSADORES	45
CAPITULO III: CARACTERISTICA DE OPERACIÓN DE LOS RELES DE DISTANCIA.....	48
3.1 INTRODUCCION	48
3.2 PRINCIPIO BÁSICO DE OPERACIÓN	49
3.3 FLUJO IMPORTADOR Y EXPORTADOR	51
3.4 FACTOR DE COMPENSACIÓN HOMOPOLAR.....	53

3.5	INFLUENCIA DE APORTACIONES INTERMEDIAS (EFECTO INFEED)	54
3.6	CRITERIOS PARA EL AJUSTES DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN	55
3.7	ESQUEMAS DE TELEPROTECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA	61
3.7.1	Transferencia de Disparo Permisivo por Sobrealcance (POTT)	61
3.7.2	Transferencia de Disparo Permisivo por Subalcance (PUTT)	63
3.8	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE HOMOPOLAR EN COMPARACIÓN DIRECCIONAL.....	64
3.9	FUNCION CIERRE SOBRE FALLA - SOFT	65
3.10	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE RESPALDO	66
3.11	ANÁLISIS DE LÍNEAS PARALELAS (ACOPLAMIENTO MUTUO)	68
3.11.1	Impacto en la Protección de Distancia	69
3.11.2	Ajuste de la Protección de Distancia en Líneas Paralelas	70
3.11.3	Criterios para el ajuste de las zonas.....	70
3.12	ALIMENTACIÓN DÉBIL (WEAK INFEED)	71
CAPITULO IV: APLICACIÓN DEL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SEIN		74
4.1	INTRODUCCIÓN	74
4.2	PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	74
4.3	APLICACIÓN DEL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY V.14	80
4.4	EVALUACIÓN DE LA ZONA NORTE	86
4.5	EVALUACIÓN DE LA ZONA CENTRO.....	123
4.6	EVALUACIÓN DE LA ZONA SUR.....	161
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	191
VI.	ANEXOS.....	193
	Anexo N° 1: Característica de Operación de los Relés de Distancia más utilizados en el SEIN.....	193
	Anexo N° 2: Curvas Estandarizadas de los Relés de Sobrecorriente más utilizados en el SEIN.....	201
	Anexo N° 3: Diagramas Unifilares de Protección de Subestaciones Evaluadas.....	220
	Anexo N° 4: Planillas de Ajuste de Subestaciones Evaluadas.....	225
VII.	BIBLIOGRAFÍA.....	284

“METODOLOGÍA PARA ELABORAR LA ACTUALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE UN SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO”

I. RESUMEN

La presente tesis tiene como objetivo proporcionar una metodología para elaborar la actualización de estudios de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico interconectado aplicable a redes eléctricas de 500 kV, 220 kV y 138 kV. Esta investigación brindará las pautas o criterios necesarios para realizar un correcto ajuste de las funciones de protección coordinables más empleadas en un sistema eléctrico interconectado. Para la parte aplicativa se tomará como base el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y como muestra una subestación de transformación y una línea de transmisión por cada zona del país (Norte, Centro y Sur). Cada muestra significará un ejemplo de cómo desarrollar una actualización de un estudio de coordinación, utilizando como herramienta computacional el software Digsilent Power Factory para validar la metodología desarrollada.

II. INTRODUCCION GENERAL

En un Sistema Eléctrico Interconectado a menudo se incorporan proyectos de expansión de la red eléctrica, tanto en el área de generación como en la de transmisión y distribución, todo ello con la finalidad de cubrir nuevos requerimientos de energía para el sector industrial y para localidades aisladas que no cuentan con suministro eléctrico. El crecimiento de la demanda, crea la necesidad de nuevos centros de generación, nuevas líneas de transmisión, reforzamiento de líneas existentes, nuevos centros de transformación, integración de sistemas aislados, etc.; todas estas variaciones devienen inevitablemente en el cambio de la topología de la red.

Cuando este crecimiento se da sin unificar criterios de ajuste de protección y filosofías de operación entre las diferentes empresas que conforman el Sistema Interconectado pueden llegar a ocurrir problemas de coordinación y seguridad con las consiguientes actuaciones indeseadas del sistema de protección y respectivo corte de suministro de energía eléctrica.

Los sistemas eléctricos de potencia deben suministrar ininterrumpidamente energía eléctrica a los usuarios con la mayor eficiencia y cumpliendo con la normativa vigente de calidad y servicios eléctricos. Para cumplir con ello, juega un papel muy importante los relés de protección, los cuales deben ser confiables, selectivos y deben de contar con estudios bases; los relés son los encargados de aislar la parte del sistema en falla en el menor tiempo posible, minimizando los daños y manteniendo la estabilidad del sistema; esta es la razón por la que se debe evaluar periódicamente los ajustes en los relés de protección en un sistema eléctrico interconectado.

Cuando se realiza un estudio de coordinación de protecciones se definen los ajustes de los relés de protección para las instalaciones nuevas que van a entrar en servicio en condiciones normales de operación y también bajo contingencias; sin embargo en algunas ocasiones no se verifica completamente la influencia que tiene el nuevo proyecto a ingresar sobre las instalaciones existentes, ni tampoco se homogeniza los criterios de ajuste con los ya empleados; es por esta razón que se realizan las actualizaciones de los estudios de coordinación de protecciones a nivel

de todo un sistema interconectado (instalaciones nuevas y existentes), para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del Sistema.

La presente investigación brindará una metodología para elaborar la actualización de estudios de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico interconectado, para ello proporcionará criterios o recomendaciones para un correcto ajuste de las funciones de protección más empleadas y utilizará como programa aplicativo el Power Factory Digsilent, para evaluar los esquemas de protección y validar o modificar los ajustes existentes de las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión que se evaluarán. Esta investigación beneficiará a los ingenieros involucrados en el campo de protección y a la formación de los profesionales en nuestra facultad.

En el Capítulo 1 del Fundamento Teórico, se describen los conceptos generales de los sistemas de protección, a su vez se dan los alcances de una actualización de un estudio de coordinación de protecciones a nivel de un sistema eléctrico interconectado, se detallan las protecciones involucradas en el estudio y la información necesaria para la elaboración del estudio.

En el Capítulo 2 se brinda un marco teórico de la protección de sobrecorriente. Igualmente se dan los criterios o recomendaciones para realizar el correcto ajuste de los relés de protección de sobrecorriente de los equipos que son parte de un sistema eléctrico de potencia (transformadores de potencia, generadores, acoplamiento de barras, reactores, y condensadores).

En el Capítulo 3 se brinda un marco teórico de la protección de distancia, se mencionan los esquemas de teleprotección más utilizados en el Sistema Interconectado Nacional y funciones complementarias que todo relé de distancia moderno posee para dar una mayor protección a la línea de transmisión. También en este capítulo se hace un análisis de líneas paralelas y la influencia que tiene el acoplamiento mutuo en la selección de los ajustes de protección. Como resultado, este capítulo nos brindará los criterios o recomendaciones para realizar el correcto ajuste de los relés de protección de distancia.

En el Capítulo 4 se desarrollará la parte práctica o aplicativa de la presente investigación. Se pondrá en práctica todos los criterios o recomendaciones descritos en los capítulos anteriores, para ello se tomará como base el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y como muestra una subestación de transformación y una línea de transmisión por cada zona del país (Norte, Centro y Sur). En cada muestra se realizará un análisis de los ajustes existentes encontrados en la instalación, se verificará que los ajustes actuales mantenga una correcta selectividad, de ser así se validarán estos ajustes, de lo contrario se recomendarán nuevos ajustes de protección, quedando actualizado el estudio de coordinación de protección por cada instalación. Para realizar estas evaluaciones se usará como herramienta computacional el software Digsilent Power Factory, a través de gráficos de curvas de selectividad (corriente vs tiempo), en caso de los relés de sobrecorriente y gráficos de impedancia vista (resistencia vs reactancia), en caso de los relés de distancia.

En el Anexo I se muestran las características de operación de los relés de distancia más utilizados en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

En el Anexo II se muestran las curvas estandarizadas de los relés de sobrecorriente más utilizados en el SEIN.

En el Anexo III figuran los diagramas unifilares de protección de las subestación evaluadas en el capítulo 4.

En el Anexo IV se muestran las planillas de ajuste de los relés de protección evaluados en el capítulo 4, en estas planillas se tendrán dos columnas de ajuste, la primera con los ajustes actuales o existentes y en la segunda con los ajustes recomendados.

Es del caso señalar que el término “Baja Tensión”, empleado en la presente tesis, hace referencia al nivel de tensión presente en el devanado secundario de un transformador de potencia.

III. OBJETIVOS

a. OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar una metodología para elaborar la actualización de un estudio de coordinación de protecciones de un Sistema Eléctrico Interconectado aplicable a redes eléctricas de 500 kV, 220 kV y 138 kV.

b. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer los criterios y pautas que deben ser empleados para la elaboración de un Estudio de Coordinación de Protecciones.
- Validar la metodología desarrollada aplicando el software Power Factory Digsilent v.14, el mismo se empleará como herramienta computacional para la coordinación de protecciones de los relés de sobrecorriente y distancia.
- Determinar y recomendar nuevos ajustes que garanticen una adecuada coordinación de los relés de protección de un sistema eléctrico interconectado.

IV. FUNDAMENTO TEÓRICO

CAPITULO 1: GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están conformados por un gran número de componentes interconectados que están diseñados con el propósito de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica hasta los centros de consumo.

Los eventos que más afectan a los sistemas eléctricos son las perturbaciones que traen como consecuencia que la frecuencia, corriente y tensión excedan sus límites nominales. La información de las tensiones y corrientes de la red se transfiere a los relés de protección a través de los transformadores de medida, basado en esta información, los relés detectarán todas las fallas eléctricas o condiciones anormales de operación.

Al producirse una perturbación, una mínima parte de la red debe ser desconectada, lo cual significa que los relés de protección tienen que detectar las fallas dentro de su zona de protección, los relés modernos permiten detectar la fase fallada y la ubicación de la falla.

1.2 CONCEPTOS GENERALES

Objetivos de los Sistemas de Protección

Los objetivos de un esquema de protección en un sistema eléctrico de potencia son:

- Prevenir o minimizar daños a equipos, limitar los deterioros y esfuerzos causados por las perturbaciones.
- Minimizar los tiempos fuera de servicio de los equipos.
- Minimizar el área del sistema de potencia que sale fuera de servicio, desconectando la menor cantidad de circuitos.
- Indicar la ubicación de la falla y el tipo de falla, proporcionar la información necesaria para la rápida toma de decisiones que permita el restablecimiento de las instalaciones.
- Permitir el flujo de potencia dentro de los rangos permisibles para casos de operación normal y de emergencia.
- Mantener la estabilidad dinámica del sistema.

Criterios de los Sistemas de Protección

Para poder cumplir con los objetivos de los sistemas de protección se deben de considerar los siguientes criterios:

a. Sensibilidad

Un relé de protección deberá detectar las condiciones anormales, por más pequeñas que estas sean sin comprometer la operación normal de los sistemas eléctricos, los dispositivos de protección deben actuar ante condiciones mínimas de fallas, para ello en los estudios de coordinación se deberán simular fallas con resistencia de falla para establecer el umbral mínimo de actuación.

b. Seguridad

Es la capacidad de evitar operaciones indeseadas, es decir un relé de protección no debe operar cuando no se requiere su operación.

c. Rapidez

Todo relé de protección deberá detectar las condiciones anormales del sistema lo más pronto posible, eliminando rápidamente la falla. Para obtener rapidez en un sistema de protección se deberá contar con esquemas que garanticen una actuación rápida de los relés de protección como son: protecciones diferenciales de generadores, transformadores, barras, líneas, etc.; esquemas de teleprotección eficaces en caso de protección de líneas de transmisión.

d. Selectividad

Esta característica le permite a un sistema de protección desconectar el mínimo número de equipos o circuitos que realmente estén involucrados o comprometidos con una falla. Los relés de protección deberán detectar todos los tipos de fallas en sus respectivas zonas de protección.

e. Confiabilidad

Es la medida del grado de confianza, de que un sistema de protección va a actuar correctamente, es decir las protecciones deben actuar solamente cuando sean requeridas. Todo esquema de protección debe tener una protección principal y una redundante para garantizar la actuación de la protección.

Para poder cumplir con todos los requisitos mínimos de protección el especialista en protecciones deberá conocer al detalle el comportamiento de cada relé (método con el que mide y opera el relé y particularidades que tiene cada fabricante), para poder recomendar ajustes de protección correctos y seguros.

Escenarios a Analizar

Para realizar los ajustes de un relé de protección se deben definir los escenarios en los cuales se van a analizar las protecciones, la regla es la siguiente: “Las protecciones deberán mantener una adecuada coordinación ante las máximas corriente de falla y a su vez deberán ser capaces de detectar una mínima corriente de falla”.

Los escenarios considerados en un sistema eléctrico de potencia son los siguientes:

- Máxima Demanda en Avenida
- Media Demanda en Avenida
- Mínima Demanda en Avenida
- Máxima Demanda en Estiaje
- Media Demanda en Estiaje
- Mínima Demanda en Estiaje

a. Máxima Corriente de Falla:

Por lo general la máxima corriente de falla se da en el escenario de máxima demanda en avenida donde la mayor cantidad de centrales hidroeléctricas están en servicio, sin embargo en instalaciones cercana a generación térmica, el escenario de Máxima Demanda en Estiaje presentará las mayores corrientes de falla. Como regla general se deberá simular fallas en la barra principal de la subestación a analizar, en los seis escenarios descritos, para determinar en cuál de ellos se presenta la mayor corriente de cortocircuito. En este escenario se deberá realizar la coordinación de los dispositivos de protección.

b. Mínima Corriente de Falla:

Por lo general la mínima corriente de falla se da en el escenario de mínima demanda en estiaje o avenida, en donde se tenga la menor generación posible. Igual que en el caso anterior se deberán simular fallas en los seis escenarios descritos, para determinar en cuál de ellos se presenta la menor corriente de cortocircuito. Las corrientes halladas servirán para verificar la sensibilidad de los dispositivos de protección, en este caso también se suele simular cortocircuitos con resistencia de falla, esto para poder dar un mejor ajuste de sensibilidad a los relés de protección.

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO DE COORDINACIONES

El alcance de un estudio de coordinación de protecciones a nivel de un sistema eléctrico interconectado comprenden las instalaciones de las empresas de generación y transmisión que forman parte de dicho sistema, las cuales operan con niveles de tensión de 500 kV, 220kV y 138kV. También deberán ser incluidas las instalaciones de generación que estén asociadas a estos niveles de tensión. Adicionalmente son parte del estudio, los sistemas de protección de las instalaciones que son fronteras con las instalaciones de las empresas de distribución

En cuanto a las protecciones, en todo sistema eléctrico interconectado existen tres tipos definidos de protecciones, las protecciones unitarias, las protecciones graduadas y las protecciones preventivas o incorporadas en los propios equipos.

Cuando se realiza la actualización de un estudio de coordinación de protecciones a nivel de un sistema eléctrico interconectado se evalúa únicamente las protecciones graduadas o coordinables, estas protecciones se caracterizan por lo siguiente:

- Detectan fallas en más de una zona de protección.
- Desempeñan funciones de protección principal y de respaldo simultáneamente, ya que son capaces de despejar las fallas cercanas en tiempos bajos o instantáneos y las fallas remotas en tiempos coordinados.
- Operan midiendo las tensiones, corrientes e impedancias a través de transformadores de protección de corriente y tensión, que reducen los niveles de corriente a 1 ó 5A y los niveles de tensión entre 100V y 120V respectivamente.
- Dependiendo de la característica de la curva de operación, requiere la graduación del tiempo de respuesta de la protección.

Las protecciones unitarias se omiten de esta evaluación debido a que sólo detectan fallas en su zona de protección, la cual está limitada por los parámetros eléctricos del equipo a proteger (transformador, generador, línea, etc.), operan midiendo la diferencia entre las corrientes que entran y salen del equipo protegido; es decir no son coordinables y no ofrecen respaldo a otras protecciones.

Las protecciones preventivas o incorporadas en los propios equipos, como el mismo nombre lo dice, dependen de las características de los equipos y de las recomendaciones del fabricante, por lo que tampoco son motivo de evaluación.

1.4 PROTECCIONES INVOLUCRADAS EN EL ESTUDIO

Como se mencionó en el ítem 1.3 se evaluarán las protecciones graduadas o coordinables, éstas a su vez se clasifican dependiendo de la función de protección que cumplen en la topología de la red, a continuación se mencionan las protecciones que serán motivo de evaluación:

- **Protección no direccional de sobrecorriente de fases**, toma como elemento de medida las corrientes de fase.
- **Protección no direccional de sobrecorriente de tierra**, toma como elemento de medida la corriente homopolar (3I₀).
- **Protección direccional de sobrecorriente de fases**, toma como elemento de medida las corrientes y las tensiones de fase.
- **Protección direccional de sobrecorriente de tierra**, toma como elemento de medida la corriente y la tensión homopolar (3I₀ y 3V₀).
- **Protección de sobrecorriente controlado por tensión**, toma como elemento de medida las corrientes y las tensiones de fase.
- **Protección de distancia de fases y tierra**, toma como elemento de medida las corrientes y tensiones de fase y homopolar.

Para realizar la revisión de las protecciones se debe considerar el tipo de protección, ya que de esto depende la correcta coordinación del sistema, a continuación se mencionan los tipos de protección analizados:

- **Protección Principal:** Constituye el primer elemento de protección que debe despejar la falla, de ser posible, de manera instantánea. A su vez la protección principal puede abarcar dos tipos de protección:
 - Protección primaria
 - Protección secundariaAmbas tendrán los mismos ajustes de protección, la diferencia radica en que físicamente serán dos relés diferentes.
- **Protección de Respaldo:** Su función es cubrir los posibles fallos de la protección principal o posibles fallos del interruptor de potencia. Para este tipo de protección se debe considerar un tiempo de actuación superior, con la finalidad de dar tiempo a la protección principal de que actúe.

A manera de ejemplo se tiene que:

- **Falla en transformadores de potencia**, la protección principal viene dado por la protección diferencial del transformador y la protección de respaldo viene dado por la protección de sobrecorriente.
- **Falla en líneas cortas de transmisión**, la protección principal viene dado por la protección diferencial de línea y la protección de respaldo viene dado por la protección de distancia y sobrecorriente.
- **Falla en líneas largas de transmisión**, la protección principal viene dado por la protección de distancia y la protección de respaldo viene dado por la protección de sobrecorriente. Debido al desarrollo técnico y abaratamiento de los costos de los medios de comunicación como la fibra óptica (OPGW), las líneas largas también se pueden

proteger perfectamente con protecciones diferenciales de líneas al igual que las líneas cortas.

1.5 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL ESTUDIO

Cuando se realiza la actualización del estudio de coordinación de protecciones de un sistema interconectado se debe contar con la siguiente información:

- Modelo eléctrico del sistema interconectado en un software de simulación, en este caso se empleará el software Power Factory Digsilent, este modelo deberá incluir los parámetros eléctricos de todos los equipos, capacidad nominal de transmisión de las líneas, potencia nominal de los transformadores de potencia y generadores síncronos, despacho de los generadores y distribución de las demandas para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje en máxima demanda, media demanda y mínima demanda.
- Diagrama Unifilar General del Sistema Interconectado, en donde figure la configuración actual del sistema y todas las subestaciones a evaluar.
- Diagrama Unifilar de Protecciones detallado de cada subestación a evaluar, en donde se indiquen la ubicación de los relés de protección, así como los valores de los transformadores de corriente y tensión.
- Información de los relés de protección existentes: Marca, modelo, funciones habilitadas, ajustes de protección. Si faltase información lo recomendable es hacer un levantamiento de información en campo.
- Información acerca de cambios o planes de expansión a corto plazo de las subestaciones a evaluar.
- Manuales de los relés de protección

El sistema que se va a emplear como ejemplo aplicativo es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este sistema es revisado y evaluado cada cuatro años, para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del Sistema.

CAPITULO II: CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE

2.1 INTRODUCCIÓN

El incremento del valor de corriente por encima de los valores máximos de operación, es uno de los fenómenos más comunes que se presentan en una anomalía del sistema eléctrico, como por ejemplo en un cortocircuito.

La protección de sobrecorriente es el criterio más antiguo empleado en la protección de todos los componentes de un sistema eléctrico. Es usada como protección principal en alimentadores radiales de distribución y en transformadores de baja potencia; y como protección de respaldo en equipos más importantes del sistema eléctrico como son los generadores, transformadores de grandes potencias, barras, líneas de transmisión, etc.

La protección de sobrecorriente mide la corriente de cada fase y la corriente homopolar, con la finalidad de detectar sobrecorrientes que se pueden producir en una falla polifásica o monofásica respectivamente.

Para denominar las distintas funciones de protección de sobrecorriente, existe una codificación de uso general, de acuerdo a la norma ANSI. Los códigos que corresponden a las funciones de sobrecorriente son los siguientes:

- **50** → Relé instantáneo de sobreintensidad para fallas entre fases
- **50N** → Relé instantáneo de sobreintensidad para fallas a tierra
- **51** → Relé temporizado de sobreintensidad para fallas entre fases
- **51N** → Relé temporizado de sobreintensidad para fallas a tierra
- **67** → Relé direccional de sobreintensidad para fallas entre fases
- **67N** → Relé direccional de sobreintensidad para fallas a tierra

2.2 TIPOS DE UNIDADES

La protección de sobrecorriente emplea varios tipos de unidades de protección. Las unidades de sobrecorriente se clasifican en función de su tiempo de operación, estableciéndose las siguientes:

a. Unidad Instantánea

El relé opera en forma instantánea cuando la corriente medida supera el umbral establecido. Se emplean para eliminar en forma inmediata los cortocircuitos.

b. Unidad de Tiempo Definido o Independiente

El relé opera después de un tiempo ajustado, cuando la corriente medida supera el umbral establecido. Esta unidad se puede obtener usando una unidad instantánea y un temporizador que produzca el retardo necesario.

c. Unidad de Tiempo Dependiente

La principal característica de esta unidad es que el tiempo de operación depende de la intensidad medida, es decir, mientras mayor sea la corriente medida, menor es su tiempo de operación. Existen varios tipos de curvas de operación, dependiendo del grado en que

el tiempo de operación disminuye al aumentar la corriente de falla, sin embargo son tres las normalizadas: tipo inverso, muy inverso y extremadamente inverso. Estas curvas son las más empleadas en un sistema eléctrico ya que permiten una buena coordinación entre relés ubicados en distintos lugares.

A continuación se muestra una figura con los diferentes tipos de unidades mencionadas:

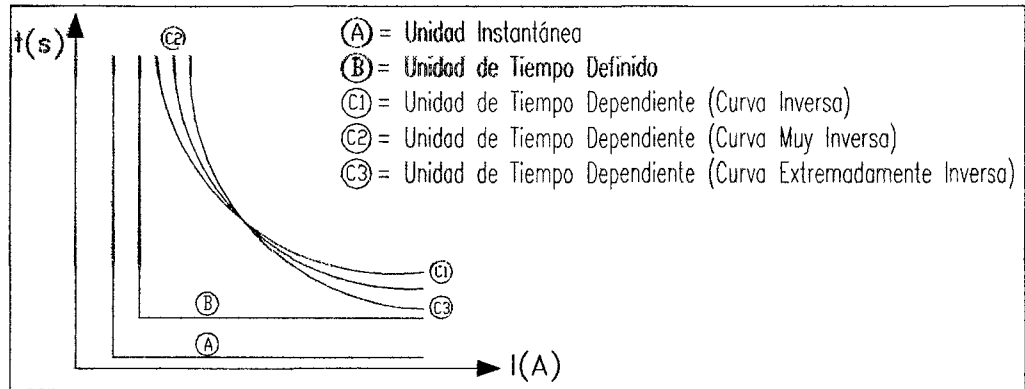


Fig. 2.2.1 Tipos de Unidades de Relés de Sobrecorriente

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN

En las protecciones de sobrecorriente se pueden emplear diferentes tipos de curvas de operación, el criterio para seleccionar el tipo de curva se describe a continuación:

- **Curva Normalmente Inversa (NI)**

Es el tipo de curva más empleada en los sistemas de protección, se recomienda utilizar esta curva cuando los niveles de corriente de cortocircuito varían considerablemente entre dos puntos; por ejemplo: cuando se tiene un relé que protege una línea de transmisión larga, se empleará una curva NI si se tiene un valor de corriente en el orden de los kiloamperios para fallas cercanas y amperios para fallas remotas.

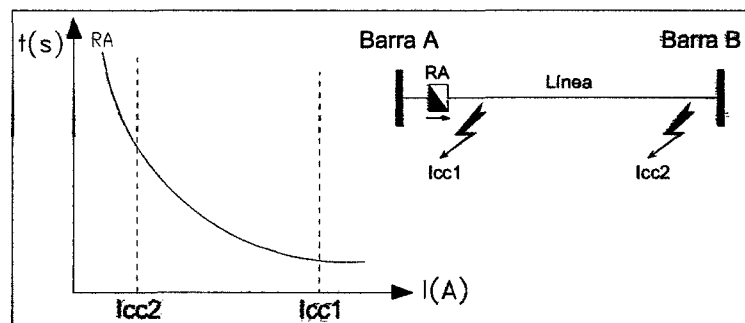


Fig. 2.3.1 Curva Normalmente Inversa

- **Curva Muy Inversa (MI)**

Se recomienda emplear este tipo de curva cuando los niveles de corriente de cortocircuito varían poco entre dos puntos, esta curva permite obtener una mayor variación del tiempo de operación ante pequeñas variaciones de corriente de falla.

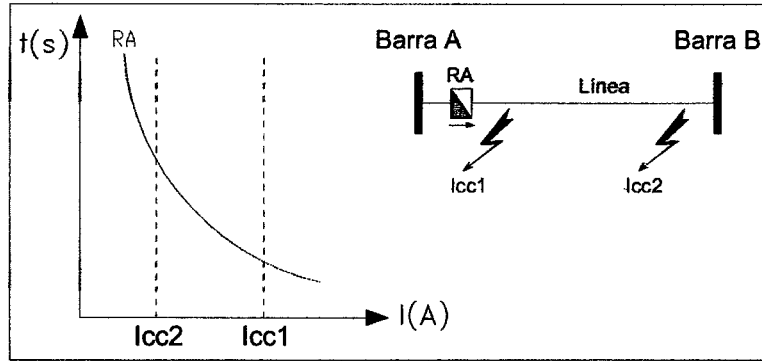


Fig. 2.3.2 Curva Muy Inversa

- **Curva Extremadamente Inversa (EI)**

Este tipo de curvas se emplean en sistemas en donde los niveles de sobretensiones son considerables, esta curva es la indicada cuando se requiera realizar una coordinación con fusibles por tener comportamientos semejantes.

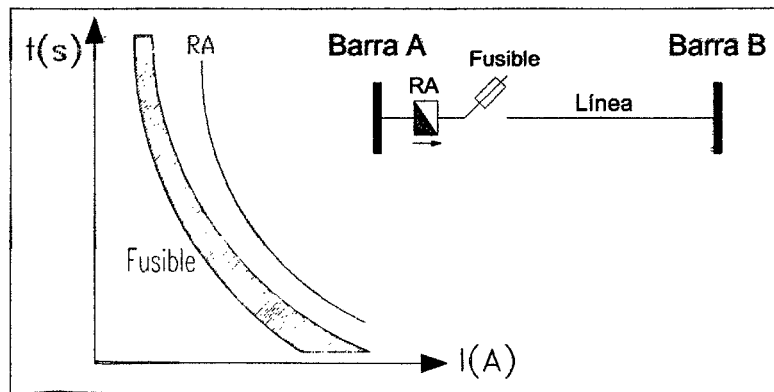


Fig. 2.3.3 Curva Extremadamente Inversa

- **Curva de Tiempo Definido**

Es el tipo de curva que poseen los relés antiguos, sin embargo no por ello deja de ser de gran utilidad, es universal y se puede aplicar en cualquier red. Por lo general se utilizan para despejar fallas cercanas en caso de líneas o fallas en los bushing en caso de transformadores.

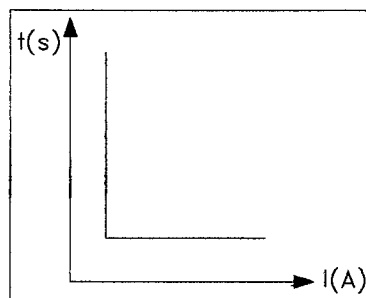


Fig. 2.3.4 Curva de Tiempo Definido

2.4 CURVAS CARACTERÍSTICAS

Las curvas características de sobrecorriente de fases y tierra (corriente versus tiempo) de los diferentes relés de protección son normalizadas, entre las normas más utilizadas están la IEC 255-4, British Standard 142 y la IEEE C37.112, estos tipos de curvas se derivan de la siguiente ecuación general:

$$t (s) = TD * \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^c - 1} + B \right)$$

Donde:

- t : Tiempo de actuación en segundos
- TD : Ajuste del dial
- Ip : Ajuste de la corriente de arranque
- A, B, C: Constantes
- I : Corriente de falla

Los valores de las constantes definidos en la norma IEC 255-4 (ó también IEC 60255-3 y BS 142), son los siguientes:

Curva	A	B	C
C1 Normal Inverse	0.14	0.02	0
C2 Very Inverse	13.5	1.0	0
C3 Extremely Inverse	80	2.0	0
C4 Long Time Inverse	120	1.0	0
C5 Short Time Inverse	0.05	0.04	0

Los valores de las constantes definidos en la norma IEEE Std C37.112 son los siguientes:

Curva	A	B	C
Moderately Inverse	0.0515	0.1140	0.02
Very Inverse	19.61	0.491	2.0
Extremely Inverse	28.2	0.1217	2.0

Los valores de las constantes definidos para el tipo de curvas U.S (empleadas por los relés SEL-Schweitzer Engineering Laboratories) son los siguientes:

Curva	A	B	C
U1 Moderately Inverse	0.0104	0.0226	0.02
U2 Inverse	5.95	0.180	2.0
U3 Very Inverse	3.88	0.0963	2.0
U4 Extremely Inverse	5.64	0.02434	2.0
U5 Short Time Inverse	0.00342	0.00262	0.02

Los relés electromecánicos de la marca General Electric emplean unas curvas particulares IAC, las cuales obedecen a la siguiente fórmula:

$$t(s) = TD * \left(A + \frac{B}{\left(\frac{I}{I_p}\right) - C} + \frac{D}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right) - C\right)^2} + \frac{E}{\left(\left(\frac{I}{I_p}\right) - C\right)^3} \right)$$

Donde:

A, B, C, D, E: Constantes

Los valores de las constantes definidos para este tipo de curvas IAC son los siguientes:

Curva	A	B	C	D	E
IAC Inversé	0.2078	0.8630	0.8000	-0.4180	0.1947
IAC Very Inverse	0.0900	0.7955	0.1000	-1.2885	7.9586
IAC Extremely Inverse	0.0040	0.6379	0.6200	1.7872	0.2461
IAC Short Inverse	0.0428	0.0609	0.6200	-0.0010	0.0221

Existen algunos relés, como por ejemplo los relés ABB tipo DPU2000, que obedecen a la siguiente fórmula:

$$t(s) = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^c - 1} + B \right) * \frac{14 * TD - 5}{9}$$

Donde:

TD : Ajuste del dial (rango de 1 a 10)

A, B, C: Constantes

Los valores de las constantes definidos para este tipo de curva, son los siguientes:

Curva	A	B	C
Inverse	0.0086	0.0185	0.02
Very Inverse	2.855	0.0712	2.0
Curva	A	B	C
Extremely Inverse	6.407	0.025	2.0
Short Time Inverse	0.00172	0.0037	0.02
Short Time Ext. Inverse	1.281	0.005	2.0
Long. Time Ext. Inv.	64.07	0.250	2.0
Long. Time Very Inv.	28.55	0.712	2.0
Long Time Inverse	0.086	0.185	0.02

En el Anexo II se mostrarán de manera detallada las curvas características que utilizan los principales relés de protección de sobrecorriente instalados en el Sistema Interconectado Nacional.

2.5 PROTECCIÓN DIRECCIONAL

En todo sistema interconectado existen sectores de la red en donde se hace difícil realizar una buena coordinación empleando únicamente los elementos de sobrecorriente de fases y tierra, los cuales se basan en niveles de corriente de cortocircuito y tiempos de operación. Estas configuraciones se presentan cuando la corriente de cortocircuito no circula en un solo sentido, es decir se tienen aportes de corriente de cortocircuito por ambos sentidos, un ejemplo típico se da en los relés de protección de sobrecorriente instalados en las líneas de transmisión de las centrales eléctricas, en donde ante una falla, se tiene aporte de corriente de falla por un sentido desde la red externa y por el otro sentido desde los generadores de la central. En estos casos se recomienda considerar como variable de coordinación el sentido de flujo de corriente.

En conclusión, para poder obtener una correcta coordinación se tiene que adicionar “Unidades Direccionales”, las cuales detectan el sentido de la circulación de corriente, estas unidades sumadas a las unidades de sobrecorriente tradicional, anteriormente explicadas, dan lugar a las “Protecciones de Sobrecorriente Direccional”.

Unidad Direccional + Unidad de Sobrecorriente = Protección Direccional

2.5.1 Modo de Operación

La unidad direccional supervisa y controla la operación de la unidad de sobrecorriente de acuerdo al siguiente principio:

La unidad de sobrecorriente sólo operará si el sentido del flujo de corriente coincide con el ajustado como disparo, durante un tiempo igual o superior al ajustado como tiempo de operación. Cuando la unidad direccional detecte la corriente en sentido contrario al de disparo, la temporización se repondrá a cero, independientemente del valor de corriente medido. Este principio es llamado *control de par*.

Para poder determinar el sentido de circulación de la corriente se requiere de dos elementos o magnitudes:

- a. **Magnitud de Operación:** Es el fasor de corriente de falla que determina la operación de la unidad de sobrecorriente y cuyo sentido se trata de determinar (Ia, Ib, Ic, 3I0).
- b. **Magnitud de Polarización:** Es el fasor de tensión o corriente utilizado como referencia fija. Esta magnitud deberá permanecer invariable, independientemente del sentido de la corriente y no debe anularse en condiciones de falla.

Para poder determinar el sentido de circulación de la corriente se tendrá que comparar ambas magnitudes.

2.5.2 Unidad Direccional de Fase

a. *Magnitud de Polarización*

El objetivo de la unidad direccional de fase es determinar el sentido en el cual circula la corriente de fase, el fasor de corriente de cada fase (Ia, Ib, Ic) constituye la magnitud de operación.

Para la unidad direccional de fase se utiliza comúnmente la polarización en cuadratura, la cual emplea para la polarización de cada fase la tensión compuesta de las otras dos fases, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Fase a evaluar	Magnitud de Operación	Magnitud de Polarización
Fase A	Ia	Vbc = Vb - Vc
Fase B	Ib	Vca = Vc - Va
Fase C	Ic	Vab = Va - Vb

Se le conoce como polarización en cuadratura, porque considerando como factor de potencia la unidad, la magnitud de polarización se encuentra atrasada 90° con respecto a la magnitud de operación. Esta magnitud de polarización cumple con los dos criterios antes mencionados: permanecer invariable, independientemente del sentido de la corriente y no anularse en condiciones de falla.

b. Principio de Operación

El principio de operación de una unidad direccional de fase radica en determinar el desfase entre las magnitudes de operación y de polarización.

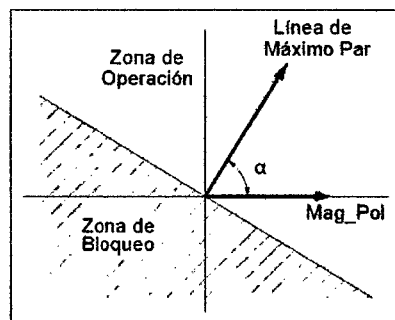


Fig. 2.5.1 Principio de Operación de la Unidad Direccional de Fase

La característica de operación de la unidad direccional, mostrada en la figura 2.5.1, consiste en dividir el plano polar, mediante una recta, en dos semiplanos: la zona de operación y la zona de bloqueo. Para definir la zona de operación se tomará como referencia la línea de máximo par, la cual se obtiene de adelantar a la magnitud de polarización un ángulo conocido como ángulo característico (α).

Cuando sucede una falla el fasor de la magnitud de operación se ubicará sobre el plano, de acuerdo al desfase con la magnitud de polarización; si este fasor de corriente se encuentra dentro de la zona de operación, la unidad direccional permitirá la operación de la unidad de sobrecorriente, si cae dentro de la zona de bloqueo, el relé no realizará ninguna operación. A continuación se muestra el principio de operación de la unidad direccional de fases de un relé de sobrecorriente direccional General Electric modelo F650:

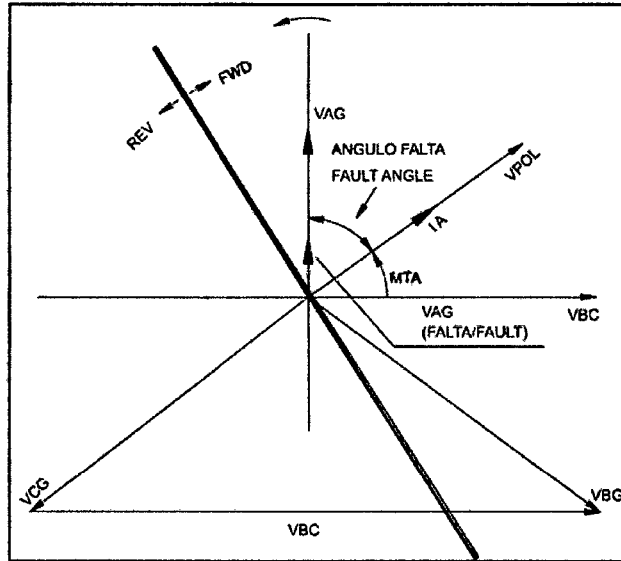


Fig. 2.5.2 Principio de Operación de la Unidad Direccional de Fase - Relé GE-F650

En la figura anterior se está evaluando una falla en la fase A, la magnitud de operación es IA, la magnitud de polarización es VBC y el ángulo característico es MTA (ajuste propio del relé).

c. Comportamiento de los Fasores ante una falla monofásica y bifásica

Los fasores de tensión y corriente vistos por un relé de sobrecorriente direccional presentan el siguiente comportamiento de acuerdo al tipo de falla:

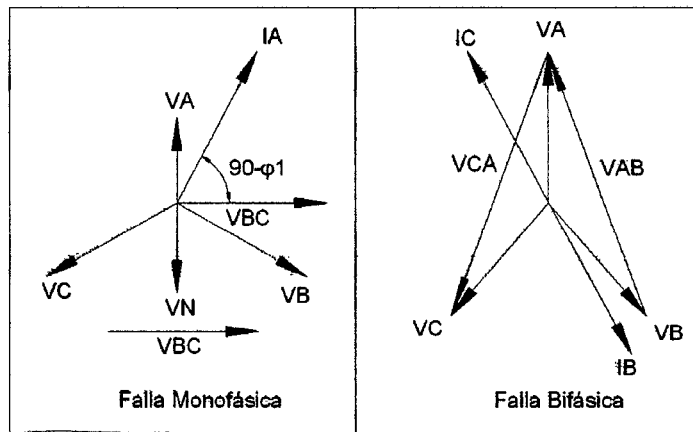


Fig. 2.5.3 Comportamiento de los Fasores antes fallas

Se debe recordar que el comportamiento de los fasores puede variar dependiendo de la corriente de carga que circule por la línea y del valor de la resistencia de falla. Los gráficos mostrados anteriormente son sin considerar resistencia de falla y con la línea en vacío.

En una falla monofásica, el ángulo (ϕ_1) que existe entre la tensión y corriente de la fase fallada es similar al ángulo de secuencia positiva de la línea, por lo tanto el ángulo entre la magnitud de polarización (V_{bc}) y la corriente de falla (I_a) sería: $90^\circ - \phi_1$.

El principal parámetro de ajuste de la unidad direccional de fase es el ángulo característico (α), ya que este ángulo definirá la zona de operación, lo que se busca es seleccionar un ángulo tal que permita, que en situaciones de falla, la magnitud de operación se ubique dentro de la zona de operación. Se recomienda ajustar este valor en:

$$\alpha = 90^\circ - \varphi_1$$

Donde:

α : Ángulo característico

φ_1 : Ángulo de secuencia positiva de la línea

Un ángulo comúnmente usado para este parámetro es 30° .

También en la figura 2.5.3, se muestra una falla bifásica (B-C), se puede apreciar que el desfase entre las magnitudes de operación y polarización para las fases B y C es tal que, si se ajusta la direccional de fase de acuerdo al criterio anterior ($90^\circ - \varphi_1$), la correcta operación de la unidad es garantizada para una falla bifásica.

2.5.3 Unidad Direccional de Tierra

a. Magnitud de Polarización

La unidad de sobrecorriente de tierra, como ya es sabido, trabaja con la medición de corriente homopolar ($3I_0$), la unidad direccional también utilizará este vector como magnitud de operación, sin embargo para la magnitud de polarización se tienen dos alternativas: la tensión homopolar ($3V_0$) y la intensidad de corriente que circula por la puesta a tierra. La primera se emplea en la mayoría de casos, el uso de la segunda dependerá si es que se cuenta con una puesta a tierra en el lugar de instalación de la protección. Ambas alternativas cumplen con los criterios de una magnitud de polarización ya descritos anteriormente.

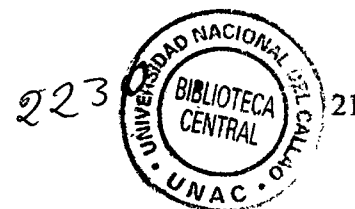
En esta oportunidad solo hablaremos de la polarización por tensión homopolar, ya que es la de uso común en todos los relés de protección.

Fase a evaluar	Magnitud de Operación	Magnitud de Polarización
Fase A, B o C	$3I_0$	$-3V_0$

Cuando ocurre una falla monofásica la tensión homopolar ($3V_0$) está desfasada aproximadamente 180° con respecto a la tensión de la fase fallada, es por esta razón, que para manejar ángulos característicos (α) menores a 90° se utiliza el fasor opuesto de la tensión homopolar ($-3V_0$), esto se puede apreciar con más claridad en la figura 2.5.5.

b. Principio de Operación

El principio de operación de una unidad direccional de tierra radica en determinar el desfase entre las magnitudes de operación ($3I_0$) y de polarización ($-3V_0$).



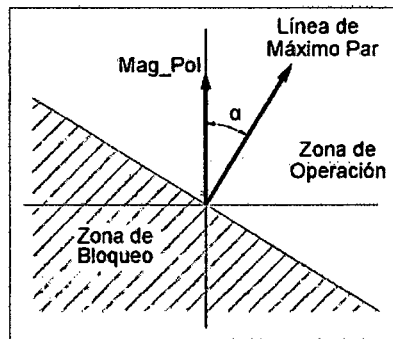


Fig. 2.5.4 Principio de Operación de la Unidad Direccional de Tierra

La característica de operación es similar a lo ya explicado en la unidad direccional de fase. Para definir la zona de operación se tomará como referencia la línea de máximo par, la cual se obtiene de atrasar a la magnitud de polarización un ángulo conocido como ángulo característico (α).

Cuando sucede una falla monofásica el fasor de la magnitud de operación se ubicará sobre el plano, de acuerdo al desfase con la magnitud de polarización; si este fasor de corriente homopolar se encuentra dentro de la zona de operación, la unidad direccional permitirá la operación de la unidad de sobrecorriente a tierra, si cae dentro de la zona de bloqueo, el relé no realizará ninguna operación. A continuación se muestra el principio de operación de la unidad direccional de tierra de un relé de sobrecorriente direccional General Electric modelo F650:

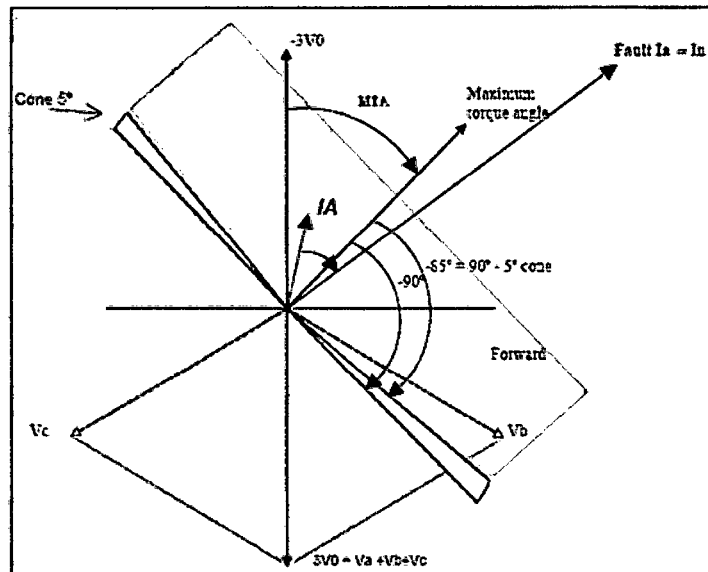


Fig. 2.5.5 Principio de Operación de la Unidad Direccional de Tierra - Relé GE-F650

En la figura anterior se está evaluando una falla monofásica en la fase A, la magnitud de operación es I_n ($3I_0$), la magnitud de polarización es $-3V_0$ y el ángulo característico en este es MTA (ajuste propio del relé).

c. Comportamiento de los Fasores ante una falla monofásica

Los fasores de tensión y corriente vistos por un relé de sobrecorriente direccional presentan el siguiente comportamiento:

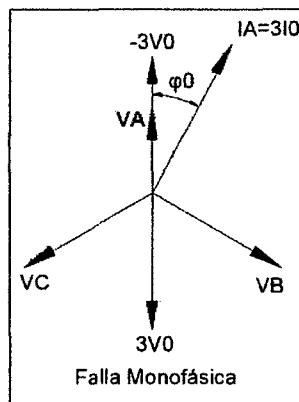


Fig. 2.5.6 Comportamiento de los Fasores antes fallas

Se debe recordar que el comportamiento de los fasores puede variar dependiendo de la de la resistencia de falla, el gráfico mostrado anteriormente es sin considerar resistencia de falla.

En una falla monofásica, el ángulo (ϕ_0) que existe entre el fasor opuesto de la tensión homopolar ($-3V_0$) y la corriente homopolar es similar al ángulo de secuencia cero de la línea, por lo tanto el ángulo entre la magnitud de polarización ($-3V_0$) y la magnitud de operación ($3I_0$) sería: ϕ_0 .

El principal parámetro de ajuste de la unidad direccional es el ángulo característico (α), ya que este definirá la zona de operación, lo que se busca es seleccionar un ángulo tal que permita, que en situaciones de falla, la magnitud de operación se ubique dentro de la zona de operación. Se recomienda ajustar este valor en:

$$\alpha = \phi_0$$

Donde:

α : Ángulo característico

ϕ_0 : Ángulo de secuencia cero de la línea

Un ángulo comúnmente usado para este parámetro es 90° .

La protección de sobrecorriente direccional de tierra es comúnmente usada como protección de respaldo en líneas de transmisión, para detectar fallas monofásicas de alta impedancia, valiéndose de sistemas de comunicación bajo el esquema de comparación direccional, esto se verá con mayor detalle en el Capítulo 3.

2.6 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los transformadores de potencia se encuentran en diferentes partes de un sistema de potencia (centrales eléctricas, subestaciones de transformación, subestaciones de distribución, etc.), entre diferentes niveles de tensión y se presentan en diferentes tamaños, tipos y conexiones, dependiendo del tamaño e importancia del transformador se seleccionaran los tipos de relés de protección a utilizar.

El objetivo principal de las protecciones del transformador de potencia es aislar al transformador de la red, ante la detección de una falla, a fin de minimizar los daños en el mismo transformador protegido y pérdidas de otros elementos de la red por actuación de las protecciones.

En forma general se puede decir que para transformadores con potencia mayor a 5MVA la protección principal es la protección diferencial (87T), y como protección de respaldo se cuenta con la protección de sobrecorriente. Para transformadores con potencia menor a 5MVA la protección principal vendría dado únicamente por la protección de sobrecorriente. En ambos casos los relés de protección de sobrecorriente deberán estar coordinados con las redes aguas abajo y aguas arriba del transformador.

En un transformador de potencia los relés de protección se encuentran instalados en cada devanado del transformador.

A continuación se describirán los criterios a seguir para dar el correcto ajuste a los relés de protección de sobrecorriente de fases y tierra instalados en cada devanado de un transformador de potencia:

2.6.1 Lado de Alta Tensión

El relé de sobrecorriente de fases y tierra ubicado en el lado de alta tensión, en la medida de lo posible, deberá tener habilitadas dos etapas o umbrales de protección, la primera con característica de tiempo inverso y la segunda con característica de tiempo definido.

Primer Umbral (51/51N)

La corriente de arranque de la etapa de tiempo inverso de sobrecorriente de fases deberá estar ajustada por encima del 120% de la corriente nominal del lado de alta tensión del transformador, por lo general entre el 120% y el 140%.

La corriente de arranque de la etapa de tiempo inverso de sobrecorriente de tierra deberá estar ajustada entre el 20% y 40% de la corriente nominal del lado de alta tensión del transformador.

La corriente nominal a considerar será la que se obtenga con la máxima potencia posible del transformador, por ejemplo, cuando se tenga transformadores con refrigeración ONAN/ONAF, se utilizará la potencia con refrigeración forzada ONAF.

La selección del tipo de curva inversa dependerá de los niveles de corriente de cortocircuito y de los tipos de curvas seleccionados en los relés existentes, con los cuales se tenga que coordinar.

Segundo Umbral (50/50N)

La etapa de tiempo definido para la función de sobrecorriente de fases y tierra tiene la finalidad de despejar fallas en terminales del lado de alta tensión del transformador, este tipo de fallas deberá ser cubierto en primera instancia por la protección

diferencial del transformador (87T), de no contar con dicha protección o como respaldo se tendrá la función de sobrecorriente de fases y tierra. El ajuste del valor de arranque de este umbral deberá estar entre la mínima corriente de falla en terminales del lado de alta tensión del transformador y la máxima corriente de falla en la barra del lado de baja tensión del transformador, para evitar disparos indeseados se recomienda que el ajuste esté por encima del 130% del máxima corriente de falla, como se aprecia en la figura 2.6.1.

En ocasiones no será posible ajustar la etapa de tiempo definido, debido a que el margen entre las corrientes de falla, descritas anteriormente, es muy pequeño y si se activa podrá traer como consecuencia disparos indeseados. La temporización de esta etapa debe estar por encima del tiempo que dura la energización del transformador, aunque los relés de sobrecorriente modernos cuentan con filtros de segunda y quinta armónica que evitan actuaciones indeseadas en las maniobras de energización del transformador.

Siempre se debe cumplir que la curva de sobrecorriente seleccionada deberá estar por debajo de la curva de daño térmico del transformador de potencia y por encima de los valores de las corrientes de energización que se estiman en base a la siguiente clasificación:

- Para transformadores mayores a 2.5 MVA, en 10 veces la corriente nominal.
- Para transformadores menores o iguales a 2.5 MVA, en 8 veces la corriente nominal.

Ambos con un tiempo de duración aproximado de 100 ms.

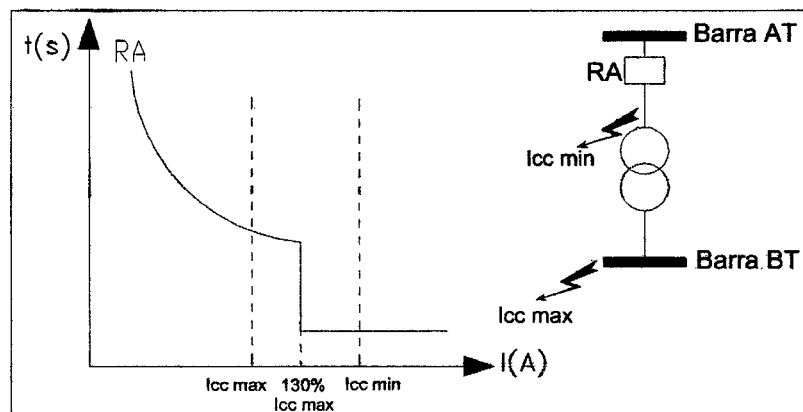


Fig. 2.6.1 Criterio del ajuste del segundo umbral

2.6.2 Lado de Baja Tensión

El relé de sobrecorriente del lado de baja tensión deberá tener habilitada por lo menos una etapa de tiempo inverso o definido.

Primer Umbral (51/51N)

La corriente de arranque de la etapa de tiempo inverso de sobrecorriente de fases deberá estar ajustada por encima del 120% de la corriente nominal del lado de baja tensión del transformador, por lo general entre el 120% y el 140%.

La corriente de arranque de la etapa de tiempo inverso de sobrecorriente de tierra deberá estar ajustada entre el 20% y 40% de la corriente nominal del lado de alta tensión del transformador.

Igual que en el lado de alta tensión, la corriente nominal a considerar será la que se obtenga con la máxima potencia posible del transformador de potencia.

La selección del tipo de curva inversa dependerá de los niveles de corriente de cortocircuito y de los tipos de curvas seleccionados en los relés existentes, con los cuales se tenga que coordinar.

Para los casos de transformadores de potencia de tres devanados, el margen de coordinación entre el relé de alta tensión y baja tensión deberá estar entre los 200ms y 300ms, para asegurar una correcta selectividad. Este margen se aplica en general para todas las protecciones de sobrecorriente adyacentes.

Según el estándar IEEE C37.91 es aceptable un ajuste de corriente de arranque del 200% de la mínima capacidad del transformador de potencia.

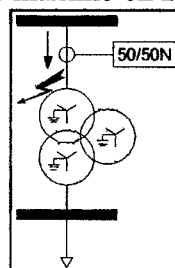
Para transformadores de dos devanados, el margen anterior puede ser inclusive casi nulo, dado que desconectar solamente el lado de baja tensión o solamente el lado de alta tensión o ambos a la vez tiene el mismo efecto. Para la selección de estas alternativas se debe analizar detenidamente la importancia del transformador y la configuración de la red aledaña, tal como se describe en el acápite siguiente.

2.6.3 Criterios de Coordinación

En un transformador de potencia de dos o tres devanados, conectados individualmente o en paralelo, existen criterios o recomendaciones para una adecuada coordinación. A continuación se describirán dichos criterios, en base al lugar en donde ocurre la falla:

a. *Falla en los terminales de alta tensión*

- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en forma instantánea es el relé diferencial del transformador (87T), si es que hubiese dicha protección, de no existir dicha protección o como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo definido del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador (50/50N), que deberá despejar dicha falla como máximo en 250ms.

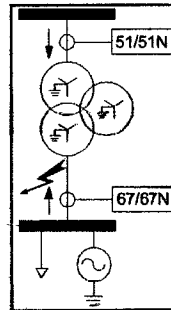


b. *Falla en los terminales de baja tensión*

- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en forma instantánea es el relé diferencial del transformador (87T), dependiendo del tamaño e importancia del transformador de potencia se puede contar o no con dicha protección, de no existir dicha protección o como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo

inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión (51/51N). Este relé verá esta falla como si fuese una falla en la barra de baja tensión, el tiempo de despeje deberá ser como máximo en 750ms, se considera este tiempo para poder coordinar con el relé ubicado en el lado de baja tensión del transformador.

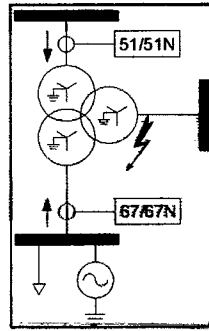
- De no actuar el relé de protección diferencial (87T) o como protección de respaldo también se cuenta con el relé ubicado en el lado de baja tensión, en este relé se pueden presentar dos casos:
 - ✓ Cuando se tenga aporte por el lado de baja tensión, en este caso el relé detectará una sobrecorriente en dirección opuesta al flujo de potencia normal, el elemento de protección direccional (67/67N) será el encargado de despejar la falla en un tiempo menor a 250 ms.
 - ✓ Cuando no se tenga aporte por el lado de baja tensión, en este caso el relé no detectará ningún valor de corriente de cortocircuito.



c. Falla en los terminales del devanado terciario

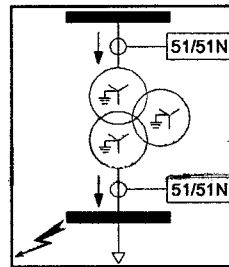
- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en forma instantánea es el relé diferencial del transformador (87T), si es que hubiese dicha protección, de no existir dicha protección o como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión (51/51N). Este relé verá esta falla como si fuese una falla en la barra del terciario, el tiempo de despeje deberá ser como máximo en 1000ms, se considera este tiempo elevado para poder coordinar con los relés ubicados en el lado de baja tensión y en el terciario del transformador.
- De no actuar el relé de protección diferencial, también se cuenta con el relé ubicado en el lado de baja tensión, en este relé se pueden presentar dos casos:
 - ✓ Cuando se tenga aporte por el lado de baja tensión, en este caso el relé detectará una sobrecorriente en dirección opuesta al flujo de potencia normal, el elemento de protección direccional (67/67N) será el encargado de despejar la falla en un tiempo menor a 500 ms.
 - ✓ Cuando no se tenga aporte por el lado de baja tensión, en este caso el relé no detectará ningún valor de corriente de cortocircuito.
- Por lo general el devanado terciario del transformador es usado para alimentar cargas, es decir, no es usual conectar generación o algún tipo de elemento que aporte corriente ante un cortocircuito, por esta razón, ante una falla en bornes del

terciario del transformador, el relé ubicado en el terciario no detectará ningún valor de corriente de cortocircuito.



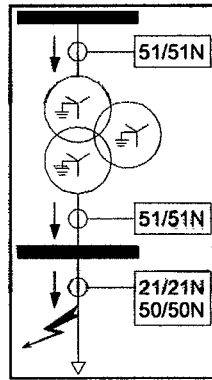
d. Falla en la barra de baja tensión de la subestación

- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en primera instancia es el que se encuentra ubicado en el lado de baja tensión del transformador, en este relé la etapa de tiempo inverso (51/51N) deberá despejar la falla en un tiempo máximo de 500ms.
- Como respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador (51/51N), el cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 750ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé de baja tensión.



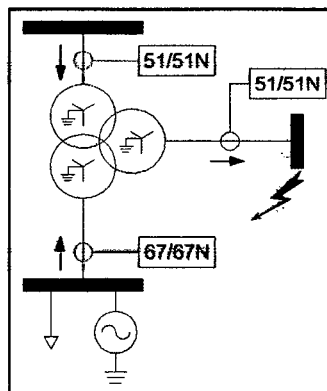
e. Falla en las líneas o alimentadores que salen de la barra de baja tensión de la subestación

- Los relés de distancia o sobrecorriente ubicados en las líneas o alimentadores deberán despejar la falla en primera instancia, dependiendo de la cercanía de la falla se emplearán la zona 1 o zona 2 en los relés de distancia y la etapa instantánea o la etapa temporizada en los relés de sobrecorriente, las fallas cercanas deberán ser eliminadas en un tiempo máximo de 250ms.
- Para fallas cercanas, la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de baja tensión del transformador (51/51N) deberá despejar la falla en un tiempo máximo de 500ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé ubicado en el alimentador.
- Como segundo respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador (51/51N), la cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 750ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé de baja tensión.



f. Falla en la barra del devanado terciario de la subestación

- Para este tipo de falla la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el terciario del transformador (51/51N) deberá despejar la falla en un tiempo máximo de 500ms.
- Como respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador (51/51N), el cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 1000ms, dando un margen de coordinación adecuado con los relés de baja tensión y del terciario del transformador.
- Dependiendo de la topología de la red, también se tendrá como respaldo el relé ubicado en el lado de baja tensión del transformador, en este relé se pueden presentar dos casos:
 - ✓ Cuando se tenga aporte por el lado de baja tensión, en este caso el relé detectará una sobrecorriente en dirección opuesta al flujo de potencia normal, el elemento de protección direccional (67/67N) será el encargado de despejar la falla en un tiempo menor a 500 ms.
 - ✓ Cuando no se tenga aporte por el lado de baja tensión, en este caso el relé no detectará ningún valor de corriente de cortocircuito.



A continuación se muestra un resumen de los valores de arranque del primer umbral de las protecciones de sobrecorriente de fases y tierra de los relés que protegen a un transformador de potencia:

Ubicación del Relé	Relé	Función	Valor de arranque
Lado Alta Tensión del Transformador	Relé AT	51/67	(120-140)% I_{nAT}
Lado Baja Tensión del Transformador	Relé BT	51/67	(120-140)% I_{nBT}
Lado Terciario del Transformador	Relé Terciario	51	(120-140)% I_{nTERC}
Lado Alta Tensión del Transformador	Relé AT	51N/67N	(20-40)% I_{nAT}
Lado Baja Tensión del Transformador	Relé BT	51N/67N	(20-40)% I_{nBT}

A continuación se muestra un resumen de los tiempos máximos de despeje de falla de las protecciones de sobrecorriente de fases y tierra de los relés que protegen a un transformador de potencia:

Punto de Falla	Relé que debe actuar	Función a operar	Tiempo máximo de despeje (ms)
Bornes de Alta Tensión del Transformador	Relé AT	50/50N	250
Bornes de Baja Tensión del Transformador	Relé AT	51/51N	750
	Relé BT	67/67N	250
Barras de Baja Tensión de la subestación	Relé AT	51/51N	750
	Relé BT	51/51N	500
En las líneas o alimentadores que salen de la barra de Baja Tensión	Relé AT	51/51N	750
	Relé BT	51/51N	500
	Relé Línea BT	50/21	250
Bornes del terciario de transformador	Relé AT	51/51N	1000
	Relé BT	67/67N	500
Barras del terciario de la subestación	Relé AT	51/51N	1000
	Relé BT	67/67N	500
	Relé Terciario	51/51N	500

2.7 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE GENERADORES

Los generadores representan el núcleo del sistema eléctrico de potencia. Una unidad de generación moderna es un complejo sistema que comprende los devanados del estator, el rotor con su devanado de campo y sistema de excitación, la máquina prima, el transformador de potencia elevador asociado y servicios auxiliares. Dentro de todo este sistema tan complejo se pueden presentar fallas de diversos tipos, por lo que se requiere de un sistema de protección muy completo cuya redundancia dependerá de consideraciones económicas, del tamaño de la máquina y de su importancia dentro del sistema de potencia. En este caso hablaremos únicamente de la protección de sobrecorriente de los generadores.

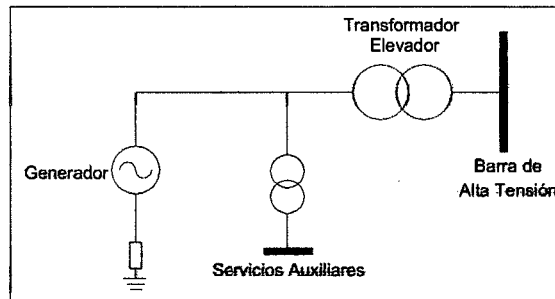


Fig. 2.7.1 Unidad de Generación Moderna

El neutro de un generador puede estar conectado directamente a tierra o a través de una impedancia, dependiendo del tamaño del generador y de los requerimientos del sistema, el objetivo de conectar una impedancia en el neutro es limitar la corriente de cortocircuito en fallas monofásicas.

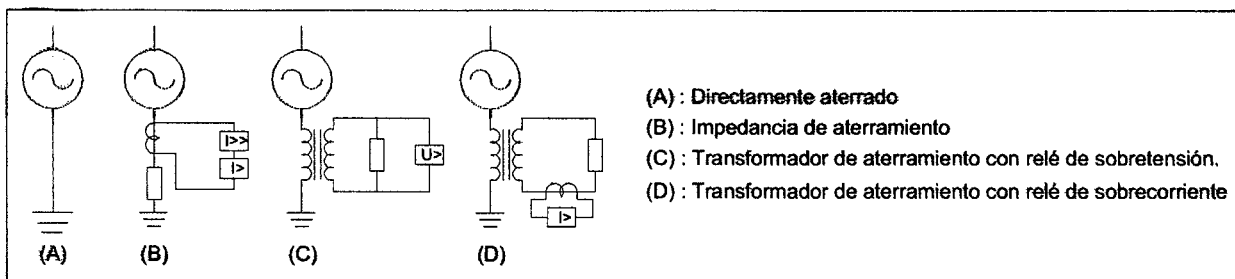


Fig. 2.7.2 Tipos de Aterramientos de Generadores

2.7.1 Protección de sobrecorriente de fases (50/51)

La protección de sobrecorriente de fases instalada en un generador de una central eléctrica tiene dos funciones establecidas:

1. Detectar fallas que puedan darse en el generador, para generadores pequeños (menor a 1MVA) la protección de sobrecorriente actuará como protección principal y para generadores medianos o grandes actuará como protección de respaldo.
2. Actuar como protección de respaldo ante fallas balanceadas externas en el sistema de potencia, es decir, fallas que puedan darse en el transformador de potencia elevador o en las líneas de transmisión adyacentes a la central.

Para la protección se recomienda habilitar dos umbrales de actuación, el primero con característica de tiempo inverso (servirá para detectar fallas externas) y el segundo con característica de tiempo definido (servirá para detectar fallas en el generador). A continuación se describen los criterios a considerar para el ajuste de cada umbral:

Primer Umbral (51)

Como se mencionó el objetivo de este umbral es servir de respaldo para fallas externas, para ello deberá coordinar adecuadamente con los relés ubicados en el lado de alta y baja tensión del transformador de potencia elevador y con los relés de la línea de transmisión adyacente. La corriente de arranque de esta etapa deberá estar ajustada por encima del 120% de la corriente nominal del generador, por lo general se

ajusta entre el 120% y el 140%. La selección del tipo de curva y dial dependerá de los niveles de corriente de cortocircuito y de los relés ubicados aguas arriba, con los cuales deberá coordinar, teniendo un margen de coordinación de por lo menos 250ms.

Segundo Umbral (50)

Este umbral será de tiempo definido y su objetivo es detectar fallas en el generador. La corriente de arranque de esta etapa deberá ser fijada entre dos rangos, debe estar por encima de la máxima corriente de aporte del generador a una falla externa, con un margen de 30% como mínimo y por debajo de la mínima corriente de falla de aporte del sistema a una falla en el generador, con un margen del 30%, con este criterio se asegura que este umbral trabaje únicamente para despejar fallas en el generador. La temporización de este umbral deberá ser menor a 250ms.

2.7.2 Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión (51V)

Cuando ocurre un cortocircuito externo al generador o en bornes del mismo, la tensión en terminales del generador se reduce, provocando que la corriente de falla que aporta el generador se vaya reduciendo paulatinamente llegando a ser inclusive menor que la corriente a plena carga, este comportamiento de la corriente hace que la protección de sobrecorriente de fases (51) se reponga, sin haber despejado la falla. Para estas circunstancias se recomienda utilizar la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión (51V).

El objetivo principal de esta protección es eliminar las fallas entre fases externas, es decir, fallas en el lado primario del transformador de potencia elevador de la central o en las líneas de transmisión que salen de dicha central, esta protección es usada como protección de respaldo y su actuación debe ser coordinada con los relés de protección del transformador de potencia y de las líneas de transmisión. El valor de arranque será similar al primer umbral de la protección de sobrecorriente de fases (50/51)

Con esta función es posible acelerar la actuación de la protección ante fallas cercanas al generador, la particularidad de esta función es que se le incluye a los ajustes clásicos de sobrecorriente, un ajuste según la tensión que se tiene en el punto de medida, ya que la impedancia del generador es el componente principal de la impedancia de falla. Para ello se debe considerar lo siguiente:

- La tensión que se mide a la salida del generador es un valor reducido de la tensión nominal, debido a la caída de tensión en la impedancia interna del generador.
- El valor de corriente de falla es variable en el tiempo, debido a que la impedancia del generador es el componente principal de la impedancia de cortocircuito.

A su vez la función 51V presenta dos características de operación:

- Protección de sobrecorriente con restricción de tensión (51VR)
- Protección de sobrecorriente con control de tensión (51VC)

A continuación se describirán ambos tipos de protección:

a. Protección de sobrecorriente con restricción de tensión (51VR)

Para explicar la forma de operación utilizaremos la figura 2.7.3. En esta figura se muestra los ajustes de la corriente de arranque (I_p) y la tensión de operación (V_n), la características de esta función es que la corriente de arranque disminuye

proporcionalmente a la disminución del valor de tensión, por ejemplo, al ocurrir una falla cercana al generador, la tensión disminuye al valor V_1 , entonces el ajuste de la corriente de arranque disminuirá también al valor $(K1I_p)$, si el valor de corriente medida en ese instante está por encima de este valor, entonces el relé actuará.

Por lo general el tipo de curvas a utilizar para esta función son las del tipo dependiente (inversa, o muy inversa), en estas curvas cuando se disminuye la corriente de arranque también se reduce el tiempo de operación (t_1), como se aprecia en la figura 2.7.3, es por ello que se dice que la función 51VR acelera el tiempo de actuación del relé, por lo tanto la operación del relé resulta ser una familia de curvas que dependen únicamente de la tensión.

En la figura 2.7.3 los valores de ajuste corresponden al 100% de la corriente y al 100% de la tensión del gráfico, otra característica de esta función es que posee un umbral mínima de corriente de arranque ($K2I_p$), es decir que cuando la tensión medida en una falla se encuentra por debajo de V_2 , el valor de corriente de arranque será fijo.

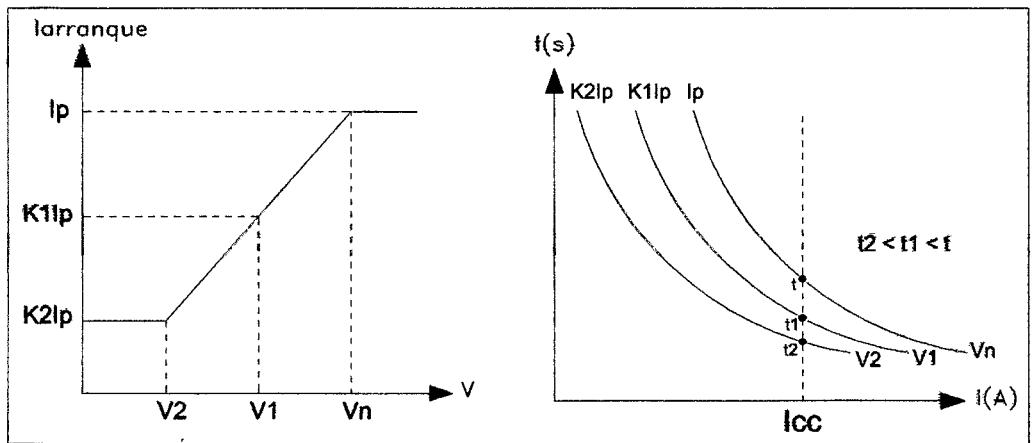


Fig. 2.7.3 Protección de sobrecorriente con restricción de tensión (51VR)

b. Protección de sobrecorriente con control de tensión (51VC)

Esta protección actúa cuando la corriente medida es superior al valor de corriente de arranque ajustado (I_p), pero también requiere que la tensión medida sea menor a un determinado umbral ajustado (V_1), como se aprecia en la figura 2.7.4. A diferencia de la protección anterior, la corriente de arranque se mantiene fija y no depende de la tensión.

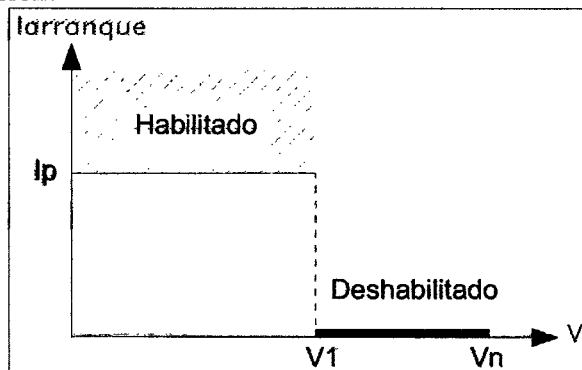


Fig. 2.7.4 Protección de sobrecorriente con control de tensión (51VC)

2.7.3 Protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N/51G)

El neutro de un generador es usualmente puesto a tierra para facilitar la protección del estator y de los sistemas asociados, tal y como se aprecia en la figura 2.7.2, la conexión puede darse directamente o a través de una impedancia, la función de esta impedancia es limitar la corriente de falla a tierra que aporta el generador. Existen varios criterios para escoger el límite de corriente de falla a tierra, entre ellos:

- Limitarla a la corriente nominal del generador.
- Obtener un rango de corriente entre 50A y 400A (impedancia baja de aterramiento)
- Obtener un rango de corriente entre 10A y 20A (impedancia alta de aterramiento)

La ventaja de obtener un valor bajo de corriente de falla es que reduce los daños causados por una falla a tierra, sin embargo la desventaja radica en que las fallas a tierra que puedan darse cercanas al punto neutro del devanado del estator sean más difíciles de detectar para la protección diferencial del generador. Dependiendo del valor de impedancia de aterramiento, las fallas a tierra serán cubiertas por la protección diferencial solamente hasta un cierto tramo del devanado del estator, por lo general entre un 90% y 95% del devanado del estator. Para poder cubrir en su totalidad las fallas a tierra se emplearán otras funciones de protección complementarias, como son la protección diferencial de tierra restringida, la protección de mínima tensión de tercera armónica o la protección de sobrecorriente de tierra.

La presente investigación abarca únicamente las protecciones coordinables, en este caso solamente abarcará la protección de sobrecorriente a tierra. Por lo general esta protección toma la señal de corriente del transformador de corriente toroidal ubicado en el neutro del generador (51G), de no contar con este transformador o como protección de respaldo, se puede tomar la señal de corriente de los transformadores instalados en los terminales del generador (51N/50N).

Primer Umbral (51G)

Esta protección es la más empleada y en la mayoría de casos es el único umbral habilitado para sobrecorriente de fallas a tierra, la señal de corriente se tomará del transformador de corriente toroidal ubicado en el neutro del generador. El valor de arranque de la etapa de tiempo inverso de esta función se ajusta al 20% de la corriente nominal del generador, sin embargo, debido a la impedancia de aterramiento, existen casos en donde este valor de ajuste es mayor a la máxima corriente de falla vista por el relé, volviéndose insensible a las fallas a tierra, es por ello que en la práctica se emplea que el ajuste del arranque debe tener como límite inferior el 10% del valor primario del transformador de corriente toroidal. Este último criterio de ajuste brinda una mayor sensibilidad para todo tipo de fallas monofásicas, sea una falla franca o resistiva. No se recomienda ajustar por debajo del 10% ya que la posibilidad de caer en un error de medición es mayor pudiendo provocar operaciones indeseadas del relé. La selección del tipo de curva y dial dependerá de los niveles de corriente de cortocircuito y de los relés ubicados aguas arriba, con los cuales deberá coordinar, teniendo un margen de coordinación de por lo menos 250ms. Por tratarse de una protección complementaria o de respaldo el tiempo máximo de operación deberá ser menor a los 500ms. Cuando se tiene generadores en paralelo con el mismo tipo de

aterramiento, la corriente de falla a tierra en los neutros de cada generador es prácticamente la misma independientemente de la ubicación de la falla.

Primer Umbral (51N)

Esta protección es poco utilizada, a diferencia del caso anterior la señal de corriente se tomará de los transformadores de corriente ubicados en terminales del generador. El objetivo de este umbral es servir de respaldo para fallas externas, para ello deberá coordinar adecuadamente con los relés ubicados en el lado de baja tensión del transformador de potencia elevador. Igual que en el caso anterior, el valor de arranque de la etapa de tiempo inverso se ajusta al 20% de la corriente nominal del generador, en la práctica también se emplea que el ajuste del arranque debe tener como límite inferior el 20% del valor primario de los transformadores de corriente.

La selección del tipo de curva y dial dependerá de los niveles de corriente de cortocircuito y de los relés ubicados aguas arriba, con los cuales deberá coordinar, teniendo un margen de coordinación de por lo menos 250ms. Por tratarse de una protección complementaria o de respaldo el tiempo máximo de operación deberá ser menor a los 500ms.

El principal inconveniente con esta protección es que cuando se tienen corrientes de falla a tierra de bajos valores, este tipo de protección puede llegar a ser insensible, dado que el valor primario de los transformadores de corriente instalados en terminales del generador es muy superior a la corriente de falla.

Segundo Umbral (50N)

Este umbral será de tiempo definido y su objetivo es detectar fallas a tierra en el generador. La corriente de arranque de esta etapa deberá ser fijada entre dos rangos, debe estar por encima de la máxima corriente de aporte del generador a una falla externa, con un margen de 30% como mínimo y por debajo de la mínima corriente de falla de aporte de los otros generadores, con este criterio se asegura que este umbral trabaje únicamente para despejar fallas en el generador. La temporización de este umbral deberá ser menor a 250ms.

2.7.4 Protección de mínima impedancia

Adicional a las protecciones de sobrecorriente antes mencionadas, existe otra protección coordinable en los centros de generación, la protección de mínima impedancia, empleada por lo general en generadores de gran tamaño. Esta protección es usada como respaldo ante fallas en el generador y fallas balanceadas externas en el sistema de potencia, es decir, fallas que puedan darse en el transformador de potencia elevador o en los primeros kilómetros de las líneas de transmisión que salen de la central.

Se recomienda habilitar dos zonas de protección.

Primera Zona

La primera zona se recomienda ajustarla entre el 70% y 80% de la impedancia del transformador de potencia elevador. La temporización de esta zona deberá ser superior a los tiempos de actuación de la protección diferencial del generador y transformador de potencia, y también superior a los tiempos de actuación de la protección de sobrecorriente instantáneo (50/50N) de los relés ubicados en el

generador o en el lado de baja tensión del transformador de potencia, un ajuste adecuado es 300ms.

Segunda Zona

La segunda zona se recomienda ajustarla entre el 110% y 120% de la impedancia del transformador de potencia elevador. La temporización de esta zona deberá ser superior al tiempo de actuación de la segunda zona de los relés de distancia de las líneas de transmisión que salen de central, un ajuste adecuado es entre 500ms y 800ms.

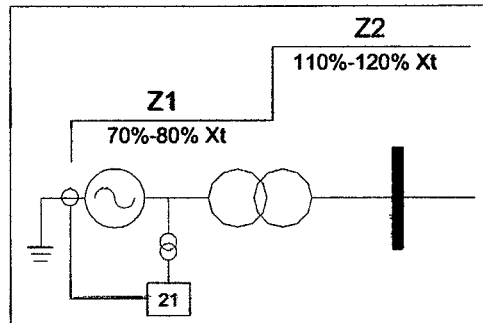


Fig. 2.7.5 Protección de mínima impedancia

No se recomienda habilitar en un mismo relé de protección de generadores, las funciones de protección de mínima impedancia y las protecciones por sobrecorriente, generalmente sólo se habilita una de las dos.

2.7.5 Criterios de Coordinación

Se recomienda que los relés de protección de sobrecorriente ubicados en el lado de alta y baja tensión de un transformador de potencia elevador de una central eléctrica deberán tener elementos direccionales (67/67N) y dos ajustes diferentes de acuerdo a la ubicación de las fallas, un ajuste no direccional (51/51N) y un ajuste direccional (67/67N); el ajuste con el cual se obtenga el menor tiempo de operación siempre deberá ser direccional.

Para la protección de un generador, conectado individualmente o en paralelo a un transformador de potencia elevador, existen criterios o recomendaciones para una adecuada coordinación. A continuación se describirán dichos criterios, en base al lugar en donde ocurre la falla:

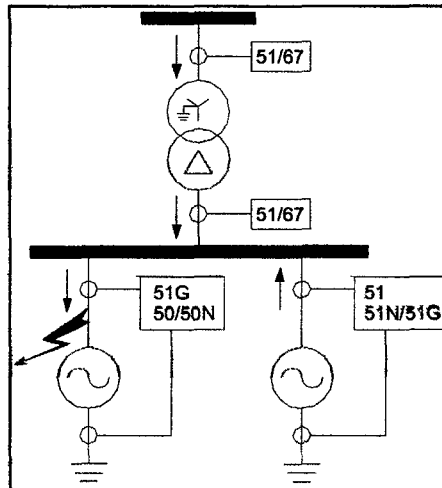
a. Falla en terminales del generador

- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en forma instantánea es el relé diferencial del generador (87G), si es que hubiese dicha protección, de no existir dicha protección o como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo definido del relé ubicado a la salida del grupo (50/50N), que deberá despejar dicha falla como máximo en 250ms

En caso se tenga habilitada la función de mínima impedancia en el relé de protección del generador, la primera zona brindará respaldo, despejando este tipo de falla en un tiempo aproximado de 300ms.

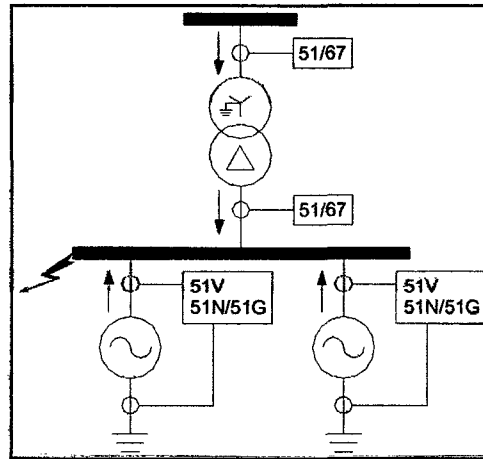
Para esta falla existen dos protecciones que brindarán respaldo en tiempos muy similares:

- La etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el mismo grupo (51G) y en los relés ubicados en los demás grupos (51/51N/51G), la cual debe actuar con un tiempo máximo de 500 ms.
 - La etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de baja tensión del transformador de potencia (51 ó 67), la cual debe despejar la falla en un tiempo máximo de 500ms.
- Por último se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador (51 ó 67), la cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 750ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé de baja tensión.



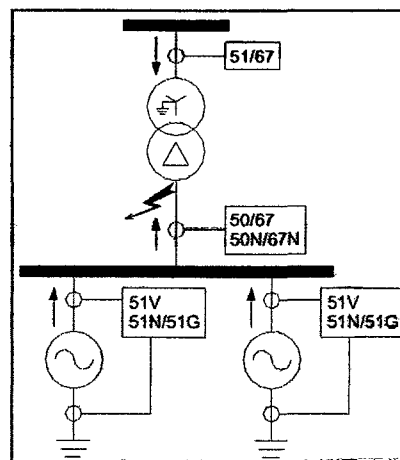
b. Falla en barras de baja tensión

- Para este tipo de falla existen dos relés de protección que deberán de operar en tiempos muy similares:
- Por el lado de los grupos generadores, si la falla es entre fases la función de protección a actuar será la dependiente de la tensión (51V), en caso de fallas monofásicas deberá actuar la etapa de tiempo inverso de la protección de sobrecorriente homopolar (51N/51G), ambas funciones deberán operar en un tiempo máximo de 500ms.
 - Por el lado del sistema de potencia externo deberá actuar la etapa de tiempo inverso del relé de sobrecorriente ubicado en el lado de baja tensión del transformador de potencia (51 ó 67), la cual debe despejar la falla en un tiempo máximo de 500ms.
 - En caso se tenga habilitada la función de mínima impedancia en el relé de protección del generador, la primera zona brindará respaldo, despejando este tipo de falla en un tiempo aproximado de 300ms.
- Como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador (51 ó 67), la cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 750ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé de baja tensión.



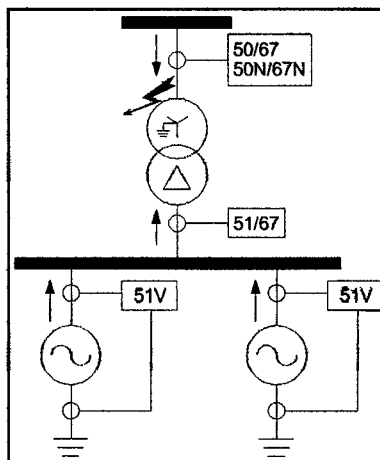
c. Falla en terminales de baja tensión del transformador

- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en forma instantánea es el relé diferencial del transformador (87T), dependiendo del tamaño e importancia del transformador de potencia se puede contar o no con dicha protección, en caso de no existir dicha protección o simplemente como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo definido del relé de baja tensión del transformador (50/50N ó 67/67N), la cual debe despejar dicha falla como máximo en 250ms.
- Los relés ubicados en los generadores brindarán respaldo a este tipo de falla con sus funciones de protección dependiente de la tensión (51V) y con la etapa de tiempo inverso de la protección de sobrecorriente homopolar (51N/51G), ambas funciones deberán operar en un tiempo máximo de 500ms.
En caso se tenga habilitada la función de mínima impedancia en el relé de protección del generador, la primera zona brindará respaldo, despejando este tipo de falla en un tiempo aproximado de 300ms.
- Por último se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador (51 ó 67), la cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 750ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé de baja tensión.



d. Falla en terminales de alta tensión del transformador

- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en forma instantánea es el relé diferencial del transformador (87T), dependiendo del tamaño e importancia del transformador de potencia se puede contar o no con dicha protección, en caso de no existir dicha protección o simplemente como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo definido del relé de alta tensión del transformador (50/50N ó 67/67N), la cual debe despejar dicha falla como máximo en 250ms.
- Como respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de baja tensión del transformador (51 ó 67), el cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 500ms.
- Como segundo respaldo se tendrá la función de protección dependiente de la tensión (51V) de los relés instalados en los generadores, la cual deberá operar en un tiempo máximo de 1500 ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé de baja tensión del transformador.
En caso se tenga habilitada la función de mínima impedancia en el relé de protección del generador, la segunda zona brindará respaldo, despejando este tipo de falla entre 500ms y 800ms.

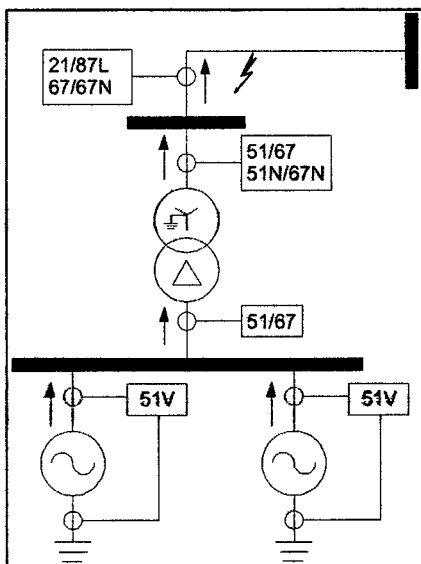


e. Falla en la línea de transmisión (cercanas a la subestación)

- Para este tipo de falla el relé que debe actuar en primera instancia es el relé de distancia o el relé diferencial de línea, como protección secundaria se tiene por general el relé de sobrecorriente direccional de la línea, de no existir dichas protecciones o como protección de respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de alta tensión del transformador de potencia (51/51N ó 67/67N), que deberá despejar dicha falla en 500ms.
- Como respaldo se tendrá la etapa de tiempo inverso del relé ubicado en el lado de baja tensión (51 ó 67), el cual deberá despejar la falla en un tiempo aproximado de 750ms.
- Como segundo respaldo se tendrá la función de protección dependiente de la tensión (51V) de los relés instalados en los generadores, la cual deberá operar en

un tiempo máximo de 1500 ms, dando un margen de coordinación adecuado con el relé de baja tensión del transformador.

En caso se tenga habilitada la función de mínima impedancia en el relé de protección del generador, la segunda zona brindará respaldo, despejando este tipo de falla entre 500ms y 800ms.



2.8 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS

El relé de sobrecorriente instalado en el acoplamiento de barras de una subestación tiene como principal función, servir de respaldo a la protección diferencial de barras, en consecuencia la curva característica de este relé empleada en la mayoría de casos será de tiempo definido. Este relé debe actuar y abrir el interruptor de acoplamiento antes que operen los relés de protección de respaldo remoto, por la actuación de la segunda zona de la protección de distancia, esto se explica mejor con el siguiente gráfico:

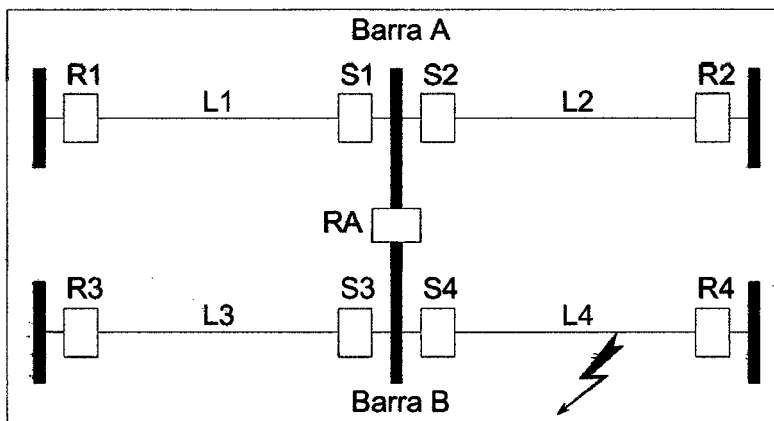


Fig. 2.8.1 Protección de Sobrecorriente de Acoplamiento de Barras

En la figura 2.8.1, el relé de protección de sobrecorriente del acoplamiento RA debe de actuar antes que la segunda zona de la protección de distancia de los relés R1, R2 y R3, con esto se consigue que ante una falla en la línea L4 opere primero el relé de acoplamiento,

separando la barra A y barra B, después actuará la segunda zona del relé R3 dejando fuera de servicio a la línea L3; sin embargo se evita la salida de servicio de las líneas L1 y L2.

Para realizar el correcto ajuste de este relé se puede seguir los siguientes criterios:

Primer Umbral

La finalidad de esta etapa es proteger a los equipos pertenecientes a la bahía de acoplamiento (transformador de corriente, transformador de tensión, interruptor, seccionadores).

Curva: Tiempo Inverso

Corriente de Arranque: Se ajustará por encima de la corriente máxima de carga que circulará por el acoplamiento y menor al 200% de la corriente nominal del transformador de corriente o la menor corriente de un equipo del acoplamiento. En una subestación con configuración de doble barra, la máxima corriente de carga en el acoplamiento se consigue colocando las bahías de generación en una barra y las bahías de carga en la otra barra.

Dial: Esta etapa no es necesario que coordine con ningún otro relé, es por ello que se ajustará al máximo posible, pero teniendo en cuenta que la curva seleccionada debe estar por debajo de la curva de daño térmico de los equipos pertenecientes a la bahía de acoplamiento.

Segundo Umbral

Curva: La curva a emplear será de tiempo definido, por tratarse de un relé de respaldo de la protección diferencial de barras y falla interruptor.

Corriente de Arranque: Será ajustada de tal forma que el relé detecte fallas entre fases o monofásicas francas hasta el 50% de las líneas que convergen en la subestación.

Temporización: El relé debe actuar en tiempos mayores a la segunda etapa de la protección falla interruptor y tiempos menores a las zonas de respaldo de las líneas que convergen a esta subestación, un tiempo adecuado se considera de 300ms.

Los criterios antes mencionados cumplen una adecuada coordinación siempre y cuando los relés de distancia de las líneas de transmisión no tengan activadas las protecciones de sobrecorriente direccionales de fases y de tierra. En caso estén activas estas funciones, la coordinación se torna un poco más compleja y los tiempos de actuación del relé de sobrecorriente del acoplamiento de barras deberán estar por encima de los tiempos de actuación de los relés de sobrecorriente de las líneas. Por lo general, en este tipo de casos, solamente se emplea una etapa, en forma práctica se pueden seguir las siguientes pautas:

Primer Umbral

Curva: Tiempo Inverso

Corriente de Arranque: El valor de arranque estaría dado como la mayor corriente vista por el acoplamiento para una falla trifásica o monofásica franca en el extremo remoto de las líneas que salen de la barra. Este valor deberá estar por encima de la corriente máxima de carga que circulará por el acoplamiento.

Dial: El dial ajustado deberá ser tal que coordine con los relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de transmisión que salen de la barra, para fallas a lo largo de toda la línea. Este dial también deberá coordinar con los relés de sobrecorriente del lado de alta tensión de los transformadores de potencia de la subestación.

2.9 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE REACTORES

Los reactores son diseñados con el propósito de contralar la tensión en una barra absorbiendo potencia reactiva, este equipo reduce los niveles de tensión en condiciones de baja carga.

Es común la instalación de reactores shunt en ambos extremos de una línea de una distancia considerable con el fin de prevenir sobretensiones en un extremo de la línea cuando ésta sea energizada en vacío por el otro extremo, tal y como se muestra en el siguiente gráfico:

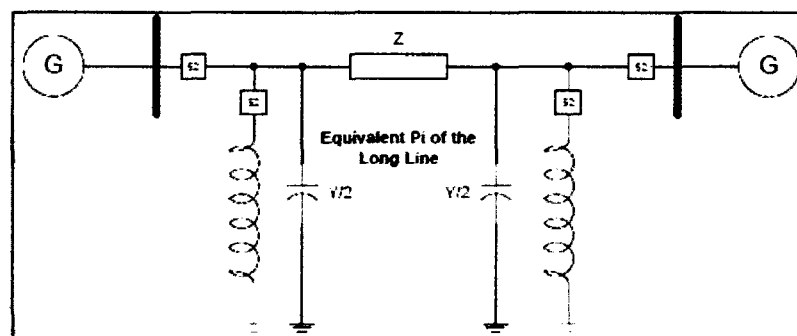


Fig. 2.9.1 Reactores Shunt en Líneas de Transmisión

Se debe tener en cuenta que los reactores también sufren el mismo problema de la corriente inrush, al igual que en los transformadores de potencia, aunque existen diferencias, porque el núcleo del reactor no conserva la remanencia por las aberturas de aire, lo cual simplifica todo.

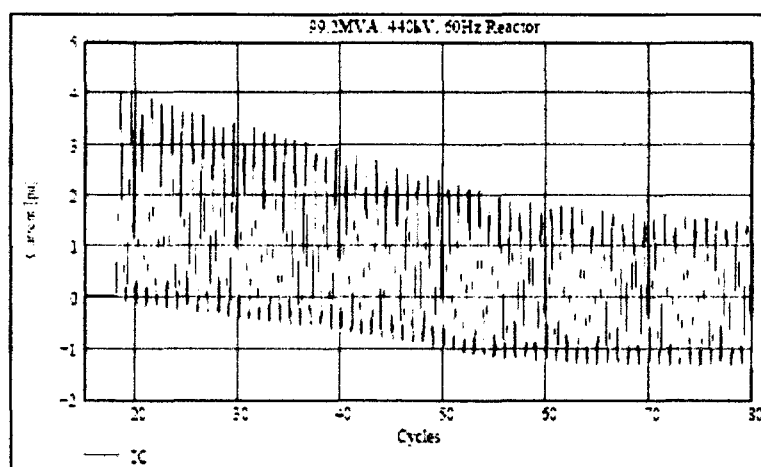


Fig. 2.9.2 Forma de onda típica de corriente durante la energización de un reactor shunt

Los relés modernos utilizan diferentes tipos de filtros para obtener el valor RMS de las señales de corriente y tensión, los filtros más comunes son los siguientes:

- **TRMS**, es cuando se extrae el valor RMS (root mean square) de la señal de entrada, incluyendo la componente dc y componentes armónicas.

- **DFT**, es cuando se extrae únicamente el valor RMS de la componente a frecuencia fundamental (60 Hz), en este filtro no se toma en cuenta a la componente dc, ni a los armónicos.

Los relés que usan el tipo de filtro DFT son más sensibles que los que usan el filtro TRMS, como se aprecia en la figura 2.9.3, en esta figura se muestra la corriente de salida de ambos tipos de filtros después de haberle ingresado la forma de onda de corriente de la figura 2.9.2.

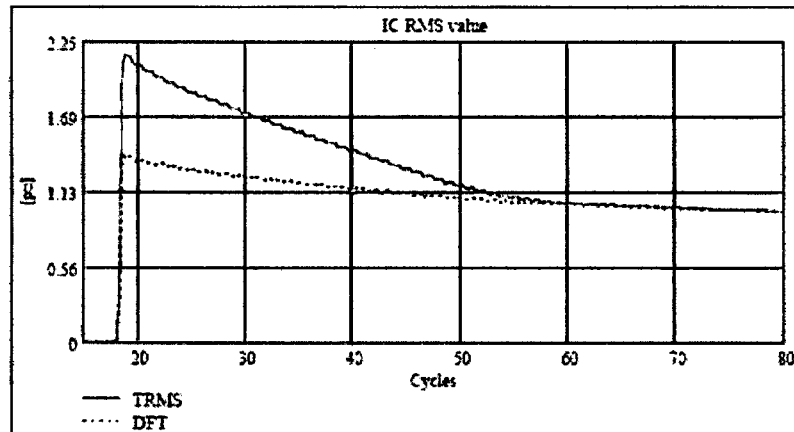


Fig. 2.9.3 Valores RMS de filtros TRMS y DFT

Cuando se tiene la energización y desenergización de reactores a menudo produce una saturación del transformador de corriente por las elevadas corrientes, esto provoca que los relés tengan mediciones incorrectas del valor de corriente y puedan operar de manera errónea.

Existen dos formas para medir la corriente de neutro, empleando la suma de las tres fases (3I₀) o utilizando un transformador de corriente instalado en el neutro del reactor (IN), la desventaja de usar la suma de las tres fases (3I₀), es que en caso de saturación del TC, las mediciones del 3I₀ también se verán afectadas por lecturas incorrectas de fases, pudiendo provocar operaciones indeseadas del relé de protección. En estos casos se recomienda habilitar el bloqueo por segunda armónica para que el relé pueda diferenciar entre una corriente de energización y una falla.

Los relés modernos permiten una serie de esquemas de protección para los reactores shunt, a continuación se muestra un ejemplo de un relé con las diferentes funciones y esquemas que se puede emplear.

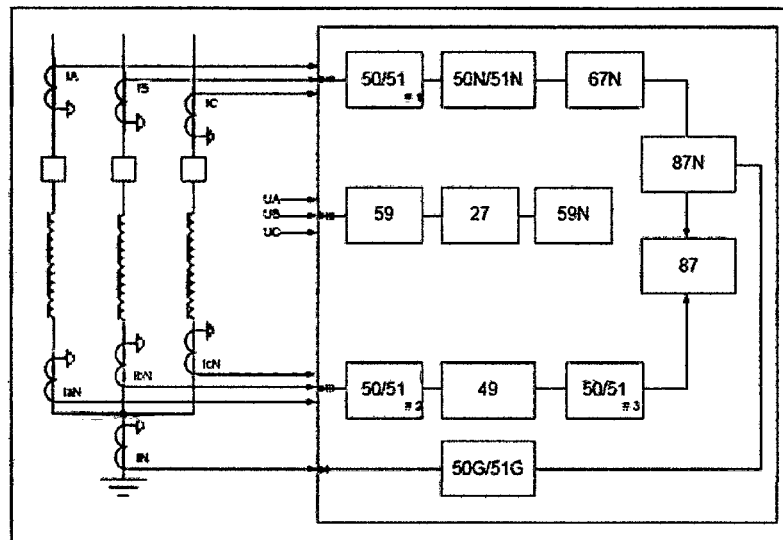


Fig. 2.9.4 Esquemas de Protección para Reactores Shunt

En este informe solamente se darán los criterios o recomendaciones para poder ajustar las protecciones coordinables (protecciones de sobrecorriente de fases y tierra) de los reactores shunt. Para los ajustes se deben considerar los factores que afectan la operación normal de los reactores, ya que un aumento de la tensión trae como consecuencia un aumento proporcional de la corriente y un aumento cuadrático de la potencia reactiva, produciendo lógicamente sobrecargas. Los siguientes criterios o recomendaciones consideran un margen suficiente para evitar posibles errores y operaciones indeseadas.

Sobrecorriente de Fases – Lado Alta Tensión (50/51 #1)

Primer Umbral

La corriente de arranque del primer umbral se deberá ajustar al 130% de la corriente nominal del reactor, se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización entre 0.6s y 1.0s.

Segundo Umbral

La corriente de arranque del segundo umbral se deberá ajustar al 250% de la corriente nominal del reactor, se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización de 0.1s.

Sobrecorriente de Fases – Lado Neutro (50/51 #2)

Primer Umbral

La corriente de arranque del primer umbral se deberá ajustar al 130% de la corriente nominal del reactor, se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización entre 0.6s y 1.0s.

Segundo Umbral

La corriente de arranque del segundo umbral se deberá ajustar al 200% de la corriente nominal del reactor, se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización de 0.1s.

Sobrecorriente de Tierra – Lado Alta Tensión (50N/51N)

Primer Umbral

La corriente de arranque del primer umbral se deberá ajustar al 20% de la corriente nominal del reactor, se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización entre 0.6s y 1.0s.

Segundo Umbral

La corriente de arranque del segundo umbral se deberá ajustar al 175% de la corriente nominal del reactor, se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización de 0.1s.

Sobrecorriente de Tierra – Lado Neutro (50GN/51G)

Para este tipo de protección se utilizará la señal de corriente del transformador de corriente toroidal ubicado en neutro del reactor.

Primer Umbral

La corriente de arranque del primer umbral se deberá ajustar al 20% de la corriente nominal del reactor, en la práctica se emplea que el ajuste del arranque debe tener como límite inferior el 10% del valor primario del transformador de corriente toroidal. Este último criterio de ajuste brinda una mayor sensibilidad para todo tipo de fallas monofásicas, sea una falla franca o resistiva; se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización entre 0.6s y 1.0s.

Segundo Umbral

La corriente de arranque del segundo umbral se deberá ajustar al 175% de la corriente nominal del reactor, se recomienda emplear una curva de tiempo definido con una temporización de 0.1s.

El ajuste de los valores de corriente y tiempo de las protecciones de sobrecorriente deberán estar por debajo de la curva de capacidad térmica del reactor, para ello se necesita saber la curva I^2t del reactor.

2.10 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE CONDENSADORES

Los bancos de condensadores shunt son usados para mejorar la calidad del suministro eléctrico y la operación eficiente del sistema de potencia, su instalación es de gran beneficio por los siguientes motivos:

- Compensación de la potencia reactiva demandada por la carga
- Disminución de pérdidas en la red
- Aumento de la capacidad de transmisión de la red
- Reducción de la caída de tensión

La principal desventaja es que su potencia reactiva que entrega a la red es proporcional al cuadrado de la tensión y por ende cuando la tensión cae y el sistema más los necesita, ellos son los menos eficientes.

Para poder realizar un correcto ajuste de los condensadores, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Un capacitor puede ser capaz de operar continuamente hasta con el 110% de su voltaje nominal RMS y una tensión de cresta que no exceda $1.2 \cdot \sqrt{2}$ Vrms , incluyendo tensiones armónicas y excluyendo transitorios.
- Un capacitor puede ser capaz de operar continuamente hasta con el 135% de su corriente nominal RMS.
- Un capacitor debe entregar entre un 100% y un 115% de su potencia reactiva nominal a una tensión y frecuencia nominal.
- Los capacitores montados en racks deben estar diseñado para trabajar continuamente con una temperatura promedio anual de 25°C, en días más calientes poder trabajar por 24 horas con una temperatura promedio de 40°C y en días fríos con temperatura de -40°C.
- Los capacitores podrán entregar hasta un 135% de su potencia reactiva nominal, siempre y cuando sea causado por la combinación de los siguientes efectos:
 - Tensiones por encima de la nominal, pero que no superen el 110% de Vrms.
 - Presencia de tensiones armónicas.
 - La tolerancia dada por el fabricante permita trabajar hasta un 115% de la potencia reactiva nominal.

Por lo general, internamente cada unidad de capacitores es protegida por fusibles individuales. El trabajo de este fusible es operar en respuesta a una falla en una unidad de capacitores y sacarlo fuera de servicio lo más rápido posible para prevenir daño a las unidades adyacentes que se encuentran en servicio.

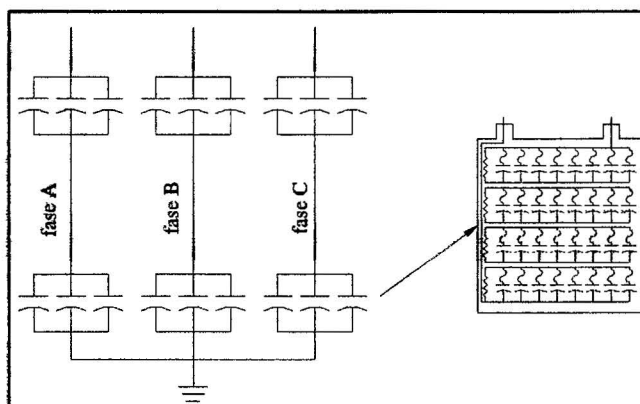


Fig. 2.10.1 Protección con fusibles de cada unidad de capacitores

La energización de los bancos de condensadores también provocan corrientes inrush, el valor de corriente dependerá de muchos factores, como es el voltaje aplicado (el valor de tensión que se tiene cuando se cierra el interruptor), la capacitancia e inductancia del circuito, el nivel de carga del capacitor en el momento del cierre, el uso de resistencias o inductancias de pre-inserción. Esta corriente inrush usualmente se reduce a cero en menos de un ciclo (16.7 ms).

Un banco de capacitores está formado por varias unidades de capacitores, las cuales pueden estar conectadas de diferentes formas o configuraciones: delta, estrella aterrada, estrella aislada, doble estrella aterrada o doble estrella aislada.

Cuando un banco de condensadores se desconecta o sale de servicio por falla no puede ser re-insertado inmediatamente debido a la carga eléctrica atrapada dentro de las unidades del condensador. Los bancos modernos poseen una resistencia de descarga, su función es descargar toda la carga eléctrica atrapada en los condensadores en un tiempo aproximado de

5 minutos. Se recomienda que los relés de protección tengan una función de bloqueo que impida cerrar el interruptor del banco de condensadores en por lo menos 5 minutos después de haberse dado una desconexión.

Para asegurar la disponibilidad de un banco de capacitores se requiere una protección confiable, esto asegura el mínimo daño en el banco ante la ocurrencia de una falla.

En este informe solamente se darán los criterios o recomendaciones para poder ajustar las protecciones coordinables (protecciones de sobrecorriente de fases y tierra) de los bancos de condensadores shunt. Para los ajustes se deben considerar los factores que afectan la operación normal de los condensadores, ya que un aumento de la tensión trae como consecuencia un aumento proporcional de la corriente y un aumento cuadrático de la potencia reactiva, produciendo lógicamente sobrecargas. Los siguientes criterios o recomendaciones consideran un margen suficiente para evitar posibles errores y operaciones indeseadas.

Sobrecorriente de Fases

Para bancos de condensadores con el punto neutro aterrado se recomienda que el arranque de la protección de sobrecorriente de fases se ajuste al 135% de la corriente nominal que circulará por el banco en operación normal y para bancos con el punto neutro aislado se recomienda que se ajuste al 125% de la corriente nominal.

Se puede utilizar una curva muy inversa o una curva de tiempo definido para el primer umbral de sobrecorriente, si se utiliza tiempo definido se recomienda ajustar la temporización a 0.1s.

El ajuste de la etapa instantánea debe estar por encima de la corriente inrush del banco de condensadores para evitar posibles operaciones indeseadas, un ajuste entre tres y cuatro veces la corriente nominal del banco se considera adecuada. Este ajuste es independiente del tipo de configuración del banco.

Sobrecorriente de Tierra

El ajuste de la corriente de arranque de la protección sobrecorriente de tierra debe ser lo más sensible posible, se recomienda ajustarlo entre el 20% y 40% de la corriente nominal del banco.

Se puede utilizar una curva muy inversa o una curva de tiempo definido para el primer umbral de sobrecorriente, si se utiliza tiempo definido se recomienda ajustar la temporización a 0.1s

CAPITULO III: CARACTERISTICA DE OPERACIÓN DE LOS RELES DE DISTANCIA

3.1 INTRODUCCION

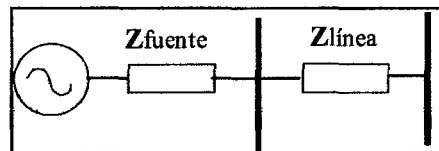
Los Sistemas Eléctricos Interconectados a menudo sufren modificaciones en la topología de sus redes, debido al ingreso de nuevas líneas de transmisión, las cuales se encargan de transportar la energía desde los nuevos centros de generación hacia nuevos centros de producción.

La selección de un esquema de protección de líneas de transmisión depende de muchos factores, entre los cuales se tiene:

- El SIR (Source Impedance Ratio)
- La criticidad de la línea
- El nivel de tensión de la línea
- El tipo de configuración de la línea (radial, anillo, simple o paralela, etc)

El SIR

El SIR (Source Impedance Ratio) es la relación entre la impedancia de la fuente y la impedancia de la línea.



$$SIR = \frac{Z_{fuente}}{Z_{línea}}$$

Líneas cortas	:	SIR > 4
Líneas medianas	:	0.5 < SIR < 4
Líneas largas	:	SIR < 0.5

Líneas Críticas

- Líneas cercanas a gran generación
- Líneas de interconexión
- Líneas que alimentan a grandes cargas o grandes clientes

Dependiendo de las características de la línea a proteger y del nivel de tensión, los relés de protección de las líneas de transmisión deberán contar con las siguientes funciones de protección:

Líneas con niveles de tensión menor o igual a 60kV

- Protección de distancia de fases y tierra
- Protecciones de sobrecorriente de fases y tierra direccional
- Protección de máxima y mínima tensión

Líneas con niveles de tensión mayor a 60kV

- Protección diferencial de línea (empleado comúnmente en líneas cortas)
- Protección de distancia de fases y tierra

- Protecciones de sobrecorriente a tierra direccional en comparación direccional
- Protecciones de sobrecorriente de fases y tierra direccional
- Protección de máxima y mínima tensión

En este capítulo solamente se abarcará las funciones de protección coordinables y habilitadas en los relés de distancia.

La protección de distancia se caracteriza por ser una protección simple y de alta velocidad, proporcionándole una protección primaria o de respaldo a una línea de transmisión. Los relés de distancia por lo general trabajan con esquemas de teleprotección, los cuales se verán más adelante, estos esquemas hacen que se aceleren los tiempos de operación de los relés, incluso se les puede incluir un recierre automático para darle continuidad de servicio una vez extinguida la falla.

3.2 PRINCIPIO BÁSICO DE OPERACIÓN

Los relés de distancia, en realidad miden la impedancia de la línea a proteger, pero como se sabe la impedancia de una línea varía proporcionalmente a la longitud de la misma, por lo que obteniéndose la impedancia entre la ubicación del relé y el punto de falla, indirectamente se sabrá la distancia que hay entre ambos puntos.

El relé calcula el valor de la impedancia, empleando para ello las señales de tensión y corriente, la señal de tensión la obtiene del transformador de tensión instalado al inicio de la línea o en la barra y la señal de corriente se obtiene del transformador de corriente ubicado en la línea, tal y como se aprecia en la figura 3.2.1. Si la impedancia medida por el relé es menor a un valor pre ajustado, el relé actuará y sacará de servicio a la línea.

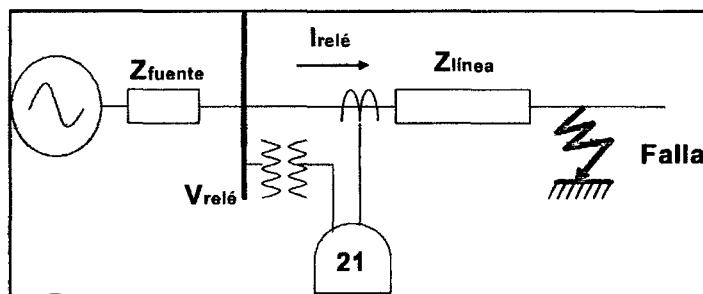


Fig. 3.2.1 Principio Básico de Medición

El cálculo teórico de la impedancia aparente para fallas entre fases se obtiene de la siguiente ecuación (por ejemplo para una falla entre las fases L1 y L2):

$$\overline{Z}_{ap} = \frac{\overline{U}_{L1} - \overline{U}_{L2}}{\overline{I}_{L1} - \overline{I}_{L2}}$$

Las variables U_{L1} , U_{L2} , I_{L1} e I_{L2} representan las tensiones y corrientes de las fases en falla.

El cálculo teórico de la impedancia aparente para fallas a tierra se obtiene de la siguiente ecuación (por ejemplo para una falla entre la fase L1 y tierra):

$$\overline{Z}_{ap} = \frac{\overline{U}_{L1}}{\overline{I}_{L1} \div \overline{K}_N \cdot \overline{I}_N}$$

Las variables \overline{U}_{L1} e \overline{I}_{L1} representan la tensión y corriente de la fase fallada. \overline{I}_N es la corriente homopolar medida en el lado del relé y \overline{K}_N es el factor de compensación homopolar, el cual se aplica para fallas a tierra, más adelante se hablará con más detenimiento de este factor.

Como se ha visto, el principio de operación del relé de distancia es dividir dos magnitudes complejas, básicamente tensión entre corriente, lo que dará resultado una impedancia compleja, con parte real o resistiva y parte compleja o reactiva, esta impedancia se deberá representar en un diagrama R-X. La impedancia de falla o impedancia vista por el relé en condición de falla hará que actúe el relé, siempre y cuando esta impedancia se encuentre dentro de la zona de operación del relé previamente ajustado. Por lo tanto se crea la necesidad de definir áreas o zonas de actuación del relé en torno a la línea a proteger, dependiendo del modelo y tecnología del relé estas zonas podrán tener formas de círculo, rectángulo, etc., como se aprecia en el siguiente gráfico.

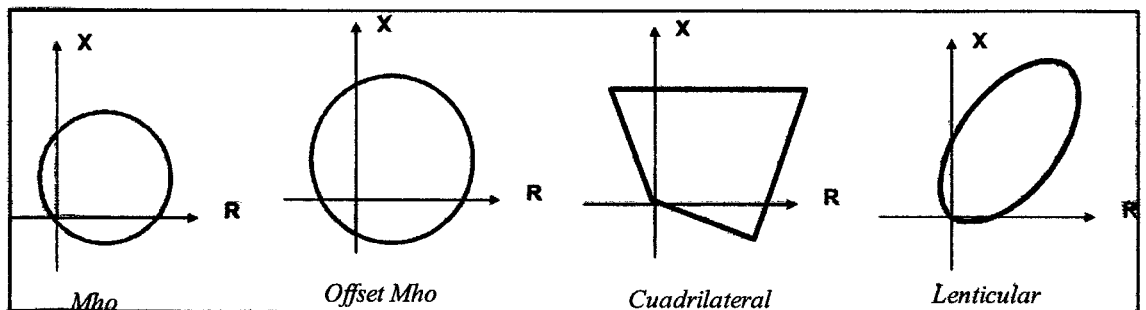


Fig. 3.2.2 Formas de las Zonas de Actuación

Impedancia de Carga

La impedancia de carga está determinada por la potencia máxima que se puede transportar por una línea de transmisión, este dato se encuentra en el diseño de la línea.

La impedancia de carga mínima se calcula de la siguiente manera:

$$Z \text{ carga min} = (0.85 \cdot U_{nom})^2 / S \text{ max}$$

Donde:

Z carga min: Impedancia de carga mínima

U_{nom} : Tensión nominal entre fases de la línea

S_{max} : Potencia aparente máxima que puede transportar la línea

Los ajustes del alcance resistivo de las zonas de distancia para fallas entre fases deberán estar por debajo de la impedancia de carga mínima. Un criterio comúnmente adoptado es el siguiente:

$$\text{Alcance resistivo máximo} = 0.67 * Z \text{ carga min}$$

Gráficamente la zona de carga sería la siguiente:

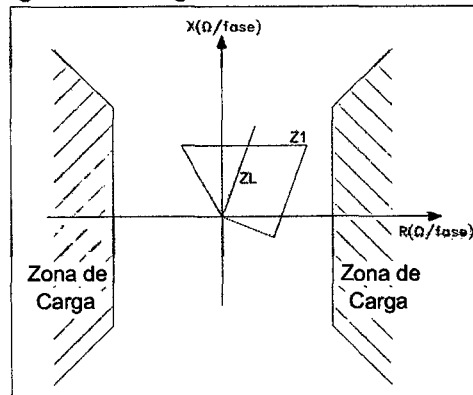


Fig. 3.2.3 Zona de Carga

Para considerar la potencia reactiva, se considera un ángulo máximo para la carga (α)

En los relés modernos existen una función llamada "Zona de incursión de carga", en donde se ingresan los ajustes de la impedancia de carga con la finalidad de limitar los alcances de las zonas de protección, si el alcance de la zona es superior a la impedancia de carga esta función recorta la zona sobrepasada, como se aprecia en el siguiente gráfico.

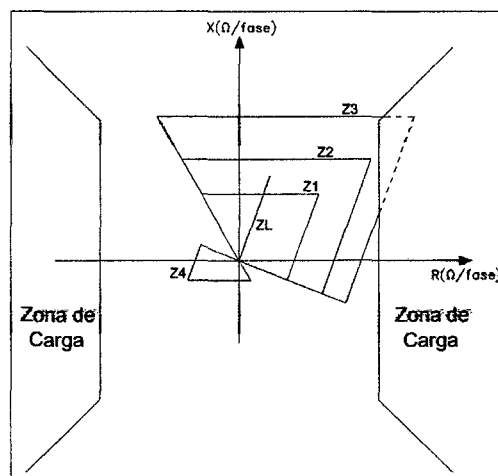


Fig. 3.2.4 Zona de Incursión de Carga

3.3 FLUJO IMPORTADOR Y EXPORTADOR

El sentido del flujo de potencia en una línea de transmisión influye en el comportamiento de la impedancia de falla, produciéndose sobrealcance si es que en el extremo de la línea en donde se encuentra el relé de protección es exportador o subalcance si el extremo es importador. Se debe recordar que este análisis se realiza en el extremo de la línea a proteger en donde se encuentra el relé de protección de distancia. A continuación se detalla este comportamiento:

a. Flujo Exportador

El flujo de potencia tiene sentido exportador cuando su dirección es saliente desde la barra en donde se encuentra ubicada la protección hacia la línea a proteger, como por

ejemplo se puede mencionar el extremo de una línea que sale desde una central eléctrica. Cuando este flujo es elevado, las impedancias vistas tienen un comportamiento particular, al ir aumentando la resistencia de falla, la impedancia vista tiende al valor de la impedancia de carga. En la figura 3.3.1 se aprecia como varía la impedancia vista en este caso.

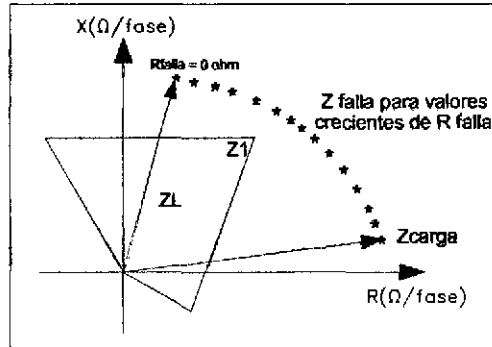


Fig. 3.3.1 Variación de la Impedancia con Flujo Exportador

Se debe tener un especial cuidado en este caso, ya que como se aprecia en la figura, fallas resistivas en la barra remota de la línea a proteger pueden ser detectadas por la zona 1, dependiendo del ajuste dado. Por ejemplo, si el ajuste teórico de la zona 1 dice que se debe ajustar el alcance reactivo al 80% de la reactancia de la línea, entonces el ajuste del alcance resistivo deberá estar limitado por el lugar geométrico de las fallas en la barra opuesta para valores crecientes de resistencia de falla. Por lo general la solución es reducir tanto el alcance reactivo como el alcance resistivo.

Los relés modernos cuentan con un parámetro llamado "reducción de zona" el cual hace que la característica poligonal tenga un ángulo de inclinación con la finalidad de evitar un posible sobrealcance. También se debe verificar que no existe ningún problema de sobrealcance para la zona 2, en este caso el limitante es la zona 1 de la línea siguiente.

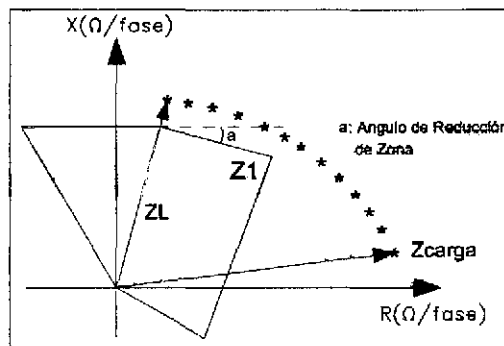


Fig. 3.3.2 Ángulo de Reducción de Zona

b. Flujo Importador

El flujo de potencia tiene sentido importador cuando su dirección es entrante desde la línea a proteger hacia la barra en donde se encuentra ubicada la protección, como por ejemplo se puede mencionar el extremo de una línea que llega a una subestación netamente de carga. Cuando este flujo es elevado las impedancias vistas tienen un comportamiento contrario a lo anterior, tal y como se aprecia en la figura 3.3.3.

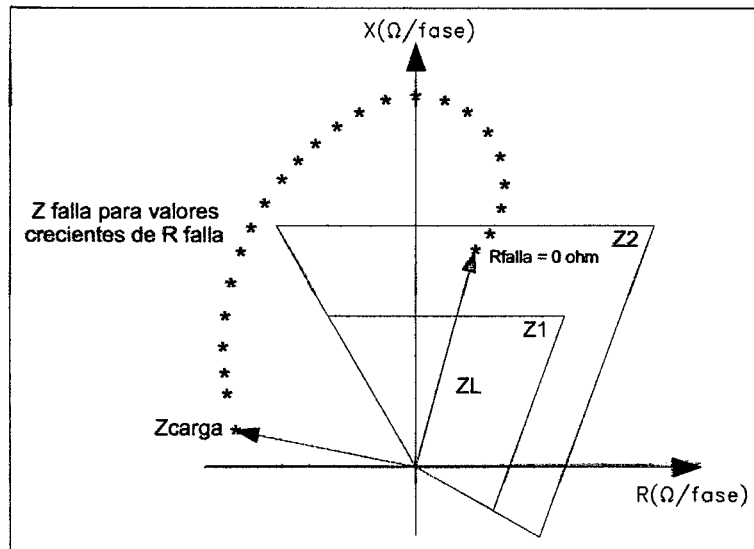


Fig. 3.3.3 Variación de la Impedancia con Flujo Importador

En este caso el relé presenta un problema de subalcance, ya que como se aprecia en la figura, las impedancias vistas tienden a ir aumentando mientras mayor sea la resistencia de falla. Este comportamiento provoca limitaciones en los alcances reactivos y resistivos de los relés de distancia. No se recomienda aumentar los alcances reactivos de las zonas de protección mas allá de los criterios ya establecidos por querer detectar una mayor cantidad de impedancias de falla.

3.4 FACTOR DE COMPENSACIÓN HOMOPOLAR

Durante una falla monofásica, la tensión fase tierra en el punto de falla es cero, entonces podría suponerse que la diferencia de potencial entre el punto de falla y el relé es directamente proporcional al producto de la intensidad de la fase fallada por la impedancia de la línea; sin embargo esto no es así, puesto que en la impedancia del lazo interviene tierra, influye, por lo tanto, el número de puntos a tierra, el método de puesta a tierra y las impedancias de secuencia del lazo de la falla.

En consecuencia para poder obtener la impedancia de falla, no basta con dividir la tensión de fase entre la corriente de fase, se necesita emplear un factor adicional llamado "Factor de Compensación Homopolar".

La tensión medida en el punto donde está ubicado el relé ante una falla monofásica viene dada por:

$$V_a = pZ_{L1} (I_a + 3I_0 \left(\frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \right))$$

Donde:

- pZ_{L1} : Impedancia proporcional de la línea a una distancia "p" de falla.
- I_a : Corriente de la fase a (falla en falla)
- $3I_0$: Corriente residual
- Z_0 : Impedancia de secuencia cero
- Z_1 : Impedancia de secuencia positiva

En esta fórmula se puede apreciar que para que el relé mida una impedancia proporcional a la distancia de falla, debe ser incluida la corriente de la fase fallada (I_a) más una proporción de la corriente residual ($3I_0$), siendo esta proporción el factor de compensación homopolar:

$$k_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}}$$

Dependiendo del origen del fabricante del relé de protección, el factor de compensación homopolar se puede definir de dos maneras:

- Definición europea $k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1}$

- Definición americana $k_0 = \frac{Z_0}{Z_1}$

El ajuste del factor k_0 es muy importante en las simulaciones de los lazos de medición monofásicos, por lo que el valor ajustado debe ser lo más cercano al valor real, por eso se recomienda obtener este valor del protocolo de pruebas que se le haya hecho a la línea de transmisión.

3.5 INFLUENCIA DE APORTACIONES INTERMEDIAS (EFECTO INFEEED)

El efecto “infeed” o “alimentación intermedia” se produce cuando existe inyección de corriente de falla en barras remotas, es decir si se tiene un relé de protección ubicado en una barra local protegiendo a una línea y ocurre una falla en la línea adyacente a la línea protegida, puede existir aporte de corriente de falla en la barra remota desde otra fuente, esto se puede apreciar en la figura 3.5.1. Esto distorsiona las mediciones de las protecciones, ya que solamente pueden medir una parte de la corriente total de falla.

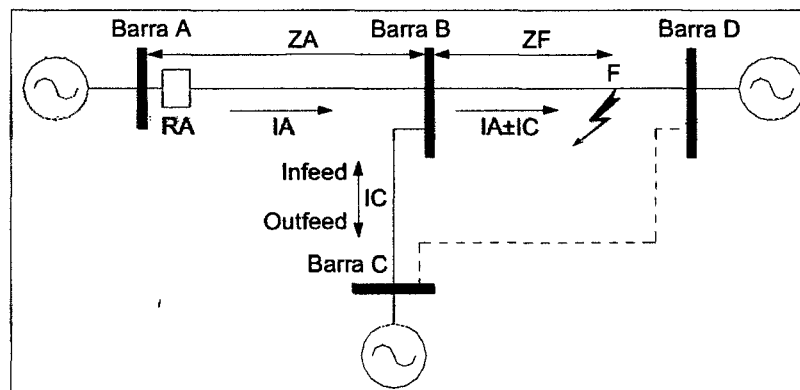


Fig. 3.5.1 Efecto Infeed en Líneas de Transmisión

Este problema se pone de manifiesto cuando se requiere ajustar las zonas de sobrealcance en los relés de distancia (zona 2 en adelante), ya que estas protecciones van más allá de la barra remota, para estos casos se recomienda lo siguiente:

1. Establecer en principio un ajuste teórico, basado en las recomendaciones dadas en el presente documento.
2. Verificar si existe presencia de infeed en el análisis de distancia.

3. Elaborar gráficos de impedancia vista para verificar si el ajuste dado no tiene problemas de subalcance ante la presencia de infeed.
4. Establecer, de ser posible, configuraciones en donde no se tenga la presencia de infeed.
5. Volver a elaborar gráficos de impedancia vista.
6. Si el ajuste dado en principio cumple con ambas condiciones (con infeed y sin infeed) se valida, de lo contrario se reduce o amplía el ajuste para cumplir con los criterios de protección.

3.6 CRITERIOS PARA EL AJUSTES DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN

En un sistema interconectado pueden existir diferentes tipos de configuraciones para las líneas de transmisión, en nuestro caso analizaremos los siguientes casos:

- **Caso 1:** Líneas radiales de 138kV y 220kV con uno o dos transformadores al final de la línea.(Figura 3.6.1)
- **Caso 2:** Líneas de interconexiones cortas, medianas o largas de simple terna o doble terna.(Figura 3.6.2)

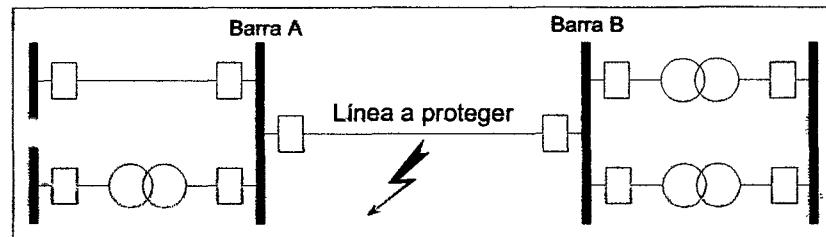


Fig. 3.6.1 Caso 1 - Líneas radiales

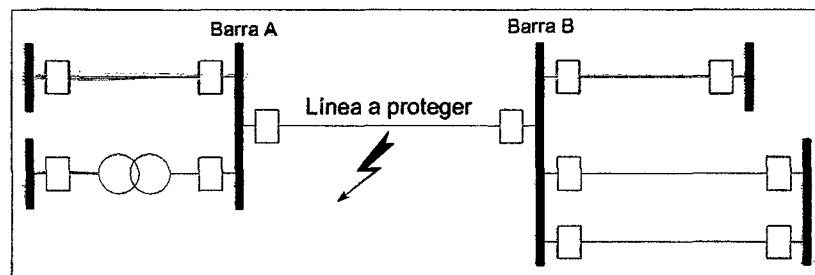


Fig. 3.6.2 Caso 2 - Líneas de interconexión

La coordinación entre relés de distancia en un sistema de potencia se obtiene controlando los ajustes de alcance y tiempo de disparo de las diferentes zonas medidas.

Existen relés de distancia que se configuran en función de la impedancia de la línea (Z) y otros relés se ajustan en función a la reactancia de la línea (X), esto depende de la forma como mida el relé; los criterios de ajustes que se muestran a continuación se aplican para ambos tipos de relés.

ZONA 1

Alcance Reactivo o de Impedancia

Para dar un correcto ajuste a la primera zona de un relé de distancia se debe considerar los siguientes criterios:

- ✓ Dependiendo de la topología de la red se recomiendan los siguientes ajustes::
 - **Caso 1:** Se recomienda ajustar esta zona entre el 80% y el 85% de la impedancia de la línea protegida.
 - **Caso 2:** Cuando se trata de simple terna el ajuste será similar al caso 1. En casos de doble terna se recomienda ajustar entre el 65% y el 85% de la impedancia de la línea, se recorta el alcance para evitar sobrealcance en la primera zona para fallas monofásicas, esto se debe a la influencia del acoplamiento mutuo en secuencia cero entre las líneas paralelas.
- ✓ La primera zona no debe detectar ningún tipo de falla en la barra remota de la línea protegida, es por ello que se le da un margen de seguridad de 15% o 20%.
- ✓ La primera zona no debe detectar ningún tipo de falla en la barra de media o baja tensión de la subestación ubicada en el extremo remoto de la línea a proteger.
- ✓ Las impedancias vistas en las fases sanas, para fallas hacia adelante y hacia atrás no deben ingresar en la zona 1.
- ✓ No existe inconveniente en tener alcances reactivos diferentes para fallas entre fases y fallas a tierra, un ejemplo de ello se encuentra en la protección de líneas paralelas, en donde el alcance de fases se ajusta entre el 80% y 85% de la impedancia de la línea y el alcance de tierra entre el 65% y 85% de la impedancia de la línea.
- ✓ Existen casos excepcionales en donde el ajuste de la primera zona cubre el 100% de la impedancia de la línea protegida, esto se justifica por los siguientes motivos:
 - Sólo existe un relé de distancia para proteger a la línea.
 - La línea a proteger no cuenta con teleprotección y además se tiene fuente débil en un extremo. Se dice que un extremo es fuente débil cuando su aporte de corriente de falla es pequeña o nula, en consecuencia el relé de distancia no opera ante fallas en la línea.
- ✓ La temporización de la primera zona es instantánea.

Alcance Resistivo

El ajuste del alcance resistivo en un relé de distancia delimita la zona de protección, esta debe ser ajustada de tal forma que cubra la mayor cantidad de fallas resistivas monofásicas y polifásicas que puedan ocurrir en el tramo de línea a proteger delimitado por el alcance reactivo, pero sin llegar a provocar sobrealcance de la primera zona.

Para dar un correcto ajuste de este parámetro se tiene que hacer uso del gráfico de impedancias vistas (esto se verá en el capítulo 4), sin embargo existen ajustes teóricos que son empleados como punto de partida para el ajuste final:

- ✓ El ajuste del alcance resistivo para la protección de distancia de fases es como máximo de 3 veces el alcance reactivo.
- ✓ El ajuste del alcance resistivo para la protección de distancia de tierra es como máximo de 4.5 veces el alcance reactivo.

Si se ajusta por encima de estos rangos el relé puede perder precisión en la medición y provocar operaciones indeseadas.

El fabricante del relé también establece los alcances resistivos máximos que pueden tener sus relés sin presentar problemas de medición. Por ejemplo:

Relés SEL

El fabricante recomienda que el alcance resistivo debe ser igual a

$$RG1 = (1 - m) * 20 * X_{1L1}$$

Donde:

RG1 : Alcance resistivo máximo

m : Porcentaje del alcance reactivo de zona 1, por ejemplo si la zona 1 se ajusta al 80% de la reactancia de la línea → m = 0.80

X_{1L1} : Alcance reactivo de la primera zona.

A continuación se muestra un cuadro con los fabricantes más representativos de relés de distancia y los valores de alcance resistivo en función al alcance reactivo (X/R) que ellos recomiendan:

Fabricante	Modelo de Relé	Longitud de Línea	R/X recomendado
SIEMENS	7SA511 / 7SA513	En general	≤ 6
	7SA522 / 7SA612	Líneas cortas < 10 km	2 a 5
		Líneas < 100 km	1 a 2
SIEMENS	7SA522 / 7SA612	Líneas de 100 km a 200 km	0.5 a 1
		Líneas > 200 km	≤ 0.5
ABB	REL316	En general	0.5 a 3
	REL521 / REL670	En general	≤ 3 → Fases ≤ 4.5 → Tierra
ALSTOM / AREVA	EPAC 3000	En general	≤ 6
	MICOM P442	En general	≤ 10
GENERAL ELECTRIC	D60	En general	No especifica

ZONA 2

Alcance Reactivo o de Impedancia

Los criterios a tomar en cuenta para el ajuste de la segunda zona de un relé de distancia son los siguientes:

- ✓ Dependiendo de la topología de la red se recomiendan los siguientes ajustes::
 - **Caso 1:** Se recomienda ajustar esta zona al 100% de la impedancia de la línea protegida más el 50% de la impedancia del transformador de potencia. Si se tuviera dos transformadores de potencia en paralelo, se considera para el ajuste la impedancia equivalente de ambos transformadores.
 - **Caso 2:** Se recomienda ajustar esta zona al 120% de la impedancia de la línea protegida, otro criterio es ajustarla al 100% de la impedancia de la línea protegida más el 50% de la impedancia de la línea próxima adyacente más corta.

- ✓ La segunda zona deberá cubrir el 100% de la impedancia de la línea protegida, es por ello que se le da un margen de seguridad del 20%.
- ✓ El ajuste de la zona 2 no debe sobrepasarse la zona 1 de la línea adyacente.
- ✓ La segunda zona no debe detectar ningún tipo de falla en la barra de media o baja tensión de la subestación ubicada en el extremo remoto de la línea a proteger.
- ✓ Las impedancias vistas en las fases sanas, para fallas hacia adelante y hacia atrás no deben ingresar a la zona 2.
- ✓ La temporización de la segunda zona deberá estar entre los 200ms y 500ms, dando un margen suficiente para coordinar con las protecciones remotas.

Alcance Resistivo

La finalidad de este alcance es cubrir la mayor cantidad de fallas resistivas monofásicas y polifásicas que puedan ocurrir a lo largo de toda la línea a proteger. De la misma manera que en la zona 1, para dar un correcto ajuste de este parámetro se tiene que hacer uso del gráfico de impedancias vistas. No existen un criterio definido para este ajuste, sin embargo el fabricante de los relés establecen alcances resistivos máximos que pueden tener sus relés sin presentar problemas de medición. Por ejemplo:

Relés SEL

El fabricante recomienda que el alcance resistivo debe ser igual a

$$RG2 = XG2 * \frac{RG1}{XG1}$$

Donde:

- RG2 : Alcance resistivo máximo de zona 2
- RG1 : Alcance resistivo de zona 1
- XG2 : Alcance reactivo de zona 2
- XG1 : Alcance reactivo de zona 1

ZONA 3

Alcance Reactivo o de Impedancia

Los criterios a tomar en cuenta para el ajuste de la tercera zona de un relé de distancia son los siguientes:

- ✓ Dependiendo de la topología de la red se recomiendan los siguientes ajustes:
 - **Caso 1:** Se recomienda ajustar esta zona al 100% de la impedancia de la línea protegida más el 80% de la impedancia del transformador de potencia. Si se tuviera dos transformadores de potencia en paralelo, se considera para el ajuste la impedancia equivalente de ambos transformadores.
 - **Caso 2:** Se recomienda ajustar esta zona al 120% de la suma de la impedancia de la línea protegida más la impedancia de la línea próxima adyacente más larga. Esta zona tratará de cubrir la barra adyacente a la subestación remota.
- ✓ La tercera zona no debe detectar ningún tipo de falla en la barra de media o baja tensión de la subestación ubicada en el extremo remoto de la línea a proteger.

- ✓ La temporización de la tercera zona deberá estar entre los 500ms y 1s, dando un margen suficiente para coordinar con las protecciones remotas.

Alcance Resistivo

Por lo general este alcance se ajusta similar al alcance de zona 2. De la misma manera que en la zona 1 y 2, para dar un correcto ajuste de este parámetro se tiene que hacer uso del gráfico de impedancias vistas. No existen un criterio definido para este ajuste, sin embargo el fabricante de los relés establecen alcances resistivos máximos que pueden tener sus relés sin presentar problemas de medición. Por ejemplo:

Relés SEL

El fabricante recomienda que el alcance resistivo debe ser igual a

$$RG3 = 1.25 * RG2$$

Donde:

RG3 : Alcance resistivo máximo de zona 3

RG2 : Alcance resistivo de zona 2

Se debe evitar que la tercera zona opere para condiciones de carga máxima, es por esta razón que el alcance resistivo de la zona 3 debe ser igual o menor al alcance resistivo máximo, descrito en el ítem 3.2.

ZONA REVERSA

Alcance Reactivo o de Impedancia

Esta zona se utiliza como respaldo para fallas en barras de la subestación en donde se encuentre el relé de distancia. Los criterios a tomar en cuenta para el ajuste de la zona reversa de un relé de distancia son los siguientes:

- ✓ En general no existe un criterio específico para esta zona, sin embargo en la práctica se ajusta entre el 20% y 50% de la impedancia del transformador que se encuentra detrás del relé de distancia o también como un porcentaje de la impedancia de la línea a proteger.
- ✓ La temporización de la zona inversa es elevada, se recomienda que esté por encima de 1.5 s, dando un margen suficiente para coordinar con las protecciones de la subestación.

Alcance Resistivo

Al igual que para el alcance reactivo, no existe un criterio específico para el ajuste de este parámetro, en la práctica se ajusta similar al alcance reactivo de la zona reversa.

En algunos relés de protección esta zona es utilizada como bloqueo en la lógica de los esquemas de protección POTT y PUTT, para evitar disparos indeseados. El bloqueo se realiza de la siguiente manera: Al ocurrir una falla en la línea L1, el relé A detectaría la falla en su zona reversa, sin embargo el relé (relé B) ubicado en el extremo remoto de la línea L2 detectaría la falla en su zona de sobrealcance (zona 2), enviando una señal de teleprotección por esquema POTT al relé A para que ambos relés A y B, operen de forma inmediata, lo cual sería una operación incorrecta de los relés, es por esta razón que se utiliza la zona reversa como bloqueo del esquema POTT, para comprobar que la falla se encuentra dentro

de la línea protegida y no en líneas adyacentes. En este caso únicamente actuará el relé B en su tiempo de zona 2.

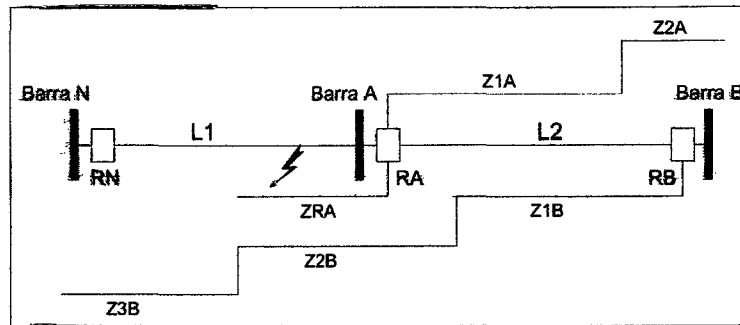


Fig. 3.6.3 Bloqueo de POTT por Zona Reversa

Cuando en un extremo de la línea se encuentre habilitada la función weak infeed, se recomienda que la zona reversa deba cubrir a la zona de sobrealcance (zona 2) del relé de protección del extremo remoto, con la finalidad de utilizar esta zona como bloqueo, similar uso que en los esquemas POTT y PUTT.

A continuación se muestra un gráfico estableciendo los límites mínimos y máximos recomendados para el ajuste de los alcances reactivos de las zonas de protección:

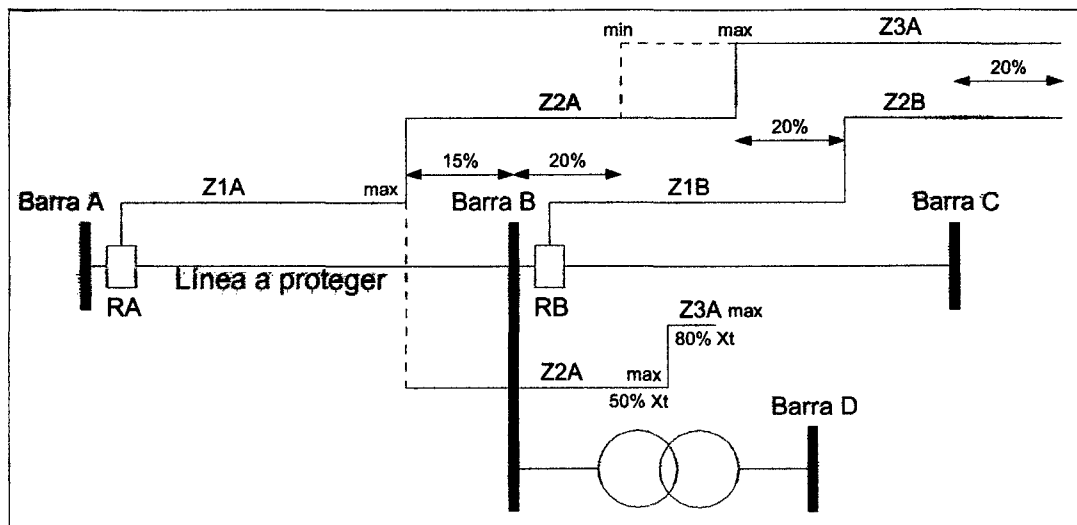


Fig. 3.6.4 Límites para el ajuste de alcances reactivos

ZONA DE ARRANQUE

Existen relés de protección que emplean una zona de arranque; es decir, para que la protección de distancia se inicialice o arranque, la falla deberá estar dentro de la zona de arranque en los gráficos de impedancia vista.

Esta zona de arranque tendrá una característica no direccional y deberá cubrir todas las zonas de protección (hacia adelante y reversa) con un margen adecuado (por lo general 20%) como se aprecia en el siguiente gráfico:

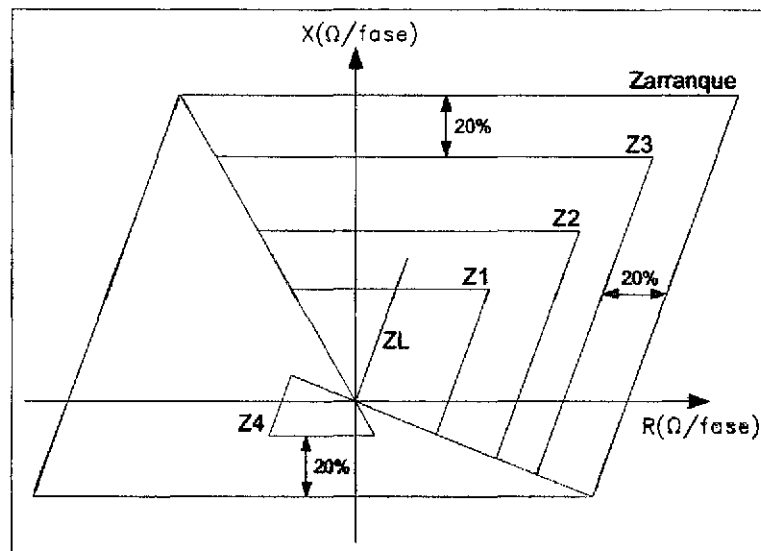


Fig. 3.6.5 Zona de Arranque

3.7 ESQUEMAS DE TELEPROTECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Como se ha visto en ítems anteriores, la protección de distancia despeja las fallas en la línea de transmisión de forma instantánea, solo hasta cierto tramo (Zona 1), por lo general entre el 80% y 85% de la línea, cuando se tiene fallas remotas, por encima de este rango o fallas de alta impedancia (resistencia de falla alta), el despeje de la fallas es temporizado (Zona 2) y pierde rapidez y selectividad. Para lograr una desconexión de la línea selectiva e instantánea, para cualquier tipo de falla en el 100% del tramo de la línea, se emplean los esquemas de teleprotección, los cuales trabajan intercambiando información entre el extremo local y el extremo opuesto a través de medios de comunicación, tales como fibra óptica, hilo piloto, onda portadora, microondas.

El uso de los esquemas de teleprotección en la protección de distancia es para evitar la operación temporizada de la segunda zona, para fallas en el extremo remoto de la línea protegida. Estas temporizaciones que van entre los 200ms y 500ms son indeseables en los sistemas de potencia actuales.

En el Sistema Interconectado Nacional se emplean obligatoriamente los esquemas de teleprotección en los niveles de 220kV y 138kV, en niveles iguales o menores a 60kV su uso no es de carácter obligatorio.

A continuación se describen los esquemas de protección más empleados en sistemas de transmisión:

3.7.1 Transferencia de Disparo Permisivo por Sobrealcance (POTT)

Este es el esquema más empleado para la protección de líneas de transmisión. Se recomienda utilizar este esquema en los siguientes casos:

- Líneas cortas
- Líneas con compensación serie
- Líneas en donde un extremo presente fuente débil (weak end infeed)

Para poder explicar este esquema se tiene el siguiente gráfico:

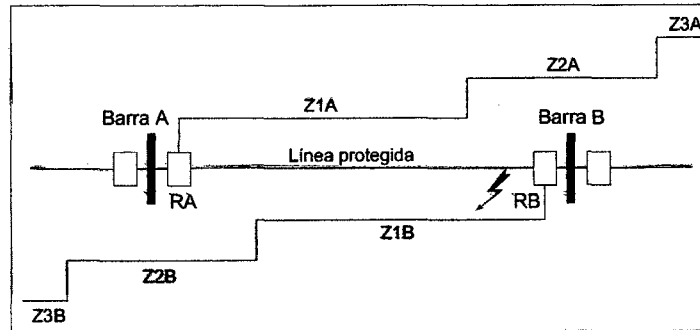


Fig. 3.7.1 Esquema de Teleprotección POTT

Al ocurrir una falla cercana a la barra B, el relé ubicado en esta barra (RB) operará en primera zona, sin embargo el relé ubicado en la barra A, operará en tiempo de segunda zona, el esquema POTT busca que ambos relés despejen la falla en forma instantánea, para lo cual acelera la temporización de la segunda zona del relé RA empleando para ello los medios de comunicación.

La lógica empleada en los relés para el esquema POTT es la siguiente:

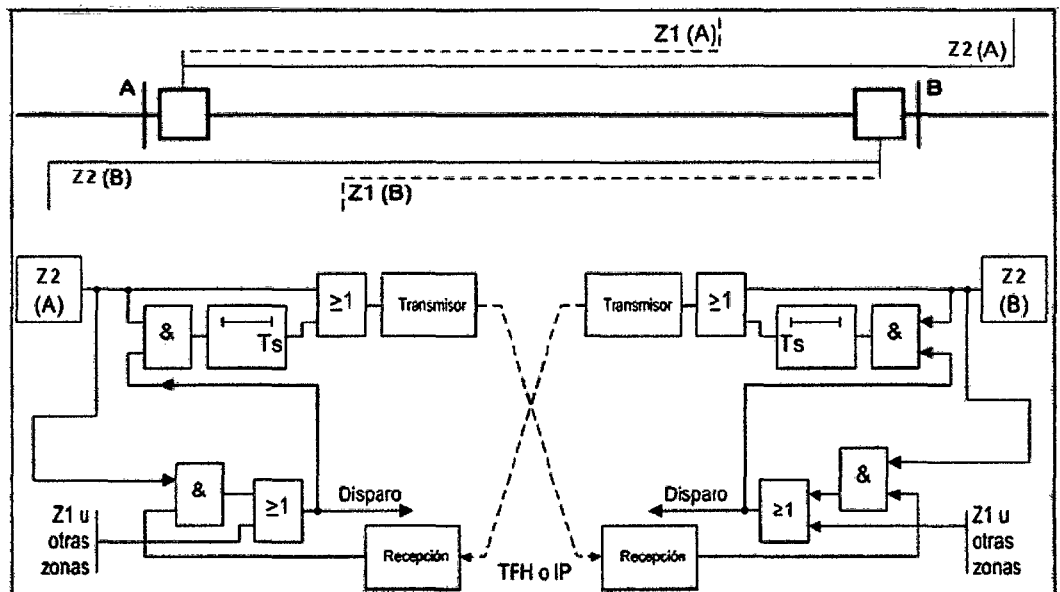


Fig. 3.7.2 Lógica del Esquema de Teleprotección POTT

El esquema POTT trabaja con el arranque de la zona de sobrealcance (zona 2), es decir cuando arranca la zona 2 del relé ubicado en la barra B se transmite una señal al relé ubicado en la barra A, en este relé se deberá cumplir dos condiciones para poder abrir el interruptor, primero tener la recepción de la señal del extremo opuesto y segundo que se tenga un arranque de la zona 2, cuando ambas condiciones se cumplen el relé manda un disparo al interruptor de manera instantánea y no toma en consideración la temporización de la zona 2; con esto se consigue despejar la falla en ambos extremos de manera inmediata. La misma lógica se emplea para una falla cercana a la barra A. Se debe recordar que el arranque o disparo de la zona 1 necesariamente provoca un arranque en la zona 2, ya que la zona 2 cubre también a la zona 1.

Una de las ventajas de este esquema es que la falla del medio de comunicación no influye en la correcta operación del esquema original de la protección de distancia, ya que se mantiene el alcance y temporización escalonada de las zonas de respaldo.

Bloqueo del Esquema POTT

Como se aprecia en la siguiente figura, cuando se tenga una falla detrás del relé de la barra A, el relé ubicado en la barra B lo detectará en zona 2 y también transmitirá la señal, el relé de la barra A recibirá la señal, pero al no detectar una falla hacia adelante (zona 2) no abrirá el interruptor, para asegurarse que este tipo de fallas no provoque disparos indeseados se recomienda que se implementen bloqueos para los esquemas POTT, el bloqueo utilizado generalmente es la zona reversa, es decir si el relé detecta que la falla está en su zona reversa bloquea el esquema POTT garantizando una correcta operación de este esquema.

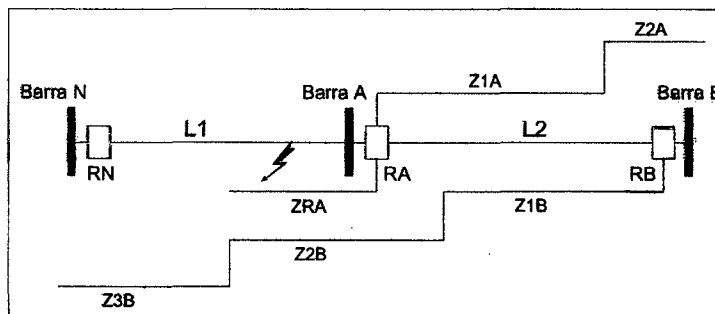


Fig. 3.7.3 Bloqueo del Esquema POTT

Cuando se utilice el esquema POTT en extremos con fuente débil, se recomienda que en el extremo débil, el alcance de la zona de protección reversa cubra el alcance de la zona de sobrealcance (zona 2) del extremo remoto, esto con la finalidad de evitar disparos indeseados.

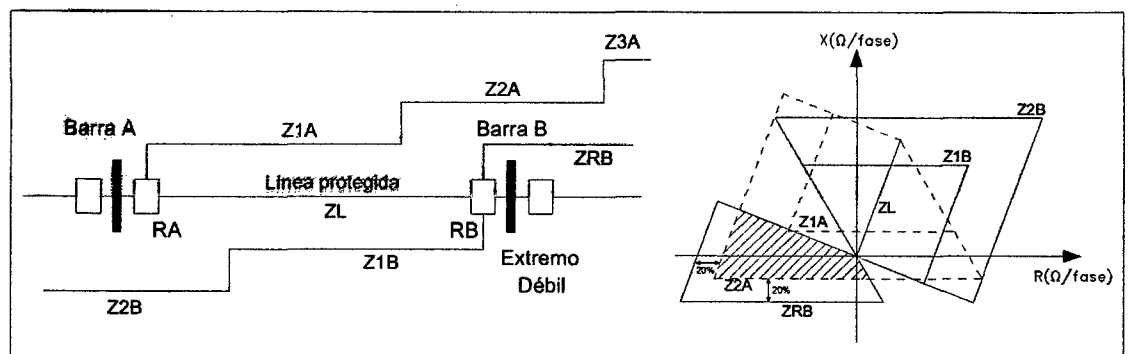


Fig. 3.7.4 Esquema POTT en extremo con fuente débil

3.7.2 Transferencia de Disparo Permisivo por Subalcance (PUTT)

Este esquema es utilizado generalmente en líneas largas ($SIR < 0.5$ o longitud mayor a 80 km).

La diferencia con el esquema POTT radica en la lógica empleada en los relés, así se tiene lo siguiente:

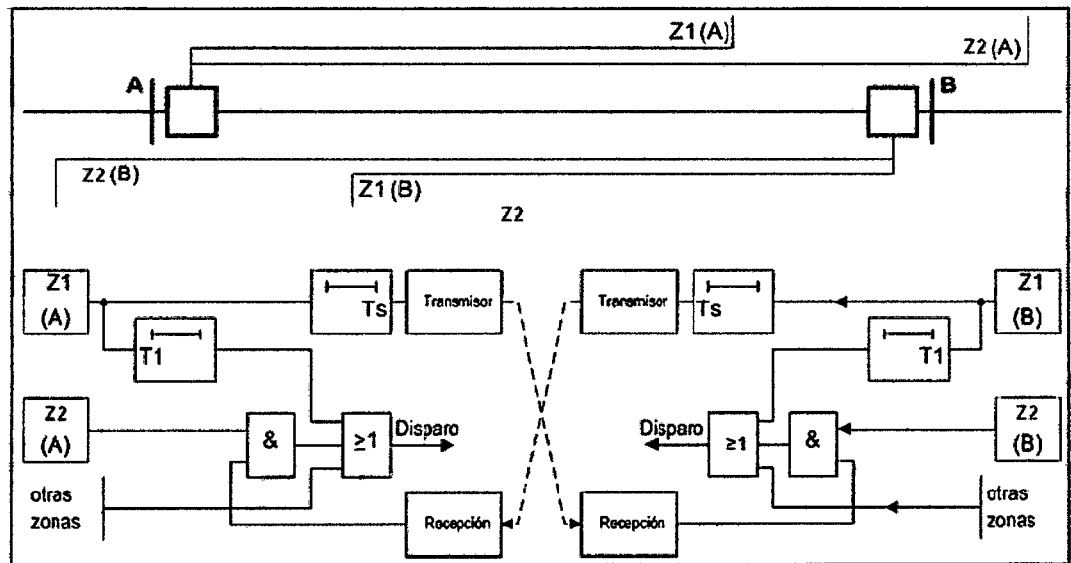


Fig. 3.7.5 Lógica del Esquema de Teleprotección PUTT

El esquema PUTT trabaja con el arranque de la primera zona, es decir cuando arranca la zona 1 del relé ubicado en la barra B se transmite una señal al relé ubicado en la barra A, en este relé se deberá cumplir dos condiciones para poder abrir el interruptor, primero tener la recepción de la señal del extremo opuesto y segundo que se tenga un arranque de la zona 2, cuando ambas condiciones se cumplen el relé manda un disparo al interruptor de manera instantánea y no toma en consideración la temporización de la zona 2; con esto se consigue despejar la falla en ambos extremos de manera inmediata. La misma lógica se emplea para una falla cercana a la barra A

La diferencia entre ambos esquemas radica en la zona que es utilizada para el envío de la señal, para el esquema POTT se emplea el arranque de la zona 2 y para el esquema PUTT se emplea el arranque de la zona 1.

3.8 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE HOMOPOLAR EN COMPARACIÓN DIRECCIONAL

Esta protección se utiliza para abrir los interruptores de ambos extremos de una línea de transmisión en un tiempo corto (menor a los 200ms), ante una falla monofásica de alta impedancia o ante una falla monofásica franca, siempre y cuando el relé de distancia no opere; se dice que una falla monofásica es de alta impedancia cuando su resistencia de falla es elevada y no es detectada por la protección de distancia. Para la protección de sobrecorriente homopolar en comparación direccional se emplea un umbral de sobrecorriente residual con tiempo definido en ambos extremos de la línea, el modo de operación de esta protección es de la siguiente manera:

- Ocurrencia de una falla monofásica franca o de alta impedancia en la línea.
- El valor de corriente de falla supera el umbral de sobrecorriente establecido en ambos extremos de la línea.
- Ambos relés al ver superado su umbral envían una señal de teleprotección al extremo remoto a través de medios de comunicación, tales como fibra óptica, hilo piloto, onda portadora, microondas.

- Ambos relés al recibir una señal del extremo remoto y al ver superado su umbral, hacen disparar el interruptor de la línea.
- Se produce la apertura de ambos extremos de la línea.

Este tipo de protección también requiere un esquema de teleprotección. A continuación se muestra la lógica de la protección de sobrecorriente homopolar de comparación direccional que emplean los relés de protección:

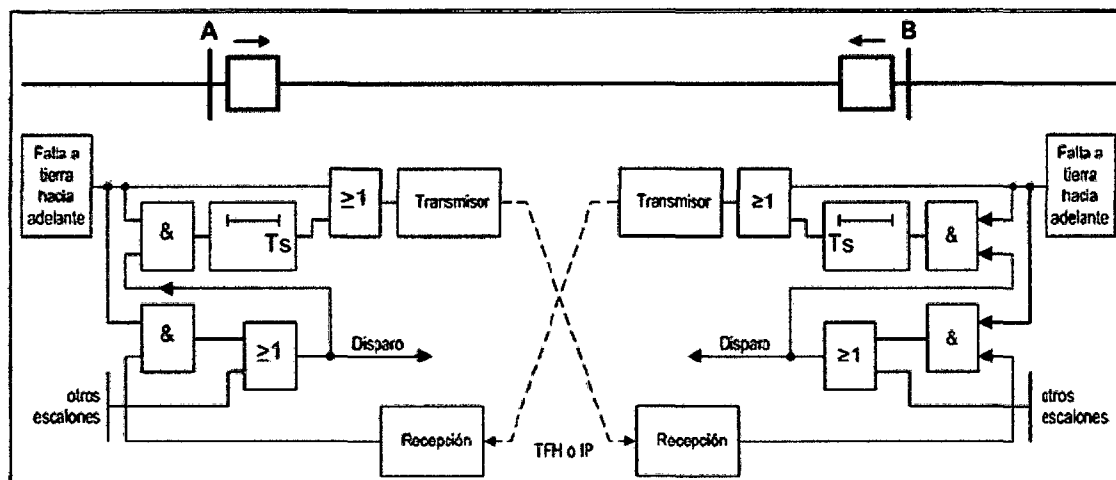


Fig. 3.8.1 Lógica de la Protección de Comparación Direccional

La etapa de sobrecorriente residual que se empleará para la comparación direccional deberá tener presente las siguientes recomendaciones:

Para ajustar el nivel de arranque se tendrá en cuenta que esta protección deberá detectar como mínimo fallas resistivas de 50 ohmios en la barra del extremo remoto de la línea de transmisión. El límite inferior del valor de arranque será el 20% del valor primario del transformador de corriente, debido a que si se ajusta por debajo de este valor pueden ocurrir errores de medición y operaciones indeseadas del relé.

La temporización de esta etapa puede ser instantánea o temporizada. Es instantánea cuando comparte el mismo canal de teleprotección con la función de distancia, en donde éste último tiene la prioridad. Cuando se tenga canal de teleprotección independiente se deberá temporizar de 150ms a 200ms, esto con la finalidad de dar un margen de tiempo para la actuación en primera instancia de la protección de distancia.

Existen relés digitales modernos que tienen un bloqueo interno de fábrica, es decir que cuando opera la protección de distancia (zona 1) bloquea inmediatamente la operación de comparación direccional, en este tipo de relés se pueden temporizar ambas funciones en instantáneo.

3.9 FUNCION CIERRE SOBRE FALLA - SOFT

Cuando se energiza una línea de transmisión desde un extremo y dicha línea se encuentra bajo falla, el relé de protección operará de forma instantánea por la actuación de la función de protección cierre sobre falla (SOFT- switch on to fault), esta función únicamente permanece activa por un período de tiempo posterior al cierre manual del interruptor de la línea, por lo general entre 200ms y 400ms.

Un ejemplo típico del uso de esta función es cuando después de un mantenimiento de una subestación o línea de transmisión, se procede a reponer las instalaciones, pero se olvidan de retirar las tierras temporales de la línea, lo que ocasiona que se presente una falla una vez energizada la línea, es en este caso en donde la función SOFT actúa de forma instantánea, desenergizando la línea.

Para la activación de la función cierre sobre falla se emplean comúnmente dos funciones:

- Una etapa de sobrecorriente de fases instantáneo.
- El arranque de la zona de sobrealcance (Zona 2) de la protección de distancia de fases y tierra.

Para el ajuste de la corriente de arranque de la etapa de sobrecorriente se deberá cumplir los siguientes criterios:

- La corriente de arranque deberá ser mayor a la corriente de carga máxima de la línea.
- La corriente de arranque deberá ser mayor a la corriente capacitiva de la línea.
- El ajuste seleccionado permitirá detectar fallas al 50% de la línea como mínimo.

La zona de sobrealcance (Zona 2) empleada para la función SOFT es la misma que se utiliza para la protección de distancia de fases y tierra. La función SOFT no toma en cuenta la temporización de zona 2, la operación lo hace de forma instantánea.

La forma de operación de esta función es la siguiente, si al energizar una línea de transmisión se detecta una corriente de fases superior al ajuste de sobrecorriente instantáneo o si en ese instante el relé arranca por actuación de la zona 2, el relé activará la función SOFT y abrirá de forma inmediata al interruptor de la línea.

Si por razones de operación o maniobra, la energización de una línea de transmisión siempre se realizará por un extremo determinado, en el relé ubicado en el extremo remoto, en donde es improbable la energización, se puede tener desactivada la función SOFT.

Lo recomendado es habilitar la función SOFT en ambos relés de la línea para evitar problemas a futuro.

3.10 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE RESPALDO

En líneas de transmisión, las protecciones de sobrecorriente de fases y tierra direccional son las últimas funciones de protección en operar, es decir son el último respaldo con que se cuenta.

La activación de estas funciones dependerá de algunas variables: nivel de tensión de la línea, importancia de la línea, cantidad de relés que protegerán a la línea, requerimientos especiales de protección por parte del propietario de la línea, etc. Todas estas variables determinan si el esquema de protección de la línea contará con la protección de sobrecorriente de fases y tierra direccional.

Estas protecciones se ajustarán en función a la máxima corriente de carga que circulará por la línea y los ajustes se deberán calcular para el escenario en donde se presente la mayor corriente de cortocircuito.

Sobrecorriente Direccional de Fases

Por lo general este tipo de protección no es empleada en los esquemas de protección de las líneas de transmisión, básicamente por dos razones:

- Dado que existen varias funciones de protección que actuarían en primer orden, como son la protección diferencial de línea, protección de distancia de fases y comparación direccional, por lo tanto no se considera necesario la habilitación de esta función.
- Dependiendo de la topología de la red, en ocasiones es difícil conseguir una correcta selectividad con los relés de protección ubicados aguas abajo, por lo que se opta por no habilitarla.

En caso de emplearla se recomienda habilitar dos etapas o umbrales de protección:

Primer Umbral

El primer umbral será con característica de tiempo inverso, el valor de arranque deberá estar entre el 120% y 150% de la corriente máxima de carga de la línea, en líneas radiales en donde se tenga transformadores de potencia al final de la línea, la corriente máxima de carga estaría dada por la potencia ONAF de los transformadores, en líneas que lleven la energía de una central eléctrica, la corriente máxima de carga estaría dada por la potencia máxima de generación de los grupos, en líneas de interconexión, la corriente máxima de carga estaría dada por la máxima capacidad de transporte de la línea. Para seleccionar el dial de esta curva no existe una recomendación precisa, por lo general se ajusta un dial tal que despeje fallas trifásicas francas en el extremo remoto en tiempo de zona 3 de la protección de distancia.

El ajuste direccional deberá ser con sentido hacia adelante (Forward), es decir la protección solamente deberá actuar para fallas en la línea de transmisión.

Es muy importante recordar que este umbral deberá coordinar con las protecciones de sobrecorriente de fases de los relés ubicados en las líneas adyacentes o si es que la línea acaba en un transformador de potencia, deberá coordinar con las protecciones de sobrecorriente del transformador.

Segundo Umbral

Este segundo umbral será con característica de tiempo definido, el valor de arranque permitirá detectar una falla trifásica franca al 50% de la línea para el caso en donde se tenga el máximo aporte de corriente de falla. La temporización de este umbral se recomienda que tenga tiempos similares a la zona 2 de la protección de distancia, el ajuste direccional será igual al del primer umbral.

Sobrecorriente Direccional de Tierra

A diferencia de la protección direccional de fases, esta protección se recomienda siempre tenerla habilitada en los esquemas de protección de las líneas de transmisión como protección de respaldo.

Esta protección actuará solamente si las funciones de protección principales, como son la protección diferencial de línea, protección de distancia de tierra y la protección de sobrecorriente direccional de tierra en comparación direccional no han actuado. Tiene

tiempos de actuación más elevados en comparación al resto de protecciones. Por lo general se habilitan dos etapas o umbrales:

Primer Umbral

El primer umbral será con característica de tiempo inverso, el valor de arranque deberá estar entre el 20% y 40% de la corriente máxima de carga de la línea, como límite inferior se puede considerar el 20% del valor primario del transformador de corriente, se debe comprobar que el valor de arranque seleccionado sea capaz de detectar fallas monofásicas resistivas a lo largo de la línea, lo ideal es que el relé sea capaz de detectar fallas monofásicas con resistencia de falla de 50 ohm en el extremo remoto. Para seleccionar el dial de esta curva no existe una recomendación precisa, por lo general se ajusta un dial tal que despeje fallas monofásicas francas en el extremo remoto en tiempo de zona 3 de la protección de distancia.

El ajuste direccional deberá ser con sentido hacia adelante (Forward), es decir la protección solamente deberá actuar para fallas en la línea de transmisión.

Es muy importante recordar que este umbral deberá coordinar con las protecciones de sobrecorriente de tierra de los relés ubicados en las líneas adyacentes o si es que la línea acaba en un transformador de potencia, deberá coordinar con las protecciones de sobrecorriente del transformador.

Segundo Umbral

Este segundo umbral será con característica de tiempo definido, el valor de arranque permitirá detectar una falla monofásica franca al 50% de la línea para el caso en donde se tenga el máximo aporte de corriente de falla. La temporización de este umbral se recomienda que tenga tiempos similares a la zona 2 de la protección de distancia, el ajuste direccional será igual al del primer umbral.

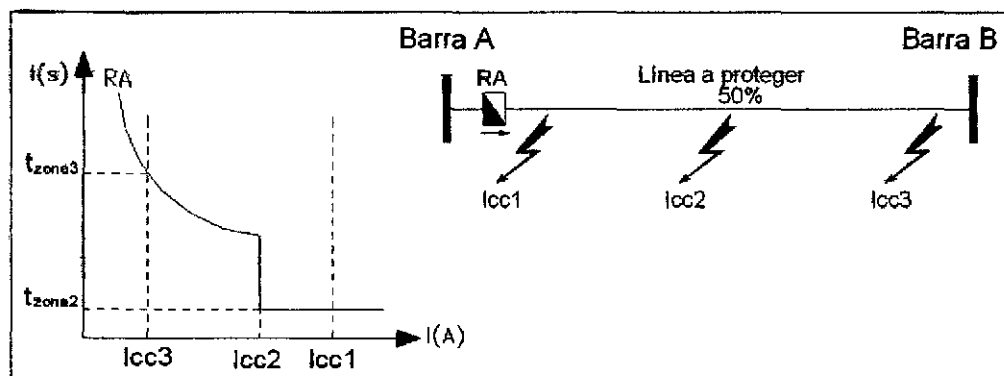


Fig. 3.10.1 Sobrecorriente Direccional de Fases y Tierra de Respaldo

3.11 ANÁLISIS DE LÍNEAS PARALELAS (ACOPLAMIENTO MUTUO)

El efecto del acoplamiento mutuo en líneas de transmisión paralelas debe ser considerado en el cálculo de los ajustes de las protecciones de distancia para evitar operaciones incorrectas que puedan ocasionar problemas más críticos como la pérdida de estabilidad del sistema.

Debido al acoplamiento mutuo, la corriente de cualquiera de los conductores producirá una caída de voltaje en los conductores adyacentes. Estas caídas de voltaje pueden ser diferentes

aún para corrientes balanceadas, debido a que las impedancias mutuas dependen enteramente de la disposición física de los conductores.

Bajo condiciones de carga y fallas que no involucren tierra, la sumatoria de corrientes en una línea trifásica es igual a cero. Si la distancia de los conductores entre los dos circuitos trifásicos es la misma, entonces la inducción de los diferentes conductores cancelará la inducción de los otros y el acoplamiento mutuo teóricamente será cero, en la práctica la disposición geométrica de los conductores es asimétrica. Prácticamente el acoplamiento mutuo en el sistema de secuencia positiva y negativa es relativamente pequeño y puede ser despreciado para el propósito de protección.

Para el caso de fallas a tierra, las corrientes de secuencia cero son iguales en magnitud y fase en los tres conductores de fase en las líneas trifásicas. La impedancia mutua de secuencia cero Z_{0M} es definida y puede ser medida como sigue:

$$Z_{0M} = \frac{V_{0b}}{I_{0a}} = 3 * Z_M$$

Donde:

Z_M : Impedancia mutua entre dos conductores con retorno común por tierra

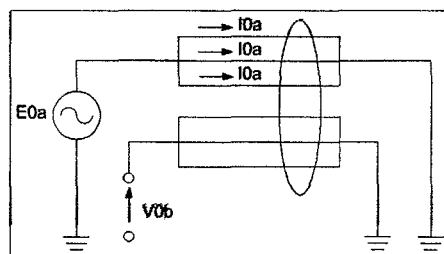


Fig. 3.11.1 Acoplamiento mutuo de líneas trifásicas paralelas

En la práctica, la impedancia mutua de secuencia cero puede llegar a tomar valores de hasta el 70% de la impedancia propia de secuencia cero, por lo tanto, el efecto del acoplamiento mutuo tiene un fuerte impacto en el relé de distancia de fallas a tierra.

3.11.1 Impacto en la Protección de Distancia

Cuando se tienen líneas paralelas puede ocurrir un error de medición en la protección de distancia de fallas a tierra, esto debido a la influencia del acoplamiento mutuo entre ambas líneas, en principio, este error aparece debido al hecho de que la corriente a tierra de la línea paralela ($I_{NP} = 3 * I_{0P}$) induce un voltaje ($I_{NP} * Z_{0M} / 3$) en el circuito fallado. Simplificando el relé de distancia debería medir lo siguiente:

$$Z = Z_L \left(1 + \frac{k_{0M} * I_{NP}}{I_{L1} + k_0 * I_N} \right)$$

Donde:

I_N : Corriente residual de la línea fallada

I_{NP} : Corriente residual de la línea paralela

I_{L1} : Corriente de cortocircuito en la fase fallada

K_0 : Factor de compensación homopolar

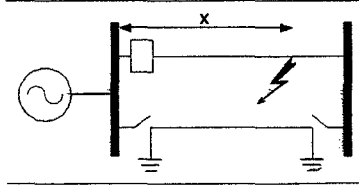
K_{0M} : $Z_{0M} / 3Z_L$

Toda la expresión de la derecha representa el error en la medición debido al efecto del acoplamiento mutuo.

3.11.2 Ajuste de la Protección de Distancia en Líneas Paralelas

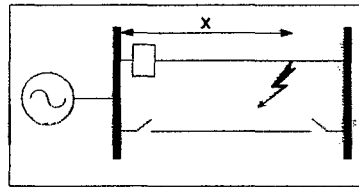
Las impedancias vistas varían con la configuración de la línea paralela en el momento de la falla a tierra. A continuación se dan las configuraciones más importantes y sus correspondientes fórmulas para el cálculo de las impedancias vistas:

Caso 1: Línea Paralela desenergizada y puesta a tierra en ambos extremos



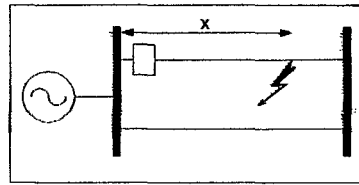
$$Z = x * Z_L * \frac{1 + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3Z_L} - k_{0M} * \frac{Z_{0M}}{Z_{0L}}}{1 + k_0}$$

Caso 2: Línea Paralela desenergizada y no puesta a tierra en ambos extremos, o puesta a tierra en un solo extremo



$$Z = x * Z_L * \frac{1 + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3Z_L}}{1 + k_0}$$

Caso 3: Ambas líneas paralelas en servicio



$$Z = x * Z_L * \frac{1 + \frac{Z_{0L} - Z_L}{3Z_L} + k_{0M} * \frac{x}{2-x}}{1 + k_0}$$

Como se puede apreciar, en el caso 1 es cuando el relé de distancia mide la impedancia más baja, esto es debido a la conexión en paralelo de los sistemas de secuencia cero de ambas líneas. Por el contrario, en el caso 3 es cuando el relé mide la impedancia más alta.

3.11.3 Criterios para el ajuste de las zonas

- Para el ajuste de la zona 1 se recomienda que el alcance reactivo debe establecerse para el caso más crítico, es decir cuando la línea paralela está fuera de servicio y

- puesta a tierra en ambos extremos, este ajuste garantiza una correcta selectividad para todos los casos restantes (caso 2 y 3).
- Por lo general, en casos de líneas paralelas, la zona 1 se ajuste entre el 60% y 80% de la impedancia de la línea, sin embargo el ajuste final debe ser dado en base a los gráficos de impedancias vistas de las simulaciones realizadas considerando la línea paralela fuera de servicio y puesta a tierra en ambos extremos.
 - Como se mencionó anteriormente, la zona 2 deberá cubrir toda la línea protegida con un margen de seguridad del 20%, bajo este criterio se recomienda que el alcance reactivo de la zona 2 debe establecerse para el caso 3, cuando ambas líneas estén en servicio, ya que en este caso es en donde se presenta la impedancia más alta, este ajuste garantiza cubrir toda la línea para todos los casos restantes (caso 1 y 2). Sin embargo se debe verificar que no se produzcan sobrealcance para el caso 1, lo que se busca es que la zona 2 no se traslape con la zona 2 de la protección de distancia de la línea adyacente, ya que esto provocaría una pérdida de selectividad. Todos estos criterios o recomendaciones se deberán validar en los gráficos de impedancias vistas de las simulaciones realizadas con el software Power Factory Digsilent.

3.12 ALIMENTACIÓN DÉBIL (WEAK INFEED)

La corriente de cortocircuito que aporta un extremo de una línea de transmisión será más elevada cuanto mayor sea la potencia de cortocircuito y menor la distancia a la falla. Si a ello se le añade un determinado valor de resistencia de falla, la intensidad resultante disminuirá. En consecuencia, si la falla se produce en un extremo de línea con una aportación fuerte de cortocircuito y si el otro extremo tiene una aportación débil, puede llegarse a una situación en que la protección del extremo débil no inicie el arranque hasta después de eliminada la falla en el extremo de aporte fuerte.

Esta situación conduce, en el mejor de los casos, a la eliminación de la falla de una forma secuencial, introduciendo retardos en ocasiones intolerables.

Para la eliminación rápida y selectiva de las fallas en estas circunstancias, se utiliza un función denominada *weak infeed* (alimentación débil).

Un caso típico en el cual se presenta este problema, es cuando se trata de líneas de transmisión radiales en donde un extremo de la línea es netamente carga, otro caso común es cuando se tiene líneas que en un extremo tienen un transformador de potencia, cuyo devanado de alta tensión está conectado en delta, en este caso este extremo no tendrá aporte de corriente de cortocircuito para fallas a tierra.

La finalidad de la función *weak infeed* es eliminar cualquier tipo de falla a lo largo de la línea protegida en forma instantánea por los relés de distancia. La función fuente débil sólo deberá actuar para fallas vistas hacia adelante (Forward), es decir que para fallas en dirección reversa se deberá bloquear dicha función.

La función *weak infeed* trabaja en conjunto con el esquema de teleprotección POTT y puede aplicarse para la protección de distancia y para la protección de sobrecorriente direccional de tierra.

Para la protección de distancia la función *weak infeed* se activará cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Función fuente débil activa
- Recepción de la señal de teleprotección del extremo remoto por arranque de su zona 2 (esquema POTT).

- Detección de mínima tensión fase - fase o fase – neutro en el extremo local
- No operación de la zona reversa del extremo local.

Para la protección de sobrecorriente direccional de tierra la función *weak infeed* se activará cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Función fuente débil activa
- Recepción de la señal de teleprotección del extremo remoto por arranque de su umbral de sobrecorriente (esquema 67N en Comparación Direccional).
- Detección de una sobretensión homopolar en el extremo local.
- No detección de sobrecorriente en dirección reversa.

El ajuste de la función *weak infeed* estará basado en tres ajustes importantes:

a. Función “eco”

Cuando ocurre una falla en una línea de transmisión, el extremo de aporte fuerte detecta la falla por arranque de su zona 2 y envía una señal al extremo débil, sin embargo el extremo fuerte para poder ejecutarse el esquema POTT necesita una señal de recepción (figura 3.7.2), el extremo débil es muy probable que no detecte la falla y por lo tanto no enviaría ninguna señal de teleprotección, es en estos casos en donde se emplea la función eco. Esta función se habilita sólo en el extremo débil de la línea y consiste en devolver o retornar la señal recibida del extremo fuerte para que este extremo realice su esquema POTT.

La función eco se activará cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Función fuente débil activa
- Recepción de la señal de teleprotección del extremo remoto por arranque de su zona 2 (esquema POTT)
- No operación de la zona reversa del extremo local

Una vez satisfechas estas condiciones el relé retornará la señal de teleprotección recibida al extremo fuerte.

En ciertas protecciones es posible ajustar un tiempo de retardo para el reenvío de la señal por eco, este retardo se introduce para prevenir la emisión del eco ante inestabilidad del arranque de la protección, un valor recomendado para este retardo es 100ms.

b. Función de mínima tensión o sobretensión homopolar

Una de las condiciones para la ejecución de la función *weak infeed* es que exista una mínima tensión en el extremo débil, esta mínima tensión se puede medir fase – fase (para detectar fallas entre fases), fase – neutro (para detectar fallas a tierra); alguno relés emplean para su medición la sobretensión homopolar (para detectar fallas a tierra).

A través de simulaciones se puede conocer cuál es la tensión que se tendrá en el extremo débil ante una falla en la línea, sin embargo, aquí se presenta un problema, porque cuanto mayor sea la resistencia de falla, en particular para fallas alejadas, la tensión presente en el extremo débil será mayor. No existe un criterio establecido para ajustar estos valores, dependerá del campo que se quiera cubrir, sin embargo se puede emplear los siguientes valores:

- Mínima tensión entre fases < 70% U nominal

- Mínima tensión fase-neutro < 70% U nominal
- Sobretensión homopolar > 20% U nominal

c. Bloqueo de la función weak infeed

Cuando se decida habilitar la función weak infeed en un extremo, la misma deberá estar asociada al esquema de teleprotección POTT.

Para bloquear esta función para fallas a espalda de la protección de distancia, se deberá contar con una zona de protección reversa.

El criterio de ajuste de la zona reversa, empleada como zona de bloqueo, es que el alcance resistivo y reactivo debe cubrir con un margen de seguridad del 20% el alcance de la zona de sobrealcance (zona 2) del extremo opuesto, tal y como se muestra en la siguiente figura:

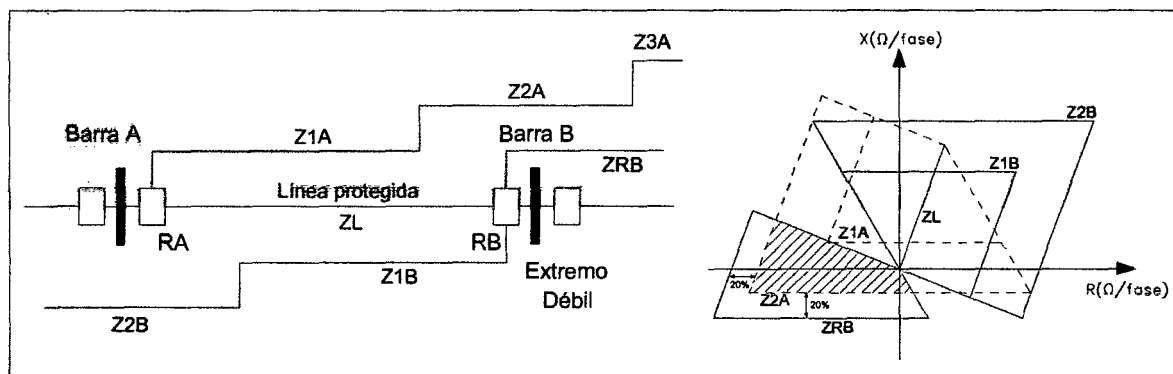


Fig. 3.12.1 Bloqueo de la función weak infeed

CAPITULO IV: APLICACIÓN DEL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY PARA EL ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES DEL SEIN

4.1 INTRODUCCIÓN

La planeación, diseño y operación de un sistema de potencia requiere estudios de ingeniería para evaluar el sistema actual y futuro, en aspectos como eficiencia, confiabilidad, seguridad y economía. La complejidad de los modernos sistemas de potencia, hace a los estudios difíciles, tediosos y consumidores de tiempo si son realizados manualmente, es por esta razón que actualmente se emplean programas de simulación de sistemas de potencia, capaces de resolver ecuaciones complejas en cuestión de segundos.

La presente investigación buscar dar una metodología para el desarrollo de actualizaciones de estudios de coordinación a nivel de un sistema interconectado, en primer lugar plantea una parte teórica o descriptiva (capítulos 1, 2 y 3) y en segundo lugar una parte práctica o aplicativa (capítulo 4). En los capítulos anteriores se han dado los criterios y pautas para dar un correcto ajuste a las protecciones coordinables de un sistema de potencia, como son la protección de sobrecorriente de transformadores de potencia, generadores, acoplamiento de barras, reactores, banco de condensadores y líneas de transmisión, también se dieron las pautas para brindar los ajustes de la protección de distancia de las líneas de transmisión.

En este capítulo se desarrollará la parte aplicativa, es decir se pondrá en práctica todas las recomendaciones descritas en capítulos anteriores, tomando como base el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y como muestra una subestación de transformación y una línea de transmisión por cada zona del país (Norte, Centro y Sur). Cada muestra significará un ejemplo de cómo desarrollar una actualización de un estudio de coordinación, utilizando como herramienta computacional el software Digsilent Power Factory para validar la metodología desarrollada.

4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En este acápite se describirá el procedimiento a seguir para la elaboración de un estudio de coordinación de protecciones de una nueva instalación. Toda instalación que desee conectarse a un sistema eléctrico interconectado deberá contar con la aprobación de este estudio por parte de la entidad responsable de la operación del sistema, para poder obtener el permiso para el ingreso de las nuevas instalaciones. La presente investigación abarca solamente la actualización de este estudio de coordinación de protecciones, es decir, mostrará la forma de cómo analizar los ajustes y criterios existentes y los validará o proporcionará nuevos ajustes o criterios.

La elaboración de un nuevo estudio de coordinación de protecciones comprende la simulación de flujos de potencia, el cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito y el cálculo de los ajustes de los relés de protección. Para ello se deben de cumplir con los siguientes pasos:

- a. Recopilación y verificación de información
- b. Modelamiento de la red
- c. Cálculo de flujos de potencia

- d. Cálculo de los niveles de corrientes de cortocircuito
- e. Modelamiento de los relés de protección
- f. Cálculos de los ajustes de los relés de protección

A continuación se describe cada uno de los pasos:

a. Recopilación y verificación de información

Se debe de contar con la siguiente información:

- Diagrama Unifilar de Protección del Sistema
- Demanda del proyecto (valores de potencia activa y reactiva), para el año de ingreso del proyecto, para las condiciones de máxima, media y mínima demanda.
- Parámetros eléctricos de los transformadores de potencia, líneas de transmisión, máquinas síncronas y asíncronas, equipos de compensación; esta información deberá ser obtenida de los protocolos de fábrica de cada equipo, de no contar con ella se podrá emplear valores típicos en función a las dimensiones y características técnicas del equipo.
- Características técnicas de los transformadores de corriente y tensión.
- Características técnicas de los interruptores de potencia.
- Datos de los relés de protección existentes: Marca, modelo, manuales, parámetros de ajustes de protección.

Toda esta información deberá ser recopilada y plasmada en cuadros resumen, los cuales pasarán a ser parte de la base de datos del proyecto. De ser necesario se deberá hacer una verificación en campo de la información recopilada o hacer un levantamiento de la información faltante.

b. Modelamiento de la red

Las simulaciones de Flujo de Potencia y los cálculos de las corrientes de cortocircuito se realizan utilizando programas computacionales. En nuestro medio se realizan mediante la ayuda del programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia, Digsilent Power Factory; para poder obtener un modelo cercano a la realidad se deberá contar con toda la información requerida en el párrafo anterior.

Los niveles de corriente de cortocircuito deberán ser calculados con un método completo, basado en el método de la superposición, con una evaluación previa de flujo de potencia para obtener las tensiones prefalla, este método permite incluir el efecto de la corriente prefalla o de carga. El modelo para flujos de potencia y cortocircuito deberá contener:

- Nodos que representen las barras del sistema
- Cargas representadas como impedancia constante
- Impedancias de secuencia positiva y cero de las líneas de transmisión y transformadores de potencia
- Generadores con sus reactancias síncrona, transitoria y subtransitoria.
- Elementos de compensación de energía reactiva.

c. Cálculo de flujo de potencia

En un estudio de coordinación de protecciones, la simulación de los flujos de potencia sirve como base para el cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito. A su vez sirve para identificar los niveles de tensión y cargabilidad de los equipos, es decir, si están transmitiendo cargas cercanas o superiores a su capacidad nominal.

El flujo de potencia es una importante herramienta para determinar las corrientes de arranque de los relés de sobrecorriente que protegen a los transformadores de potencia, líneas de transmisión, acoplamiento de barras, etc.

d. Cálculo de los niveles de corrientes de cortocircuito

Los cálculos de los niveles de corriente de cortocircuito tienen como objetivo determinar las corrientes máximas y mínimas de falla, bajo una topología de red establecida para los casos de operación normal del área de influencia del proyecto.

Los resultados permitirán ajustar los dispositivos de protección y evaluar la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia, verificar la saturación y límite térmico de los transformadores de corriente.

e. Modelamiento de los relés de protección

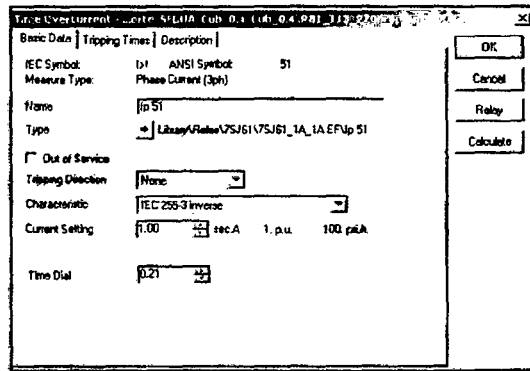
En un estudio de coordinación de protecciones existen básicamente dos tipos de relés a modelar: relés de sobrecorriente y relés de distancia.

Relés de Sobrecorriente

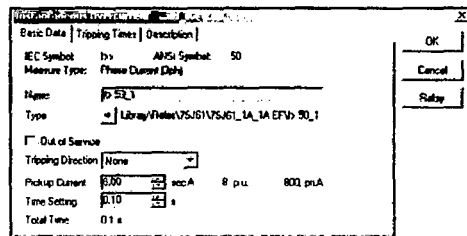
Para poder modelar un relé de sobrecorriente en el software Digsilent Power Factory se deben seguir los siguientes pasos:

- En el lugar en donde se desea ubicar el relé se crea un transformador de corriente, el software permite ajustar cualquier relación de transformación que el usuario requiera.
- En caso de que se quiera trabajar con relés direccionales, también se deberá crear un transformador de tensión, de la misma manera, el usuario puede escoger la relación de transformación que desee.
- El Digsilent posee una librería amplia de relés de sobrecorriente de diferentes marcas y modelos, como son los relés ABB, Alstom, Areva, GE, Schneider, SEL, Siemens, VAMP, y modelos genéricos que se pueden adecuar a cualquier relé que no esté en la librería del Digsilent.
- Se escoge de la librería del Digsilent el relé que uno necesite, en caso no se encuentre con el modelo en la librería se selecciona un modelo genérico.
- Todo relé de sobrecorriente creado en el Digsilent, sea un modelo de una marca o genérico, tendrá siempre los siguientes ajustes básicos: Transformador de corriente, transformador de tensión, dos umbrales de sobrecorriente de fases y dos umbrales de sobrecorriente de tierra.
- El relé seleccionado asociará automáticamente a sus ajustes el transformador de corriente y tensión creados, siempre y cuando hayan sido creados en el mismo punto; en caso no se asocie automáticamente se le deberá dar la ruta del transformador de corriente o tensión que uno desee para la coordinación.
- También se deberá dar el ajuste de la corriente y tensión nominal en valores secundarios del transformador de corriente y transformador de tensión.
- El primer umbral de sobrecorriente de fases tiene los siguientes ajustes:

- **Dirección:** Con este ajuste se le da la dirección en la cual va a actuar el relé, existen tres opciones: Forward, Reverse o None, este último en caso el relé sea no direccional.
- **Característica:** Se selecciona el tipo de curva que uno desea, dependiendo del modelo del relé se pueden tener diferentes tipos de curvas como son: IEC (inverse, very inverse, extremely inverse, long inverse), ANSI (inverse, very inverse, extremely inverse, long inverse, short inverse, moderately inverse), definite time, etc. Una de las ventajas de este software es que si se tiene un relé con una curva con características particulares (es el caso de los relés electromecánicos antiguos), el usuario puede crear una curva propia, para ello lo único que necesita conocer es la fórmula de la curva e ingresarla en el software.
- **Arranque:** Se ajusta el valor de arranque de la curva seleccionada.
- **Dial:** Se ajusta el dial de la curva seleccionada. El rango de este ajuste dependerá del tipo de curva seleccionado y del modelo del relé.
Se debe tener especial cuidado cuando se ajuste el valor de arranque y el dial, se recomienda que primero se vea en el manual del relé cual es el rango y el valor del paso de ambos ajustes, ya que se puede caer en el error de seleccionar un ajuste en el software que no pueda ser implementado físicamente en el relé.



- El segundo umbral de sobrecorriente de fases tiene los siguientes ajustes:
 - **Dirección:** Existen tres opciones: Forward, Reverse o None, este último en caso el relé sea no direccional.
 - **Arranque:** Se ajusta el valor de arranque. Esta etapa es considerada por el software como de tiempo definido.
 - **Temporización:** Se ajusta el tiempo de operación del segundo umbral. Similar al primer umbral se debe tener especial cuidado cuando se ajuste el valor de arranque y la temporización.



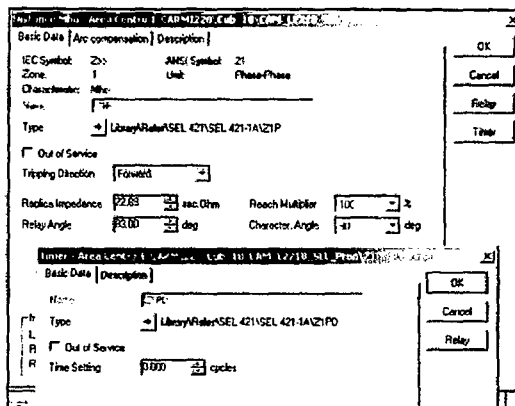
- El primer y segundo umbral de la protección de sobrecorriente a tierra tiene los mismos ajustes que la sobrecorriente de fases, la única diferencia radica en que el valor de arranque se ajustará en función a la corriente homopolar y no a la corriente de fases.
- Una vez ingresado todos los ajustes de sobrecorriente de fases y tierra, se crea las curvas de selectividad (corriente vs tiempo). En estas curvas en donde se van a ir

adicionando los demás relés que se quieran coordinar, en ellas se mostrarán los valores de corriente de falla que mide el relé y el tiempo de actuación de cada uno.

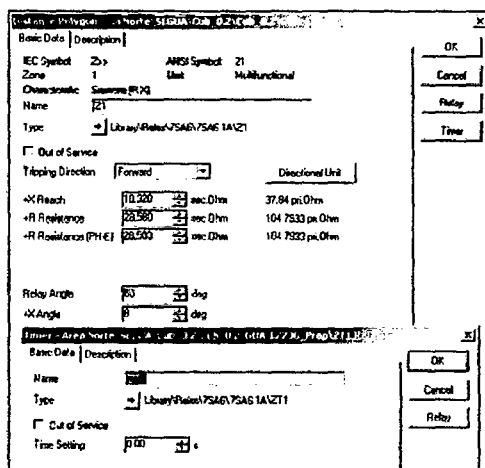
Relés de Distancia

Para poder modelar un relé de distancia en el software Digsilent Power Factory se deben seguir los siguientes pasos:

- En el lugar en donde se desea ubicar el relé se crea un transformador de corriente y un transformador de tensión, el software permite ajustar cualquier relación de transformación que el usuario requiera.
 - El Digsilent posee una librería amplia de relés de distancia de diferentes marcas y modelos, como son los relés ABB, Alstom, Areva, GE, Schneider, SEL, Siemens, VAMP, y modelos genéricos que se pueden adecuar a cualquier relé que no esté en la librería del Digsilent.
 - Se escoge de la librería del Digsilent el relé que uno necesite, en caso no se cuente con el modelo en la librería se selecciona un modelo genérico.
 - Todo relé de distancia creado en el Digsilent, sea un modelo de una marca o genérico, tendrá siempre los siguientes ajustes básicos: Transformador de corriente, transformador de tensión, polarización, direccionalidad, zonas de protección.
 - El relé seleccionado asociará automáticamente a sus ajustes el transformador de corriente y tensión creados, siempre y cuando hayan sido creados en el mismo punto; en caso no se asocie automáticamente se le deberá dar la ruta del transformador de corriente o tensión que uno desee para la coordinación.
 - También se deberá dar el ajuste de la corriente y tensión nominal en valores secundarios del transformador de corriente y transformador de tensión.
 - En el ajuste de polarización se ingresará el valor del factor de compensación homopolar y el ángulo de la línea.
 - En el ajuste de direccionalidad se ingresarán los ángulos que delimitarán las zonas de operación para una falla en sentido forward o reverse, estos ángulos son propios de cada relé de acuerdo a su característica de operación y figuran en el manual del relé.
 - Dependiendo del modelo del relé se pueden tener 3, 4 ó 5 zonas de protección.
 - Las zonas de protección con característica mho de fases tienen los siguientes ajustes:
 - **Dirección:** Con este ajuste se le da la dirección en la cual va a proteger la zona, existen tres opciones: Forward, Reverse o None, este último en caso el relé sea no direccional.
 - **Alcance de impedancia:** Se ajusta el valor del alcance de impedancia de la zona en ohmios secundarios.
 - **Ángulo del relé:** Se ajusta el ángulo de inclinación de la característica mho de la zona de protección, se recomienda ajustarlo igual al ángulo de la línea.
 - **Temporización:** Se ajusta el tiempo de operación de la zona de protección.
- Se debe tener especial cuidado cuando se ajuste el alcance de impedancia, se recomienda que primero se vea en el manual del relé cual es el rango y el valor del paso de este ajuste, ya que se puede caer en el error de seleccionar un ajuste en el software que no pueda ser implementado físicamente en el relé.



- Las zonas de protección con característica cuadrilateral de fases y de tierra tienen los siguientes ajustes:
 - **Dirección:** Con este ajuste se le da la dirección en la cual va a proteger la zona, existen tres opciones: Forward, Reverse o None, este último en caso el relé sea no direccional.
 - **Alcance reactivo o de impedancia:** Se ajusta el valor del alcance de la zona en ohmios secundarios, en función a la reactancia o impedancia de la línea, dependiendo del modelo del relé este alcance puede ser el mismo tanto para fases como para tierra.
 - **Alcance resistivo de fases:** Este ajuste determina el máximo alcance en el eje x (resistencia) de la zona de protección para fallas entre fases. Se ajusta en ohmios secundarios.
 - **Alcance resistivo de tierra:** Este ajuste determina el máximo alcance en el eje x (resistencia) de la zona de protección para fallas a tierra. Se ajusta en ohmios secundarios.
 - **Ángulo del relé:** Se ajusta el ángulo de inclinación de los lados laterales de la zona de protección, comúnmente se ajusta igual al ángulo de la línea.
 - **Ángulo de reducción de zona:** En algunos relés este ajuste solamente se tiene para la primera zona. Este ajuste es el que permite darle una inclinación al alcance reactivo de la primera zona, con la finalidad de que esta zona no detecte fallas monofásicas resistivas en el extremo remoto, siempre que se tenga un comportamiento de flujo importador en este extremo.
 - **Temporización:** Se ajusta el tiempo de operación de la zona de protección. Similar a la característica mho se debe tener especial cuidado cuando se ajuste alcances reactivos y resistivos



- En el software Digsilent los relés de impedancia también poseen umbrales de sobrecorriente de fases y tierra con ajustes similares a los descritos anteriormente.
- Una vez ingresado todos los ajustes de impedancia de fases y tierra, se crea las gráficas de impedancia vista (R-X). En estas gráficas es en donde se mostrarán los valores de impedancia de falla que mide el relé a lo largo de toda la línea y con diferentes resistencias de falla.

f. Cálculos de los ajustes de los relés de protección

Con los resultados obtenidos en el análisis de cortocircuito y aplicando los criterios de ajuste de los sistemas de protección descritos en los capítulos anteriores, se determinan los ajustes de los relés de protección. En el caso de las protecciones de sobrecorriente se deberán incluir gráficos de selectividad en donde se indique la curva de operación, el nivel de corriente de cortocircuito y el tiempo de operación de los relés de protección; en el caso de las protecciones de distancia se debe incluir gráficos de impedancia vista en donde se indique las zonas de operación y la impedancia de falla vista por el relé de protección para diferentes tipos de falla a lo largo y fuera de la línea a proteger. Ambos gráficos se elaborarán con el software Digsilent Power Factory. Todos los ajustes de un relé se deberán presentar en planillas de ajuste, si se tratara de un relé existente, es decir que se encuentra en servicio, se deberá presentar una columna de ajustes actuales y una de ajustes propuestos, si es que requiere ser modificado.

4.3 APLICACIÓN DEL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY V.14

La presente investigación utilizara como herramienta computacional el programa de simulación de sistemas de potencia Digsilent Power Factory V.14. En este programa se tendrá modelado todo el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) para el año de análisis, en las condiciones de máxima, media y mínima demanda para los escenarios de avenida y estiaje.

4.3.1 Selección del escenario de análisis

Como se mencionó en el ítem 1.2 los escenarios considerados en un sistema eléctrico de potencia son los siguientes:

- Máxima Demanda en Avenida
- Media Demanda en Avenida
- Mínima Demanda en Avenida
- Máxima Demanda en Estiaje
- Media Demanda en Estiaje
- Mínima Demanda en Estiaje

Para seleccionar el escenario en el cual se debe realizar el análisis de cada subestación y línea de transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

- El análisis de las protecciones de sobrecorriente de las subestaciones de transformación se realizarán en el escenario que presente la mayor corriente de cortocircuito, siendo generalmente el escenario de máxima demanda en avenida o

estiaje. Para verificar la sensibilidad de los ajustes de protección se simularán fallas monofásicas y bifásicas con resistencia de falla diferente de cero.

- El análisis de las protecciones de distancia se realizarán en dos escenarios distintos, la selección de estos escenarios se dará de acuerdo a lo siguiente:
 - En función a la corriente de cortocircuito, se evaluarán los escenarios que presenten la máxima y mínima corriente de cortocircuito.
 - En función al flujo de potencia que circule por la línea, se evaluarán los escenarios que presenten el mayor y menor flujo de potencia, la explicación del porqué emplear este criterio se describe en el ítem 3.3, en donde se aprecia la influencia del flujo de potencia en el comportamiento de la impedancia de falla.

Para la protección de distancia, lo recomendable es hacer gráficas de impedancia vista simples en los cuatro escenarios descritos anteriormente, y escoger un escenario en donde se tenga el mayor comportamiento de flujo exportador y otro escenario con el mayor comportamiento de flujo importador. En estos dos escenarios elegidos se volverán a realizar gráficas de impedancias vistas más complejas, incluyendo líneas adyacentes o configuraciones bajo contingencias. El ajuste existente o propuesto deberá funcionar para todos los escenarios de análisis.

4.3.2 Relés de Distancia en Digsilent Power Factory

A continuación se describirá brevemente el manejo de relés de distancia en el software Digsilent Power Factory.

Para crear un dispositivo de protección de distancia, damos click derecho en el símbolo del interruptor, en el diagrama unifilar en el cual va actuar el dispositivo de protección.

La ubicación del relé va a ser por defecto en el terminal o barra donde está ubicado el interruptor seleccionado. Para seleccionar un tipo de relé podemos acceder a los que están existentes en la biblioteca general del programa, los tipos de relés que se especifican presentan las características de diseño de cada fabricante e incluso se puede encontrar relés con características de diseño genéricas.

Especificando que tipo de relé vamos a utilizar, también se debe definir los transformadores de tensión y corriente, los cuales proporcionan la información de voltajes y corriente requerida por el relé. Los datos a ser ingresados para la calibración son los siguientes:

- **Measurement (Medición):** en esta ventana se detalla la corriente nominal y voltaje nominal de operación del relé. Se define el tipo de variables eléctricas medidas, esto es trifásico, monofásico, valores RMS de voltajes y corrientes.
- **Polarizing (Polarización):** Los métodos de polarización que permite definir el programa DIGSILENT son:
 - **Método de Cuadratura:** El voltaje de línea-línea es usado como voltaje de polarización, la unidad direccional compara el ángulo entre: I_a con V_{bc} , I_b con V_{ca} , I_c con V_{ab} . La utilización de este método de polarización hace que el voltaje de línea, que es tomado como referencia, se desplace 90° en sentido anti horario.

- **Método Cruzado:** El voltaje de línea-línea es usado como voltaje de polarización, en este caso, la unidad direccional compara el ángulo entre: I_a con V_{ac} , I_b con $-V_{ba}$, I_c con V_{cb} . El voltaje de línea que es tomado como referencia se desplaza 30° en sentido anti horario.
- **Método Propio:** Con este método la unidad direccional compara el ángulo entre la corriente de línea y el voltaje fase-neutro que es tomado como referencia. Así: I_a con V_a , I_b con V_b , I_c con V_c
- **Método de Secuencia Positiva:** La unidad direccional compara el ángulo entre I_a con V_1 , I_b con a^2V_1 , I_c con aV_1 , donde a es igual a $1 \angle 120^\circ$.

Si la unidad de protección está polarizada como una unidad de Fase-Tierra, es necesario ingresar el coeficiente K_0 (factor de compensación homopolar), en magnitud y ángulo, coeficiente que sirve para el cálculo de la impedancia aparente vista por el relé en una falla monofásica.

En las zonas de operación de los relés de distancia se especifican los alcances reactivos y los alcances resistivos en ohmios secundarios. El alcance resistivo ha tomado en cuenta las restricciones de la impedancia mínima de carga. Los valores de ajustes resistivos, deben permitir, siempre que sea posible, la efectiva detección de fallas entre fases con resistencia de falla de hasta 10 ohmios y fallas a tierra con resistencia de falla de hasta 50 ohmios.

El programa Digsilent permite reproducir comportamientos reales de las líneas de transmisión en los relés de distancia, como es el caso del acoplamiento mutuo en líneas paralelas y el efecto que produce el sentido del flujo de potencia en una línea de transmisión (flujo exportador o importador), el no considerar estos fenómenos en los análisis conllevaría a operaciones indeseadas de los relés de distancia.

El programa Digsilent para cada una de las zonas de operación permite ingresar el valor del ángulo del relé y el valor del ángulo característico, los cuales pueden ser los mismos para todas las zonas de operación.

El ángulo del relé para el caso de un tipo mho es la inclinación correspondiente al diámetro de la característica circular del relé con respecto al eje horizontal del diagrama R-X, en cambio para un relé tipo poligonal, el ángulo del relé en el programa es la desviación de uno o más lados del polígono de operación respecto al eje R.

En el caso de los relés poligonales dependiendo del tipo, se puede modificar varios ángulos para cambiar la característica de la zona de operación.

La temporización permite el ingreso de los tiempos de disparo del relé para cada zona y se utiliza para la coordinación de la operación de las protecciones.

Se ha utilizado el método de “impedancias vistas” para la coordinación de las zonas de protección de los relés de distancia. Este método emplea la superposición gráfica de la representación de los puntos de impedancia complejas de fallas, obtenidos de los estudios de cortocircuito con las características de accionamiento de las zonas de protección. De este modo se ajustaron los límites de accionamiento hasta los alcances deseados, con una clara visión de las fallas que cubrirá cada uno de ellos.

Este método permite tomar en cuenta fenómenos tales como:

- Aportes intermedios en la barra remota (“infeed” ó “outfeed”)

- Resistencia y reactancia aparente de falla
- Impedancia mutua de secuencia cero en líneas de doble terna
- Evolución de la impedancia vista para diferentes valores de resistencia de falla (compensación de la carga para flujo importador y exportador)

4.3.3 Relés de Sobrecorriente en Digsilent Power Factory

A continuación se describirá brevemente el manejo de relés de sobrecorriente en el software Digsilent Power Factory.

Similar al caso de los relés de distancia escogemos el lugar en donde vamos a ubicar el relé, seleccionamos el tipo de relé mediante la utilización de modelos de relés del programa de simulación, en caso de no contar con dicho relé en la librería, se utilizarán modelos genéricos.

Especificando que tipo de relé vamos a utilizar, también se debe definir los transformadores de tensión y corriente, los cuales proporcionan la información de voltajes y corriente requerida por el relé.

Para cada etapa o umbral habilitado de un relé de sobrecorriente se deberá colocar los siguientes ajustes: tipo de curva, dirección (forward o reverse), corriente de arranque (en amperios secundarios o en p.u.), dial (en caso de ser curvas temporizadas) o tiempo de disparo (en caso de ser curvas de tiempo definido).

Para el caso de los relés de sobrecorriente electromecánicos con curvas de operación propias se utiliza el método de interpolación de algunos puntos para un determinado dial a fin de encontrar la curva de operación equivalente.

La coordinación de las protecciones de sobrecorriente se obtiene mediante sus características corriente-tiempo.

Siempre que sea posible, se recomienda seleccionar el mismo tipo de curva característica para la coordinación de las protecciones de sobrecorriente, que se encuentren en serie en el sistema de transmisión.

En los casos de líneas largas, con impedancias significativas, la coordinación de las protecciones por sobrecorriente puede lograrse eficazmente mediante el uso de curvas de tiempo definido para fallas cercanas y curvas inversas para fallas remotas. En líneas de transmisión equipadas con protecciones de distancia, será necesario coordinar las etapas de las protecciones de sobrecorriente con las temporizaciones adoptadas para las distintas zonas de las protecciones de distancia. Por esta razón, algunos prefieren para las protecciones por sobrecorriente en líneas de transmisión, las características de tiempo definido.

En otros casos, como reactores, condensadores y generadores se ha preferido utilizar las características de tiempo inverso, para minimizar daños a la máquina. En caso de transformadores también se ha empleado curvas de tiempo definido para fallas en bushing del transformador y curvas de tiempo inverso que sirvan de respaldo para las fallas en el lado de baja tensión del transformador. En todos estos casos, será necesario coordinar las zonas de respaldo remoto de las protecciones de distancia y las protecciones por sobrecorriente de las líneas con las protecciones de sobrecorriente de la acometida a los transformadores, reactores, condensadores o generadores.

4.3.4 Resistencia de falla

Para verificar el correcto ajuste de los relés de distancia y elaborar los gráficos de impedancia vista se simularon fallas resistivas a lo largo de la línea protegida y en las líneas adyacentes, estableciéndose el siguiente criterio:

- Para fallas monofásicas: Se simulan fallas francas y fallas resistivas de 20 Ω y 50 Ω .
- Para fallas bifásicas: En líneas de 220kV se simulan fallas francas y fallas resistivas de 3 Ω y 6 Ω , en líneas de 138kV se simulan fallas francas y fallas resistivas de 5 Ω y 10 Ω .
- Para fallas trifásicas: Sólo se simulan fallas francas.

4.3.5 Metodología de Análisis

Los criterios o pautas descritos en los capítulos anteriores se verán aplicados en los siguientes acápite. Para la evaluación se ha escogido el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el SEIN realiza una actualización de su estudio de coordinación de protecciones cada cuatro años, el análisis de la presente tesis está basado en la actualización realizada en el año 2010.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se divide eléctricamente en tres zonas geográficas:

- a. Zona Norte : Comprende las instalaciones desde la S.E. Zorritos hasta la S.E. Chimbote 1.
- b. Zona Centro : Comprende las instalaciones desde la S.E. Paramonga Nueva hasta la S.E. Cotaruse, incluyendo la C.H. Mantaro.
- c. Zona Sur : Comprende las instalaciones desde la S.E. Socabaya hasta la S.E. Puno.

Debido al gran número de instalaciones del SEIN, se ha elegido por cada zona geográfica una subestación y una línea de transmisión para su evaluación, las subestaciones y líneas elegidas presentarán diferentes topologías, esto con la finalidad de cubrir un mayor campo de análisis.

Zona Norte

- **Subestación Guadalupe:** Esta subestación tiene una configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, cuenta con dos transformadores de potencia 220/60/10kV, un reactor de 20 Mvar y cinco líneas en 60kV.
- **Línea de Transmisión L-2236 Guadalupe – Chiclayo Oeste 220kV:** Esta línea es de simple terna. En el extremo de Guadalupe tiene dos transformadores de potencia 220/60/10kV y una línea adyacente de 220kV L-2234 (a Trujillo Norte). En el extremo de Chiclayo Oeste tiene dos transformadores de potencia 220/60/10/0.38kV y una línea adyacente de 220kV L-2238 (a Piura Oeste).

Zona Centro

- **Subestación Cantera:** Esta subestación tiene una configuración de barra simple, cuenta con un transformador de potencia 214/60/10kV y una línea en 60kV.
- **Línea de Transmisión paralela L-2218/L-2219 Pachachaca – Campo Armiño 220kV:** Esta línea es de doble terna. En el extremo de Pachachaca tiene cuatro líneas adyacentes de 220kV: L-2224 (a Oroya Nueva), L-2226 (a Pomacocha), L-2256 (a Yanango) y L-2222/L-2223 (a Callahuanca REP). En el extremo de Campo Armiño tiene siete transformadores de potencia 220/13.8kV y siete líneas adyacentes de 220kV: L-2220 (a Huayucachi), L-2201/L-2202 a Pomacocha,

L-2203 (a Independencia), L-2204 (a Huancavelica), L-2227 (a Cobriza I), L-2051/L-2052 (a Cotaruse) y L-2228/L-2229/L-2230 a Restitución.

Zona Sur

- **Central Hidroeléctrica La Joya:** Esta central tiene una configuración de barra simple, cuenta con un transformador de potencia 138/10kV y dos generadores de 5MW.
- **Línea de Transmisión L-1034 La Joya – Repartición 138kV:** Esta línea es de simple terna. En el extremo de La Joya tiene un transformado de potencia 138/10kV. En el extremo de Repartición tiene un transformado de potencia 220/22.9/10kV y tres líneas adyacentes de 138kV: L-1031 (a Majes), L-1030 (a Mollendo) y L-1029 (a Cerro Verde).

Cuando se hace una actualización de un estudio de coordinación de protecciones, el resultado final es un documento llamado memoria de cálculo, el cual se presenta para cada subestación o línea de transmisión evaluada en forma independiente.

En los siguientes acápites se mostrará la metodología que se utiliza para la evaluación de cada subestación y línea de transmisión escogida, presentándose en cada evaluación lo siguiente:

En caso de subestaciones

- Características de los equipos que se encuentran en la subestación
- Ajustes de protección actuales o existentes
- Análisis de la selectividad, el cual incluye curvas de coordinación (corriente vs tiempo)
- Ajustes de protección propuestos

En caso de líneas de transmisión

- Parámetros de la línea
- Ajustes de protección actuales
- Análisis de la selectividad, el cual incluye gráficos de impedancia vista (resistencia vs reactancia)
- Ajustes de protección propuestos

En el Anexo III figuran los diagramas unifilares de protección de las subestaciones evaluadas.

En el Anexo IV se muestran las planillas de ajuste de los relés de protección evaluados, en estas planillas se tendrán dos columnas de ajuste, la primera con los ajustes actuales o existentes y en la segunda con los ajustes propuestos.

El punto más importante de la evaluación es el análisis de la selectividad, en este punto se realizará la verificación de la coordinación de los relés de protección existentes, se determinará los principales parámetros de ajuste y se describirá brevemente las funciones habilitadas en cada relé. En la medida de lo posible se **evitará hacer demasiados cambios a los ajustes actuales, si el ajuste existente cumple una adecuada coordinación se mantiene.**

En los casos donde se ha identificado una deficiencia en la selectividad, se explica la anomalía detectada, el cual motiva el cambio de los ajustes respectivos.

Para esta evaluación se ha tenido en cuenta los datos del equipo protegido, las características técnicas del relé, los criterios específicos a ser empleados, presentándose como resultados lo siguiente:

- Diagramas de características de operación zonificada en el plano R-X (gráficas de impedancia vista)
- Curvas de operación de las protecciones de sobrecorriente en gráficos de corriente (I) vs. tiempo de operación (t).
- Cuadros resumen donde se muestra los ajustes actuales y los ajustes propuestos, donde se resalta los cambios recomendados.

En cuanto a la validación de los resultados, se ha procedido al método de análisis estático; en el cual, en cada caso se muestra en forma gráfica las “impedancias vistas” y “corrientes medidas” por los relés de distancia y relés de sobrecorriente según corresponda, de tal forma de comprobar que su actuación cumpla con los objetivos y principios de los sistemas de protección.

Los diagramas de impedancias vistas y las curvas de selectividad (corriente vs tiempo), han sido elaborados con el programa Digsilent Power Factory V14, mostrando todas las zonas de operación de los relés (característica mho o cuadrilateral) para fallas aisladas y para fallas a tierra.

4.4 EVALUACIÓN DE LA ZONA NORTE

4.4.1 Subestación Guadalupe 220/60/10 kV

La subestación Guadalupe tiene una configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, cuenta con dos transformadores de potencia 220/60/10kV, un reactor de 20Mvar y cinco líneas en 60kV. A continuación se muestra un diagrama unifilar resumido de la subestación:

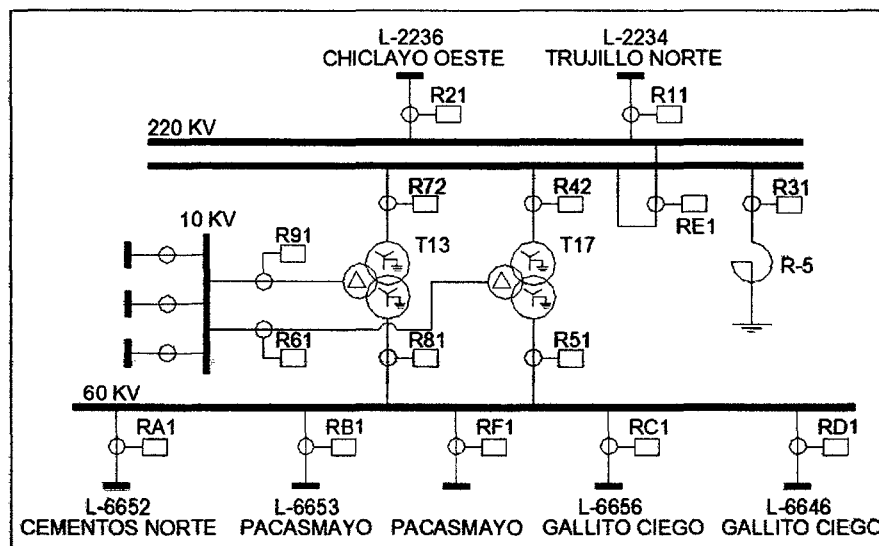


Fig. 4.4.1 Subestación Guadalupe 220/60/10 kV

Los códigos que aparecen en el diagrama: R11, R21, R31, etc., representan a los relés de protección instalados, esto se puede apreciar a detalle en los unifilares presentados en el anexo III.

a. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS

Los principales parámetros eléctricos de los equipos pertenecientes a la subestación Guadalupe son los siguientes:

Transformador de Potencia T13_261

- Potencia nominal: 30/30/10 MVA ONAF
- Relación de transformación de tensión: 220±10x1%/60/10 kV
- Corriente nominal: 78.73/288.68/577.35 A.
- Grupo de conexión: YN0yn0d11.
- Tensiones de cortocircuito
 - Vcc (220kV – 60kV) : 13.52% (Potencia base 30MVA)
 - Vcc (60kV – 10kV) : 1.66% (Potencia base 10MVA)
 - Vcc (220kV – 10kV) : 6.52% (Potencia base 10MVA)

Transformador de Potencia T17_261

- Potencia nominal: 30/30/10 MVA ONAF
- Relación de transformación de tensión: 220±10x1%/60/10 kV
- Corriente nominal: 78.73/288.68/577.35 A.
- Grupo de conexión: YN0yn0d11.
- Tensiones de cortocircuito
 - Vcc (220kV – 60kV) : 13.23% (Potencia base 30MVA)
 - Vcc (60kV – 10kV) : 1.548% (Potencia base 10MVA)
 - Vcc (220kV – 10kV) : 6.293% (Potencia base 10MVA)

Reactor R-5

- Potencia nominal: 20 MVAR
- Tensión nominal: 220 kV
- Corriente nominal: 52.5 A.

b. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de sobrecorriente de fases y tierra fueron los siguientes:

Transformador T13-261 220/60/10 kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): SIEMENS/7SJ612

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	100	0.21	DT	800	0.1
Tierra	IEC-NI	31	0.21	DT	800	0.1

- Lado 60 kV - Relé (Marca/Modelo): SIEMENS/7SJ612

TC:400/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	376	0.14	-	-	-
Tierra	IEC-NI	88	0.26	DT	1700	0.5

- Lado 10 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:600/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	720	0.25	-	-	-
Tierra	IEC-NI	120	0.1	-	-	-

Transformador T17-261 220/60/10 kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	100	0.21	DT	800	0.1
Tierra	IEC-NI	31	0.21	DT	800	0.1

- Lado 60 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:400/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	376	0.14	-	-	-
Tierra	IEC-NI	88	0.26	DT	1700	0.5

- Lado 10 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:600/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	720	0.22	-	-	-
Tierra	IEC-NI	120	0.1	-	-	-

Reactor R-5 220 kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): CEE/ITG 7251

TC:75/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	75	0.3	-	-	-
Tierra	IEC-NI	15	0.3	-	-	-

Acoplamiento de Barras 220kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): CEE/ITG 7251

TC:600/1 A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	420	0.3	-	-	-
Tierra	IEC-NI	60	0.6	-	-	-

c. ANÁLISIS DE SELECTIVIDAD

★ TRANSFORMADORES T13-261 Y T17-261

Los transformadores de potencia T13-261 y T17-261 tienen diferentes tensiones de cortocircuito, debido a ello las corrientes de cortocircuito para el mismo nivel de tensión en ambos transformadores son diferentes, en el análisis se buscará obtener similares tiempos de despeje de fallas para los relés de sobrecorriente del mismo nivel de tensión en ambos transformadores.

Coordinación de Fase

Sobrecorriente de Fase NIVEL 10 kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 125% de la corriente nominal ONAF del lado de 10kV del transformador de potencia, lo cual se considera adecuado.

Se ha considerado que los interruptores del lado de 10kV de los transformadores T13-261 y T17-261 operan normalmente cerrados para obtener la mayor corriente de cortocircuito en esta barra.

Dado que las corrientes de cortocircuito son diferentes en el lado de 10kV en ambos transformadores, con el dial actual se obtienen tiempos de despeje que están en el orden de 600 y 700ms, como se aprecia en la figura 4.4.2. Para obtener tiempos de respuesta similares se propone que ambos relés tengan el mismo dial, es decir 0.22; con ello se obtiene tiempos de despeje de 600ms ante una falla trifásica franca en la barra de 10kV, dando margen necesario para la coordinación con las redes de distribución de 10kV. Considerando un caso de contingencia en donde un transformador de potencia esté fuera de servicio y simulando el mismo tipo de falla se obtiene tiempos de despeje de 530ms.

El ajuste primario propuesto es:

TC:600/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
T13-SPAJ	IEC-NI	720	0.22	-	-	-
T17-SPAJ	IEC-NI	720	0.22	-	-	-

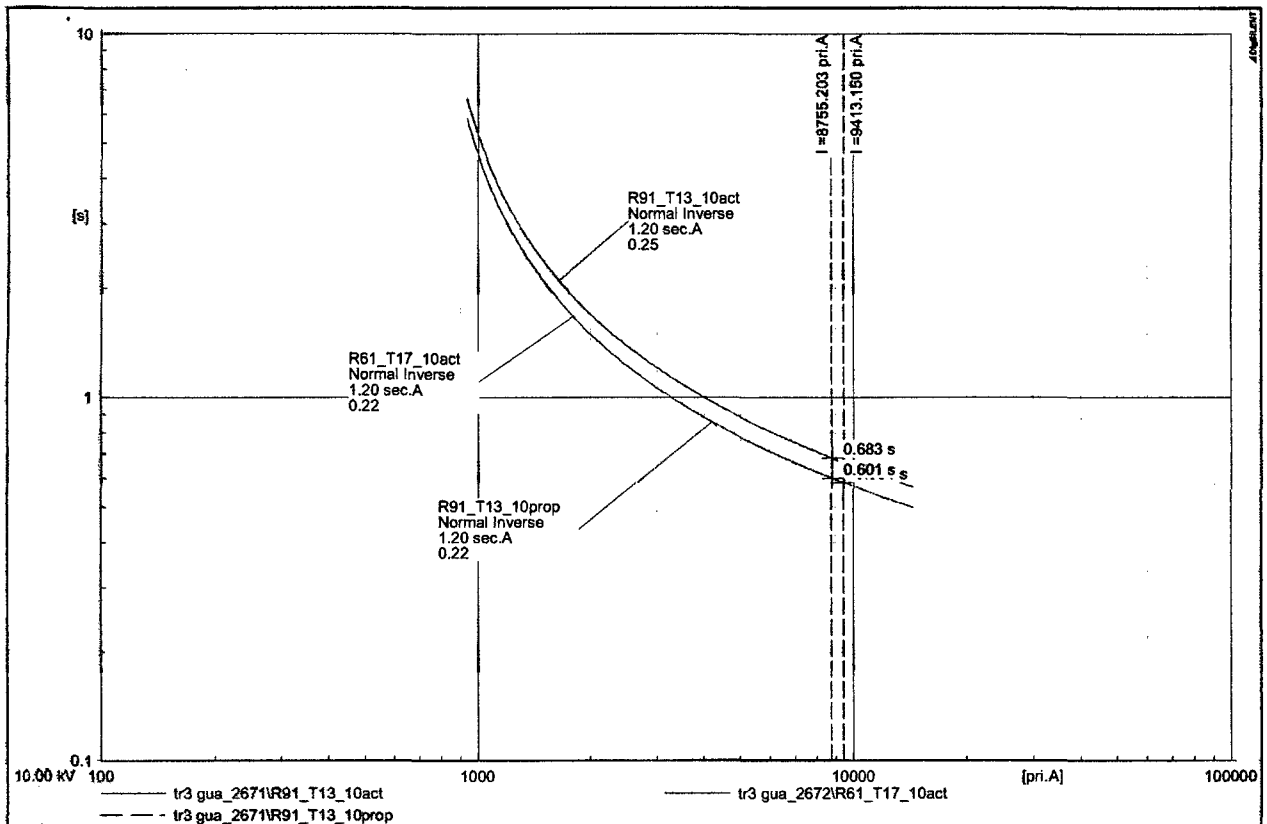


Fig. 4.4.2 Falla trifásica Barra 10 kV – Ajustes Actuales y Propuestos lado 10 kV

Sobrecorriente de Fase NIVEL 60 kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 130% de la corriente nominal ONAF del lado de 60kV del transformador de potencia, lo cual se considera adecuado.

El ajuste actual se considera adecuado ya que permite despejar una falla trifásica franca en la barra de 60kV en 700ms, permitiendo un correcto tiempo de coordinamiento con los relés de sobrecorriente ubicados en las líneas de 60kV. Considerando un caso de contingencia en donde un transformador esté fuera de servicio y simulando el mismo tipo de falla se obtiene tiempos de despeje de 600ms.

Actualmente no existe ninguna etapa instantánea debido a que este relé tiene que coordinar con los relés de sobrecorriente de las líneas de 60kV que salen de esta subestación.

El ajuste primario actual es:

TC:400/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
T13-7SJ61	IEC-NI	376	0.14	-	-	-
T17-SPAJ	IEC-NI	376	0.14	-	-	-

Sobrecorriente de Fase NIVEL 220 kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 127% de la corriente nominal ONAF del lado de 220kV del transformador de potencia, lo cual se considera adecuado.

El dial actual se considera adecuado ya que permite despejar una falla trifásica en la barra de 60kV con un margen de coordinamiento mayor a 250ms con el relé de sobrecorriente ubicado en el lado de 60kV. Considerando un caso de contingencia en

donde un transformador esté fuera de servicio y simulando el mismo tipo de falla se obtiene tiempos de coordinamiento mayores a 200ms.

Actualmente se encuentra habilitada una etapa de tiempo definido cuyo ajuste es de 800A primarios, se considera adecuado ya que está comprendido entre la máxima corriente para fallas en la barra de 60kV (0.56kA) y la corriente para una falla bifásica franca en el terminal de 220kV (1.99kA), de tal forma que permita despejar fallas en los “bushings” en un tiempo de 100ms, para el caso de contingencia con un solo transformador en servicio se sigue manteniendo dicho criterio.

El ajuste primario actual es:

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
T17-SPAJ	IEC-NI	100	0.21	DT	800	0.1
T13-7SJ61Z	IEC-NI	100	0.21	DT	800	0.1

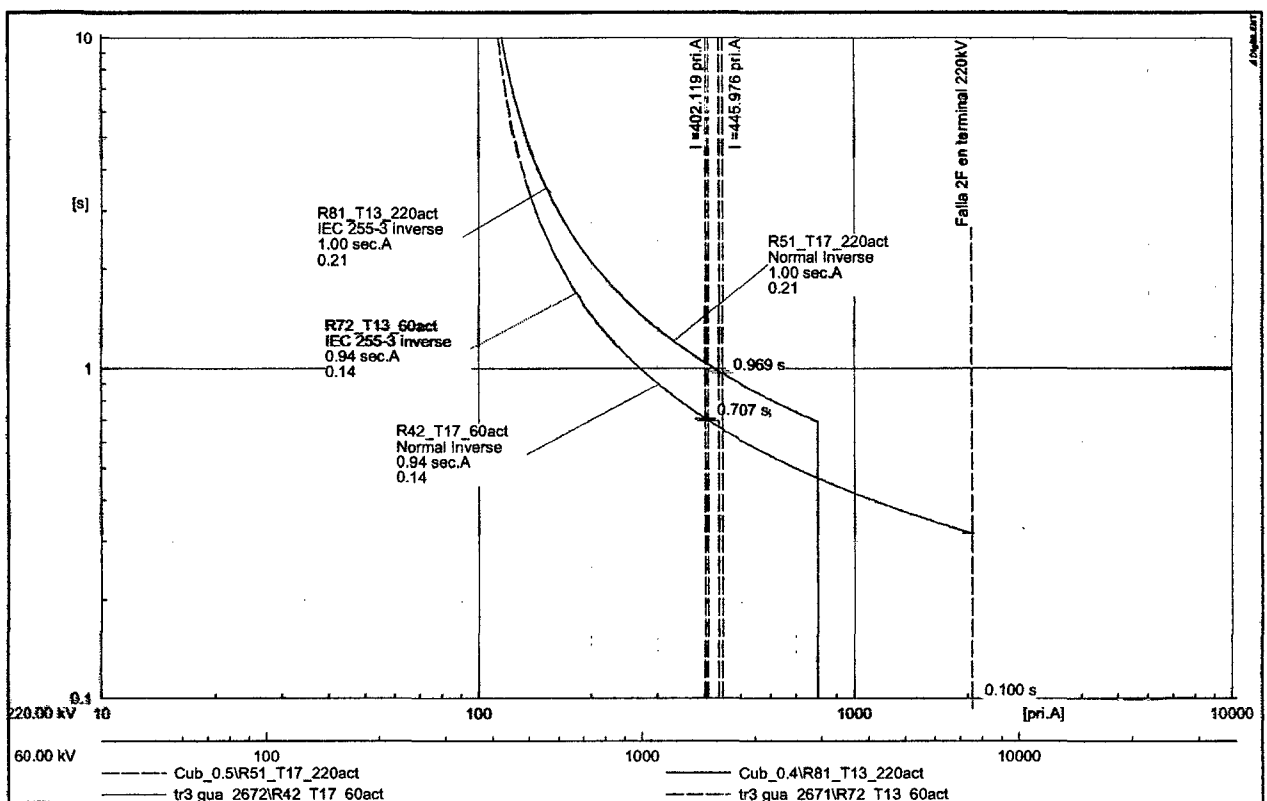


Fig. 4.4.3 Falla trifásica Barra 60 kV – Ajustes Actuales

Coordinación de Tierra

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 10 kV

Actualmente existe un ajuste para los relés de 10kV, se propone deshabilitar dicho ajuste ya que la conexión del devanado del transformador en dicho nivel de tensión es delta y no existirá aporte de corriente homopolar.

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 60 kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 30% de la corriente nominal ONAF del lado de 60kV del transformador de potencia, lo cual se considera adecuado.

El ajuste actual del dial se considera adecuado ya que permite despejar una falla monofásica franca en la barra de 60kV en 500ms.

Para fallas locales en las líneas L6646 y L6656 el relé de sobrecorriente a tierra de 60kV está coordinando con la primera zona del relé de distancia de cada línea, ya que actualmente dichas líneas solo cuentan con una protección de emergencia a tierra con un umbral de tiempo definido temporizado a 900ms, dicho valor solo permite coordinar para fallas remotas.

Considerando un caso de contingencia en donde un transformador esté fuera de servicio y simulando el mismo tipo de falla se obtiene tiempos de despeje similares.

Actualmente se encuentra habilitada una etapa de tiempo definido, cuyos ajustes se consideran adecuados.

El ajuste primario actual es:

TC:400/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
T13-7SJ612	IEC-NI	88	0.26	DT	1700	0.5
T17-SPAJ	IEC-NI	88	0.26	DT	1700	0.5

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 220 kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 40% de la corriente nominal ONAF del lado de 220kV del transformador de potencia, lo cual se considera adecuado.

El dial actual se encuentra ajustado en 0.21, se propone aumentar el dial a 0.25 para obtener un correcto margen de coordinamiento con la protección de sobrecorriente de tierra de respaldo de los relés de distancia asociados a las líneas L2234 y L2236, modificando el dial se obtienen los siguientes tiempos de despeje:

- Despeje falla en la barra 60kV en 1.4s (mayor a 750ms)
- Despeje falla en la barra 220kV en 600ms (mayor a 400ms)

Para el caso de contingencia con un solo transformador en servicio se sigue manteniendo estos criterios.

Actualmente se encuentra habilitada una etapa instantánea cuyo ajuste es de 800A primarios, se considera adecuado ya que está comprendido entre la máxima corriente vista por el relé para fallas en barras de 60kV (0.17kA) y la corriente para una falla monofásica franca en el terminal de 220kV (1.59kA), de tal forma que permita despejar fallas en los "bushings" en un tiempo de 100ms.

El ajuste primario actual es:

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
T17-SPAJ14	IEC-SI	31	0.25	DT	800	0.1
T15-7SJ612	IEC-NI	31	0.25	DT	800	0.1

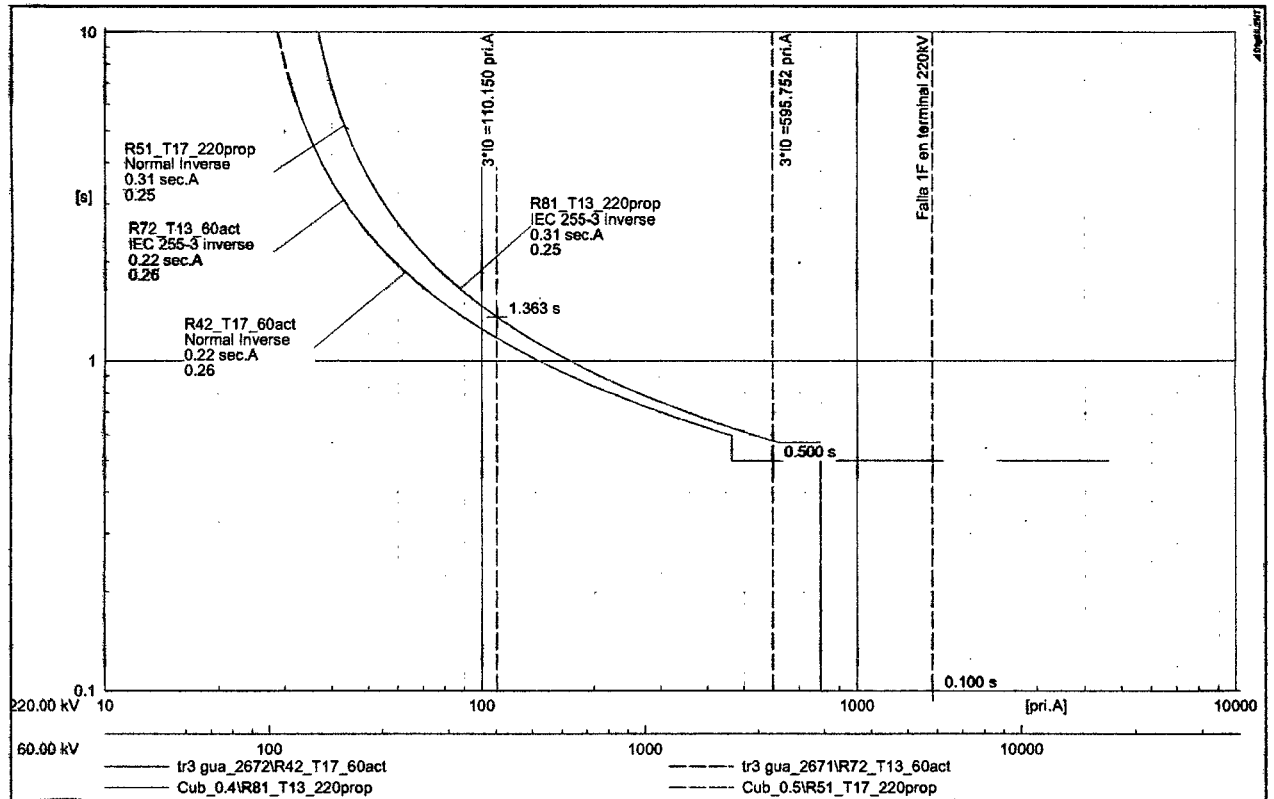


Fig. 4.4.4 Falla monofásica Barra 60 kV – Ajustes Propuestos

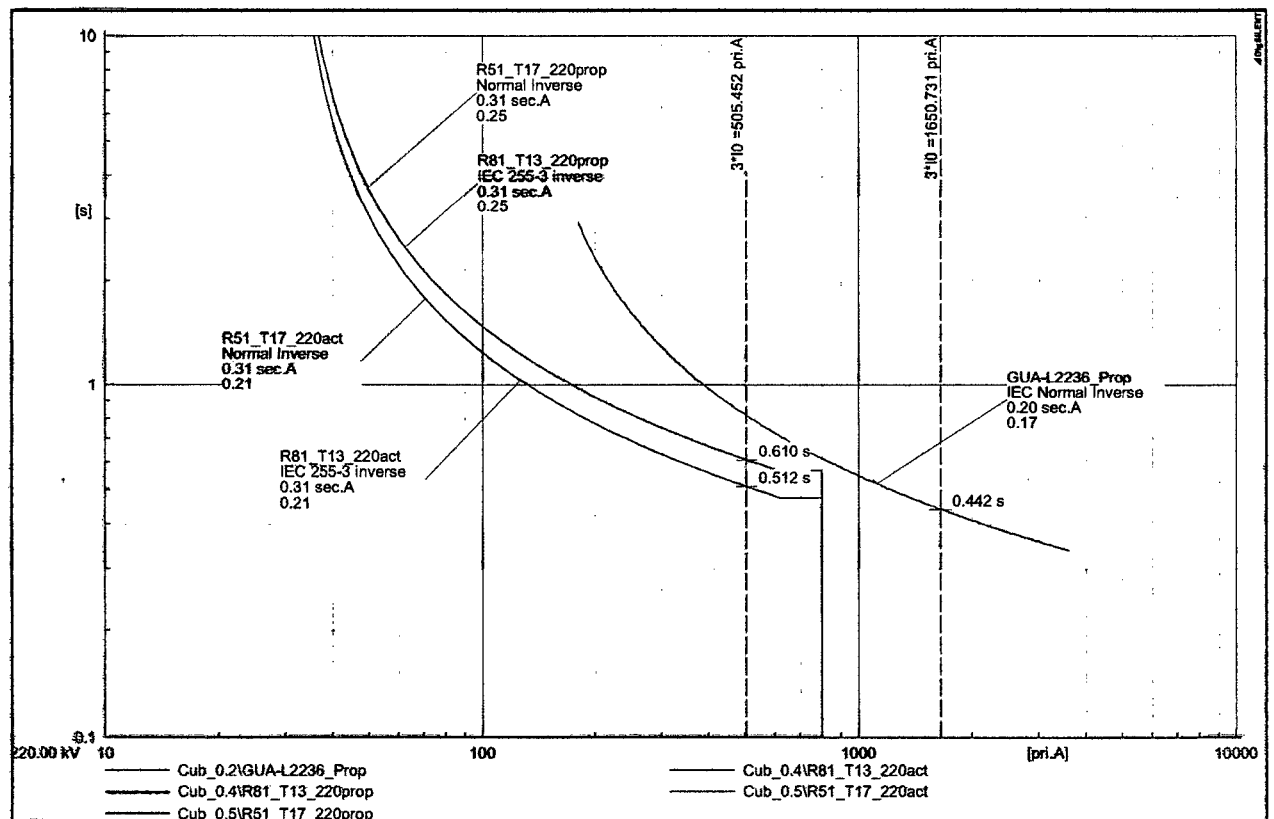


Fig. 4.4.5 Falla monofásica al 1% de L-2236 – Ajustes Propuestos

★ REACTOR R-05

Se considera que los ajustes actuales de las protecciones del reactor son correctos, permitiendo asegurarnos una operación selectiva de la misma.

Por lo cual se sugiere mantener los ajustes actuales, siendo la protección de sobrecorriente, respaldo de las protecciones propias del reactor.

Coordinación de Fase

Sobrecorriente de Fase NIVEL 220 kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 143% de la corriente nominal del reactor. Se considera adecuado el ajuste actual.

El ajuste primario actual es:

TC:75/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	75	0.3	-	-	-

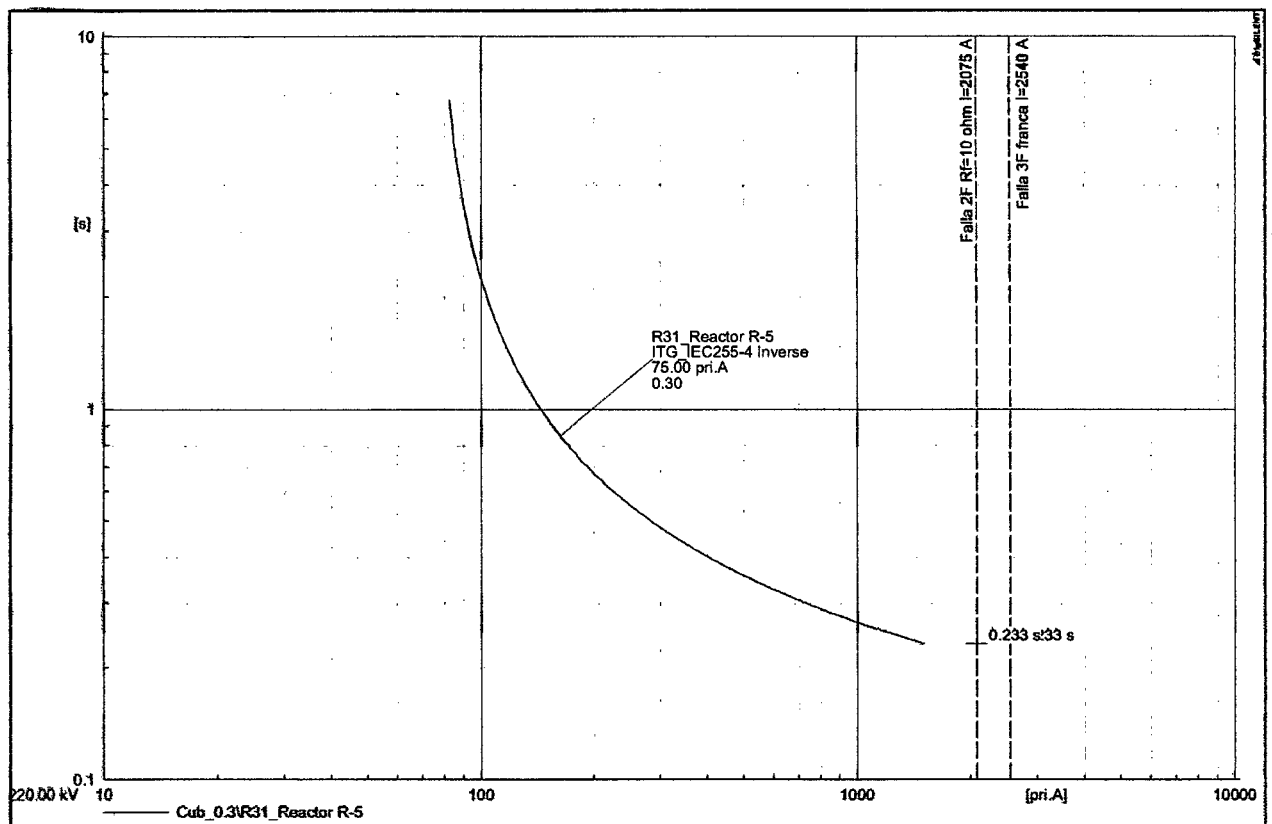


Fig. 4.4.6 Fallas polifásicas en el Reactor 220 kV – Ajustes Actuales

Coordinación de Tierra

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 220 kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 28% de la corriente nominal del reactor.
Se considera adecuado el ajuste actual.

El ajuste primario actual es:

TC:75/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Tierra	IEC-NI	15	0.3	-	-	-

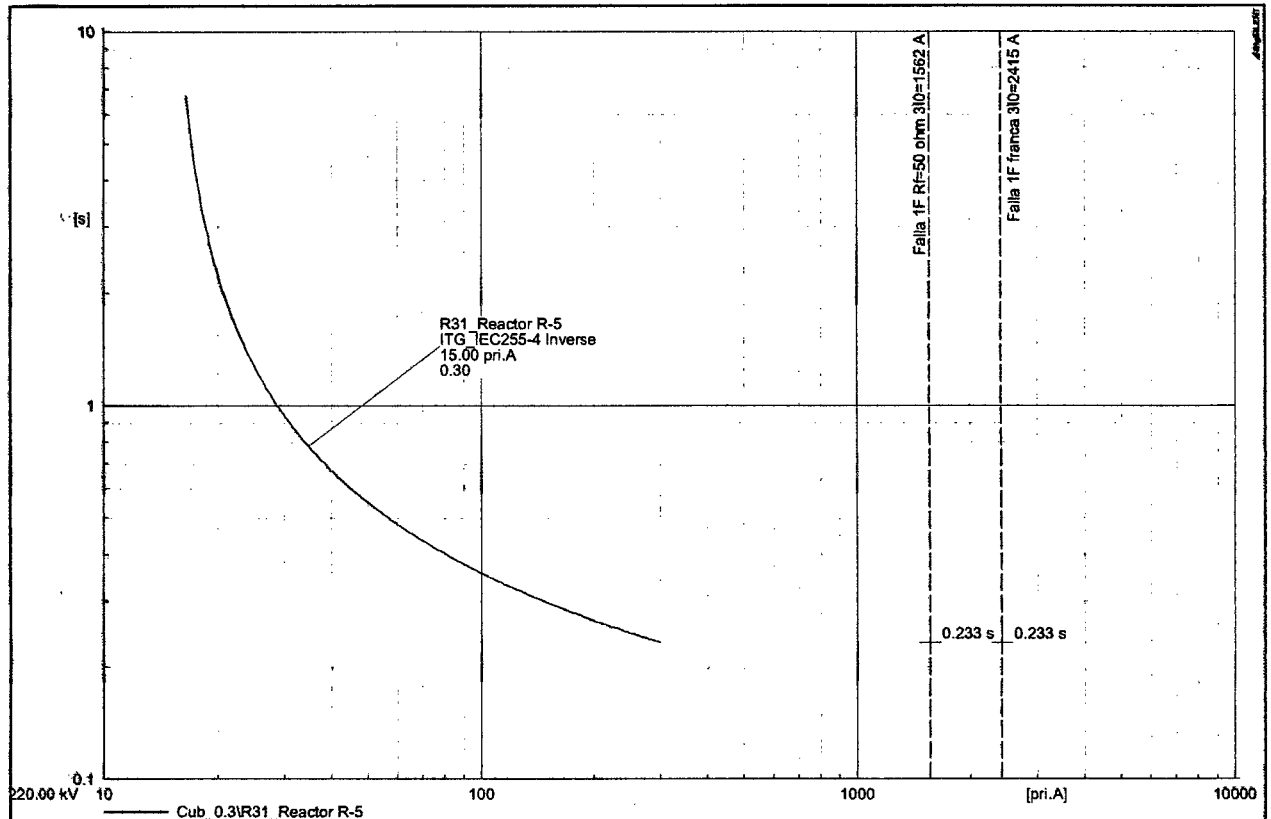


Fig. 4.4.7 Falla monofásicas en el Reactor 220 kV – Ajustes Actuales

★ ACOPLAMIENTO DE BARRAS 220 KV

Coordinación de Fase

Sobrecorriente de Fase NIVEL 220 kV.

El valor de arranque se encuentra ajustado al 200% de la máxima corriente de carga actual por el acoplamiento, esta máxima corriente se obtuvo al colocar en una barra las bahías que inyectan potencia a la barra y en la otra las bahías de carga.

Se recomienda elevar el dial actual a 0.35 con la finalidad de obtener tiempos de actuación superior a los 600ms para fallas cercanas a la barra, esto permitirá tener una adecuada coordinación con los relés de sobrecorriente de las líneas que salen de la S.E. Guadalupe.

El ajuste primario propuesto es:

TC:600/I A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	420	0.35	-	-	-

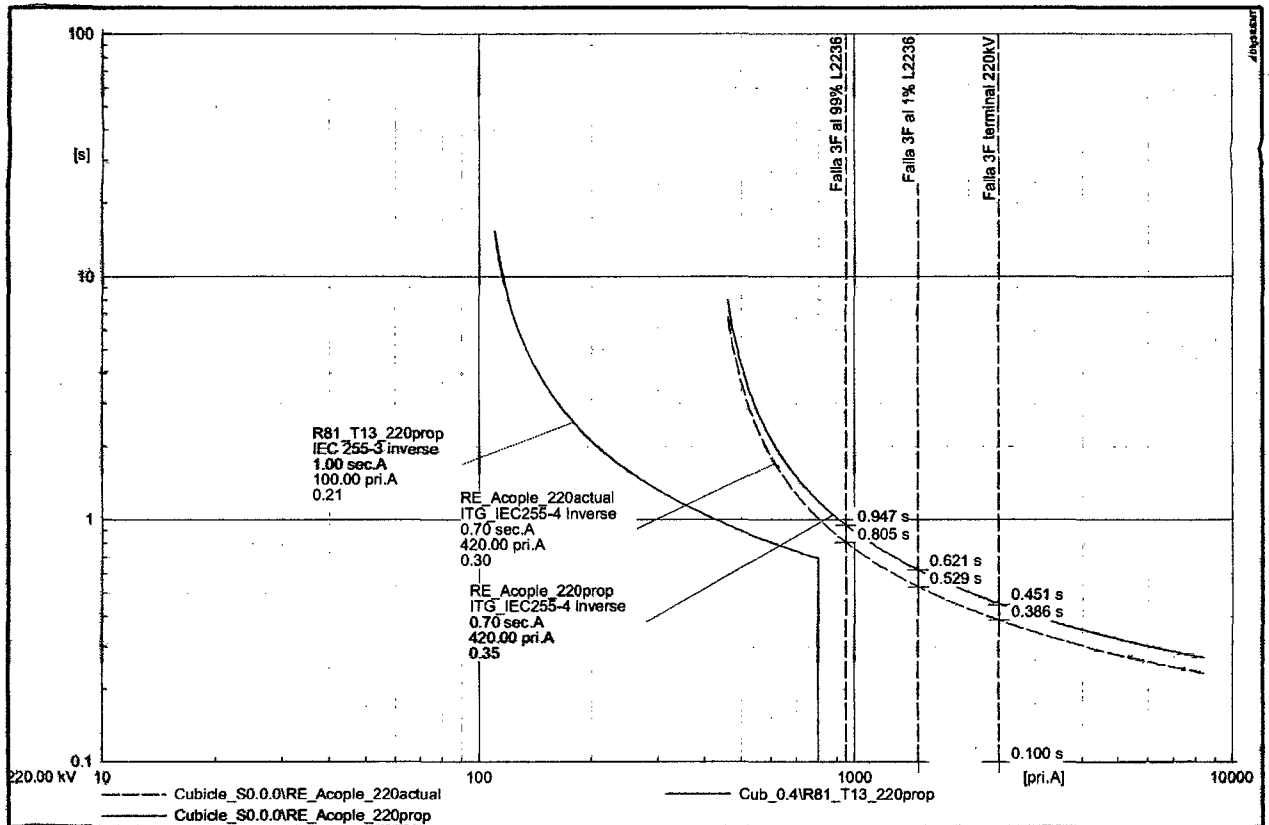


Fig. 4.4.8 Falla trifásica vistas por el acoplamiento 220 kV – Ajustes Actuales y Propuestos

Coordinación de Tierra

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 220 kV.

Actualmente el valor de arranque se encuentra ajustado en 60A primarios, con un dial de 0.6, con estos ajustes para fallas monofásicas cercanas y remotas a la barra de 220kV no se obtendrá una correcta coordinación con los relés de sobrecorriente de las líneas que salen de la S.E. Guadalupe; por ello se propone modificar ambos ajustes de la siguiente manera:

El valor de arranque estaría dado como la mayor corriente de una falla monofásica remota vista por el acoplamiento (Ifalla = 570 A, Falla al 99% de la línea L-2236).

El dial se ajusta de tal forma de despejar una falla en cercanías de la barra en un tiempo superior a los 600ms, para poder coordinar con los relés de sobrecorriente de los transformadores y los relés de las líneas que salen de la S.E. Guadalupe.

El ajuste primario propuesto es:

TC:600/I A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Tierra	IEC-NI	570	0.32	-	-	-

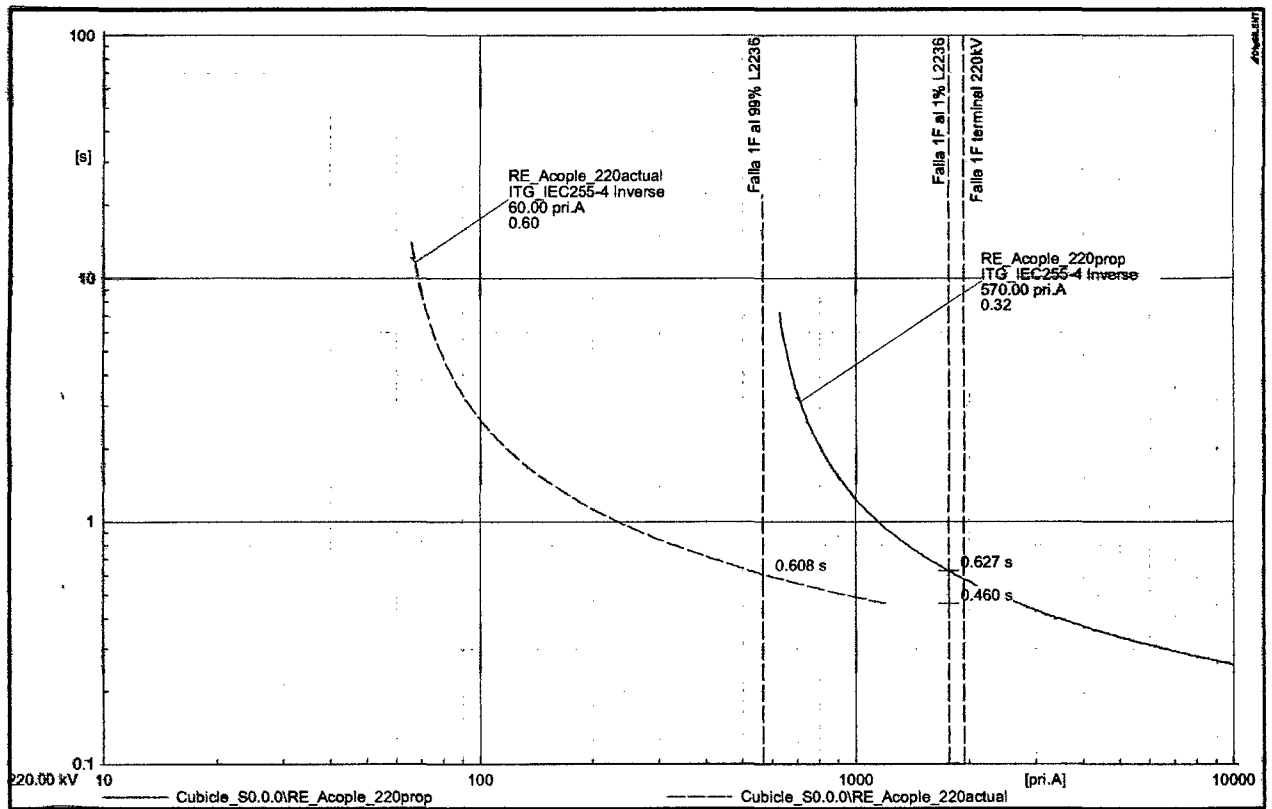


Fig. 4.4.9 Falla monofásica vistas por el acoplamiento 220 kV – Ajustes Actuales y Propuestos

d. AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS

Después del análisis de selectividad se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Transformador T13-261 220/60/10 kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): SIEMENS/7SJ612

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	100	0.21	DT	800	0.1
Tierra	IEC-NI	31	0.25	DT	800	0.1

- Lado 60 kV - Relé (Marca/Modelo): SIEMENS/7SJ612

TC:400/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	376	0.14	-	-	-
Tierra	IEC-NI	88	0.26	DT	1700	0.5

- Lado 10 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:600/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	720	0.22	-	-	-
Tierra	-	-	-	-	-	-

Transformador T17-261 220/60/10 kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	100	0.21	DT	800	0.1
Tierra	IEC-NI	31	0.25	DT	800	0.1

- Lado 60 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:400/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	376	0.14	-	-	-
Tierra	IEC-NI	88	0.26	DT	1700	0.5

- Lado 10 kV - Relé (Marca/Modelo): ABB/SPAJ140C

TC:600/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	720	0.22	-	-	-
Tierra	-	-	-	-	-	-

Reactor R-5 220 kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): CEE/ITG7251

TC:75/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	75	0.3	-	-	-
Tierra	IEC-NI	15	0.3	-	-	-

Acoplamiento de Barras 220kV

- Lado 220 kV - Relé (Marca/Modelo): CEE/ITG7251

TC:600/1 A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	420	0.35	-	-	-
Tierra	IEC-NI	570	0.32	-	-	-

4.4.2 Línea de Transmisión 220kV, L-2236 (S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Guadalupe)

PARAMETROS DE LA LÍNEA

La línea de transmisión L-2236 tiene los siguientes parámetros eléctricos:

- L = 83.74 km
- R+ = 7.8 ohm primario
- X+ = 44.59 ohm primario
- R0 = 22.54 ohm primario
- X0 = 131.5 ohm primario

Alcance Resistivo Máximo

La máxima capacidad de transporte de la línea es 152 MVA, por lo tanto la impedancia de carga es:

$$Z_{min_carga} = (0.85 \cdot U)^2 / (S) = (0.85 \cdot 220)^2 / (152) = 230 \text{ ohm}$$

El alcance resistivo máximo viene dado por:

$$R_{max} = 0.67 \cdot Z_{min_carga} = 0.67 \cdot 230 = 154 \text{ ohm}$$

Factor de Compensación Homopolar

Con los parámetros eléctricos de la línea se calcula el factor de compensación homopolar:

$$K0 = 0.649$$

$$\text{Angle } K0 = 0.29$$

S.E. GUADALUPE – RELES SIEMENS 7SA612 Y 7SA522

Para proteger la línea de transmisión L-2236, en la S.E. Guadalupe se tienen dos relés de protección de distancia marca SIEMENS, el relé principal es el 7SA612 y el relé de respaldo es el 7SA522, ambos tienen habilitadas las mismas funciones de protección y cuentan con los mismos ajustes, es por esta razón que solamente se evaluará al relé 7SA612, en el relé 7SA522 se deberán implementar los mismo ajustes.

a. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de distancia y sobrecorriente direccional fueron los siguientes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona de Reversa Z4	Zona 1B	Zona de Arranque Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward	F/R
X (Ω)	37.8	53.4	82.3	11.0	53.4	89.6
X(-) (Ω)	-	-	-	-	-	44.0
R (Ω)	105.0	105.0	105.0	65.9	105.0	114.3
RE (Ω)	105.0	105.0	105.0	65.9	105.0	114.3
α	0°	-	-	-	-	-
T (s)	0.00	0.40	1.00	1.50	0.00	∞

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:600/LA	Dirección	Umbral 1			
		Curva	3Io> (A)	Dial	Add Tdelay
Tierra	Forward	ANSI-Inverse	78	2.46	0.4

b. ANÁLISIS DE SELECTIVIDAD

➤ **Configuración de Funciones**

A continuación se muestran las funciones que se encuentran disponibles en el relé de protección de distancia y su estado actual (habilitada o deshabilitada).

0103- Setting Group Change Option.....	Disabled
0110- Trip mode.....	1-/3pole
0112- 21 Distancia lazo fase-fase.....	Z< (cuadrilateral)
0113- 21 Distancia lazo fase-tierra.....	Z< (cuadrilateral)
0114- 21 Distance Protection pickup program.....	Z< (cuadrilateral)
0120- 68 Power Swing detection.....	Enabled
0121- 85-21 Pilot Protection for Distance Protection..	PUTT (Z1B)
0124- 50HS Instantaneous High Speed SOTF.....	Enabled
0125- Weak Infeed (Trip and/o Echo).....	Disabled
0126- 50(N)/51 (N) Backup Overcurrents.....	Disabled
0131- 50N/51N Ground OverCurrent.....	TOC ANSI
0132- 85-67 Pilot Protection Ground OverCurrent.....	Dir Comp. Pickup
0133- 79 Auto-Reclose Function.....	1AR-cycle
0134- Auto-Reclose control mode.....	Trip With Action Time
0135- 25 Synchronism and Voltage Check.....	Enabled
0136- 81 Over/Underfrequency Protection.....	Disabled
0137- 27, 59 Under/Overvoltage Protection.....	Enabled
0138- Fault Locator.....	Enabled
0139- 50BF Breaker Failure Protection.....	Disabled
0140- 74TC Trip Circuit Supervision.....	3 trip circuits
0142- 49 thermal Overload Protection.....	Disabled

➤ **Protección de Distancia**

Impedancia de Zona Z1

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 85% de la reactancia de la línea.

$$X1 = 0.85 * 44.59 = 37.9$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$X1 = 37.8 \text{ ohm primario}$

Alcance Resistivo: El ajuste actual permite cubrir fallas bifásicas con resistencia de falla superior a los 6 ohm, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de fases (figura 4.4.10 y 4.4.11), además de ser menor que el máximo alcance resistivo permitido.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$R1 = 105.0 \text{ ohm primario}$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Con el ajuste actual del alcance resistivo fase-tierra se cubren fallas superiores a los 50Ω de resistencia, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de tierra (figura 4.4.12 y 4.4.13), además de ser menor que el máximo alcance resistivo permitido.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1E = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La temporización de la primera zona se encuentra en instantáneo.

$$T1 = 0.0 \text{ seg.}$$

Debido al efecto exportador que se da en la línea, en la condición en la que el flujo por la línea es máximo de Guadalupe a Chiclayo Oeste, se ajustó el ángulo de reducción de zona simulando fallas monofásicas resistivas en la barra de Chiclayo Oeste 220kV y en las líneas adyacentes remotas. Con lo cual se recomienda ajustar el ángulo de reducción de zona en 8° .

$$\alpha = 8^\circ$$

Impedancia de Zona Z2

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: La zona 2 se encuentra ajustada al 120% de la reactancia de la línea.

$$X2 = 1.20 * 44.59 = 53.51 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X2 = 53.4 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona 1. Con este alcance se cubren fallas bifásicas de 6Ω a lo largo de toda la línea.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R2 = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se considera adecuado el alcance resistivo fase-tierra actual. Con este alcance se cubren fallas de hasta 50Ω de resistencia a lo largo de toda la línea.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R2E = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 2 se encuentra temporizada en 400 ms.

$$T2 = 0.4 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z3

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: El alcance actual de la zona 3 se considera elevado, se recomienda ajustarlo al 100% de la reactancia de la línea más el 80% de la impedancia del paralelo de los transformadores de potencia de la S.E. Chiclayo Oeste.

$$X3 = 44.59 + 0.80 * 24.03 = 63.81 \text{ ohm primario}$$

El ajuste propuesto es:

$$X3 = 63.82 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3 = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3E = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 se encuentra temporizada en 1 seg.

$$T3 = 1.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z4

Dirección: Reverse

Fase-Fase

Alcance Reactivo: La zona 4 se encuentra ajustada al 20% de la reactancia de la línea L-2234 (Guadalupe – Trujillo Norte).

$$X4 = 0.20 * 55.87 = 11.17 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$X4 = 11.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se recomienda ajustarlo como 3 veces el alcance reactivo.

$$R4 = 33.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se recomienda ajustarlo como 4.5 veces el alcance reactivo.

$$R4E = 49.5 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 4 se encuentra temporizada en 1.5 seg.

$$T4 = 1.5 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z1B

En los relés SIEMENS la zona Z1B es usada como zona de extensión para los esquemas de teleprotección. Para un esquema POTT el arranque de esta zona provocará el envío de una señal al extremo remoto y a su vez la actuación del esquema POTT, para un esquema PUTT si se tiene la recepción de una señal del otro extremo y el arranque de la zona Z1B se ejecutará el esquema PUTT. Actualmente presenta los mismos ajustes que la zona 2, lo cual se considera adecuado. Esta zona no tiene disparo independiente.

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado igual al alcance de la zona2.

$$X1B = 53.4 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado igual al alcance de la zona2.

$$R1B = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado igual al alcance de la zona2.

$$R1BE = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, sin embargo se deja la temporización en instantáneo.

$$T1B = 0.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z5

La zona5 se ajusta como zona de arranque no direccional y debe cubrir al resto de zonas habilitadas, se recomienda ajustarla como 1.1 veces los alcances de la zona 3.

Dirección: Non - Directional

Fase-Fase

Alcance Reactivo (+): Se ajusta al 110% el alcance reactivo de la zona3.

$$X5 = 70.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Reactivo (-): El ajuste actual se considera adecuado.

$$X5- = 44.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado al 110% el alcance resistivo de la zona3. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R5 = 114.3 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado al 110% el alcance resistivo de la zona3.
Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R5E = 114.3 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, por ser una zona netamente de arranque se ajusta en infinito.

$$T5 = \infty \text{ seg.}$$

➤ **Gráficos de Impedancia Vista de Fases y Tierra**

A continuación se muestran los gráficos de impedancia vista para la protección de distancia de fases y de tierra en donde se verifican los ajustes de las zonas de protección antes mencionados.

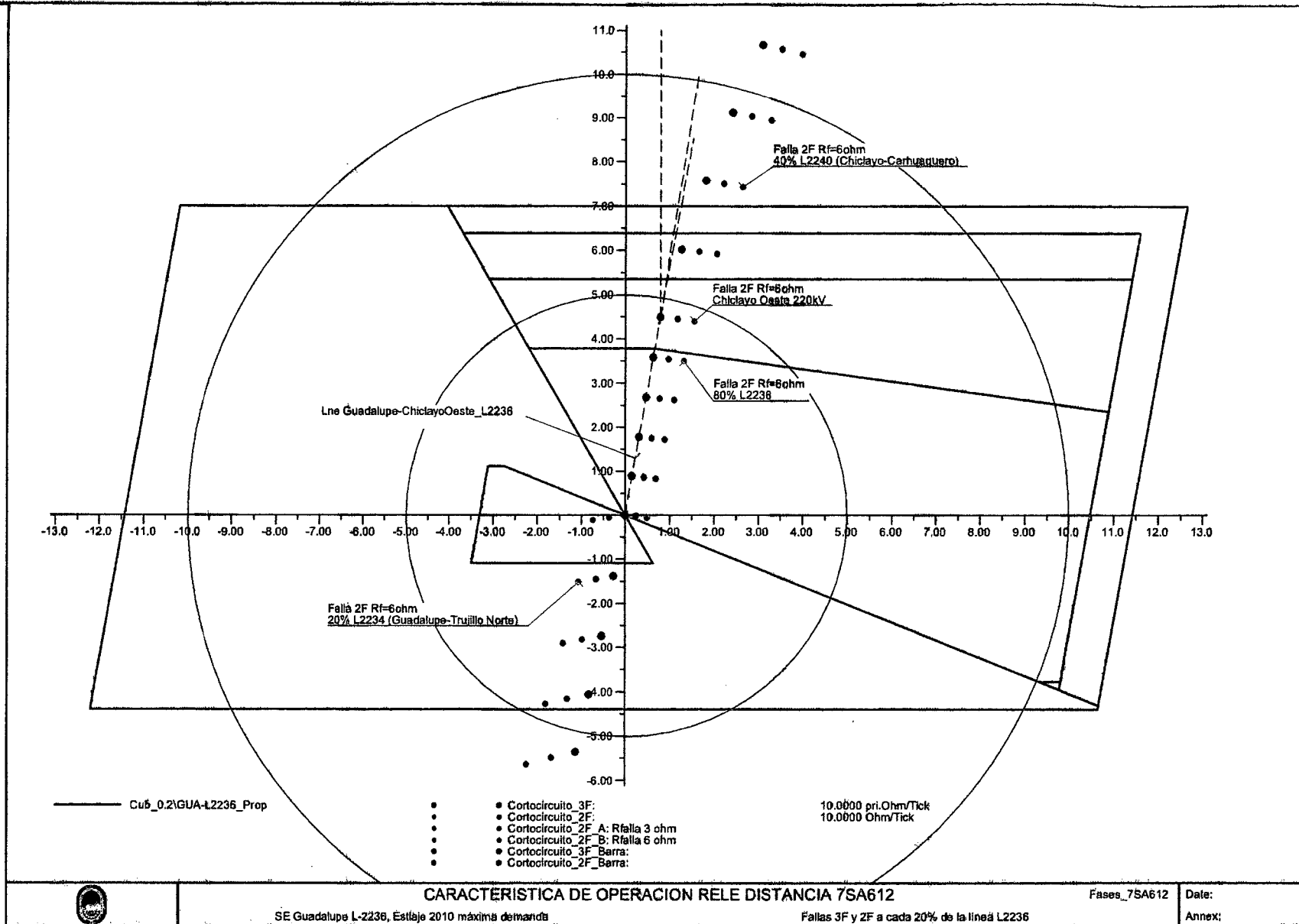


Fig. 4.4.10. Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 máxima demanda

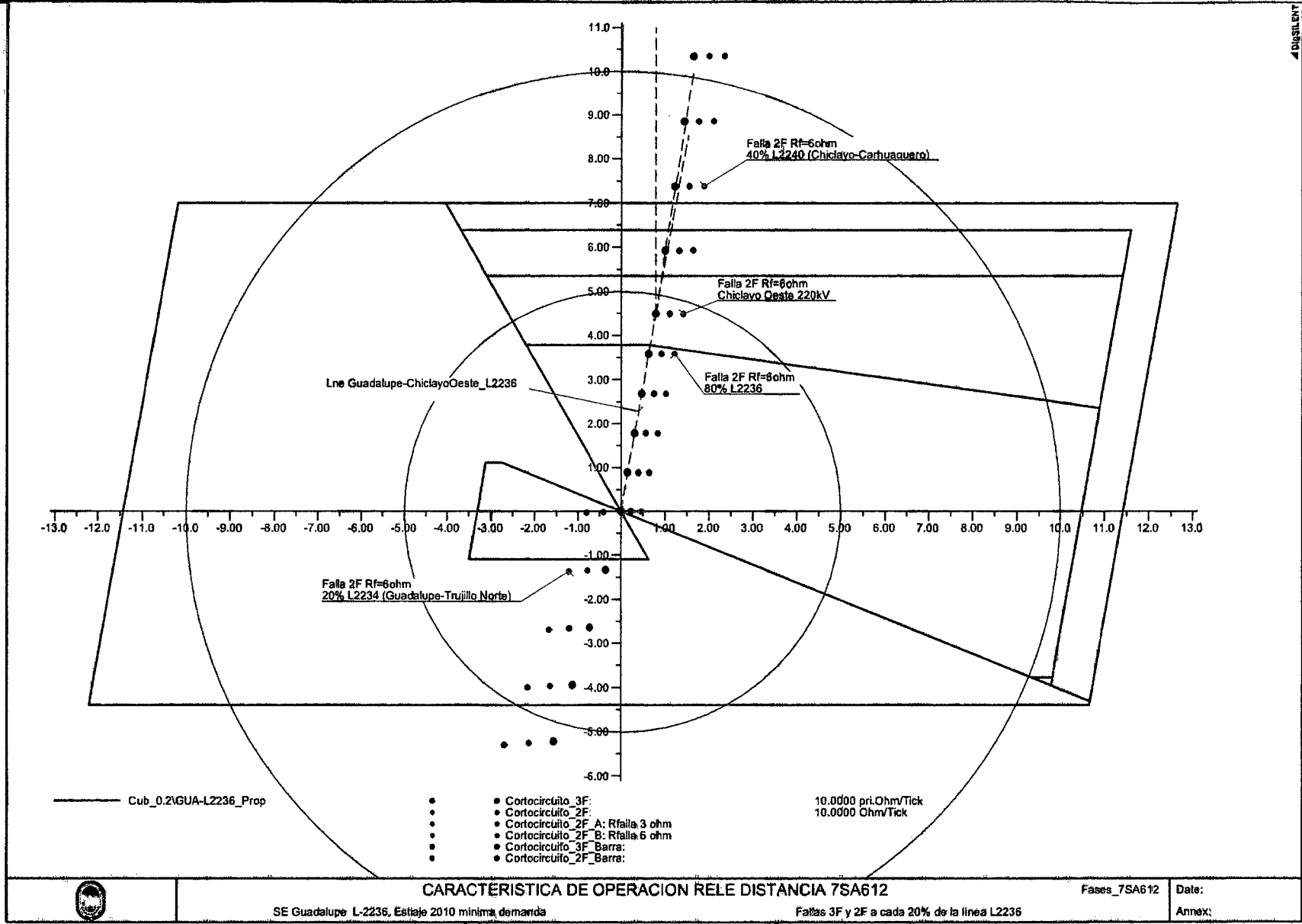


Fig. 4.4.11 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 mínima demanda

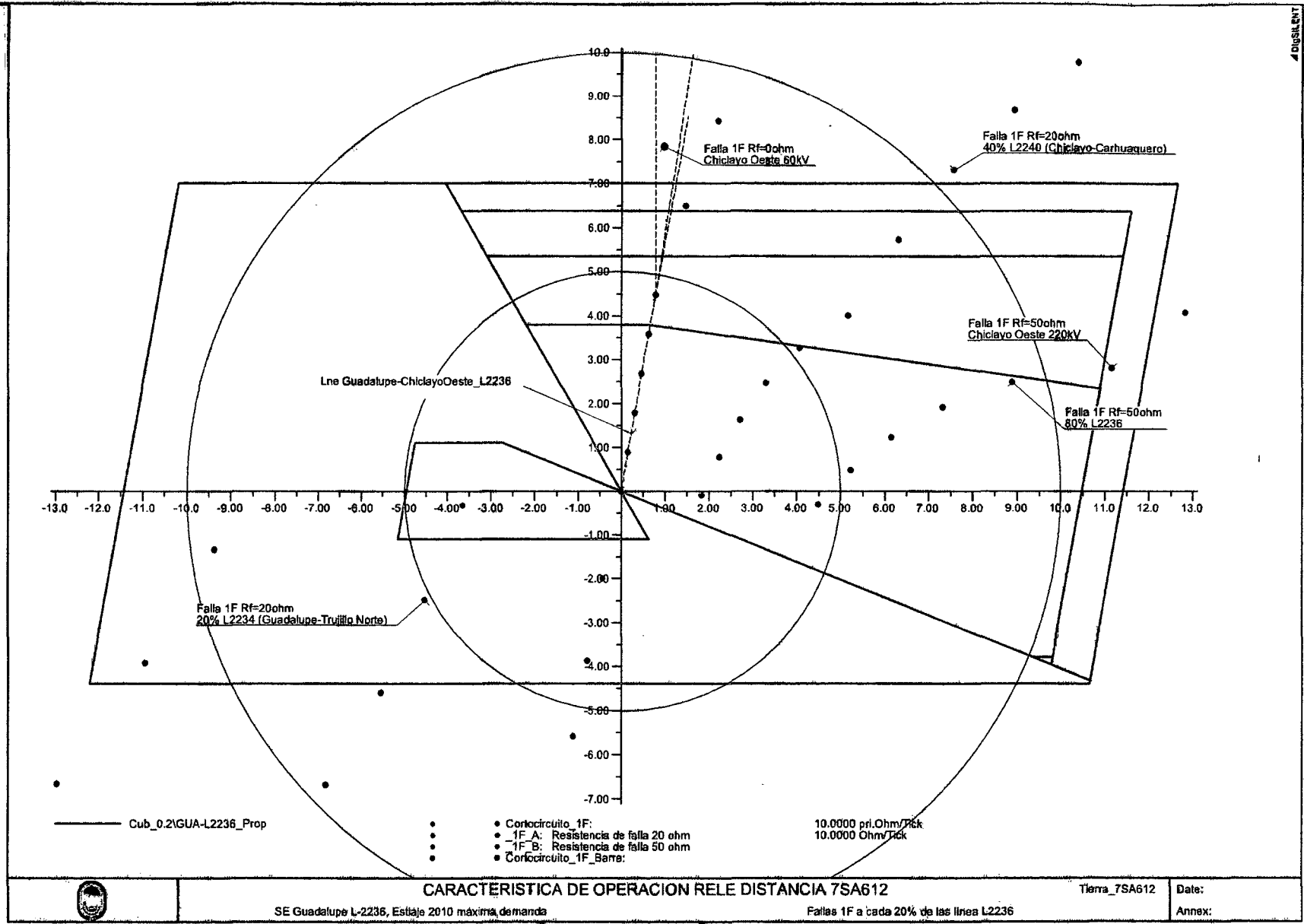


Fig. 4.4.12 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 máxima demanda

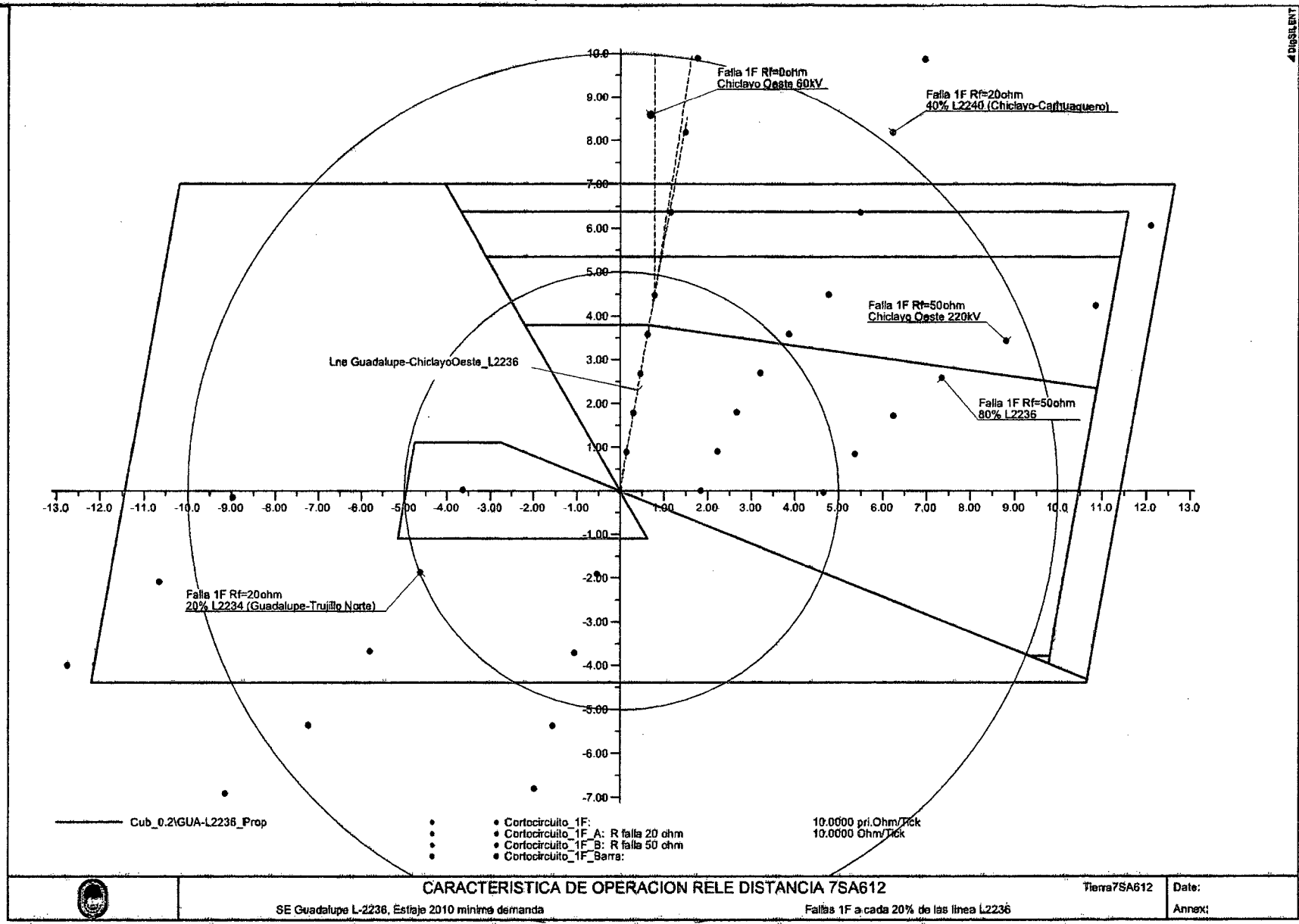


Fig. 4.4.13 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 mínima demanda

➤ **Esquema de Teleprotección**

Actualmente esta línea emplea el esquema de teleprotección PUTT, no se observa inconveniente con este esquema, por lo que se recomienda mantenerlo.

➤ **Cierre Sobre Falla SOFT**

Si bien el ajuste actual de esta función es elevado y solo trabajará para fallas que estén cerca de la S.E. Guadalupe, también se tiene activada la función SOTF por arranque de la zona Z1B. Por lo que se consideran adecuados los ajustes actuales.

➤ **Weak Infeed**

No está habilitada la función. Esta subestación no presenta el problema de alimentación débil, por lo que no es necesaria su habilitación.

➤ **50(N)/51(N) Sobrecorriente Backup**

La función de sobrecorriente no direccional de fases y tierra no están habilitadas, no se considera necesario habilitarlas.

➤ **67N Sobrecorriente Direccional de Tierra**

El ajuste actual presenta tiempos de operación elevados para fallas cercanas y remotas. Se recomienda implementar una etapa de sobrecorriente de tierra temporizada, con una curva con característica IEC normal inverse. El valor de arranque se ajustará al 20% del valor primario del transformador de corriente de la línea ($0.2 \cdot 600 = 120$ A). El dial propuesto permitirá tiempos de apertura ante fallas locales (1%) de 440ms y para fallas remotas (99%) de 800ms.

Los ajustes propuestos son los siguientes:

3140- Op Mode 3Iop = Forward

3141- 3Iop PICKUP = 120 A prim

3143- 3Iop Time Dial = 0.17

3147- Add Tdelay = 0.0 seg

3151 IEC-Curve = Normal Inverse

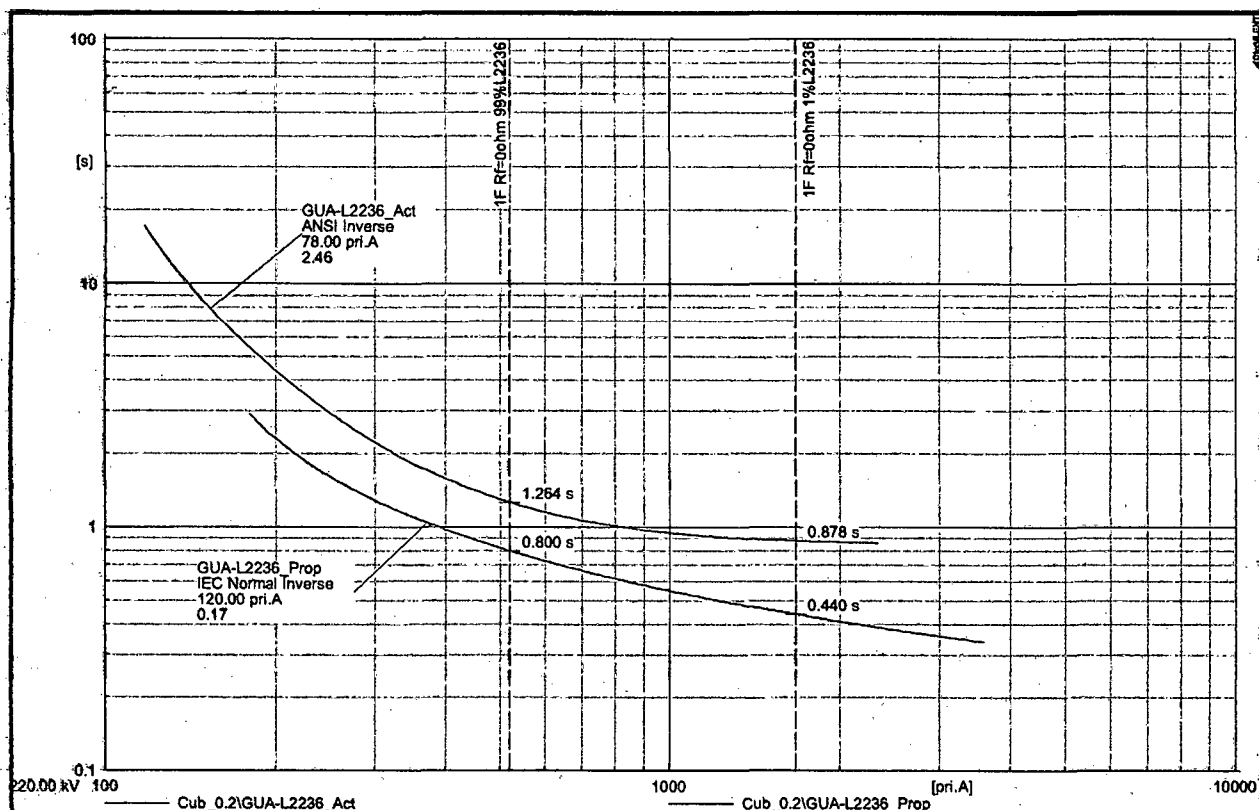


Fig. 4.4.14 Fallas monofásicas en la línea L-2236 – Ajustes Actuales y Propuestos

➤ **Sobrecorriente Direccional de Tierra en Comparación Direccional**

El ajuste actual permite detectar fallas monofásicas con resistencia de falla de 50 ohm en barras de la S.E. Chiclayo Oeste 220kV, el ajuste actual se considera adecuado y se recomienda mantenerlo.

Los ajustes actuales son los siguientes:

3131- Pickup $3I_o > = 60A$

3132- Time delay $T 3I_o > = \text{infinito}$

3133- $3I_o > \text{Telep/BI} = \text{Yes}$

c. **AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS**

Después del análisis de selectividad se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona de Reversa Z4	Zona 1B	Zona de Arranque Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward	F/R
X (Ω)	37.8	53.4	63.8	11.0	53.4	70.0
X(-) (Ω)	-	-	-	-	-	44.0
R (Ω)	105.0	105.0	105.0	33.0	105.0	114.3

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona de Reversa Z4	Zona 1B	Zona de Arranque Z5
RE (Ω)	105.0	105.0	105.0	49.5	105.0	114.3
α	8°	-	-	-	-	-
T (s)	0.00	0.40	1.00	1.50	0.00	∞

Protección de Sobrecorriente de Tierra Direccional:

TC:600/1A	Dirección	Umbral 1			
		Curva	3Io> (A)	Dial	Add Tdelay
Tierra	Forward	IEC-NI	120	0.17	0.0

S.E. CHICLAYO OESTE – RELES SIEMENS 7SA612 Y 7SA522

Para proteger la línea de transmisión L-2236, en la S.E. Chiclayo Oeste se tienen dos relés de protección de distancia marca SIEMENS, el relé principal es el 7SA612 y el relé de respaldo es el 7SA522, ambos tienen habilitadas las mismas funciones de protección y cuentan con los mismos ajustes, es por esta razón que solamente se evaluará al relé 7SA612, en el relé 7SA522 se deberán implementar los mismo ajustes.

a. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de distancia y sobrecorriente direccional fueron los siguientes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona de Reversa Z4	Zona 1B	Zona de Arranque Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward	Non-Direccional
X (Ω)	37.8	72.0	94.0	8.14	72.0	100.0
X(-) (Ω)	-	-	-	-	-	60.0
R (Ω)	40.0	40.0	40.0	24.4	40.0	44.0
RE (Ω)	105.0	105.0	105.0	24.4	105.0	115.0
α	5°	-	-	-	-	-
T (s)	0.00	0.40	1.00	1.50	0.00	∞

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:600/1A	Dirección	Umbral 1			
		Curva	3Io> (A)	Dial	Add Tdelay
Tierra	Forward	IEC-NI	120	0.21	0.0

b. ANÁLISIS DE SELECTIVIDAD

➤ **Configuración de Funciones**

A continuación se muestran las funciones que se encuentran disponibles en el relé de protección de distancia y su estado actual (habilitada o deshabilitada).

0103- Setting Group Change Option.....	Disabled
0110- Trip mode.....	1-/3pole
0112- 21 Distancia lazo fase-fase.....	Z< (cuadrilateral)
0113- 21 Distancia lazo fase-tierra.....	Z< (cuadrilateral)
0114- 21 Distance Protection pickup program.....	Z< (cuadrilateral)
0120- 68 Power Swing detection.....	Enabled
0121- 85-21 Pilot Protection for Distance Protection..	PUTT (Z1B)
0124- 50HS Instantaneous High Speed SOTF.....	Enabled
0125- Weak Infeed (Trip and/o Echo).....	Disabled
0126- 50(N)/51 (N) Backup Overcurrents.....	Disabled
0131- 50N/51N Ground OverCurrent.....	TOC IEC
0132- 85-67 Pilot Protection Ground OverCurrent.....	Dir Comp. Pickup
0133- 79 Auto-Reclose Function.....	IAR-cycle
0134- Auto-Reclose control mode.....	Trip With Action Time
0135- 25 Synchronism and Voltage Check.....	Enabled
0136- 81 Over/Underfrequency Protection.....	Disabled
0137- 27, 59 Under/Overtoltage Protection.....	Enabled
0138- Fault Locator.....	Enabled
0139- 50BF Breaker Failure Protection.....	Disabled
0140- 74TC Trip Circuit Supervision.....	3 trip circuits
0142- 49 thermal Overload Protection.....	Disabled

Por lo general, en ambos extremos de una línea de transmisión (Guadalupe y Chiclayo Oeste), se tiene la misma configuración de funciones en sus relés de distancia.

➤ **Protección de Distancia**

Impedancia de Zona Z1

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 85% de la reactancia de la línea.

$$X1 = 0.85 * 44.59 = 37.9$$

Se recomienda mantener el ajuste actual

$X1 = 37.8 \text{ ohm primario}$

Alcance Resistivo: El ajuste actual permite cubrir fallas bifásicas con resistencia de falla superior a los 6 ohm, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de fases (figura 4.4.15 y 4.4.16).

Se recomienda mantener el ajuste actual

$R1 = 40.0 \text{ ohm primario}$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Con el ajuste actual del alcance resistivo fase-tierra se cubren fallas superiores a los 50Ω de resistencia, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancias vista tierra (figura 4.4.17 y 4.4.18), además de ser menor que el máximo alcance resistivo permitido.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1E = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La temporización de la primera zona se encuentra en instantáneo.

$$T1 = 0.0 \text{ seg.}$$

El ángulo de reducción de zona actualmente se encuentra ajustado en 5° , si bien es cierto el comportamiento en operación normal del flujo de potencia es importador en el extremo de Chiclayo Oeste, se recomienda conservar este ajuste, debido a que en situaciones de contingencia, el flujo puede invertirse.

$$\alpha = 5^\circ$$

Impedancia de Zona Z2

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: La zona 2 se encuentra ajustada al 100% de la reactancia de la línea protegida más el 50% de la reactancia de la línea adyacente más corta.

$$X2 = 44.59 + 0.50 * 55.03 = 72.1 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X2 = 72.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona 1. Con este alcance se cubren fallas bifásicas de 6 ohm de resistencia a lo largo de toda la línea.

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$R2 = 40.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Con el ajuste actual del alcance resistivo fase-tierra se cubren fallas monofásicas de 50Ω de resistencia a lo largo de toda la línea, además de ser menor que el máximo alcance resistivo permitido.

$$R2E = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 2 se encuentra temporizada en 400 ms.

$$T2 = 0.4 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z3

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: La zona 3 se encuentra ajustada como un 85% de la suma de la impedancia de la línea L-2236 más el 120% de la impedancia de la línea L-2234 (Guadalupe – Trujillo Norte), este criterio es utilizado para evitar que exista un traslapeo entre las zonas 3 de la línea L-2236 en Chiclayo con la zona3 de la línea L-2234 en Guadalupe.

$$X3 = 0.85 \cdot (44.59 + 1.20 \cdot 55.03) = 94.03 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$X3 = 94.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona2.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3 = 40.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona2.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3E = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 se encuentra temporizada en 1s.

$$T3 = 1.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z4

Dirección: Reverse

Fase-Fase

Alcance Reactivo: La zona 4 se encuentra ajustada al 20% de la reactancia de la línea L-2240 (Chiclayo Oeste – Carhuaquero).

$$X4 = 0.20 \cdot 40.67 = 8.13 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$X4 = 8.14 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado como 3 veces el alcance reactivo.

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$R4 = 24.4 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado como 3 veces el alcance reactivo.

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$R4E = 24.4 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 4 se encuentra temporizada en 1.5 seg.

$$T4 = 1.5 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z1B

Esta zona es usada como zona de extensión para el esquema de teleprotección. Actualmente presenta los mismos ajustes que la zona 2, lo cual se considera adecuado. Esta zona no tiene disparo independiente.

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado igual al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X1B = 72.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado igual al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1B = 40.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado igual al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1BE = 105.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, sin embargo se deja la temporización en instantáneo.

$$T1B = 0.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z5

La zona5 se ajusta como zona de arranque no direccional y debe cubrir al resto de zonas, se encuentra ajustada como 1.1 veces los alcances de la zona 3.

Dirección: Non - Directional

Fase-Fase

Alcance Reactivo (+): Se encuentra ajustado al 110% del alcance reactivo de la zona3.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X5 = 100.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Reactivo (-): El ajuste actual se considera adecuado.

$$X5- = 60.0 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado al 110% del alcance resistivo de la zona3.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R5 = 44.0 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado al 110% del alcance resistivo de la zona3.
Se recomienda mantener el ajuste actual.

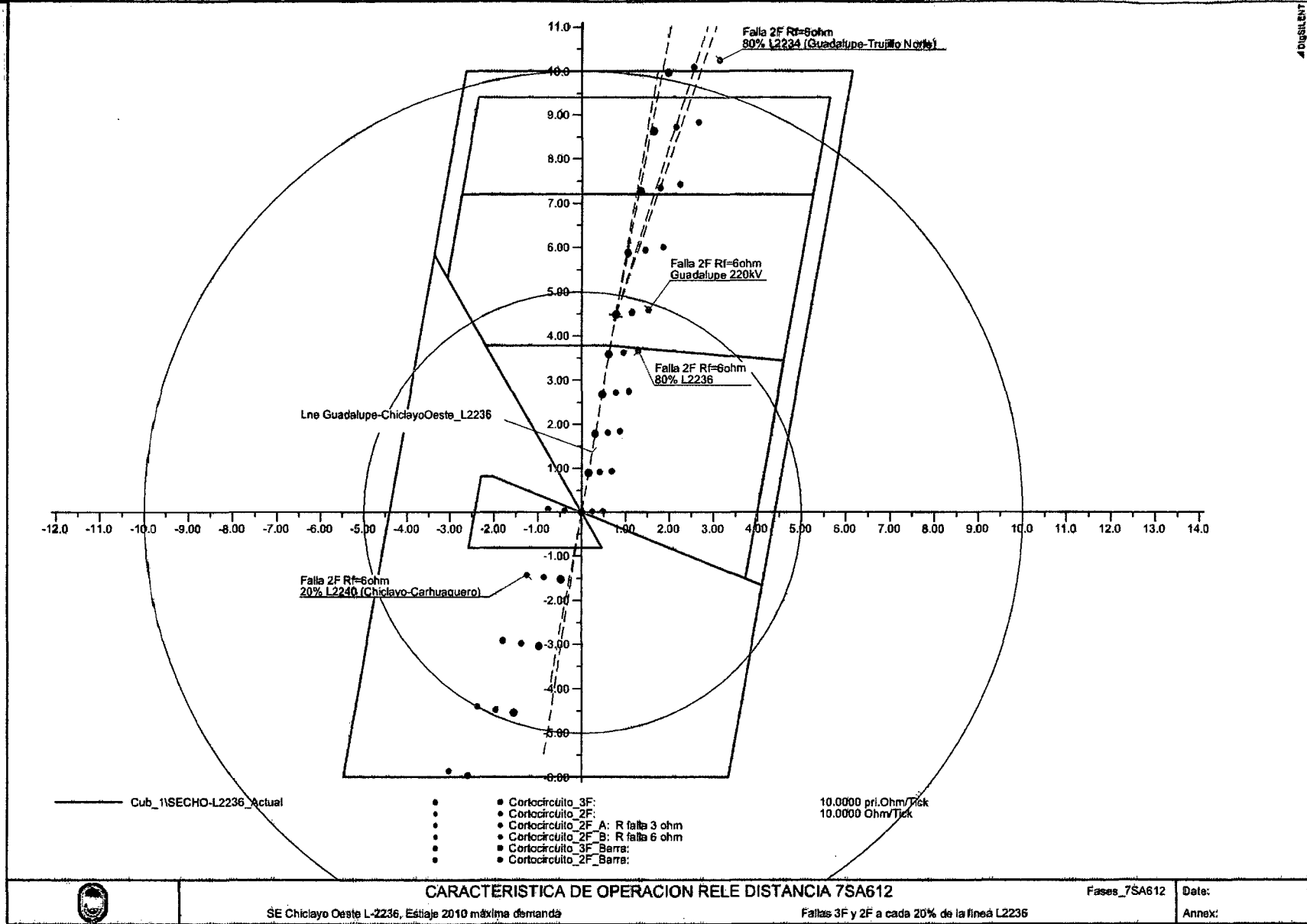
$$R5E = 115.0 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, por ser una zona netamente de arranque se ajusta en infinito.

$$T5 = \infty \text{ seg.}$$

➤ **Gráficos de Impedancia Vista de Fases y Tierra**

A continuación se muestran los gráficos de impedancia vista para la protección de distancia de fases y de tierra en donde se verifican los ajustes de las zonas de protección antes mencionados.



CARACTERÍSTICA DE OPERACION RELE DISTANCIA 7SA612

SE Chiclayo Oeste L-2236, Estiaje 2010 máxima demanda

Fallas 3F y 2F a cada 20% de la línea L2236

Fases_7SA612

Date:

Annex:

Fig. 4.4.15 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 máxima demanda

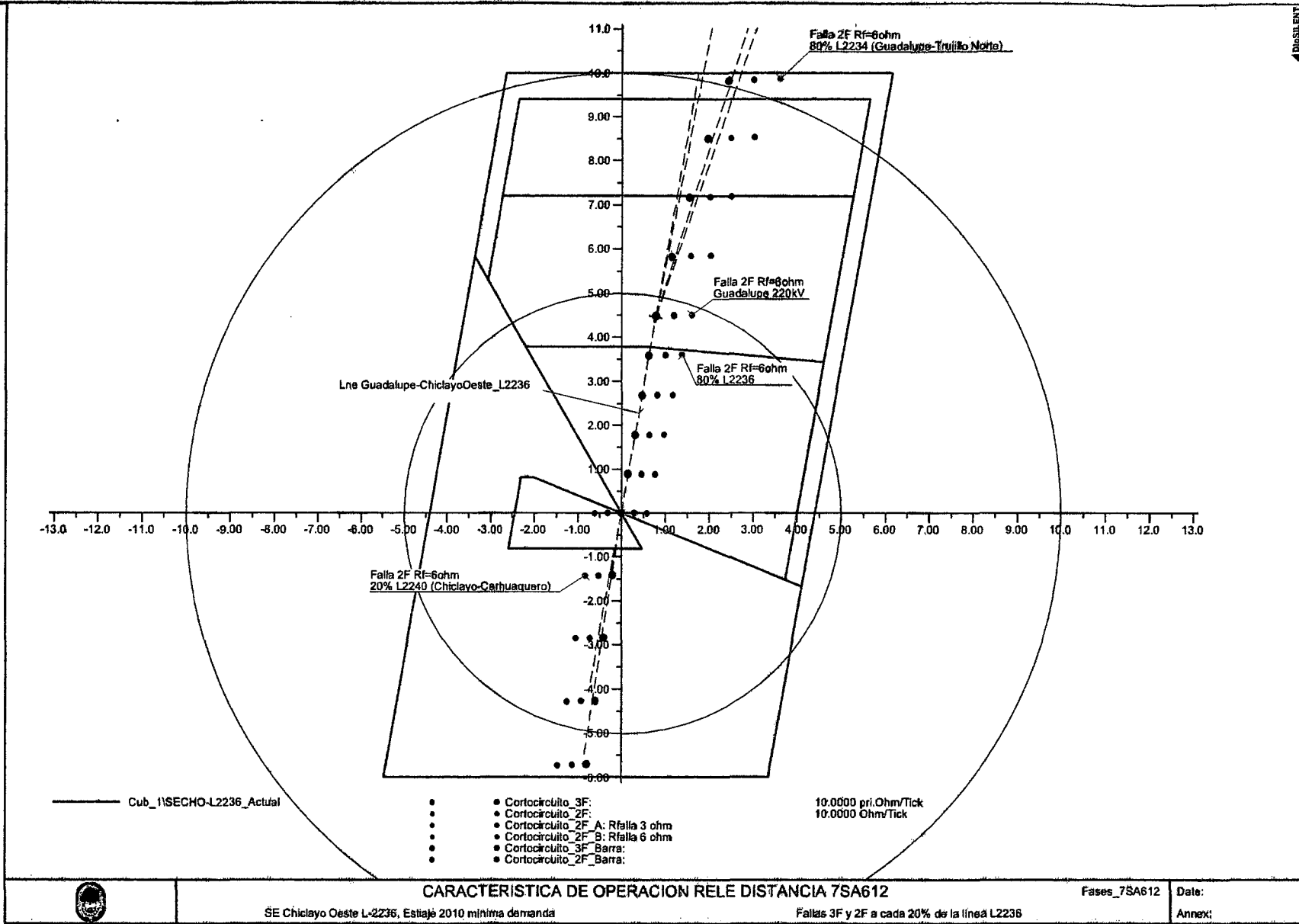


Fig. 4.4.16 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 mínima demanda

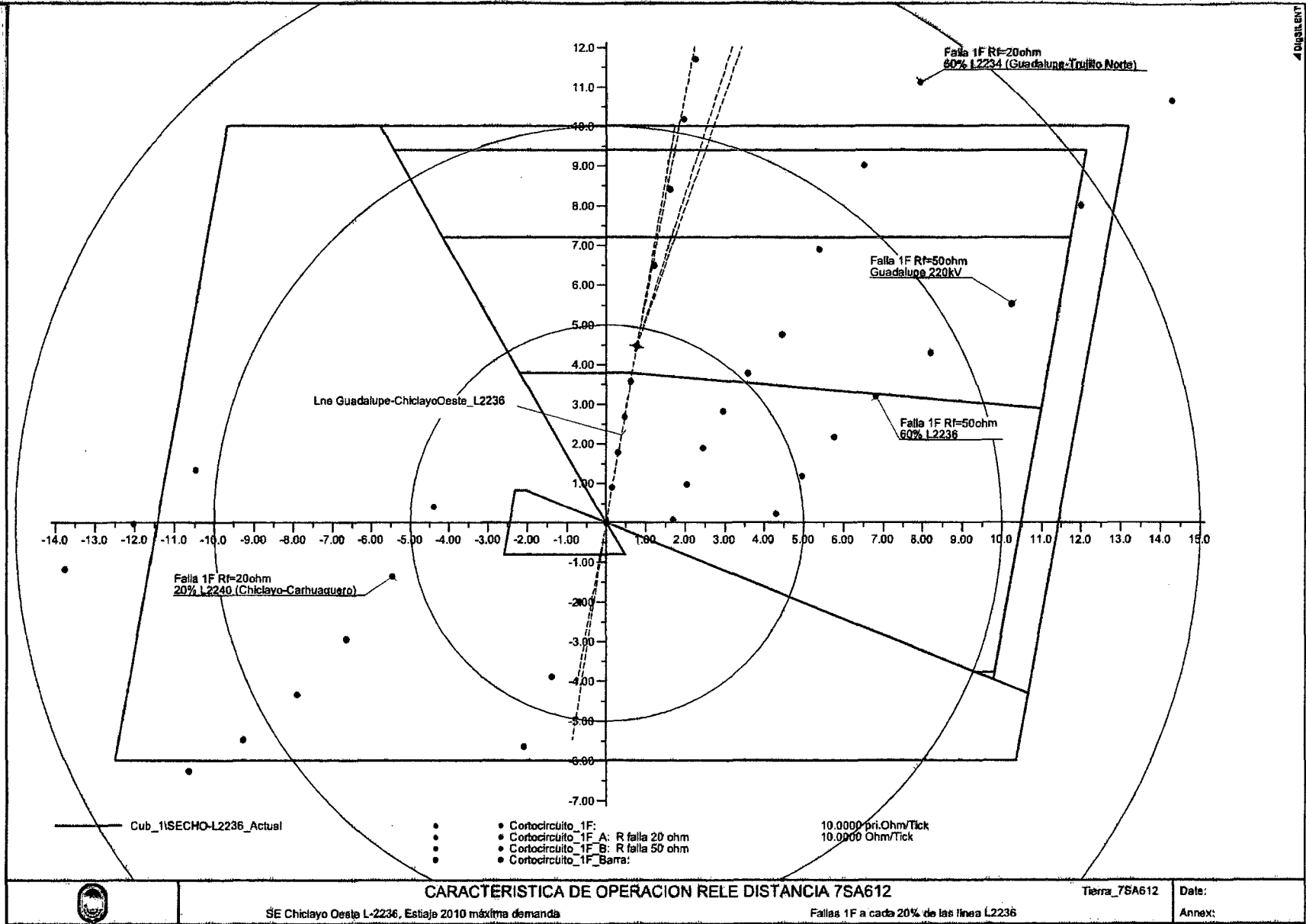


Fig. 4.4.17 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 máxima demanda

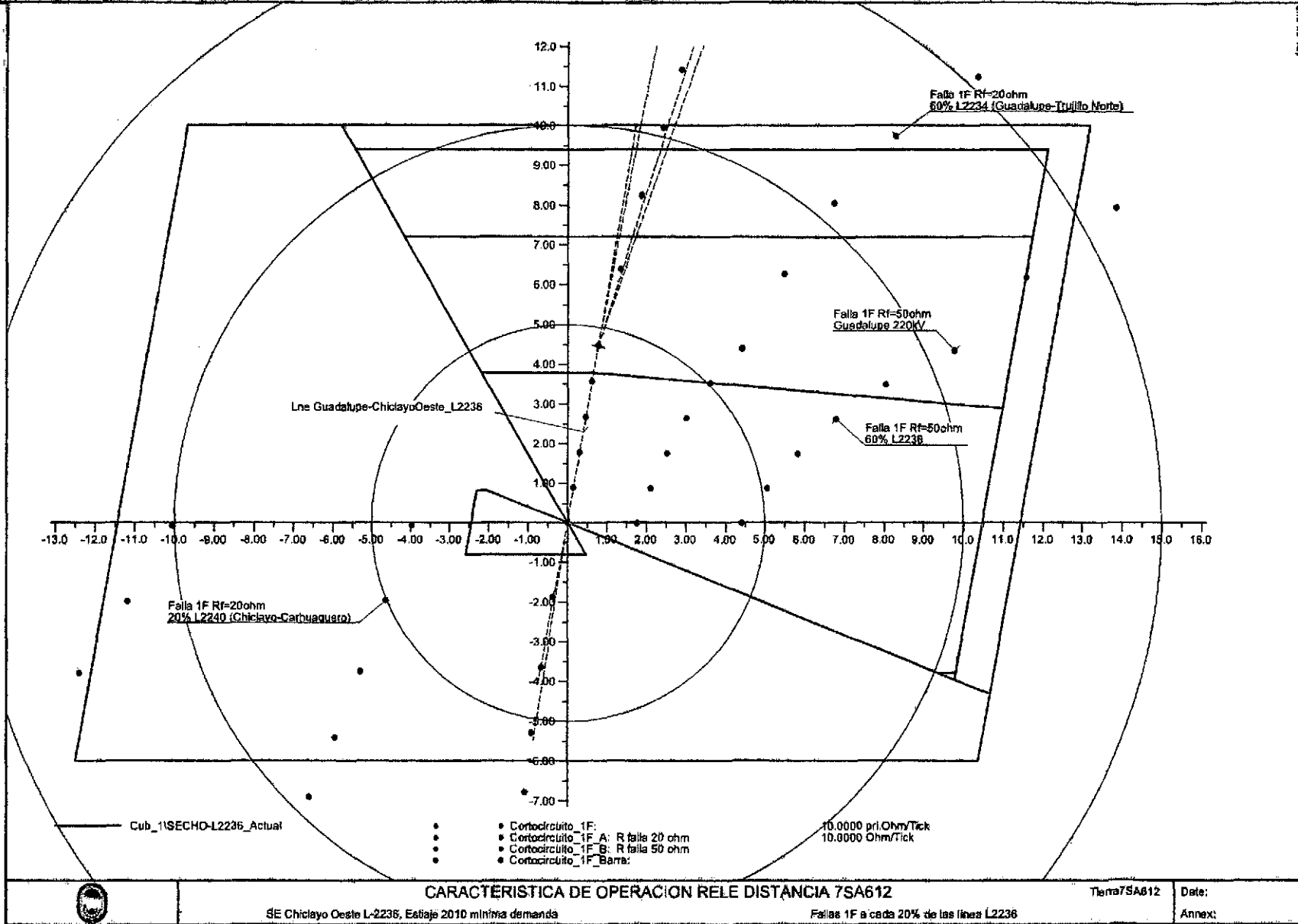


Fig. 4.4.18 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 mínima demanda

➤ **Esquema de Teleprotección**

Actualmente esta línea emplea el esquema de teleprotección PUTT, no se observa inconveniente con este esquema, por lo que se recomienda mantenerlo.

➤ **Cierre Sobre Falla SOFT**

Si bien el ajuste actual de esta función es elevado y solo trabajará para fallas que estén cerca de la S.E. Guadalupe, también se tiene activada la función SOTF por arranque de la zona Z1B. Por lo que se consideran adecuados los ajustes actuales.

➤ **Weak Infeed**

No está habilitada la función. Esta subestación no presenta el problema de alimentación débil, por lo que no es necesaria su habilitación.

➤ **50(N)/51(N) Sobrecorriente Backup**

La función de sobrecorriente no direccional de fases y tierra no están habilitadas, no se considera necesario habilitarlas.

➤ **67N Sobrecorriente Direccional de Tierra**

Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual consta de una etapa de sobrecorriente a tierra temporizada con característica IEC normal inverse. El valor de arranque se encuentra ajustado al 20% del valor primario del transformador de corriente de la línea ($0.2 \cdot 600 = 120$ A).

Con el ajuste actual obtenemos tiempos de aperturas ante fallas locales (1%) de 500ms y para fallas remotas (99%) de 820ms.

Los ajustes actuales son los siguientes:

3140- Op Mode 3Iop = Forward

3141- 3Iop PICKUP = 120 A prim

3143- 3Iop Time Dial = 0.21

3147- Add Tdelay = 0.0 seg

3151 IEC-Curve = Normal Inverse

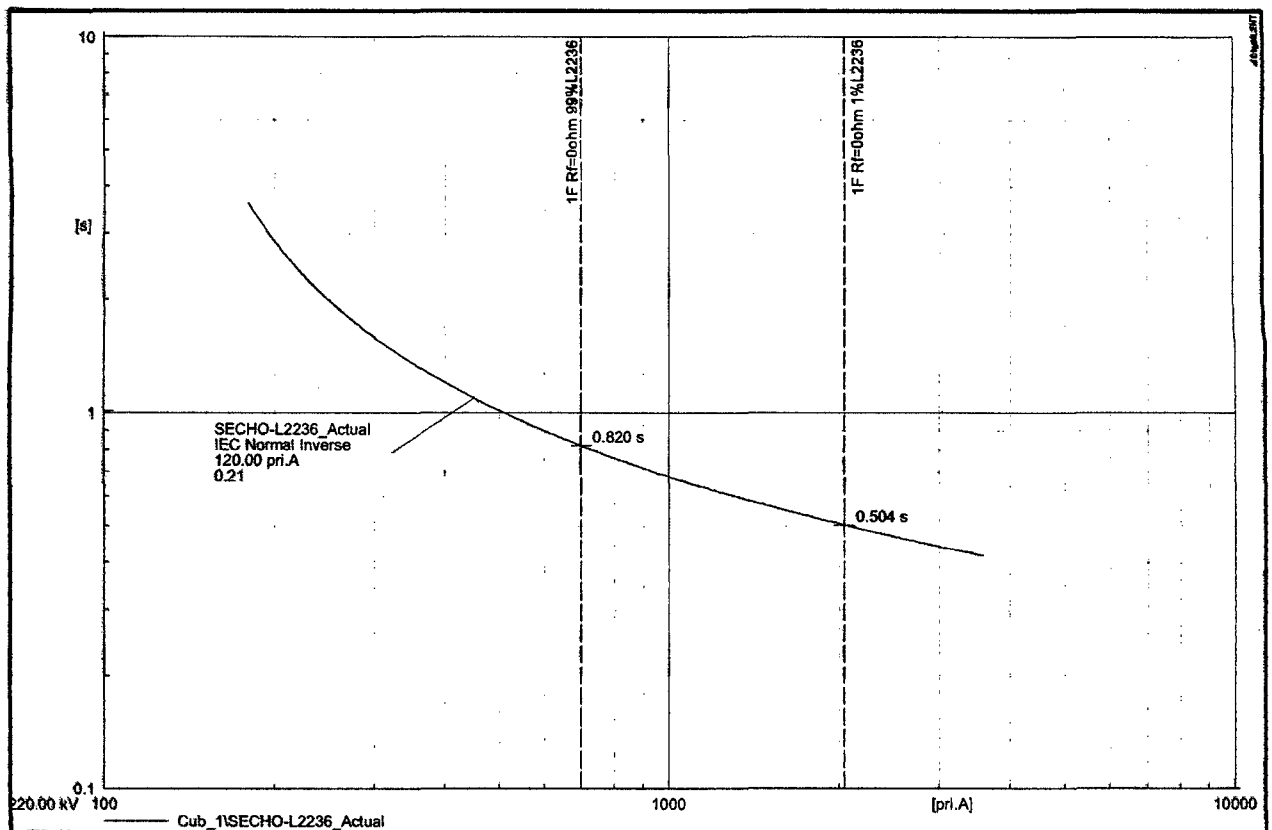


Fig. 4.4.19 Fallas monofásicas en la línea L-2236 – Ajustes Actuales

➤ **Sobrecorriente Direccional de Tierra en Comparación Direccional**

El ajuste actual permite detectar fallas monofásicas con resistencia de falla de 50 ohm en barras de la S.E. Guadalupe 220kV, el ajuste actual se considera adecuado y se recomienda mantenerlo.

Los ajustes actuales son los siguientes:

- 3131- Pickup $3I_{o>}$ = 60
- 3132- Time delay T $3I_{o>}$ = 30 s
- 3133- $3I_{o>}$ Telep/BI = Yes

c. **AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS**

Después del análisis de selectividad se recomendaron mantener los ajustes actuales.

4.5 EVALUACIÓN DE LA ZONA CENTRO

5.1 Subestación Cantera 220/60 kV

La subestación Cantera tiene una configuración de barra simple, cuenta con un transformador de potencia 214/60/10kV y una línea en 60kV. A continuación se muestra un diagrama unifilar resumido de la subestación

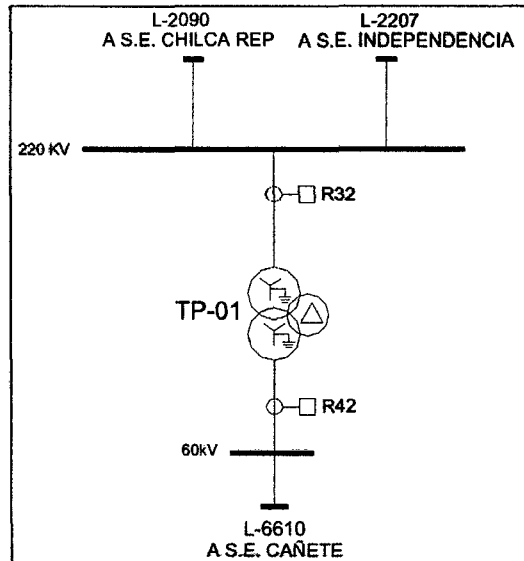


Fig. 4.5.1 Subestación Cantera 220/60 kV

a. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS

Los principales parámetros eléctricos de los equipos pertenecientes a la subestación Cantera son los siguientes:

Transformadores TP-01

- Potencia nominal : 20-25/20-25/6.66-8.33 MVA ONAN-ONAF
- Tensión nominal: 214+4-5x2.1%/60/10 kV
- Corriente nominal: 53.96-67.45/192.45-240.56/384.52-480.93A ONAN-ONAF
- Grupo de conexión: YNyn0d5
- Tensión de cortocircuito:
 - Vcc (214kV – 60kV) : 13.76% (Potencia base 25 MVA)
 - Vcc (60kV – 10kV) : 1.23% (Potencia base 8.33 MVA)
 - Vcc (214kV – 10kV) : 2.96% (Potencia base 8.33 MVA)

b. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de sobrecorriente de fases y tierra fueron los siguientes:

Transformadores TP-01

- Lado 220 kV – Relé (Marca/Modelo): ABB/REF543

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	98.0	0.30	-	-	-
Tierra	IEC-NI	30.0	0.30	-	-	-

- Lado 60 kV – Relé (Marca/Modelo): ABB/REF543

TC:300/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	261.0	0.25	-	-	-
Tierra	IEC-NI	120.0	0.15	-	-	-

c. **ANÁLISIS DE SELECTIVIDAD**

★ **TRANSFORMADOR TP-01**

Coordinación de Fase

Sobrecorriente de Fase NIVEL 60 kV

Actualmente se encuentra habilitada la función de tiempo inverso cuyo valor de arranque se encuentra ajustado al 108% de la corriente nominal ONAF, equivalente al 138% de la corriente nominal ONAN, del lado de 60kV del transformador de potencia, lo cual se considera aceptable para el horizonte de análisis, si la proyección de demanda futura supera el valor ONAN del transformador se deberá elevar el valor de arranque en función a la potencia ONAF. El dial actual también se considera adecuado ya que permite despejar fallas trifásicas francas en la barra de 60kV en 930ms.

El ajuste primario actual es:

TC:300/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	261.0	0.25	-	-	-

Sobrecorriente de Fase NIVEL 220 kV

Actualmente se encuentra habilitada la función de tiempo inverso cuyo valor de arranque se encuentra ajustado al 145% de la corriente nominal ONAF del lado de 220kV del transformador de potencia, lo cual se considera adecuado. El dial actual también se considera adecuado ya que permite tener un buen tiempo de coordinamiento con el relé de 60kV ante la ocurrencia de fallas en la barra de 60kV.

Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido con un valor de arranque del 130% de la máxima corriente de cortocircuito que mide el relé cuando se produce una falla trifásica franca en la barra de 60kV. La temporización será de 100ms con el fin de evitar problemas de operación ante la presencia de la corriente de inrush.

El ajuste primario propuesto es:

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	98.0	0.30	DT	700.0	0.10

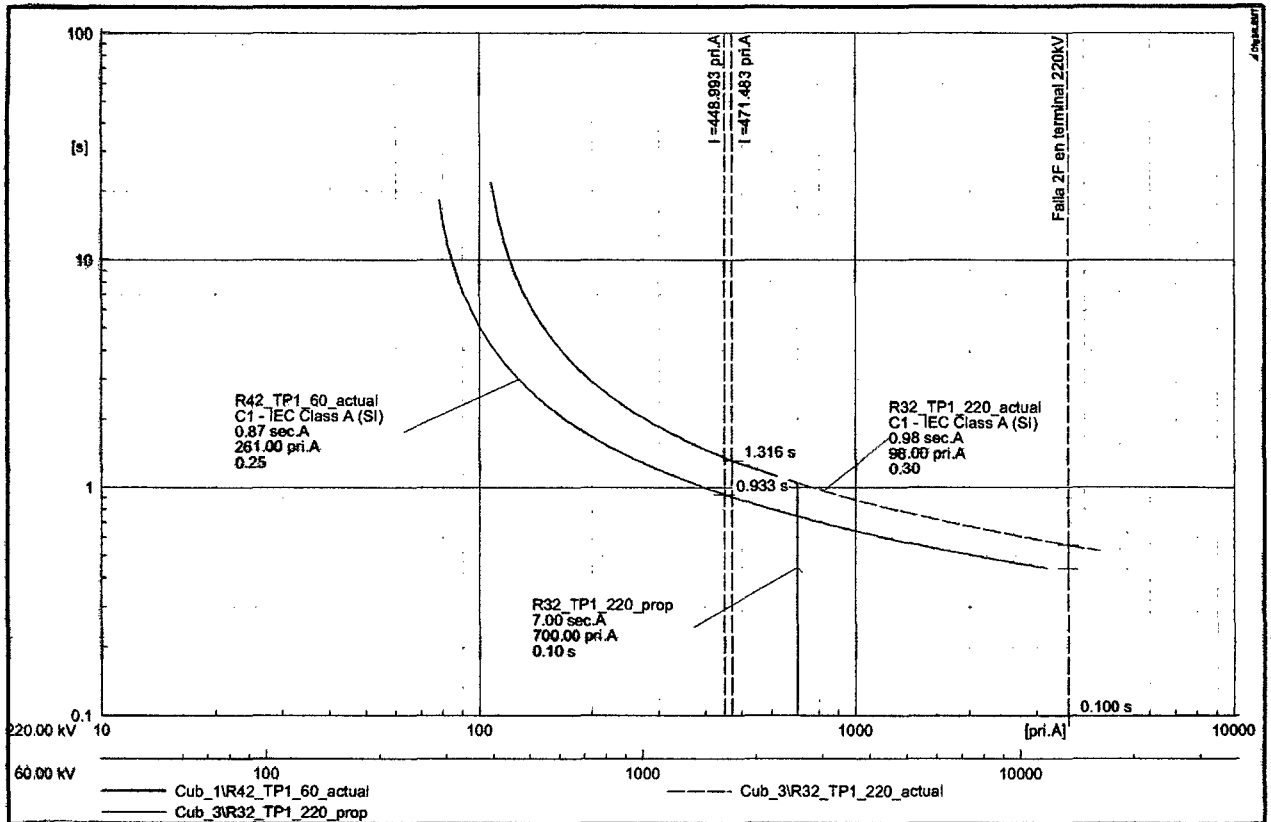


Fig. 4.5.2 Falla trifásica Barra 60 kV – Ajustes Actuales y Propuestos

Coordinación de Tierra

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 60 kV

Actualmente se encuentra habilitada la función de tiempo inverso cuyo valor de arranque se encuentra ajustado al 49% de la corriente nominal ONAF del lado de 60kV del transformador de potencia, lo cual se considera aceptable. El dial actual se considera adecuado ya que permite despejar fallas monofásicas francas en un tiempo de 370ms.

El ajuste primario actual es:

TC:300/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Tierra	IEC-NI	120.0	0.15	-	-	-

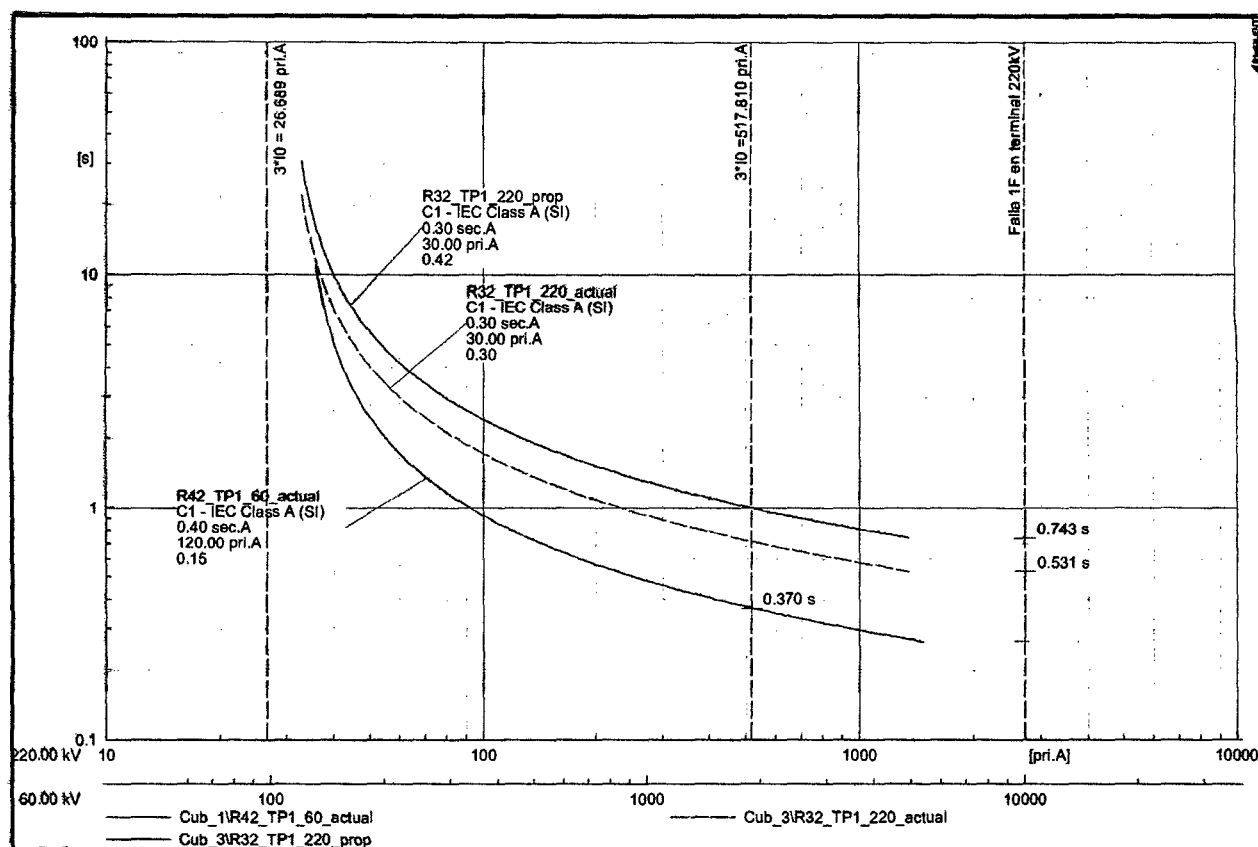


Fig. 4.5.3 Falla monofásica Barra 60 kV – Ajustes Actuales y Propuestos

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 220 kV

Actualmente se encuentra habilitada la función de tiempo inverso cuyo valor de arranque se encuentra ajustado al 44% de la corriente nominal ONAF del lado de 220kV del transformador de potencia, lo cual se considera aceptable. El dial actual presenta un tiempo de operación similar a la función de sobrecorriente direccional a tierra de los relés de distancia que protegen a las líneas L-2090(Cantera – Chilca REP) y L-2207 (Cantera – Independencia) y que se ubican en la barra de 220kV de la SE La Cantera, tal como se puede apreciar en la figura 4.5.4, por lo que se propone aumentar el dial de 0.30 a 0.42, para tener un margen de coordinación adecuado ante fallas cercanas a la subestación.

La etapa de tiempo definido se encuentra deshabilitada, un ajuste posible para esta etapa sería de 1500A, sin embargo el modelo del relé no permite ingresar este ajuste, el máximo permitido es $12 \times I_n = 1200A$, este valor está muy cercano a la corriente que ve el relé ante una falla en la barra de 220kV, si es que se habilita esta etapa pueda presentar problemas de operaciones indeseadas, por lo que se recomienda mantenerlo deshabilitado.

El ajuste primario propuesto es:

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Tierra	IEC-NI	30.0	0.42	-	-	-

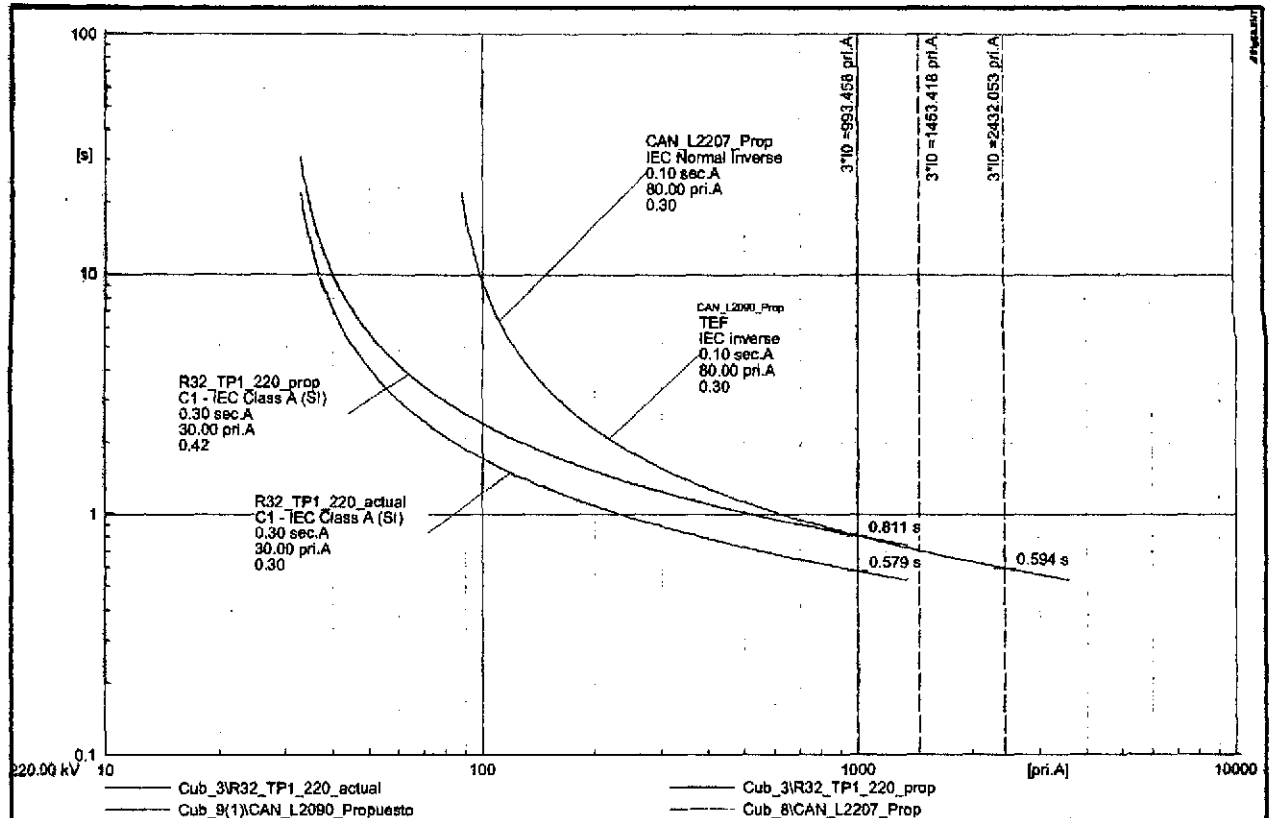


Fig. 4.5.4 Falla monofásica Barra 60 kV – Ajustes Propuestos

d. AJUSTES PROPUESTOS

Después del análisis de selectividad se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Transformador TP-01

- Lado 220 kV – Relé (Marca/Modelo): ABB/REF545

TC:100/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	98.0	0.30	DT	700.0	0.10
Tierra	IEC-NI	30.0	0.42	-	-	-

- Lado 60 kV – Relé (Marca/Modelo): ABB/REF545

TC:300/1A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-NI	261.0	0.25	-	-	-
Tierra	IEC-NI	120.0	0.15	-	-	-

4.5.2 Línea de Transmisión Paralela 220kV, L-2218/L-2219 (S.E. Pachachaca - S.E. Campo Armiño)

PARAMETROS DE LA LÍNEA

La línea de transmisión paralela L-2218 y L-2219 tienen los siguientes parámetros eléctricos:

L = 195.13 km
Rd = 11.73 ohm primario
Xd = 98.05 ohm primario
R0 = 64.11 ohm primario
X0 = 297.61 ohm primario
Rmutua = 44.25 ohm primario
Xmutua = 149.17 ohm primario

Alcance Resistivo Máximo

La máxima capacidad de transporte de la línea es 152 MVA, por lo tanto la impedancia de carga es:

$$Z_{min_carga} = (0.85*U)^2/(S) = (0.85*220)^2 / (152) = 230 \text{ ohm}$$

El alcance resistivo máximo viene dado por:

$$R_{max} = 0.67*Z_{min_carga} = 0.67*230 = 154 \text{ ohm}$$

Factor de Compensación Homopolar

Con los parámetros eléctricos de la línea se calcula el factor de compensación homopolar:

$$K0 = 0.70$$
$$\text{Angle } K0 = -7.88$$

S.E. PACHACHACA – RELES SIEMENS 7SA612 Y 7SA522

Para proteger la línea de transmisión paralela L-2218/L-2219, en la S.E. Pachachaca se tienen dos relés de protección de distancia marca SIEMENS por terna, el relé principal es el 7SA612 y el relé de respaldo es el 7SA522, ambos tienen habilitadas las mismas funciones de protección y cuentan con los mismos ajustes, es por esta razón que solamente se evaluará al relé 7SA612, en el relé 7SA522 se deberán implementar los mismo ajustes.

Por ser una línea paralela, la evaluación será la misma para ambas ternas, sin embargo, para simplificar, solamente se mostrará la evaluación de la terna L-2218. Los gráficos de impedancia vista se realizarán para el caso más crítico, es decir, con la línea paralela L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra.

a. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de distancia y sobrecorriente direccional fueron los siguientes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona de Reversa Z4	Zona 1B	Zona de Arranque Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward	Non-Directional
X (Ω)	83.34	117.63	150.00	1.35	117.63	165.00
X(-) (Ω)	-	-	-	-	-	50.00
R (Ω)	60.00	60.00	60.00	8.07	60.00	66.00
RE (Ω)	115.00	115.00	115.00	8.07	115.00	126.50
α	0°	-	-	-	-	-
T (s)	0.00	0.40	1.00	1.5	0.00	∞

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:750/1A	Dirección	Umbral 1				Umbral 2		
		Curva	3I ₀ > (A)	Dial	Add Tdelay	Curva	3I ₀ >> (A)	t2
Tierra	Forward	IEC-NI	120	0.16	0.0	DT	1200	0.25

b. ANALISIS DE SELECTIVIDAD

➤ Configuración de Funciones

A continuación se muestran las funciones que se encuentran disponibles en el relé de protección de distancia y su estado actual (habilitada o deshabilitada).

- 0103- Setting Group Change Option..... Enabled
- 0110- Trip mode..... 1-/3pole
- 0112- 21 Distancia lazo fase-fase..... Z< (cuadrilateral)
- 0113- 21 Distancia lazo fase-tierra..... Z< (cuadrilateral)
- 0114- 21 Distance Protection pickup program..... Z< (cuadrilateral)
- 0120- 68 Power Swing detection..... Enabled
- 0121- 85-21 Pilot Protection for Distance Protection.. PUTT (Z1B)
- 0122- DTT Direct Transfer Trip..... Disabled
- 0124- 50HS Instantaneous High Speed SOTF..... Enabled
- 0125- Weak Infeed (Trip and/o Echo)..... Disabled
- 0126- 50(N)/51 (N) Backup Overcurrents..... TOC-ANSI
- 0131- 50N/51N Ground OverCurrent..... TOC-IEC
- 0132- 85-67 Pilot Protection Ground OverCurrent..... Dir Comp. Pickup
- 0133- 79 Auto-Reclose Function..... 1AR-cycle
- 0134- Auto-Reclose control mode..... Trip With Action Time
- 0135- 25 Synchronism and Voltage Check..... Disabled
- 0136- 81 Over/Underfrequency Protection..... Disabled
- 0137- 27, 59 Under/Overtvoltage Protection..... Enabled
- 0138- Fault Locator..... Enabled

0139- 50BF Breaker Failure Protection.....	Disabled
0140- 74TC Trip Circuit Supervision.....	3 trip circuits
0142- 49 Thermal Overload Protection.....	Disabled

➤ **Protección de Distancia**

Impedancia de Zona Z1

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: El alcance reactivo actual representa el 85% de la reactancia de la línea, debido a que fallas en la barra de Campo Armiño 220kV con la línea paralela L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra no son detectadas en zona 1, este alcance se considera adecuado.

$$X1 = 0.85 * 98.03 = 83.32$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$X1 = 83.34 \text{ ohm primario}$

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos bifásicos con resistencias de falla de 6 ohm en la zona protegida, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de fases (figura 4.5.5 y 4.5.6).

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$R1 = 60.00 \text{ ohm primario}$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencias de falla de 50 ohm en la zona protegida, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de tierra (figura 4.5.7 y 4.5.8).

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$R1E = 115.0 \text{ ohm primario}$

Temporización: La temporización de la primera zona se encuentra en instantáneo.

$T1 = 0.0 \text{ seg.}$

El ajuste del ángulo de reducción de zona actual se considera adecuado, dado el efecto importador del extremo Pachachaca en la línea L-2218.

$\alpha^\circ = 0^\circ$

Impedancia de Zona Z2

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance reactivo: La zona 2 se encuentra ajustada al 120% de la reactancia de la línea.

$$X2 = 1.20 * 98.03 = 117.64$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X2 = 117.63 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos bifásicos con resistencia de falla de 6ohms en la barra de Campo Armíño 220kV.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R2 = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado al 50% de la impedancia mínima de carga. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R2E = 115.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Con el ajuste actual se detectan fallas en la S.E. Restitución 220kV, pero dado que el relé de distancia de las líneas L-2228/2229/2230 (Campo Armíño = Restitución), despeja este tipo de falla en zona 1 (0ms), la temporización actual se considera adecuada.

$$T2 = 0.4 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z3

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance reactivo: El criterio del ajuste de esta zona es servir de respaldo para fallas en la barra Restitución 220kV cuando la línea paralela se encuentre en servicio (operación normal), el ajuste actual se considera adecuado.

$$X3 = 150.00 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Está ajustada igual al alcance resistivo de fases de la zona 2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3 = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Está ajustado igual al alcance resistivo de tierra de la zona 2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3E = 115.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 se encuentra temporizada en 1 seg.

$$T3 = 1.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z4

Dirección: Reverse

Fase-Fase

Alcance reactivo: Se encuentra ajustada al 20% de la reactancia de la línea L-2226 (Pachachaca – Pomacocha), el ajuste actual se considera adecuado.

$$X4 = 1.35 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: El ajuste actual se considera aceptable.

$$R4 = 8.07 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: El ajuste actual se considera aceptable.

$$R4E = 8.07 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 4 se encuentra temporizada en 1.5 seg.

$$T4 = 1.5 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z1B

Esta zona es usada para el esquema de teleprotección como zona de extensión en un esquema PUTT.

Actualmente está ajustada similar a la zona 2, se recomienda mantener el ajuste actual.

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Está ajustado igual al alcance reactivo de la zona2.

$$X1B = 117.63 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Está ajustado igual al alcance resistivo de la zona2.

$$R1B = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Está ajustado igual al alcance resistivo de la zona2.

$$R1BE = 115.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, sin embargo se deja la temporización en instantáneo.

$$T1B = 0.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z5

Es una zona de arranque no direccional, la cual cubre las características de fases y tierra de las cuatro zonas. Se encuentra ajustado como 1.1 veces los alcances de la zona 3.

Dirección: Non - Directional

Fase-Fase

Alcance Reactivo (+): Se encuentra ajustado al 110% del alcance reactivo de la zona3.

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X5 = 165.00 \text{ ohm primario}$$

Alcance Reactivo (-): Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X5- = 50.00 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado al 110% del alcance resistivo de la zona3. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R5 = 66.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado al 110% del alcance resistivo de la zona3. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R5E = 126.50 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, por ser una zona netamente de arranque se ajusta en infinito.

$$T5 = \infty \text{ seg.}$$

➤ **Gráficos de Impedancia Vista de Fases y Tierra**

A continuación se muestran los gráficos de impedancia vista para la protección de distancia de fases y de tierra en donde se verifican los ajustes de las zonas de protección antes mencionados.

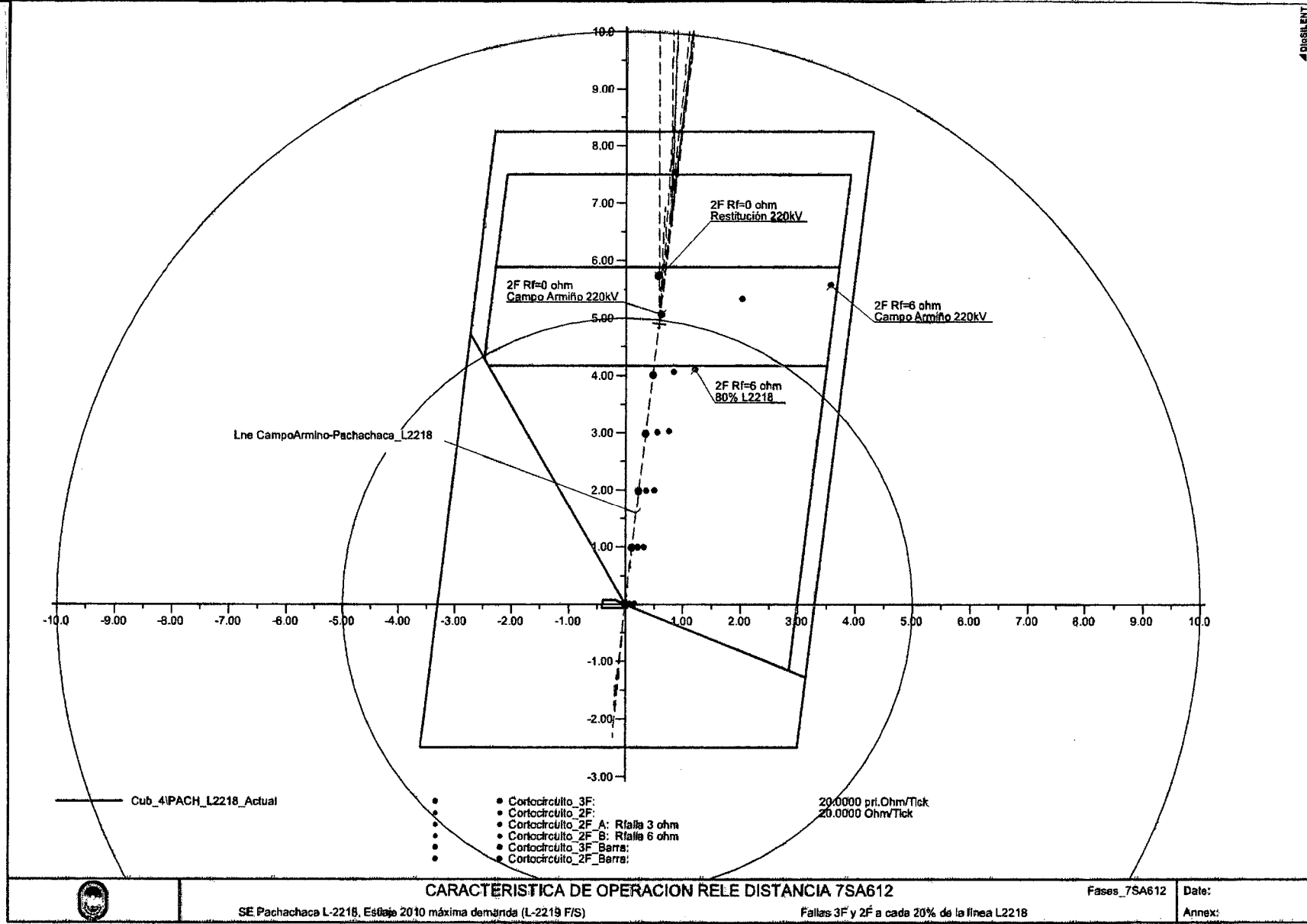


Fig. 4.5.5 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 máxima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

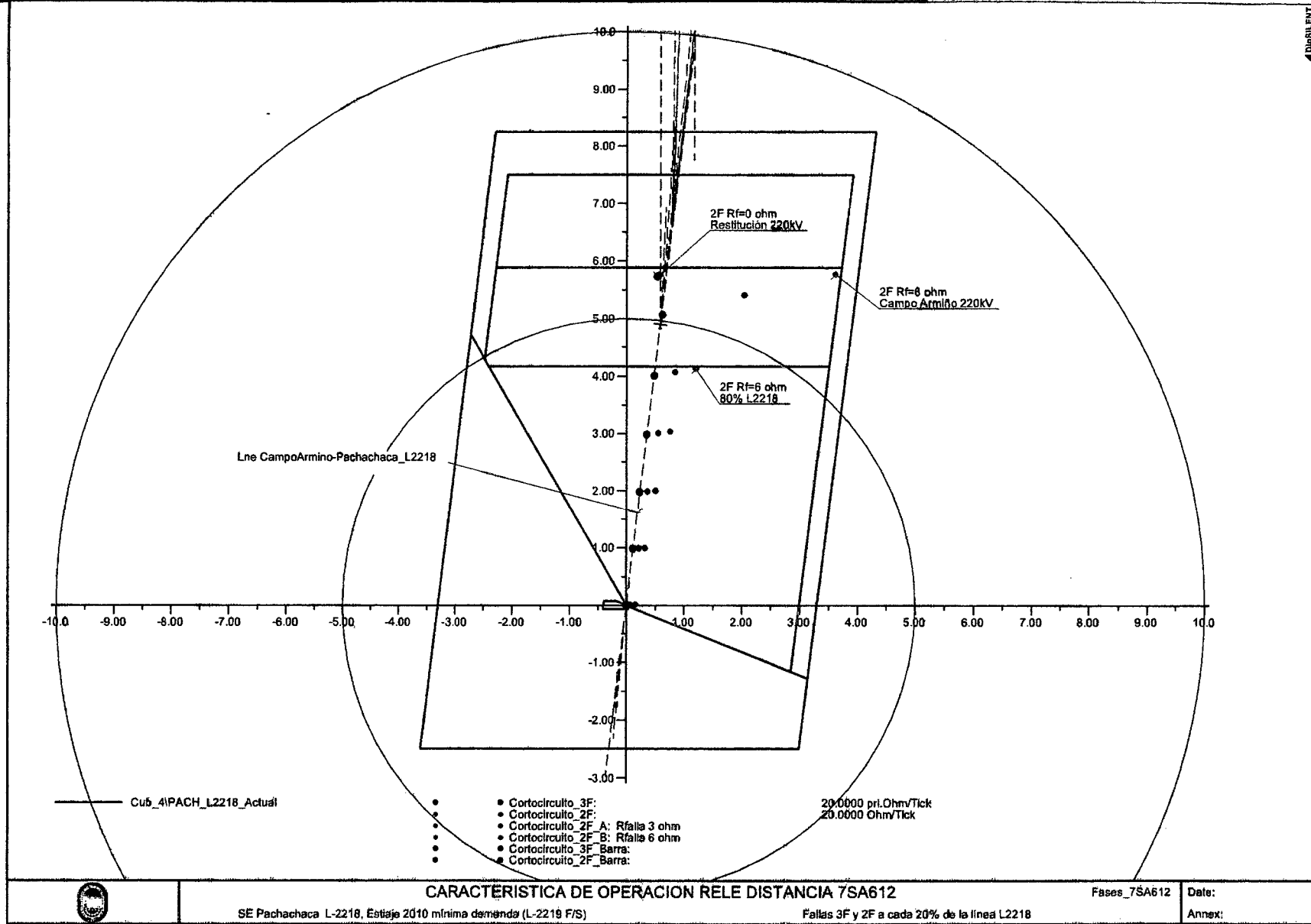


Fig. 4.5.6 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 mínima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

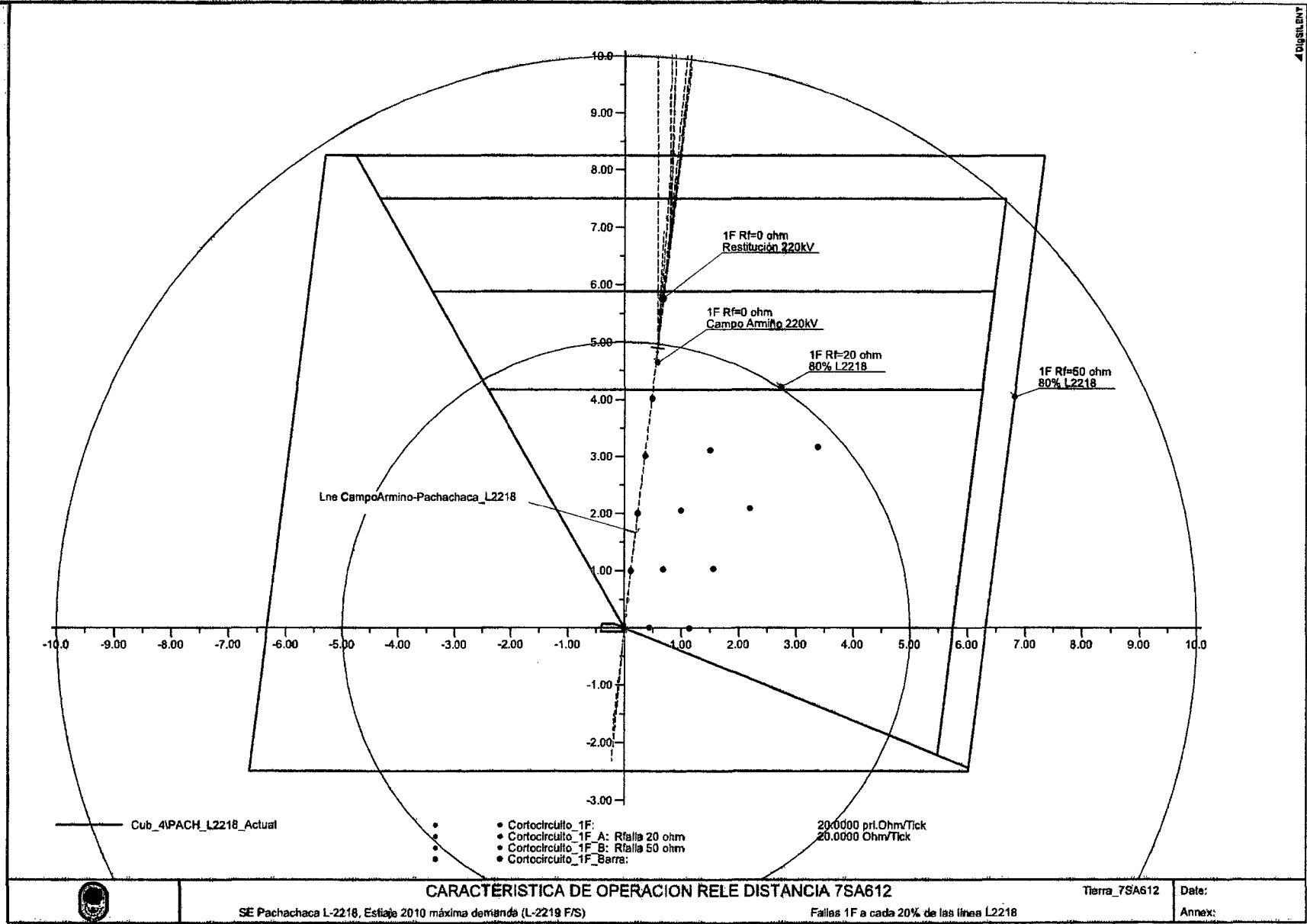


Fig. 4.5.7 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 máxima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

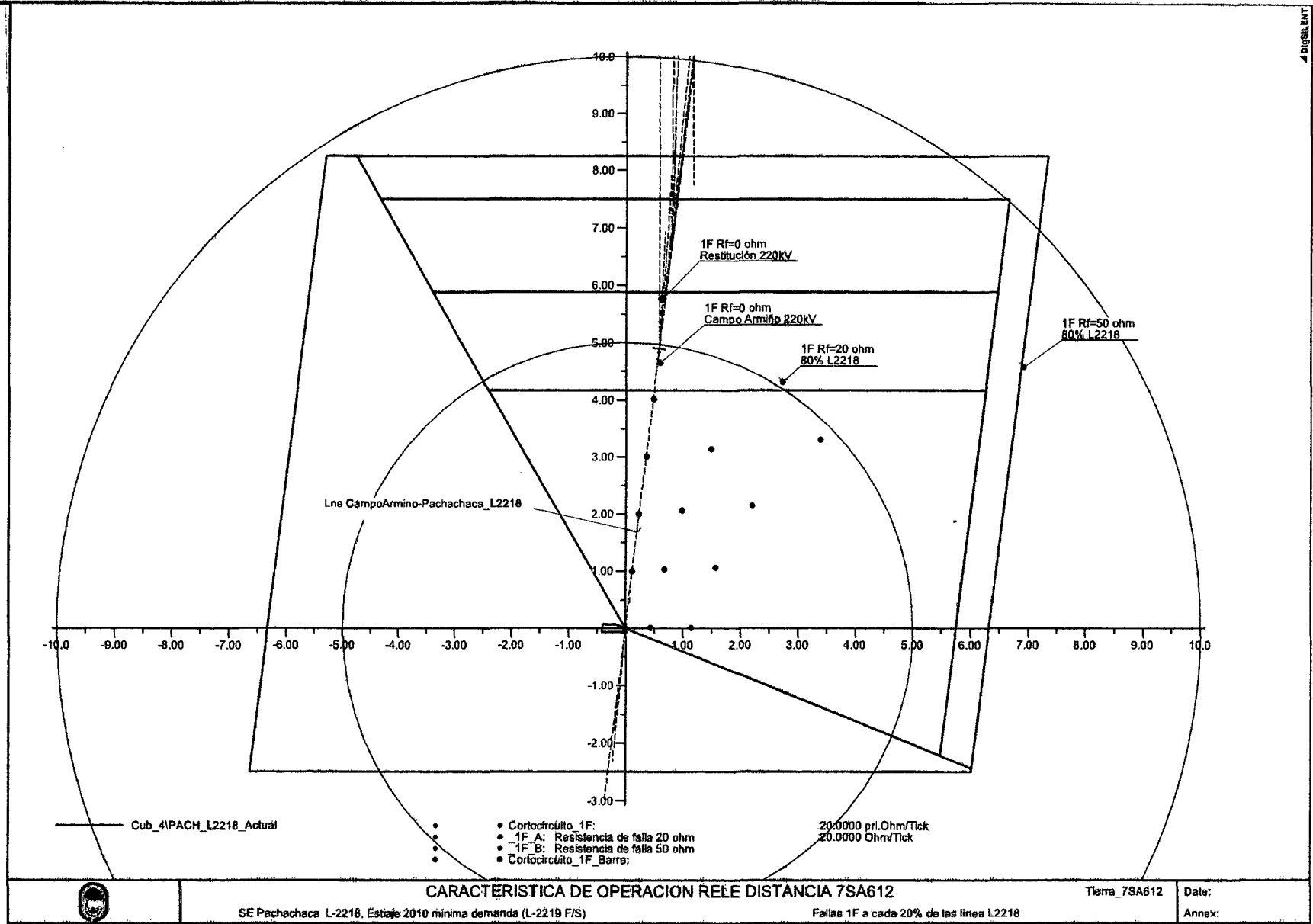


Fig. 4.5.8 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 mínima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

➤ **Esquema de Teleprotección**

El esquema de teleprotección empleado es el de subalcance permisivo PUTT, el cual se considera adecuado.

➤ **Cierre Sobre Falla SOFT**

El ajuste actual permite detectar fallas hasta el 50% de la línea, por lo que se considera adecuado. Adicionalmente se está activando la función de cierre sobre falla con la zona Z1B de la función distancia.

➤ **Weak Infeed**

No está habilitada la función. Esta subestación no presenta el problema de alimentación débil, por lo que no es necesaria su habilitación.

➤ **50(N)/51(N) Sobrecorriente Backup**

Los ajustes actuales muestran que solamente se encuentra activa la protección de sobrecorriente no direccional de fases y tierra para la función STUB.

La función STUB se utiliza para despejar en tiempo instantáneo las fallas situadas entre los transformadores de corriente y los seccionadores de la línea, para ello se requieren conocer la posición de los seccionadores de la línea y en caso de estar abiertos, habilitar la función. El disparo se logra, cuando la función está habilitada, mediante un umbral de sobrecorriente no direccional de fases o de tierra. Esta función, debido a su dependencia de la posición de los seccionadores y al hecho de que la sobrecorriente utilizada para su activación es no direccional, tiene baja seguridad de operación y en la mayoría de casos no se recomienda su activación.

Los ajustes actuales se consideran aceptables y se mantienen.

➤ **67N Sobrecorriente Direccional de Tierra**

Para la función de sobrecorriente direccional a tierra se tiene habilitada una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido, el valor de arranque y la curva seleccionada del tiempo inverso se consideran adecuados.

Se recomienda mantener los ajustes actuales.

50N-2

3120 Op.mode 3I0>> = Forward

3121 3I0>> = 1200 A

3122 t 3I0>> = 0.25 seg

51N

3140 Op.mode 3I0p = Forward

3141 3I0p pickup = 120 A

3143 3I0p time dial = 0.16

3147 Add.T-delay = 0.00 seg

3151 IEC-Curve = Normal Inverse

Con el valor actual obtenemos tiempos de aperturas ante fallas locales (1%) de 250ms y para fallas remotas (99%) de 1.0s.

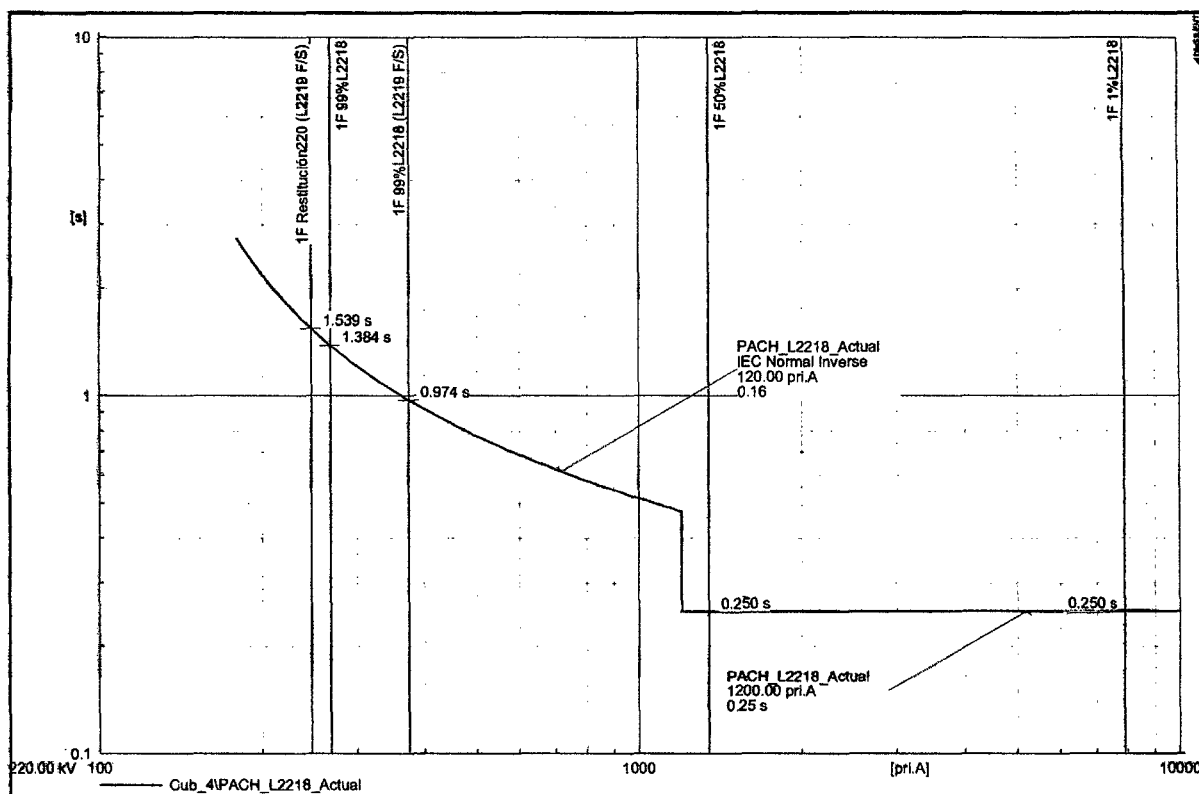


Fig. 4.5.9 Fallas monofásicas en la línea L-2218 – Ajustes Actuales

➤ **Sobrecorriente Direccional de Tierra en Comparación Direccional**

El ajuste actual permite detectar fallas monofásicas con resistencia de falla de 50 ohm en barras de la S.E. Campo Armiño 220kV, el ajuste actual se considera adecuado y se recomienda mantenerlo.

Los ajustes actuales son los siguientes:

3131 3I0> = 75 A

3132 t 3I0> = 30 s

3133 3I0> Telep/BI = Yes

c. **AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS**

Después del análisis de selectividad se recomendaron mantener los ajustes actuales.

S.E. CAMPO ARMIÑO

Para proteger la línea de transmisión paralela L-2218/L-2219, en la S.E. Campo Armiño se tienen dos relés de protección de distancia por terna, el relé principal es marca SIEMENS modelo 7SA612 y el relé de respaldo es marca Schweitzer modelo SEL 421, ambos tienen habilitadas las mismas funciones de protección y cuentan con ajustes equivalentes entre ambos modelos.

Por ser una línea paralela, la evaluación será la misma para ambas ternas, sin embargo, para simplificar, solamente se mostrará la evaluación de la terna L-2218. Los gráficos de impedancia vista se realizarán para el caso más crítico, es decir, con la línea paralela L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra.

S.E. CAMPO ARMIÑO – RELES SIEMENS 7SA612

a. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de distancia y sobrecorriente direccional fueron los siguientes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona de Reversa Z4	Zona 1B	Zona de Arranque Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse	Forward	Non-Directional
X (Ω)	78.42	121.71	128.29	7.00	128.29	135.00
X(-) (Ω)	-	-	-	-	-	50.00
R (Ω)	60.00	60.00	60.00	21.00	60.00	67.00
RE (Ω)	115.00	115.00	115.00	21.00	115.00	122.00
α	3°	-	-	-	-	-
T (s)	0.00	0.40	1.00	1.50	0.00	∞

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:600/1A	Dirección	Umbral 1				Umbral 2		
		Curva	3I _o > (A)	Dial	Add Tdelay	Curva	3I _o >> (A)	t2
Tierra	Forward	IEC-NI	120	0.28	0.0	DT	1500	0.25

b. ANALISIS DE SELECTIVIDAD

➤ **Configuración de Funciones**

A continuación se muestran las funciones que se encuentran disponibles en el relé de protección de distancia y su estado actual (habilitada o deshabilitada).

- 0103- Setting Group Change Option..... Disabled
- 0110- Trip mode..... 1-/3pole
- 0114- 21 Distance Protection pickup program..... Z< (quadrilateral)
- 0120- 68 Power Swing detection..... Enabled
- 0121- 85-21 Pilot Protection for Distance Protection.. PUTT (Z1B)
- 0122- DTT Direct Transfer Trip..... Disabled

0124- 50HS Instantaneous High Speed SOTF.....	Enabled
0125- Weak Infeed (Trip and/o Echo).....	Disabled
0126- 50(N)/51 (N) Backup Overcurrents.....	Disabled
0131- 50N/51N Ground OverCurrent.....	TOC IEC
0132- 85-67 Pilot Protection Ground OverCurrent.....	Dir Comp. Pickup
0133- 79 Auto-Reclose Function.....	1AR-cycle
0134- Auto-Reclose control mode.....	Trip With Action Time
0135- 25 Synchronism and Voltage Check.....	Disabled
0136- 81 Over/Underfrequency Protection.....	Disabled
0137- 27, 59 Under/Overtvoltage Protection.....	Disabled
0138- Fault Locator.....	Enabled
0139- 50BF Breaker Failure Protection.....	Disabled
0140- 74TC Trip Circuit Supervision.....	Disabled
0142- 49 Thermal Overload Protection.....	Disabled

➤ **Protección de Distancia**

Impedancia de Zona Z1

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance reactivo: Se encuentra ajustado al 80% de la reactancia de la línea L-2218, con este ajuste se evita detectar fallas monofásicas en Pachachaca cuando la línea paralela

L-2219 se encuentre fuera de servicio y puesta a tierra.

$$X1 = 0.8 * 98.03 = 78.42$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X1 = 78.42 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos bifásicos con resistencias de falla de 6 ohm en la zona protegida, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de fases (figura 4.5.10 y 4.5.11).

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1 = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencias de falla de 50 ohm en la zona protegida, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de tierra (figura 4.5.12 y 4.5.13).

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1E = 115.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La temporización de la primera zona se encuentra en instantáneo.

$$T1 = 0.0 \text{ seg.}$$

El ajuste del ángulo de reducción de zona se considera adecuado, dado al efecto exportador del extremo Campo Armiño en la línea L-2218.

$$\alpha^\circ = 3^\circ$$

Impedancia de Zona Z2

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance reactivo: La zona 2 se encuentra ajustada al 125% de la reactancia de la línea.

$$X2 = 1.25 * 98.03 = 122.54$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X2 = 121.71 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos bifásicos con resistencia de falla de 60ohms en la barra de Pachachaca 220kV. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R2 = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencia de falla de 20 ohms en la barra de Pachachaca 220kV.

$$R2E = 115.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 2 cubre fallas resistivas en la barra de Pomacocha 220kV cuando la línea L-2219 está fuera de servicio y puesta a tierra, la temporización actual se considera adecuada ya que coordina con la temporización propuesta de 250 ms para la zona 2 de la línea L-2226 (Pachachaca – Pomacocha) en el extremo Pachachaca.

$$T2 = 0.4 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z3

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance reactivo: Se encuentra ajustado aproximadamente al 120% de la suma de las reactancias de las líneas L-2218 y L-2226 (Pachachaca-Pomacocha). Este ajuste es equivalente al 130% de la reactancia de la línea L-2218.

$$X3 = 1.20 * (98.03 + 6.73) = 125.71$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X3 = 128.29 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Está ajustada igual al alcance resistivo de fases de la zona 2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3 = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Está ajustado igual al alcance resistivo de tierra de la zona 2.
Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3E = 115.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 se encuentra temporizada en 1 seg.

$$T3 = 1.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z4

Dirección: Reverse

Fase-Fase

Alcance reactivo: Esta zona se utiliza como respaldo de la protección de barras de la S.E. Campo Armiño. Se encuentra ajustado al 20% de la reactancia de la línea L-2204 (Campo Armiño - Huancavelica), el ajuste actual se considera adecuado.

$$X4 = 7.00 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado a 3 veces el alcance reactivo.
Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R4 = 21.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se encuentra ajustado a 3 veces el alcance reactivo.
Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R4E = 21.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 4 se encuentra temporizada en 1.5 seg.

$$T4 = 1.5 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z1B

Esta zona es usada para el esquema de teleprotección como zona de extensión en un esquema PUTT.

Actualmente está ajustada similar a la zona 3, se recomienda mantener el ajuste actual.

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Está ajustado igual al alcance reactivo de la zona 3.

$$X1B = 128.29 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Está ajustado igual al alcance de la zona 2 y 3.

$$R1B = 60.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Está ajustado igual al alcance de la zona 2 y 3.

$$R1BE = 115.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, sin embargo se deja la temporización en instantáneo.

$$T1B = 0.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona Z5

Es una zona de arranque no direccional, la cual cubre las características de fases y tierra de las cuatro zonas.

Dirección: Non - Directional

Fase-Fase

Alcance Reactivo (+): Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X5 = 135.00 \text{ ohm primario}$$

Alcance Reactivo (-): Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$X5- = 50.00 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R5 = 67.00 \text{ ohm primario}$$

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Se recomienda mantener el ajuste actual.

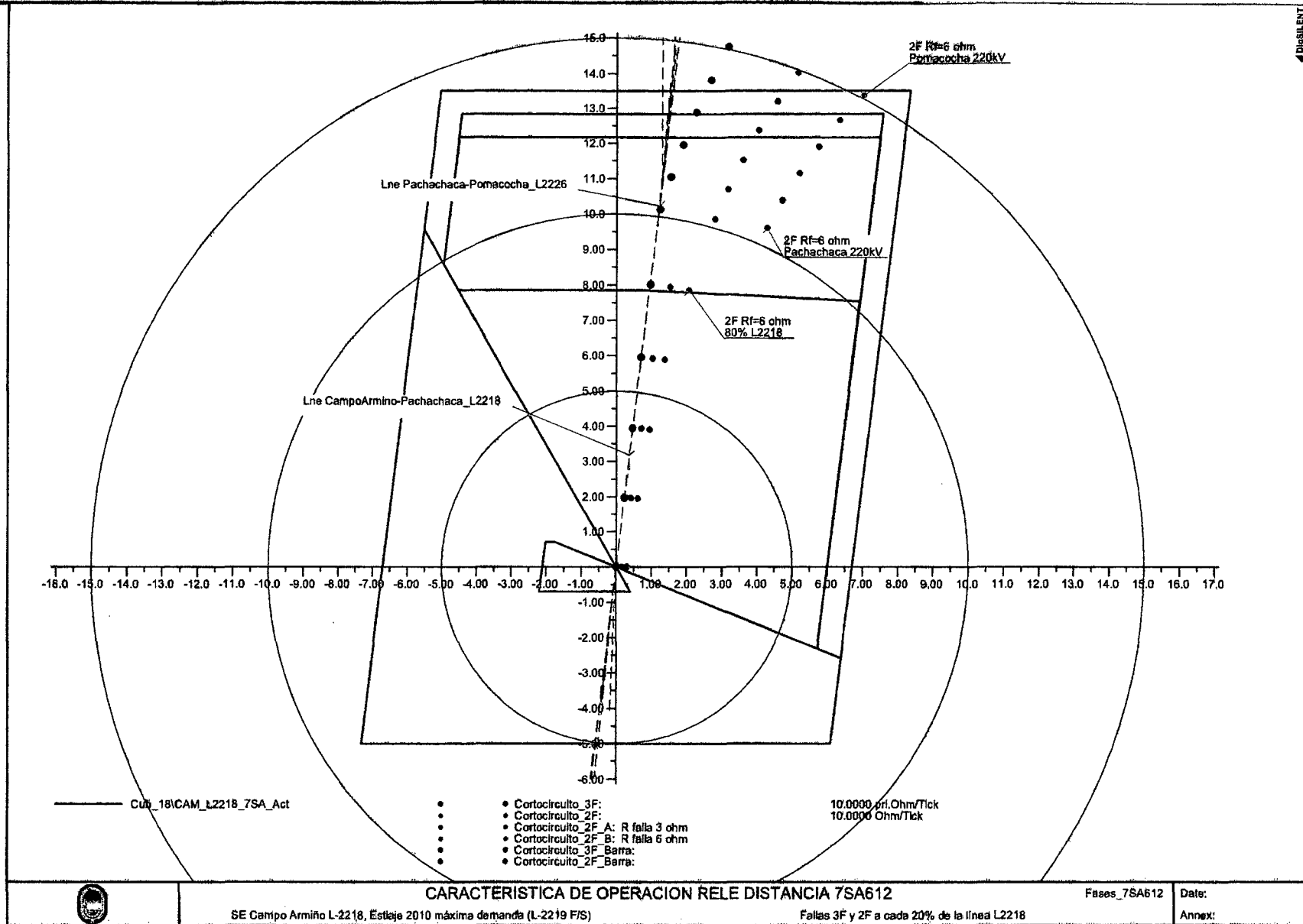
$$R5E = 122.00 \text{ ohm primario}$$

Temporización: Esta zona no tiene disparo independiente, por ser una zona netamente de arranque se ajusta en infinito.

$$T5 = \infty \text{ seg.}$$

➤ **Gráficos de Impedancia Vista de Fases y Tierra**

A continuación se muestran los gráficos de impedancia vista para la protección de distancia de fases y de tierra en donde se verifican los ajustes de las zonas de protección antes mencionados.



CARACTERÍSTICA DE OPERACION RELE DISTANCIA 7SA612

SE Campo Armiño L-2218, Estiaje 2010 máxima demanda (L-2219 F/S)

Fallas 3F y 2F a cada 20% de la línea L2218

Fases_7SA612

Date:

Annex:

Fig. 4.5.10 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 máxima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

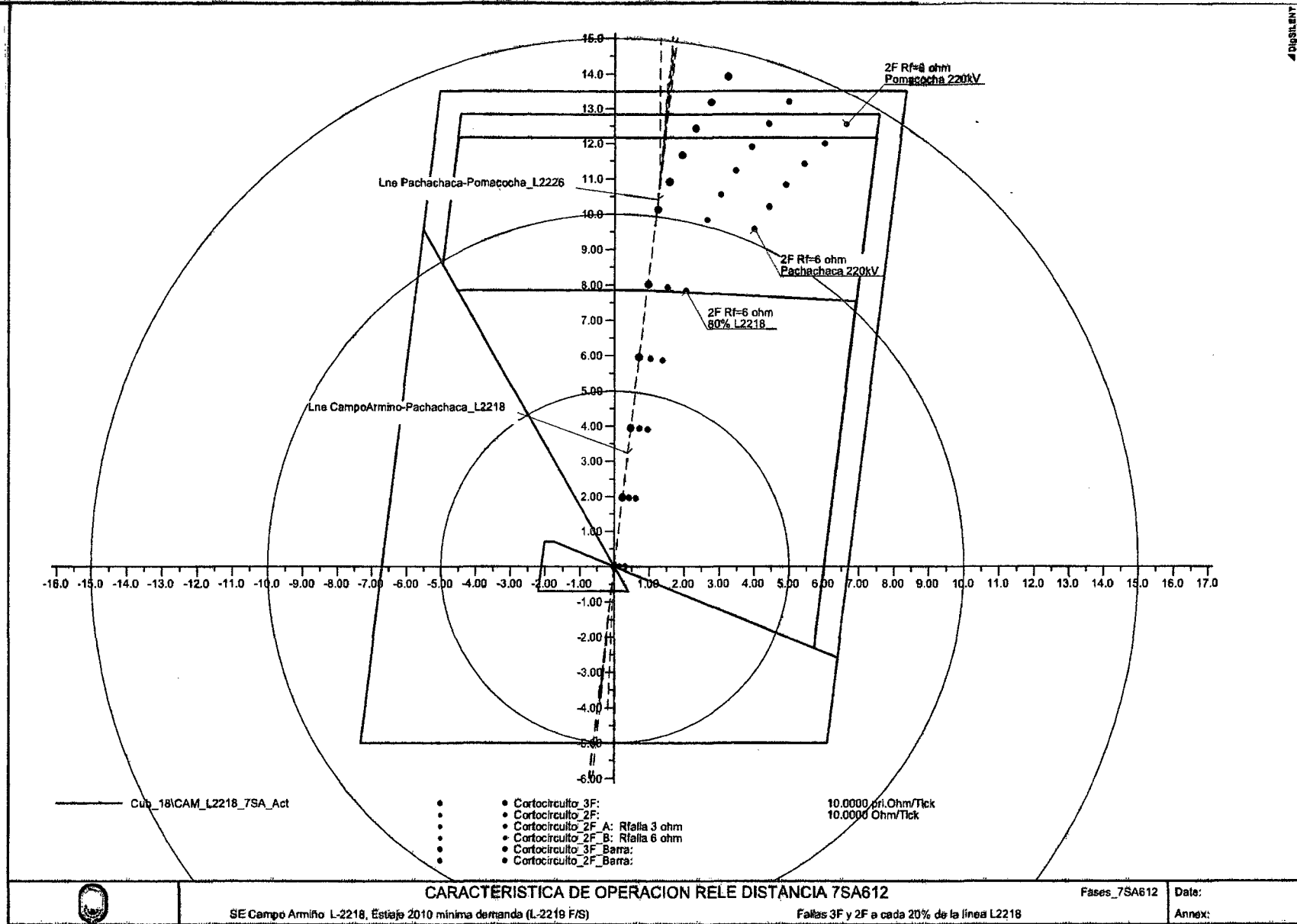


Fig. 4.5.11 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 mínima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

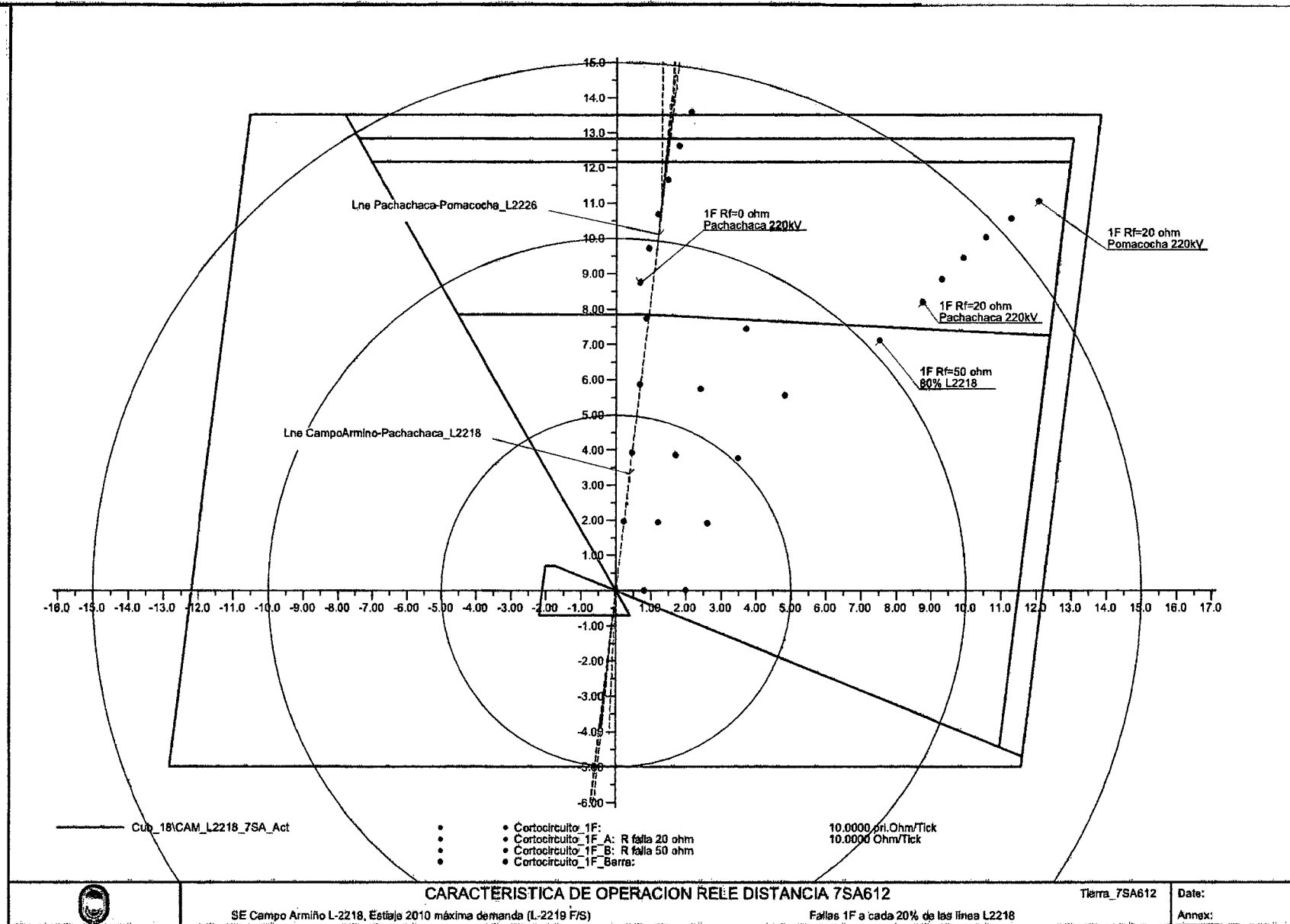


Fig. 4.5.12 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 máxima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

➤ **Esquema de Teleprotección**

El esquema de teleprotección empleado es el de subalcance permisivo PUTT, el cual se considera adecuado.

➤ **Cierre Sobre Falla SOFT**

El ajuste actual permite detectar fallas hasta aproximadamente el 80% de la línea, por lo que se considera adecuado. Adicionalmente se está activando la función de cierre sobre falla con la zona Z1B de la función distancia.

➤ **Weak Infeed**

No está habilitada la función. Esta subestación no presenta el problema de alimentación débil, por lo que no es necesaria su habilitación.

➤ **50(N)/51(N) Sobrecorriente Backup**

La función de sobrecorriente no direccional de fases y tierra no está habilitada, no se considera necesario habilitarlas.

➤ **67N Sobrecorriente Direccional de Tierra**

Para la función de sobrecorriente direccional a tierra se tiene habilitada una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido, el valor de arranque y la curva seleccionada del tiempo inverso se consideran adecuados.

Se recomienda mantener los ajustes actuales.

50N-2

3120 Op.mode 3I0>> = Forward

3121 3I0>> = 1500 A

3122 t 3I0>> = 0.25 seg

51N

3140 Op.mode 3I0p = Forward

3141 3I0p pickup = 120 A

3143 3I0p time dial = 0.28

3147 Add.T-delay = 0.00 seg

3151 IEC-Curve = Normal Inverse

Con el valor actual obtenemos tiempos de aperturas ante fallas locales (1%) de 250ms y para fallas remotas (99%) de 1.0s.

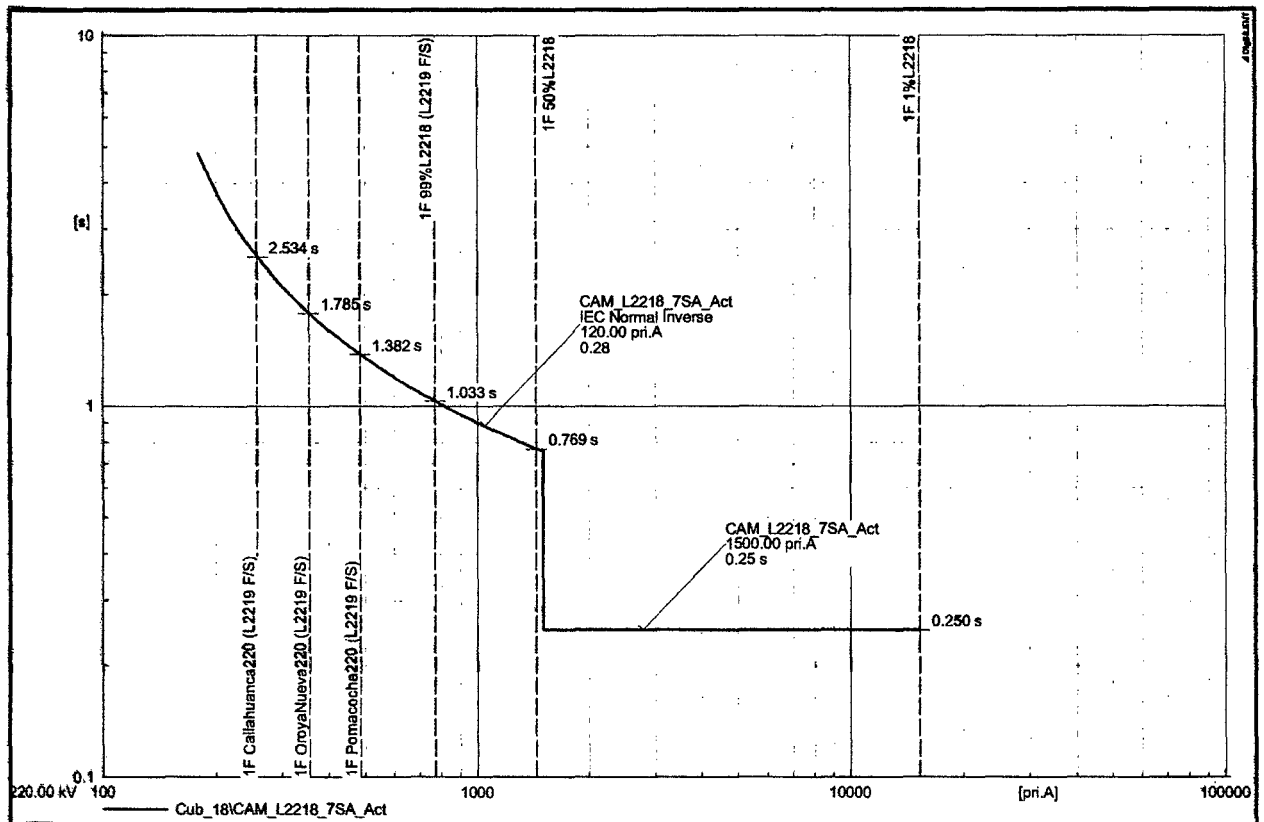


Fig. 4.5.14 Fallas monofásicas en la línea L-2218 – Ajustes Actuales

➤ **Sobrecorriente Direccional de Tierra en Comparación Direccional**

El ajuste actual permite detectar fallas monofásicas con resistencia de falla de 50 ohm en la barra de Pachachaca 220kV, por lo que se considera adecuado y se recomienda mantenerlo.

Los ajustes actuales son los siguientes:

- 3131 $3I0 > = 60 \text{ A}$
- 3132 $t \ 3I0 > = 30 \text{ s}$
- 3133 $3I0 > \text{Telep/BI} = \text{Yes}$

c. **AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS**

Después del análisis de selectividad se recomendaron mantener los ajustes actuales.

S.E. CAMPO ARMIÑO – RELE SEL-421**a. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES**

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de distancia y sobrecorriente direccional fueron los siguientes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward
ZP (Ω)	83.93	118.47	19.73	128.33
ZMG (Ω)	-	-	-	-
XG (Ω)	78.36	117.63	19.58	128.19
RG (Ω)	114.91	114.91	22.92	114.91
TANG	0°	-	-	-
ZPD	0 cicl (0.0 s)	24 cicl (0.4 s)	90 cicl (1.5 s)	60 cicl (1.0 s)
ZGD	0 cicl (0.0 s)	24 cicl (0.4 s)	90 cicl (1.5 s)	60 cicl (1.0 s)

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:600/1A	Dirección	Umbral 1		
		Curva	3Io> (A)	Dial
Tierra	Forward	C1	120	0.28

b. ANALISIS DE SELECTIVIDAD

El relé SEL421 cuenta con dos características para la función de distancia, la característica mho para fallas fase-fase y la característica mho y/o cuadrilateral para fallas fase-tierra.

➤ Ajustes Básicos

A continuación se muestran las funciones que se encuentran disponibles en el relé de protección de distancia y su estado actual (habilitada o deshabilitada).

E21P = 4, se habilita 4 zonas tipo mho para fallas fase-fase

E21MG = N, no se habilita zonas tipo mho para fallas fase-tierra.

E21XG = 4, se habilita 4 zonas tipo cuadrilateral para fallas fase-tierra.

ECVT = N, no se requiere detección de transitorios originados por CTV.

ECDTD = N, temporización independiente tanto para fases como tierra.

ESOTF = Y, se habilita la función de cierre sobre falla.

EOOS = Y, se habilita el bloqueo por oscilación de potencia.

ELOAD = N, no se habilita la zona de incursión de carga.

E50P = N, no se habilita la protección direccional de sobrecorriente de fases de tiempo definido.

E50G = 2, se habilita dos etapas de sobrecorriente direccional de tierra de tiempo definido.

E50Q = N, no se habilita la protección direccional de sobrecorriente de secuencia negativa de tiempo definido.

E51S = 1, se habilita una etapa de sobrecorriente direccional de tierra temporizada.

E32 = AUTO, el modo de control direccional se ajusta en automático.

ECOMM = POTT, en el relé SEL 421 el esquema PUTT se activa empleando lógicas de programación, por lo que se recomienda mantener este ajuste.

EBFL1= N, EBFL2= -, E25BK1= N, E25BK2= -,

E79 = Y, se habilita la función de recierre.

➤ Protección de Distancia Fase - Fase

Zona 1

Dirección: Forward

Se encuentra ajustado al 85% de la impedancia de la línea L-2218, el ajuste actual se considera adecuado y se recomienda mantenerlo.

$$Z1P = 83.93 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener la temporización actual.

$$Z1PD = 0 \text{ ciclos} = 0.0 \text{ s}$$

Zona 2

Dirección: Forward

Se encuentra ajustado al 120% de la impedancia de la línea L-2218, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z2P = 118.47 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener la temporización actual.

$$Z2PD = 24 \text{ ciclos} = 0.4 \text{ s}$$

Zona 3

Dirección: Reverse

Esta zona se utiliza como respaldo de la protección de barras de la S.E. Campo Armíño. Se encuentra ajustado al 20% de la impedancia de la línea L-2218, el ajuste actual se considera aceptable.

$$Z3P = 19.73 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener la temporización actual.

$$Z3PD = 90 \text{ ciclos} = 1.5 \text{ s}$$

Zona 4

Dirección: Forward

Se encuentra ajustado al 130% de la impedancia de la línea L-2218, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z4P = 128.33 \text{ ohm primario}$$

Se recomienda mantener la temporización actual.

$$\boxed{Z4PD = 60 \text{ ciclos} = 1.0 \text{ s}}$$

➤ **Protección de Distancia Fase - Tierra**

Zona 1

Dirección: Forward

Se encuentra ajustado al 80% de la impedancia de la línea L-2218, con este ajuste se evita detectar fallas monofásicas en Pachachaca cuando la línea paralela se encuentre fuera de servicio y puesta a tierra, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{XG1 = 78.36 \text{ ohm primario}}$$

Se recomienda mantener el alcance resistivo actual, el cual permite cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencias de falla de 50 ohm en la zona protegida, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancia vista de tierra (figura 4.5.17 y 4.5.18).

$$\boxed{RG1 = 114.91 \text{ ohm primario}}$$

Dado el efecto exportador del extremo Campo Armiño en la línea L-2218, se recomienda ajustar el ángulo de reducción de zona a 3° para evitar detectar fallas resistivas en Pachachaca 220kV.

$$\boxed{TANG = 3^\circ}$$

Se recomienda mantener la temporización actual

$$\boxed{XG1D = 0 \text{ ciclos} = 0.0 \text{ s}}$$

Zona 2

Dirección: Forward

Se encuentra ajustado al 120% de la impedancia de la línea L-2218, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{XG2 = 117.63 \text{ ohm primario}}$$

El ajuste actual permite detectar fallas monofásicas de 20 ohm en la barra de Pachachaca 220kV, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{RG2 = 114.91 \text{ ohm primario}}$$

Se recomienda mantener la temporización actual.

$$\boxed{XG2D = 24 \text{ ciclos} = 0.4 \text{ s}}$$

Zona 3

Dirección: Reverse

Esta zona se utiliza como respaldo de la protección de barras de la S.E. Campo Armiño. Se encuentra ajustado al 20% de la impedancia de la línea L-2218, el ajuste actual se considera aceptable.

$$\boxed{XG3 = 19.58 \text{ ohm primario}}$$

Se considera adecuado el alcance resistivo actualmente ajustado.

$$\boxed{RG3 = 22.92 \text{ ohm primario}}$$

Se recomienda mantener la temporización actual.

$$\boxed{RG3D = 90 \text{ ciclos} = 1.5 \text{ s}}$$

Zona 4

Dirección: Forward

Se encuentra ajustado al 130% de la impedancia de la línea L-2218, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{XG4 = 105.31 \text{ ohm primario}}$$

Está ajustada igual al alcance resistivo de la zona 2, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{RG4 = 114.99 \text{ ohm primario}}$$

Se recomienda mantener la temporización actual.

$$\boxed{XG4D = 60 \text{ ciclos} = 1.0 \text{ s}}$$

➤ Gráficos de Impedancia Vista de Fases y Tierra

A continuación se muestran los gráficos de impedancia vista para la protección de distancia de fases y de tierra en donde se verifican los ajustes de las zonas de protección antes mencionados.

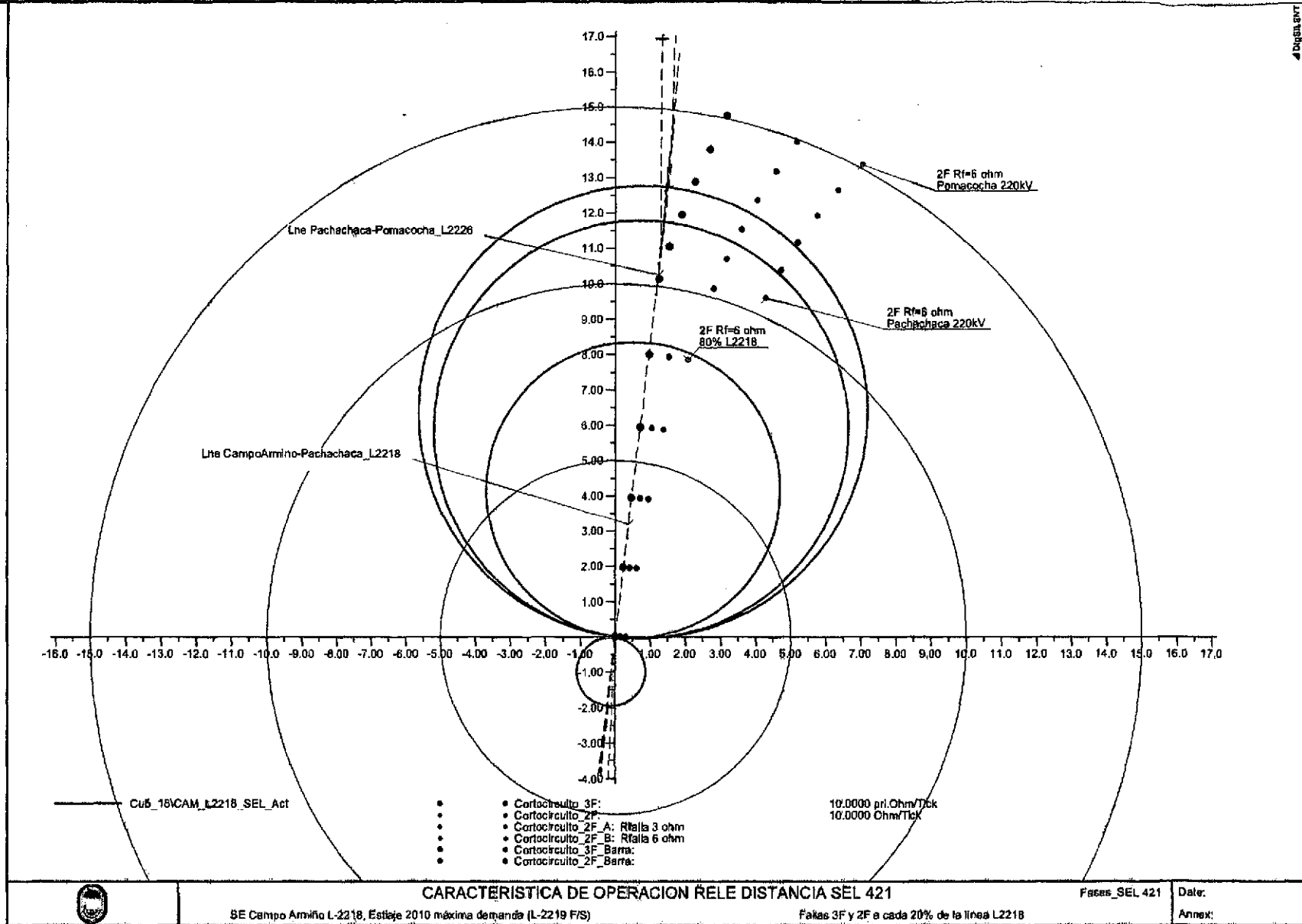
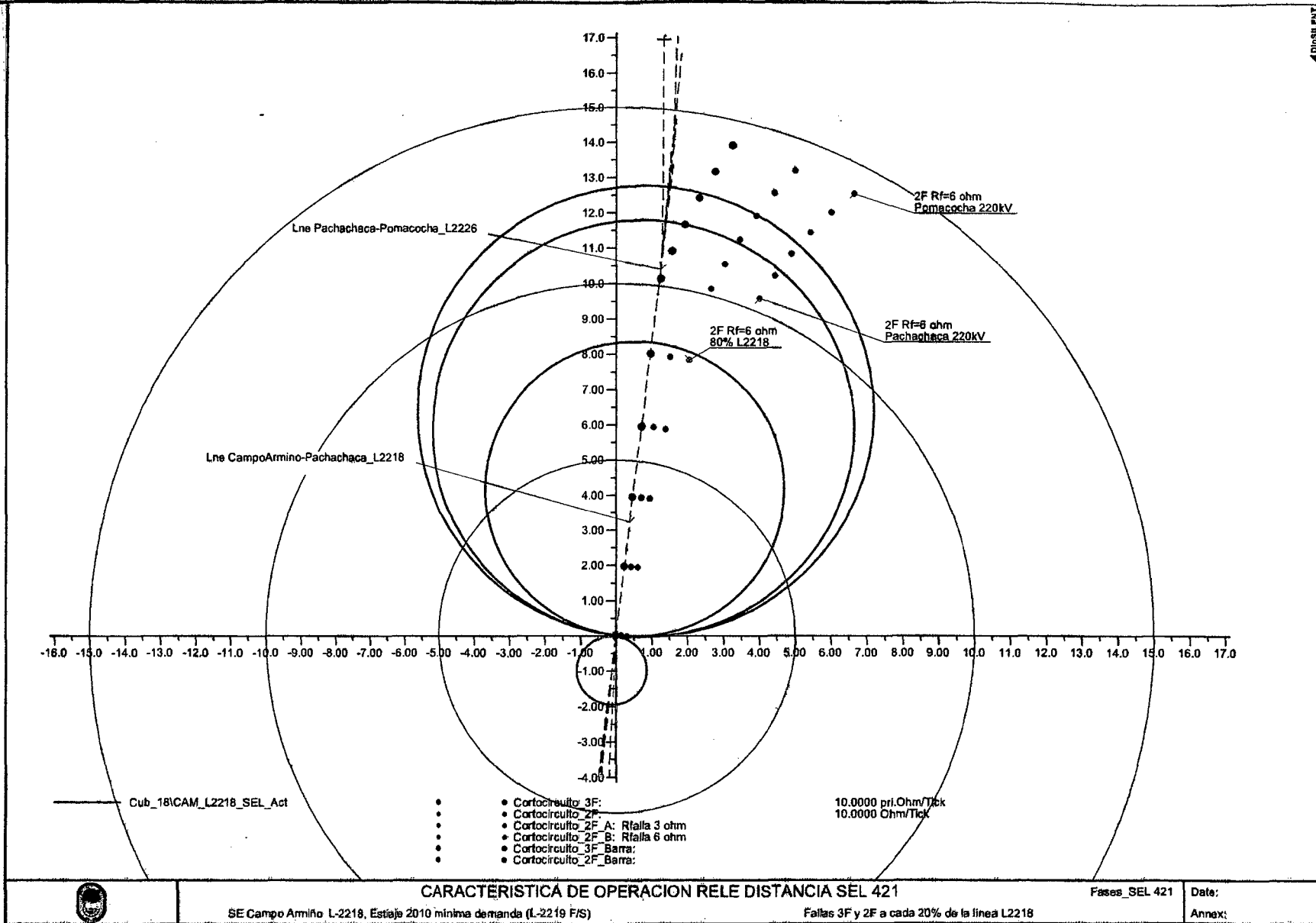


Fig. 4.5.15 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 máxima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)



CARACTERÍSTICA DE OPERACION RELE DISTANCIA SEL 421
 SE Campo Armiño L-2218, Estiaje 2010 mínima demanda (L-2219 F/S) Fases_SEL 421 Date:
 Fallas 3F y 2F a cada 20% de la línea L2218 Annax:

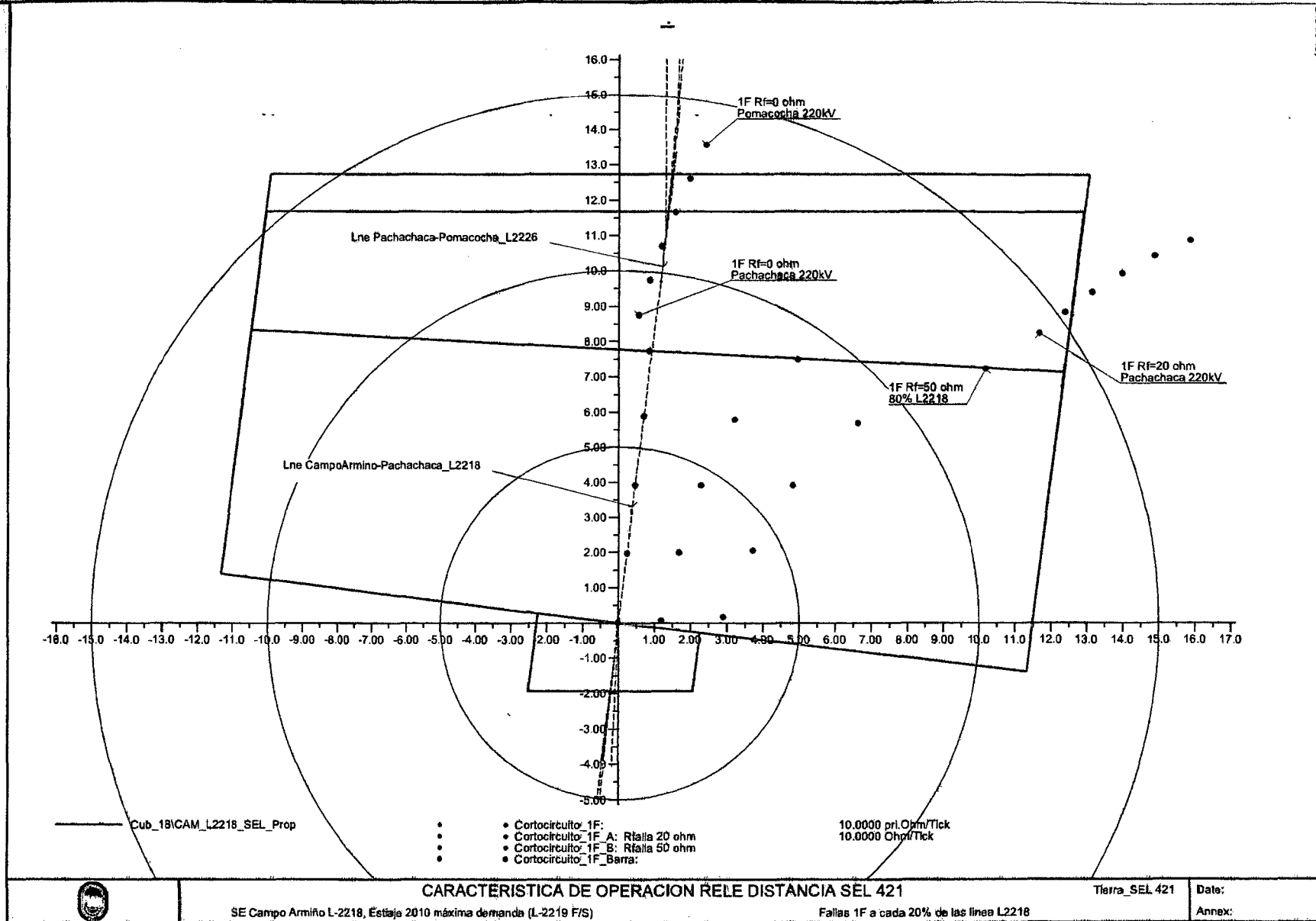


Fig. 4.5.17 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 máxima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

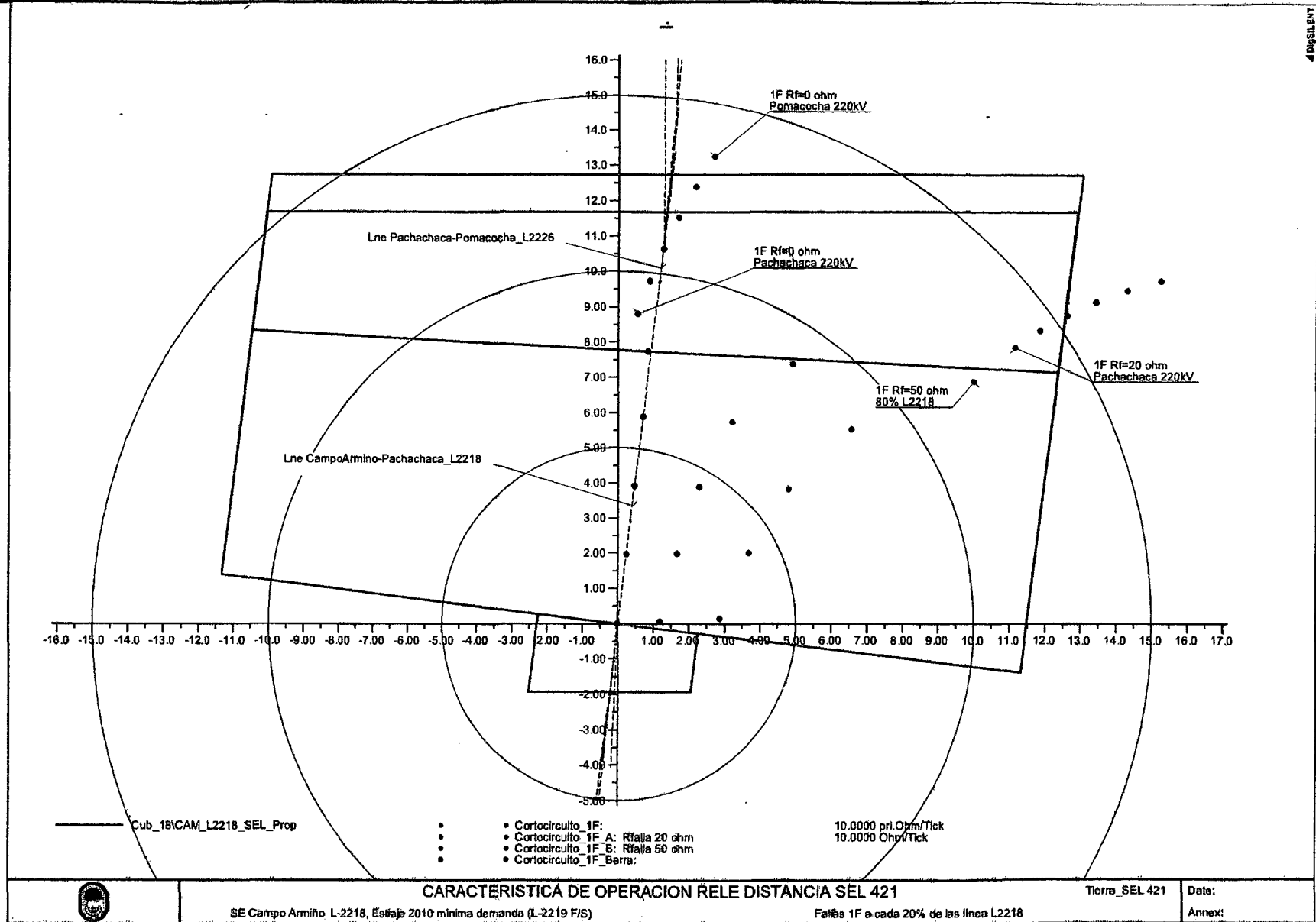


Fig. 4.5.18 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 mínima demanda (L-2219 fuera de servicio y puesta a tierra)

➤ **Esquema de Teleprotección**

El relé SEL 421 no tiene entre sus opciones propias de fábrica la selección del esquema de teleprotección PUTT, solamente tiene el POTT. Sin embargo, hay que recordar que la única diferencia entre ambos esquemas es la zona que activa al esquema y hace que se envíe una señal al extremo remoto, en el esquema POTT se utiliza la zona 2 y en el esquema PUTT la zona 1. Este relé permite ajustar la zona de activación en su lógica de programación. Por lo tanto se recomienda que el esquema POTT actualmente ajustado, se active con la zona 1 para convertirlo en un esquema PUTT, con el siguiente ajuste:

TRCOMM = M1P OR Z1G

➤ **Cierre Sobre Falla SOFT**

En este relé la función cierre sobre falla se encuentra activa por el arranque de la zona 2, lo cual se considera adecuado y se recomienda mantener los ajustes actuales.

➤ **Weak Infeed**

No está habilitada la función. Esta subestación no presenta el problema de alimentación débil, por lo que no es necesaria su habilitación.

➤ **Sobrecorriente de Fases**

La función de sobrecorriente de fases no está habilitada, no se considera necesario habilitarlas.

➤ **67N Sobrecorriente Direccional de Tierra**

Actualmente se encuentra habilitada una etapa de tiempo inverso cuyo valor de arranque y curva seleccionada se consideran adecuadas.

Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido, con la finalidad de obtener el mismo comportamiento que el relé de protección de distancia principal 7SA612, los ajustes propuestos son los mismos que dicho relé.

Los ajustes propuestos son los siguientes:

51S1O 51S1 Operating Quantity =	3I0L
51S1P 51S1 Overcurrent Pickup =	120 A primario
51S1C 51S1 Inverse Time O/C Curve =	C1 (IEC-NI)
51S1TD 51S1 Inverse Time O/C Time Dial =	0.28
51S1TC 51S1 Torque Control (SELOGIC) =	32GF (Forward)

50G2P = 1500 A primario

67G1D = 15 cycles (0.25s)

Con el ajuste propuesto obtenemos tiempos de aperturas ante fallas locales (1%) de 250ms y para fallas remotas (99%) de 1.0s.

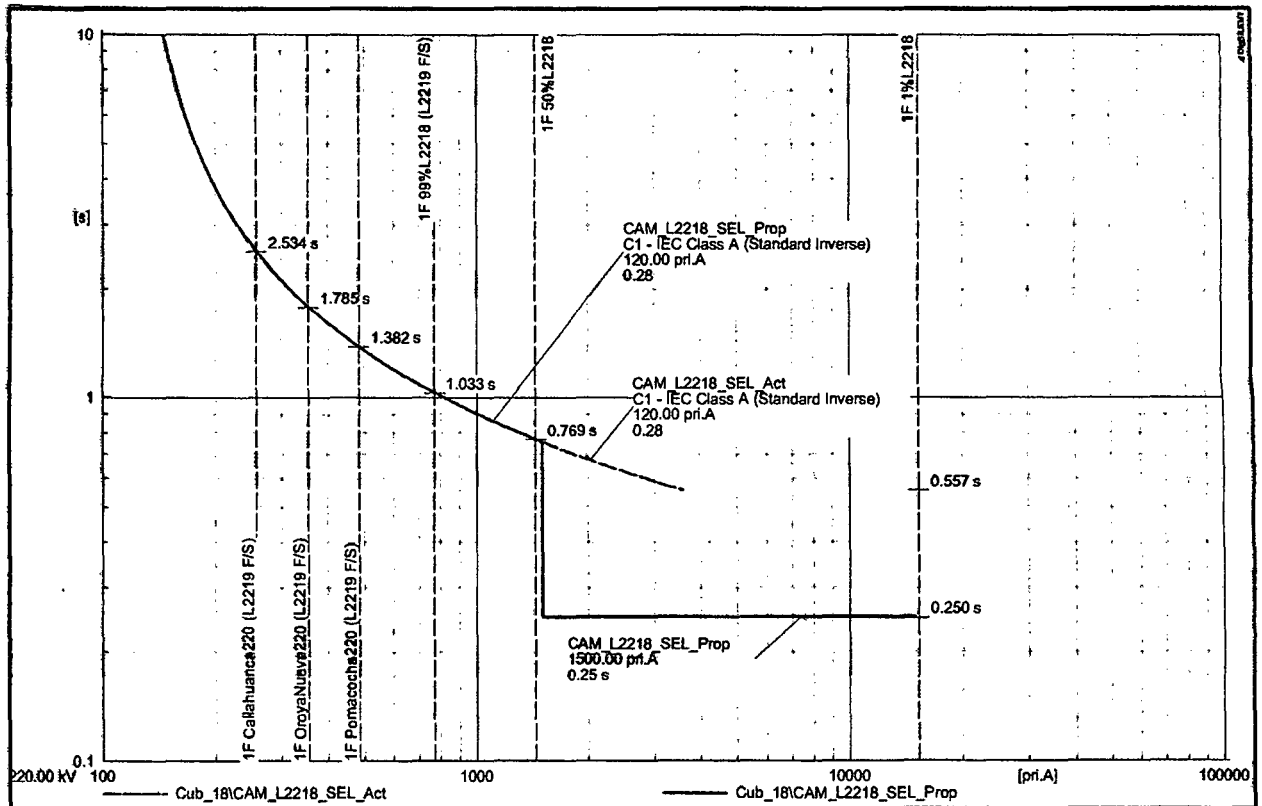


Fig. 4.5.19 Fallas monofásicas en la línea L-2218 – Ajustes Actuales y Propuestos

➤ **Sobrecorriente Direccional de Tierra en Comparación Direccional**

La mínima corriente de tierra vista por la protección para fallas monofásicas con resistencia de falla de 50 ohm en la barra Pachachaca 220kV está en el orden de los 100A, debido a que el ajuste actual es capaz de detectar este tipo de falla, se recomienda mantener el ajuste actual:

$$50GIP = 0.1 \cdot I_n = 60.0 \text{ A primario}$$

c. **AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS**

Después del análisis de selectividad se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Reverse	Forward
ZP (Ω)	83.93	118.47	19.73	128.33
ZMG (Ω)	-	-	-	-
XG (Ω)	78.36	117.63	19.58	128.19
RG (Ω)	114.91	114.91	22.92	114.91
TANG	3°	-	-	-
ZPD	0 cicl (0.0 s)	24 cicl (0.4 s)	90 cicl (1.5 s)	60 cicl (1.0 s)
ZGD	0 cicl (0.0 s)	24 cicl (0.4 s)	90 cicl (1.5 s)	60 cicl (1.0 s)

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:600/1A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	$3I_{0>}$ (A)	Dial	Curva	$3I_{0>>}$ (A)	t_2
Tierra	Forward	C1	120	0.28	DT	1500	0.25

4.6 EVALUACIÓN DE LA ZONA SUR

4.6.1 Central Hidroeléctrica La Joya 138/10 kV

La central hidroeléctrica La Joya tiene una configuración de barra simple, cuenta con un transformador de potencia 138/10kV, dos generadores de 5MW y una línea en 138kV con destino a la S.E Repartición. A continuación se muestra un diagrama unifilar resumido de la subestación:

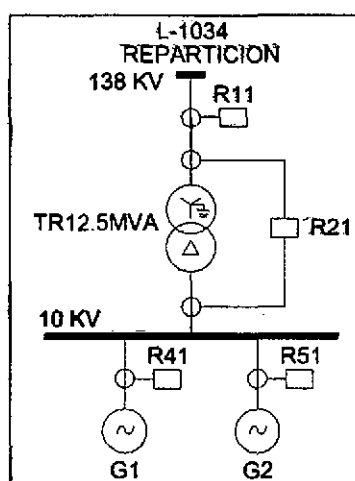


Fig. 4.6.1 Central Hidroeléctrica La Joya 138/10 kV

a. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS

Los principales parámetros eléctricos de los equipos pertenecientes a la central hidroeléctrica La Joya son los siguientes:

Transformador TR-12.5MVA

- Potencia nominal: 12.5/16.7 MVA ONAN-ONAF
- Relación de transformación de tensión: 138±2x2.5%/10kV
- Corriente nominal: 52.3-69.9/721.7-964.2A
- Grupo de conexión: YNd5
- Tensiones de cortocircuito
V_{cc} (138kV – 10V): 8.35% (Potencia base 12.5MVA)

Generadores G1 y G2

- Potencia nominal: 5.626 MVA
- Tensión Nominal: 10kV
- Corriente nominal: 324.8 A.
- Factor de Potencia: 0.9

- Grupo de conexión: YN.

b. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en los relés de protección, asociados a las funciones de sobrecorriente de fases y tierra fueron los siguientes:

Transformador TR-12.5MVA

- Lado 138kV – Relé (Marca/Modelo): GE/SR745

TC:100/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	68	0.12	DT	1000	0.1
Tierra	IEC-A	20	0.25	DT	1000	0.1

- Lado 10kV – Relé (Marca/Modelo): GE/SR745

TC:1200/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	756	0.12	DT	2724	0.15
Tierra	-	-	-	-	-	-

Generadores G1 y G2

- Lado 10kV – Relé (Marca/Modelo): GE/SR489

TC:400/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	420	0.2	DT	1700	0.15

c. ANALISIS DE SELECTIVIDAD

★ TRANSFORMADOR TR-12.5MVA

Coordinación de Fase

Sobrecorriente de Fase NIVEL 10kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 105% de la corriente nominal del lado de 10kV del transformador (en refrigeración ONAN), se recomienda elevarlo al 130%, es decir 948A.

Dado que se propone elevar el dial de sobrecorriente de fases del lado de 138kV, se recomienda también elevar el dial del sobrecorriente de fases del lado de 10kV con la finalidad de obtener el mismo tiempo de despeje para fallas en la barra de 138kV.

También se encuentra habilitada una segunda etapa con curva de tiempo definido, se recomienda elevar el pickup de dicha etapa a 3408A, ya que el ajuste actual está muy cercano a la corriente vista por el relé para fallas en barra de 138kV, como se aprecia en la figura 4.6.2. Esta etapa permite despejar fallas en la barra de 10kV y en bornes del generador en 150ms.

El ajuste primario propuesto es:

TC:1200/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	948	0.16	DT	3408	0.15

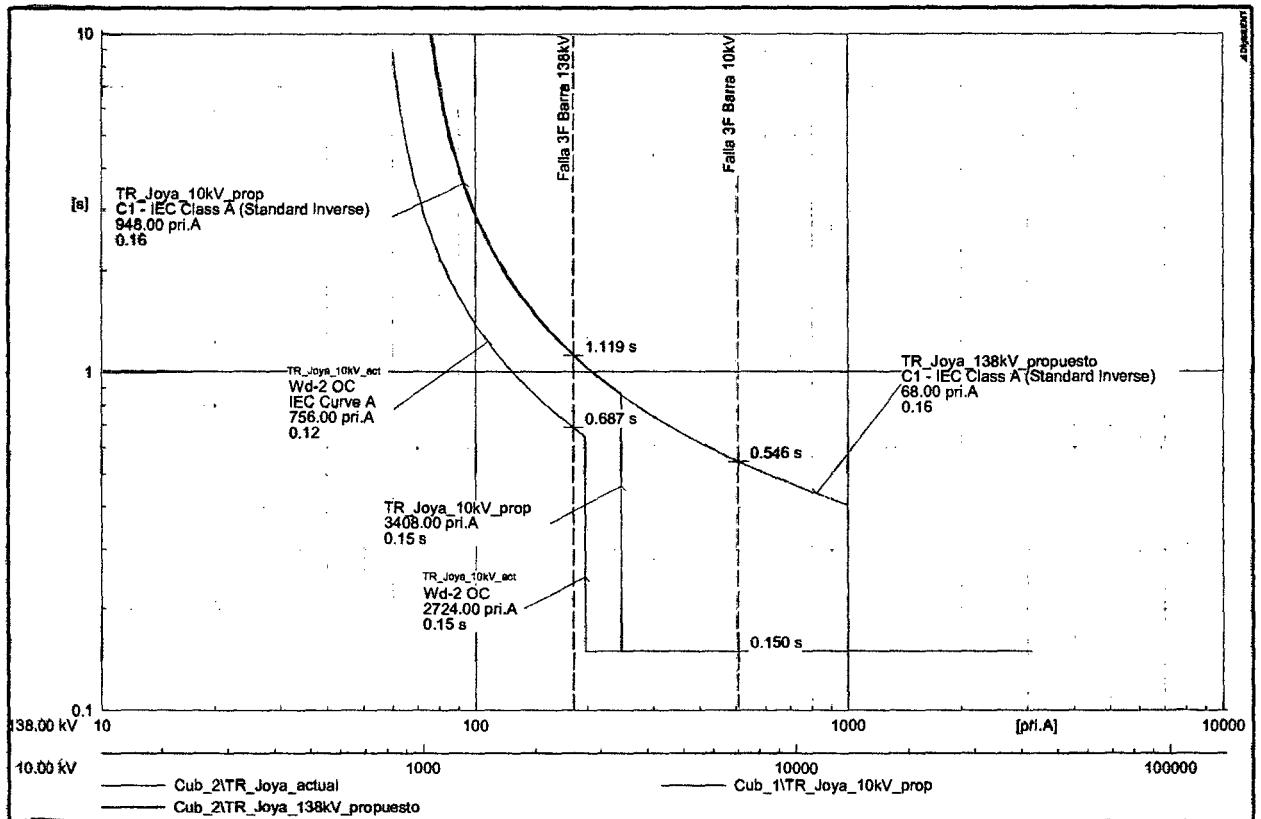


Fig. 4.6.2 Falla trifásica Barra 138 y 10 kV – Ajustes Actuales y Propuestos

Sobrecorriente de Fase NIVEL 138kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 130% de la corriente nominal del lado de 138kV del transformador (en refrigeración ONAN), lo cual se considera adecuado.

Se recomienda elevar el dial de 0.12 a 0.16 con la finalidad de obtener un margen de coordinación con el relé de sobrecorriente de la línea L-1034, con el dial propuesto para fallas en barra de 10kV está operando en 550ms.

Actualmente se encuentra habilitada una etapa de tiempo definido cuyo ajuste es de 1000A primarios, se considera adecuado ya que está comprendido entre la máxima corriente para fallas en la barra de 10kV (0.49kA) y la corriente de falla bifásica en el terminal de 138kV (2.3kA), de tal forma que permita despejar fallas en los “bushings” en un tiempo de 100ms.

El ajuste primario propuesto es:

TC:100/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	68	0.16	DT	1000	0.1

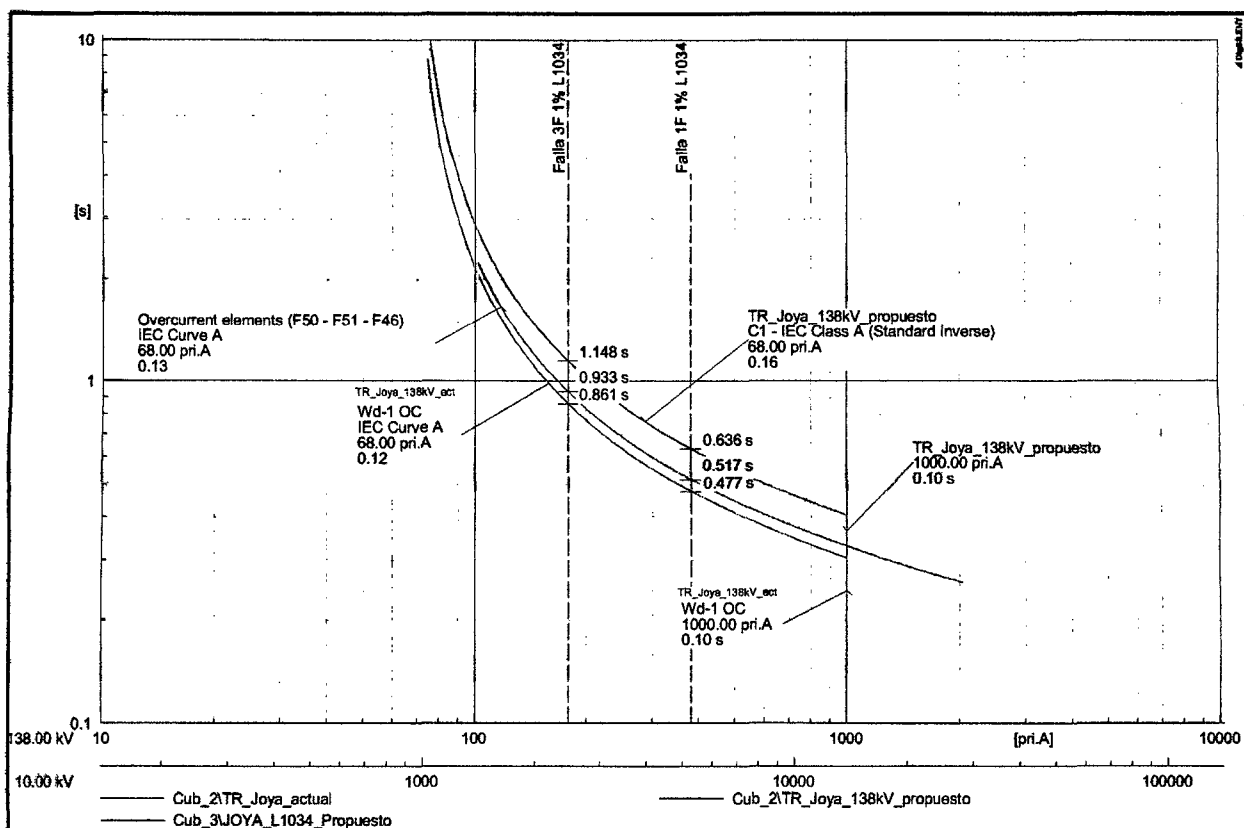


Fig. 4.6.3 Fallas al 1% de L-1034 – Ajustes Actuales y Propuestos

Coordinación de Tierra

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 10kV

Actualmente no existe un ajuste para el relé de 10kV ya que la conexión del devanado del transformador en esta barra es delta.

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 138kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 38% de la corriente nominal del lado de 138kV del transformador (en refrigeración ONAN), lo cual se considera adecuado.

Se recomienda elevar el dial de 0.25 a 0.35 con la finalidad de despejar fallas en barra de 138kV en 600ms, garantizando un margen de coordinación con el relé de sobrecorriente de la línea L-1034.

Actualmente se encuentra habilitada una etapa de tiempo definido cuyo ajuste es de 1000A primarios, se considera adecuado ya que está comprendido entre la máxima corriente para fallas en la barra de 10kV (0.78kA) y la corriente de falla monofásica en el terminal de 138kV (1.9kA), de tal forma que permita despejar fallas en los “bushings” en un tiempo de 100ms.

El ajuste primario propuesto es:

TC:100/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Tierra	IEC-A	20	0.35	DT	1000	0.1

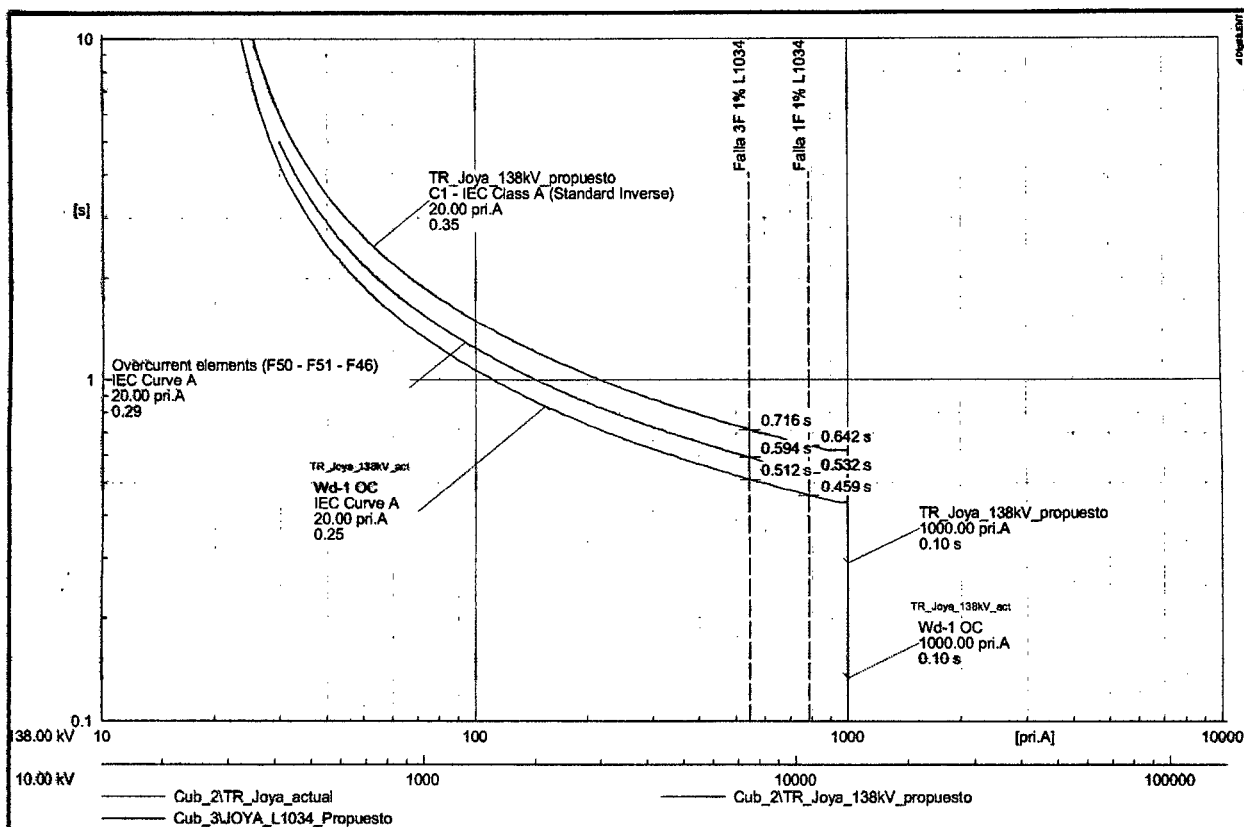


Fig. 4.6.4 Falla monofásica al 1% de L-1034 – Ajustes Actuales y Propuestas

★ GENERADORES G1 y G2

Coordinación de Fase

Sobrecorriente de Fase NIVEL 10kV

El valor de arranque se encuentra ajustado al 130% de la corriente nominal del generador, lo cual se considera adecuado.

El dial actual se considera adecuado ya que permite despejar una falla en la barra de 138kV en 1.25s.

Actualmente se encuentra habilitada una etapa de tiempo definido, se recomienda elevar el arranque de esta etapa a 2000A primarios, este valor está comprendido entre la máxima corriente para fallas en la barra de 138kV (1.5kA) y la corriente de falla bifásica en el bornes del generador (5.9kA), de tal forma que permita despejar únicamente fallas en bornes del generador en un tiempo de 150ms.

El ajuste primario actual es:

TC:400/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	420	0.2	DT	2200	0.15

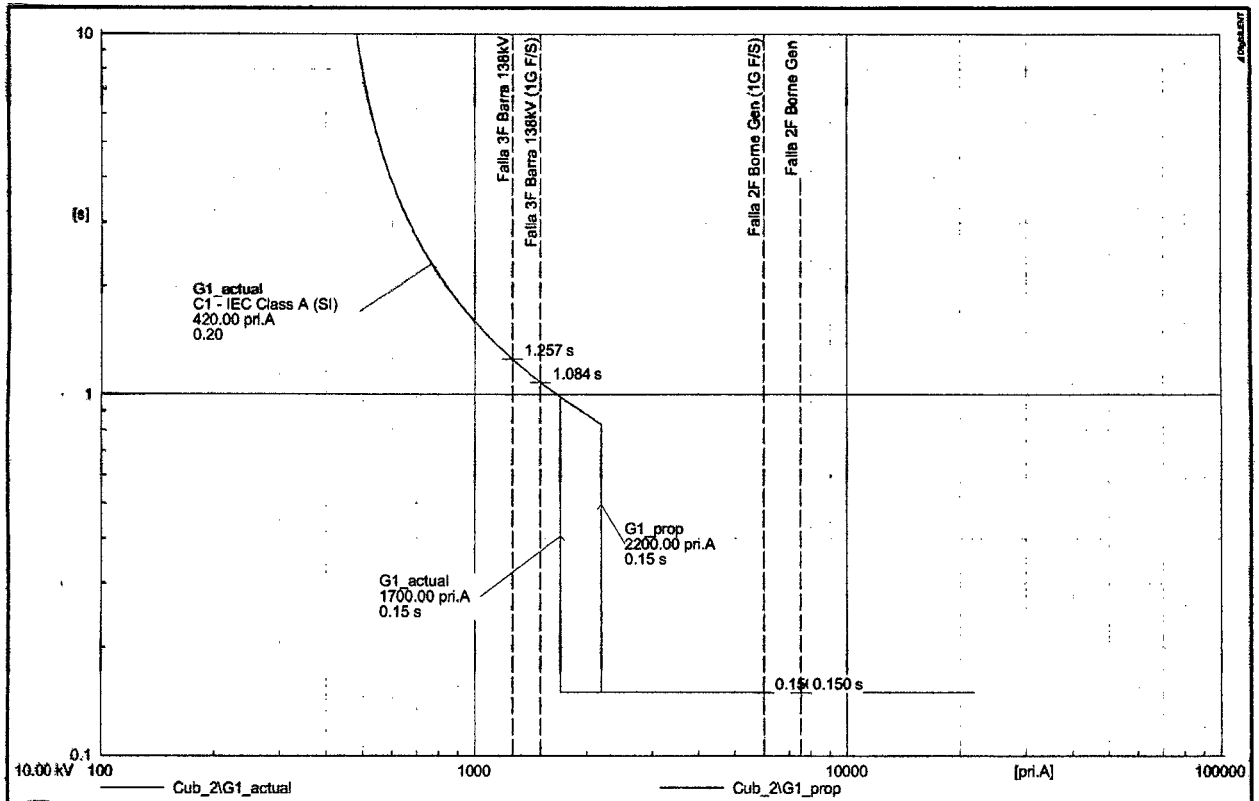


Fig. 4.6.5 Relé de Sobrecorriente de Generadores – Ajustes Actuales y Propuestos

d. AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS

Después del análisis de selectividad se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Transformador TR-12.5MVA

- Lado 138kV – Relé (Marca/Modelo): GE/SR745

TC:100/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	68	0.16	DT	1000	0.1
Tierra	IEC-A	20	0.35	DT	1000	0.1

- Lado 10kV – Relé (Marca/Modelo): GE/SR745

TC:1200/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	948	0.16	DT	3408	0.15
Tierra	-	-	-	-	-	-

Generadores G1 y G2

- Lado 10kV – Relé (Marca/Modelo): GE/SR489

TC:400/5A	Umbral 1			Umbral 2		
	Curva	I1(A)	Dial	Curva	I2(A)	t2(s)
Fase	IEC-A	420	0.2	DT	2200	0.15

4.6.2 Línea de Transmisión 138kV, L-1034 (S.E. Repartición – C.H. La Joya)

PARAMETROS DE LA LÍNEA

La línea de transmisión L-1034 tiene los siguientes parámetros eléctricos:

$$L = 13.08 \text{ km}$$

$$Rd = 1.86 \text{ ohm primarios}$$

$$Xd = 6.28 \text{ ohm primarios}$$

$$R0 = 4.79 \text{ ohm primarios}$$

$$X0 = 23.93 \text{ ohm primarios}$$

Alcance Resistivo Máximo

La máxima capacidad de transporte de la línea es 143 MVA, por lo tanto la impedancia de carga es:

$$Z_{\text{min_carga}} = (0.85 \cdot U)^2 / (S) = (0.85 \cdot 138)^2 / (143) = 96.22 \text{ ohm}$$

El alcance resistivo máximo viene dado por:

$$R_{\text{max}} = 0.67 \cdot Z_{\text{min_carga}} = 0.67 \cdot 96.22 = 64.47 \text{ ohm}$$

Factor de Compensación Homopolar

Con los parámetros eléctricos de la línea se calcula el factor de compensación homopolar.

En el relé marca General Electric modelo D30 el factor de compensación homopolar se calcula como.

$$K0 = Z0/Z1$$

Entonces:

$$K0 = 3.72$$

$$\angle K0 = 5.0$$

S.E. LA JOYA – RELE GENERAL ELECTRIC D30

Para proteger la línea de transmisión L-1034, en la S.E. La Joya se tiene un relé de protección de distancia marca General Electric modelo D30. Este modelo solamente tiene tres zonas de protección.

Los gráficos de impedancia vista se realizarán considerando a la C.H. La Joya con dos grupos en servicio y con un grupo en servicio.

a. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en el relé de protección, asociados a las funciones de distancia y sobrecorriente direccional fueron los siguientes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1Ph (Quad)	Zona 1G (Quad)	Zona 2Ph (Quad)	Zona 2G (Quad)	Zona 3Ph (Quad)	Zona 3G (Quad)
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Z (Ω)	4.83	4.83	12.42	12.42	46.23	46.23
QRB (Ω)	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10
QLB (Ω)	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10
RCA	90°	90°	90°	90°	90°	90°
t (s)	0.00	0.00	0.40	0.40	1.00	1.00

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3I> (A)	Dial	Curva	3I>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	68	0.08	DT	31	0.0

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3Io> (A)	Dial	Curva	3Io>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	20	0.22	DT	20	0.0

b. ANALISIS DE SELECTIVIDAD

➤ **Protección de Distancia**

Ajustes de las características de las zonas

Los ajustes para dar la característica cuadrilateral al relé, para fallas entre fases y a tierra son los siguientes:

RCA = 90°

COMP LIMIT = 90° (A excepción de la zona 1 para fases cuyo ajuste es 87°)

DIR RCA = 60°

DIR COM = 70°

Ángulo característico de Right Blinder

RGT BLD RCA = 90°

Ángulo característico de Left Blinder

LFT BLD RCA = 90°

Impedancia de Zona 1

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 80% de la reactancia de la línea.

Z1 = 0.80*6.28 = 5.02 ohm primario

Debido al paso del relé se encuentra ajustado en 4.83 ohm, se recomienda mantener el ajuste actual.

Z1 = 4.83 ohm primario

Alcance Resistivo derecha: Con el ajuste actual el relé está detectando fallas resistivas en la barra de Repartición 138kV, por lo que se recomienda reducir el ángulo límite comparador de 90° a 87° , con este ajuste el relé detecta fallas bifásicas de 5ohm hasta el 80% de la línea, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancias vista de fases (figura 4.6.6 y 4.6.7).

$$RIR = 62.10 \text{ ohm primario}$$

$$\text{COMP LIMIT} = 87^\circ$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$RIL = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La temporización actual de fases se considera adecuada.

$$T1P = 0.0 \text{ seg.}$$

Fase-Tierra

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 80% de la reactancia de la línea.

$$Z1 = 0.80 * 6.28 = 5.02 \text{ ohm primario}$$

Debido al paso del relé se ajustó en 4.83 ohm, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z1 = 4.83 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: Se ha considerado aproximadamente el alcance resistivo máximo. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$RIR = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$RIL = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La temporización actual de tierra se considera adecuada.

$$T1 = 0.0 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona 2

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: La zona 2 se encuentra ajustada al 100% de la reactancia de la línea L-1034 más el 50% de la reactancia de la línea L1029 (Repartición – Cerro Verde).

$$Z2 = 6.28 + 0.5 * 12.14 = 12.35 \text{ ohm primario.}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$Z2 = 12.42 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: El ajuste actual permite detectar fallas bifásicas con valores de resistencia de falla superiores a los 5 ohm en toda la línea. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R2R = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R2L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 2 de fases se encuentra temporizada en 400 ms.

$$T2P = 0.40 \text{ seg.}$$

Fase-Tierra

Alcance Reactivo: El ajuste actual cubre hasta el 50% de la reactancia de la línea L1029 (Repartición - Cerro Verde).

$$Z2 = 6.28 + 0.5 * 12.14 = 12.35 \text{ ohm primario.}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z2 = 12.42 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: Se ha considerado aproximadamente el alcance resistivo máximo. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R2R = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R2L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 2 de tierra se encuentra temporizada en 400 ms.

$$T2 = 0.40 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona 3

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: El ajuste actual se encuentra ajustado de la siguiente manera:

$$Z3 = 1.15 * (XL1034 + XL1030)$$

$$Z3 = 1.15 * (6.28 + 33.78) = 46.069 \text{ ohm prim.}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual

$$Z3 = 46.23 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3R = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R3L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 de fases se encuentra temporizada en 1 seg.

$$T3P = 1.00 \text{ seg.}$$

Fase-Tierra

Alcance Reactivo: El ajuste actual se encuentra ajustado de la siguiente manera:

$$Z2 = 1.15 * (XL1034 + XL1030)$$

$$Z2 = 1.15 * (6.28 + 33.78) = 46.069 \text{ ohm prim.}$$

Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z3 = 46.23 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona 2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3R = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R3L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 de tierra se encuentra temporizada en 1 seg.

$$T3 = 1.00 \text{ seg.}$$

➤ Gráficos de Impedancia Vista de Fases y Tierra

A continuación se muestran los gráficos de impedancia vista para la protección de distancia de fases y de tierra en donde se verifican los ajustes de las zonas de protección antes mencionados.

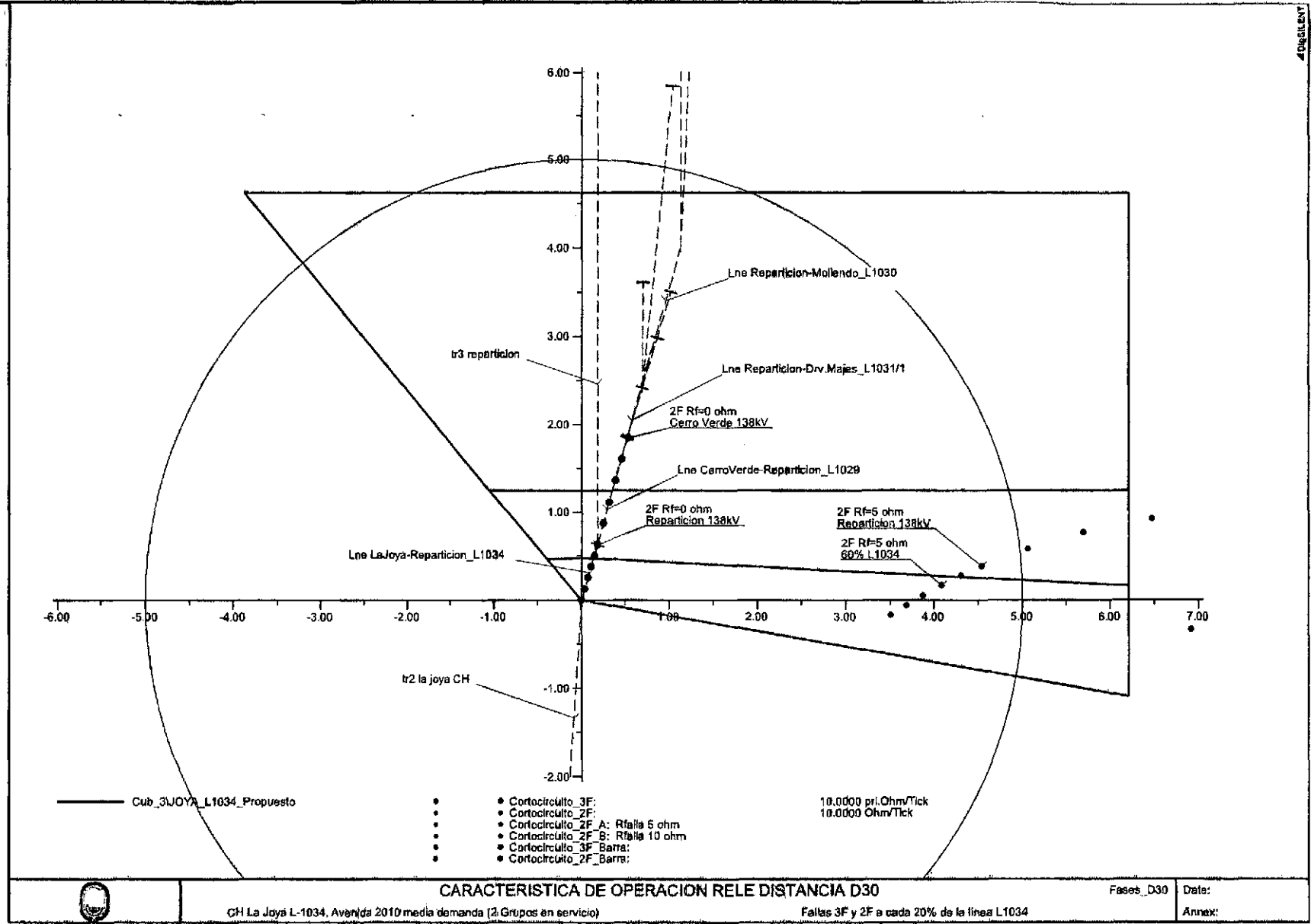


Fig. 4.6.6 Impedancia Vista para fallas entre fases – Avenida 2010 media demanda (2 Grupos en servicio)

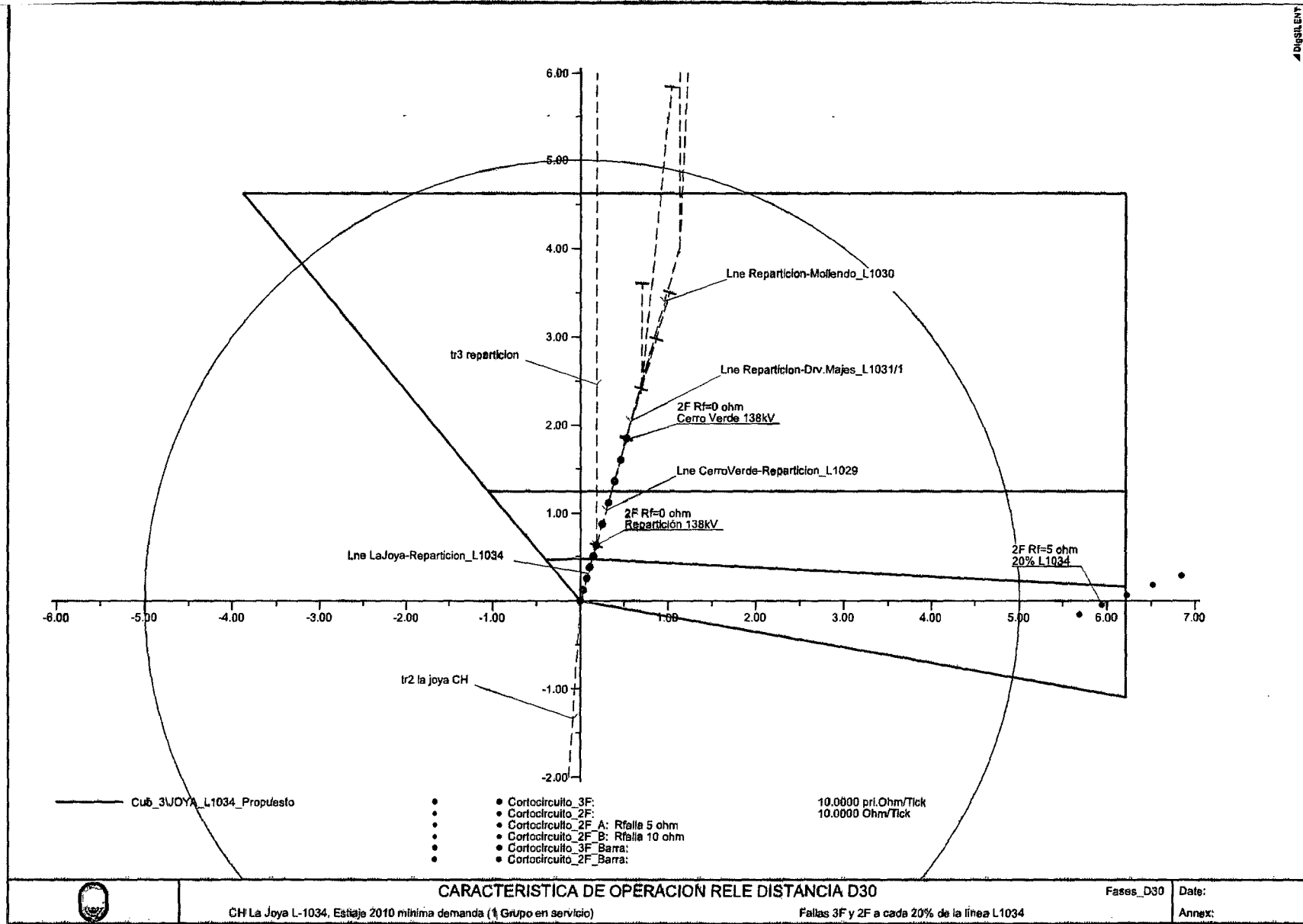
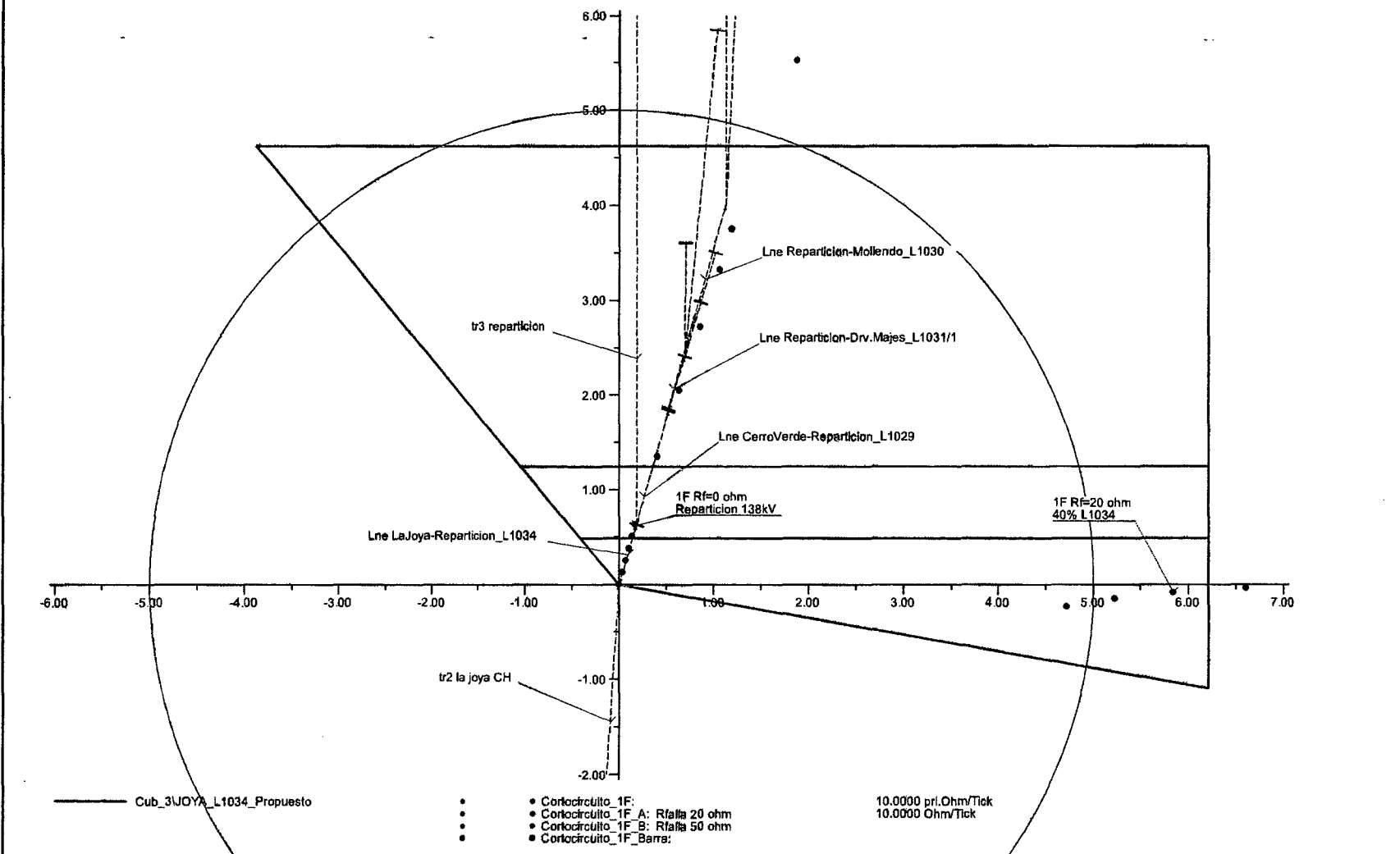


Fig. 4.6.7 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 mínima demanda (1 Grupo en servicio)



CARACTERÍSTICA DE OPERACION RELE DISTANCIA D30
 CH La Joya L-1034, Avenida 2010 media demanda [2 Grupos en servicio] Tierra_D30 Date:
 Fallas 1F a cada 20% de las líneas L1034 Annex:

Fig. 4.6.8 Impedancia Vista para fallas a tierra – Avenida 2010 media demanda (2 Grupos en servicio)

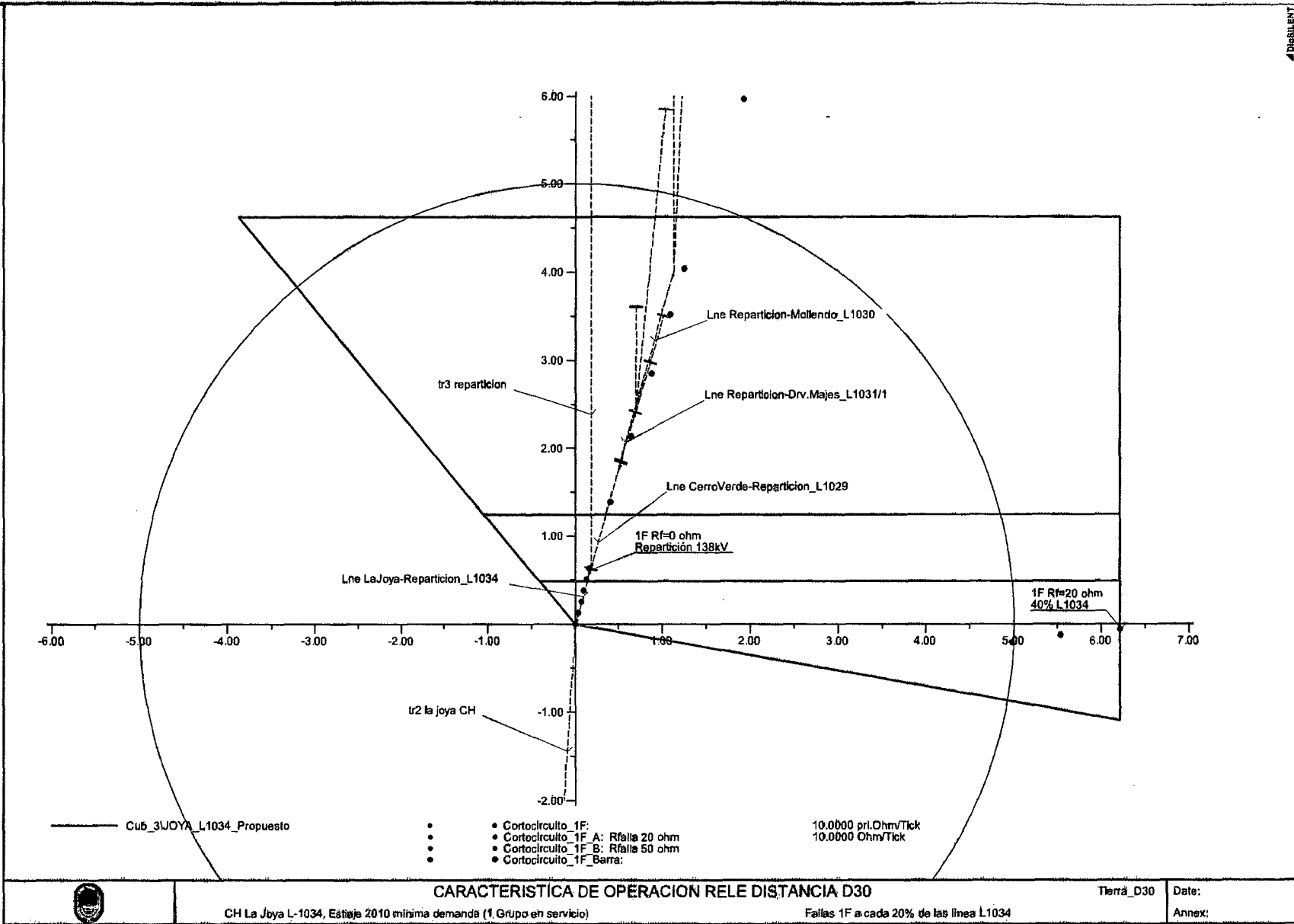


Fig. 4.6.9 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 mínima demanda (1 Grupo en servicio)

➤ **Esquema de Teleprotección**

Actualmente esta línea emplea el esquema de teleprotección POTT, no se observa inconveniente con este esquema, por lo que se recomienda mantenerlo.

➤ **67 Sobrecorriente Direccional de Fases**

Sobrecorriente de Fase Temporizada TOC1 – 51P

Actualmente está habilitada una etapa de tiempo inverso, el valor de arranque se encuentra ajustado al 130% de la corriente nominal del lado de 138kV del transformador de potencia de la S.E. La Joya, lo cual se considera adecuado.

Se recomienda elevar el dial de 0.08 a 0.13 con la finalidad de despejar fallas remotas en 600ms, coordinando con los relés de sobrecorriente de respaldo de las líneas que salen de la S.E. Repartición 138kV.

Los ajustes recomendados son:

Curva= IEC Curve A (Normal Inverse)

I>= 68 A primarios

Dial= 0.13

Con los ajustes propuestos se obtienen tiempos de operación ante falla local (1%) de 520ms y para falla remota (99%) de 600ms, tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico de operación.

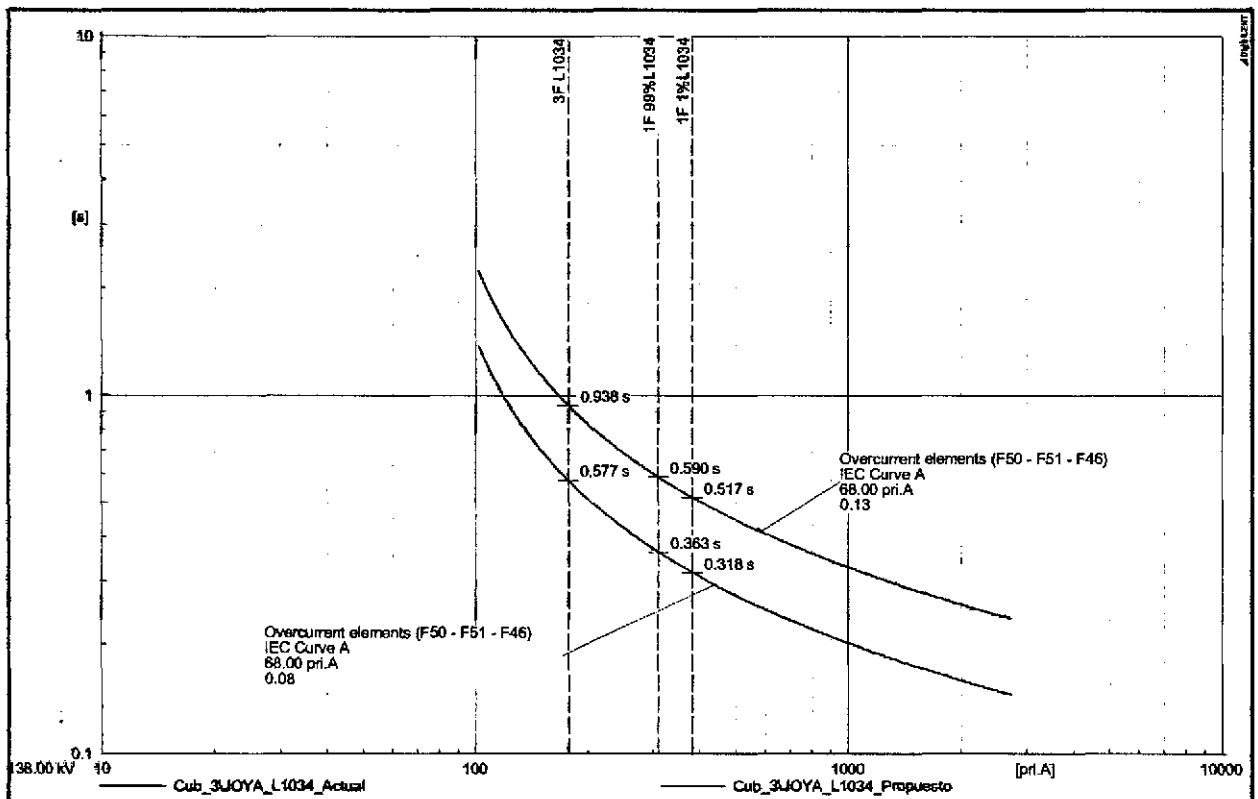


Fig. 4.6.10 Fallas trifásicas en la línea L-1034 – Ajustes Actuales y Propuestos

Sobrecorriente de Fase Temporizada TOC2 – 51P

Actualmente está habilitada dicha función con los siguientes ajustes:

Curva= Define Time

$I \geq 31$ A primarios

$t \geq 0.0$

Dado que se desconoce si este ajuste se está utilizando para alguna lógica de operación se recomienda deshabilitar esta función para evitar problemas de selectividad.

Sobrecorriente de Fase Instantánea IOC1 – 50P

Se recomienda mantener deshabilitada la función 50P.

➤ **67N Sobrecorriente Direccional de Tierra**

Sobrecorriente de Neutro Temporizada TOC1 – 51N

Actualmente está habilitada una etapa de tiempo inverso, el valor de arranque se encuentra ajustado al 20% del valor primario del transformador de corriente de la línea ($0.2 \cdot 100 = 20$ A), este valor de arranque se considera adecuado.

Se recomienda elevar el dial de 0.22 a 0.29 con la finalidad de despejar fallas remotas en 600ms, coordinando con los relés de sobrecorriente de respaldo de las líneas que salen de la S.E. Repartición 138kV.

Los ajustes recomendados son:

Curva= IEC Curve A (Normal Inverse)

$3I_o \geq 20$ A primarios

Dial= 0.29

Con los ajustes propuestos se obtienen tiempos de operación ante falla local (1%) de 530ms y para falla remota (99%) de 600ms, tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico de operación.

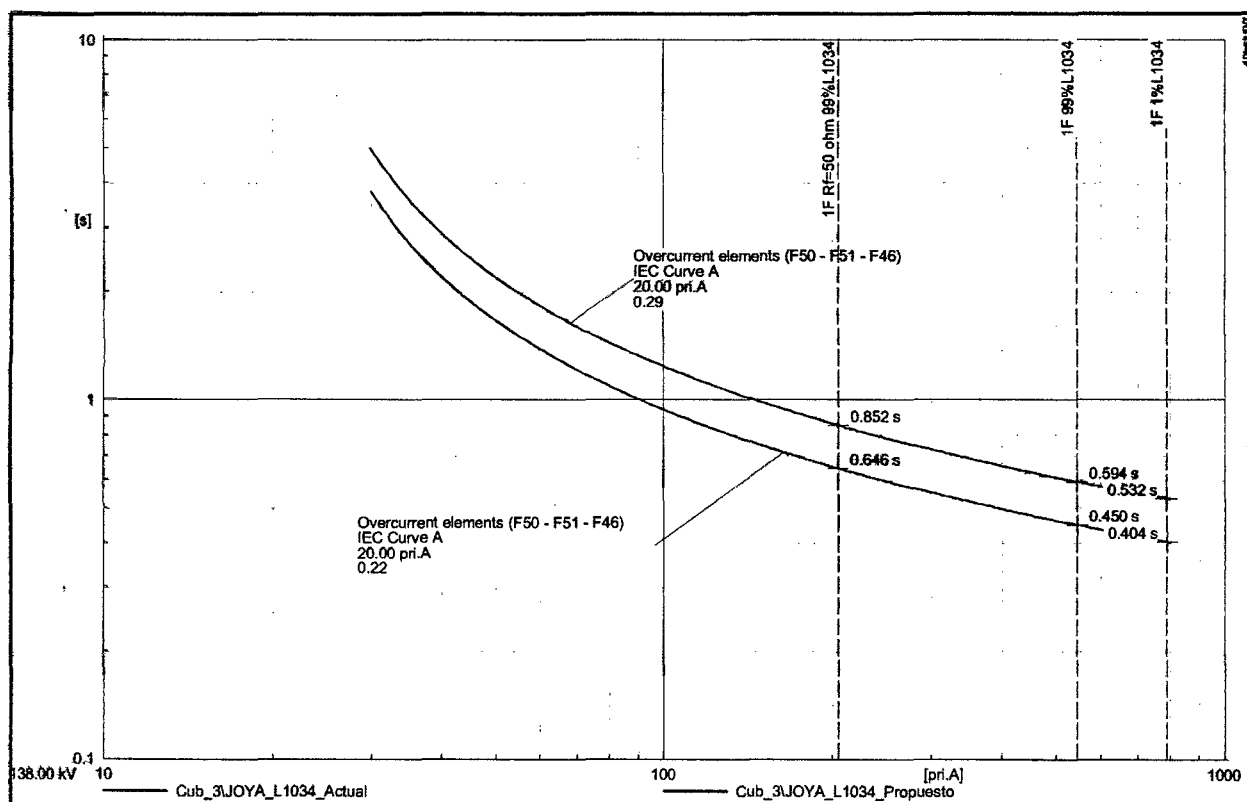


Fig. 4.6.11 Fallas monofásicas en la línea L-1034 – Ajustes Actuales y Propuestos

La protección de sobrecorriente direccional de tierra en comparación direccional utiliza el valor de arranque de esta etapa para su activación, el ajuste actual permite detectar una falla monofásica de 50 ohm en la barra de Repartición 138kV, por lo que se recomienda mantener el ajuste actual.

Sobrecorriente de Neutro Temporizada TOC2 – 51N

Actualmente está habilitada dicha función con los siguientes ajustes:

Curva= Define Time
 $I \geq 20$ A primarios
 $t \geq 0.0$

Dado que el esquema de Teleprotección por Comparación Direccional está usando la función TOC1, se recomienda deshabilitar esta función para evitar problemas de selectividad.

Sobrecorriente de Neutro Instantánea IOC1 – 50N

Se recomienda mantener deshabilitada la función 50N.

c. AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS

Después del análisis de selectividad se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Los ajustes de la protección de distancia se recomienda mantenerlos.

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3I> (A)	Dial	Curva	3I>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	68	0.13	-	-	-

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3Io> (A)	Dial	Curva	3Io>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	20	0.29	-	-	-

S.E. REPARTICIÓN – RELE GENERAL ELECTRIC D30

Para proteger la línea de transmisión L-1034, en la S.E. Repartición se tiene un relé de protección de distancia marca General Electric modelo D30. Este modelo solamente tiene tres zonas de protección.

Los gráficos de impedancia vista se realizarán considerando a la C.H. La Joya con dos grupos en servicio y con un grupo en servicio.

a. AJUSTES DE PROTECCIÓN ACTUALES

Los ajustes existentes que se encuentran en el relé de protección, asociados a las funciones de distancia y sobrecorriente direccional fueron los siguientes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1Ph (Quad)	Zona 1G (Quad)	Zona 2Ph (Quad)	Zona 2G (Quad)	Zona 3Ph (Quad)	Zona 3G (Quad)
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Z (Ω)	4.83	4.83	7.59	7.59	107.64	107.64
QRB (Ω)	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10
QLB (Ω)	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10
RCA	90°	90°	90°	90°	90°	90°
t (s)	0.00	0.00	0.40	0.40	1.00	1.00

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3I> (A)	Dial	Curva	3I>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	130	0.20	DT	1000	0.3

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3Io> (A)	Dial	Curva	3Io>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	20	0.22	DT	400	0.3

b. ANALISIS DE SELECTIVIDAD

➤ Protección de Distancia

Ajustes de las características de las zonas

Los ajustes para dar la característica cuadrilateral al relé, para fallas entre fases y a tierra son los siguientes:

$$RCA = 90^\circ$$

$$COMP\ LIMIT = 90^\circ$$

$$DIR\ RCA = 60^\circ$$

$$DIR\ COM = 70^\circ$$

Ángulo característico de Right Blinder

$$RGT\ BLD\ RCA = 90^\circ$$

Ángulo característico de Left Blinder

$$LFT\ BLD\ RCA = 90^\circ$$

Impedancia de Zona 1

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 80% de la reactancia de la línea.

$$Z1 = 0.80 * 6.28 = 5.02 \text{ ohm primario}$$

Debido al paso del relé se encuentra ajustado en 4.83 ohm, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z1 = 4.83 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: Con el alcance actual el relé detecta fallas bifásicas resistivas superiores a 10ohm, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1R = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R1L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La temporización actual de fases se considera adecuada.

$$T1P = 0.0 \text{ seg.}$$

Fase-Tierra

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 80% de la reactancia de la línea.

$$Z1 = 0.80 * 6.28 = 5.02 \text{ ohm primario}$$

Debido al paso del relé se encuentra ajustado en 4.83 ohm, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z1 = 4.83 \text{ ohm primario}$$

Dada la característica importadora del extremo Repartición se recomienda modificar el ángulo de reducción de zona a -2° , con la finalidad de que el relé no detecte fallas

monofásicas resistivas en la barra de La Joya 138kV, tal como se puede apreciar en las gráficas de impedancias vista de tierra (figura 4.6.14 y 4.6.15).

$$\boxed{\text{NO-HOMOG ANG} = -2^\circ}$$

Alcance Resistivo derecha: Con el alcance actual el relé detecta fallas monofásicas resistivas superiores a 50ohm, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{\text{R1R} = 62.10 \text{ ohm primario}}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$\boxed{\text{R1L} = 62.10 \text{ ohm primario}}$$

Temporización: La temporización actual de tierra se considera adecuada.

$$\boxed{\text{T1} = 0.0 \text{ seg.}}$$

Impedancia de Zona 2

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 120% de la reactancia de la línea, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z2 = 1.2 * 6.28 = 7.54 \text{ ohm primario.}$$

$$\boxed{Z2 = 7.59 \text{ ohm primario}}$$

Alcance Resistivo derecha: El ajuste actual cubre fallas bifásicas de 10 ohm a lo largo de toda la línea, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{\text{R1R} = 62.10 \text{ ohm primario}}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$\boxed{\text{R1L} = 62.10 \text{ ohm primario}}$$

Temporización: La zona 2 de fases se encuentra temporizada en 400 ms.

$$\boxed{\text{T2P} = 0.40 \text{ seg.}}$$

Fase-Tierra

Alcance Reactivo: Se encuentra ajustado al 120% de la reactancia de la línea, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$Z2 = 1.2 * 6.28 = 7.54 \text{ ohm primario.}$$

$$\boxed{Z2 = 7.59 \text{ ohm primario}}$$

Alcance Resistivo derecha: El ajuste actual cubre fallas monofásicas de 50 ohm a lo largo de toda la línea, se recomienda mantener el ajuste actual.

$$\boxed{\text{R2R} = 62.10 \text{ ohm primario}}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R2L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 2 de tierra se encuentra temporizada en 400 ms.

$$T2 = 0.40 \text{ seg.}$$

Impedancia de Zona 3

Dirección: Forward

Fase-Fase

Alcance Reactivo: El alcance de la zona 3 se encuentra ajustado hasta el 80% de la impedancia del transformador de potencia ubicado en la C.H La Joya, el ajuste actual se considera aceptable.

$$Z3 = 6.28 + 0.8 * 127 = 107.88 \text{ ohm prim.}$$

$$Z3 = 107.64 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R1R = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R1L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 de fases se encuentra temporizada en 1 seg.

$$T3P = 1.00 \text{ seg.}$$

Fase-Tierra

Alcance Reactivo: El alcance de la zona 3 se encuentra ajustado hasta el 80% de la impedancia del transformador de potencia ubicado en la C.H La Joya, el ajuste actual se considera aceptable.

$$Z3 = 6.28 + 0.8 * 127 = 107.88 \text{ ohm prim.}$$

$$Z3 = 107.64 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo derecha: Se encuentra ajustado similar al alcance de la zona2. Se recomienda mantener el ajuste actual.

$$R3R = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Alcance Resistivo izquierda: Se encuentra ajustado igual al alcance resistivo derecho.

$$R3L = 62.10 \text{ ohm primario}$$

Temporización: La zona 3 de tierra se encuentra temporizada en 1 seg.

$$T3 = 1.00 \text{ seg.}$$

➤ **Gráficos de Impedancia Vista de Fases y Tierra**

A continuación se muestran los gráficos de impedancia vista para la protección de distancia de fases y de tierra en donde se verifican los ajustes de las zonas de protección antes mencionados.

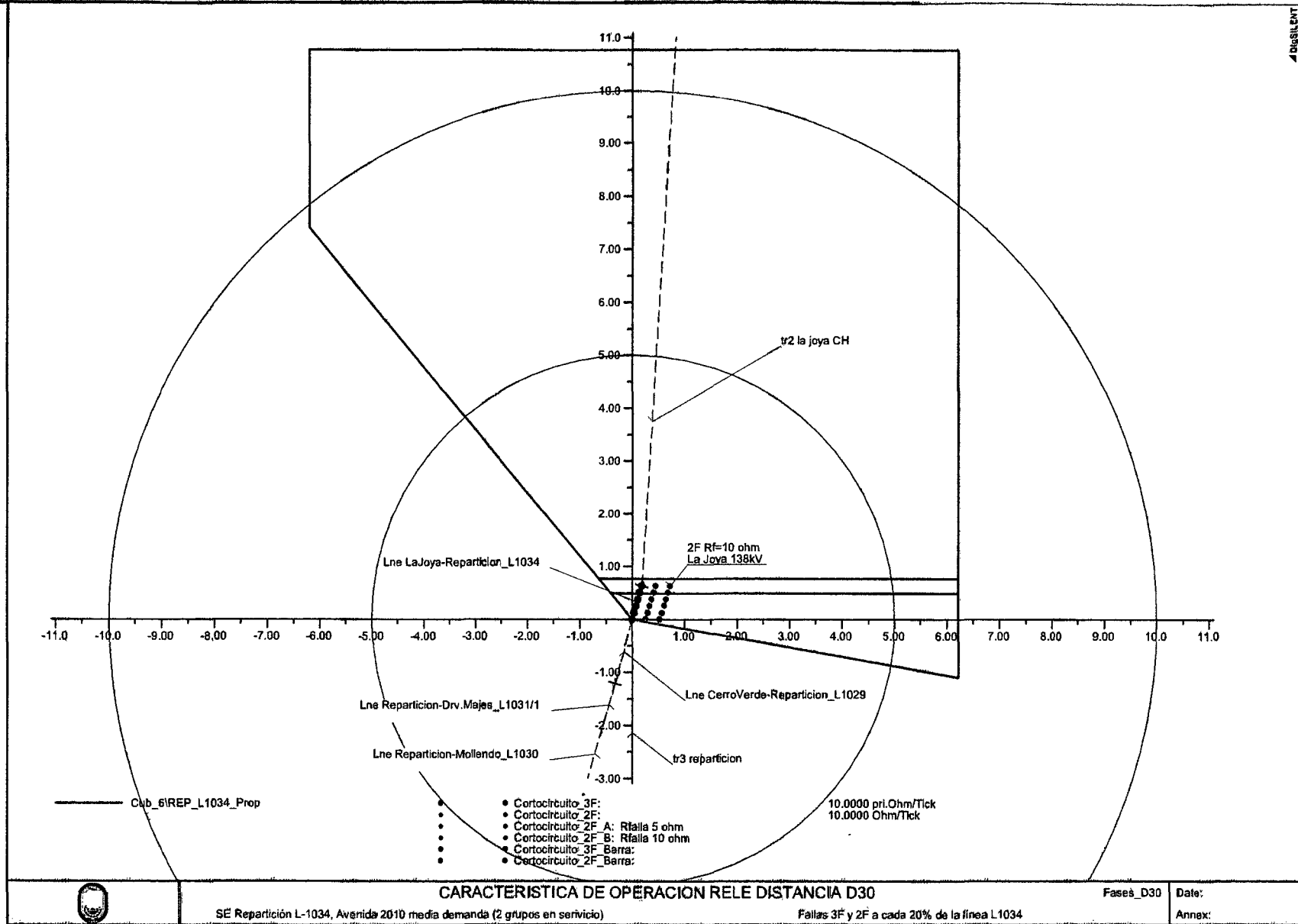


Fig. 4.6.12 Impedancia Vista para fallas entre fases – Avenida 2010 media demanda (2 Grupos en servicio)

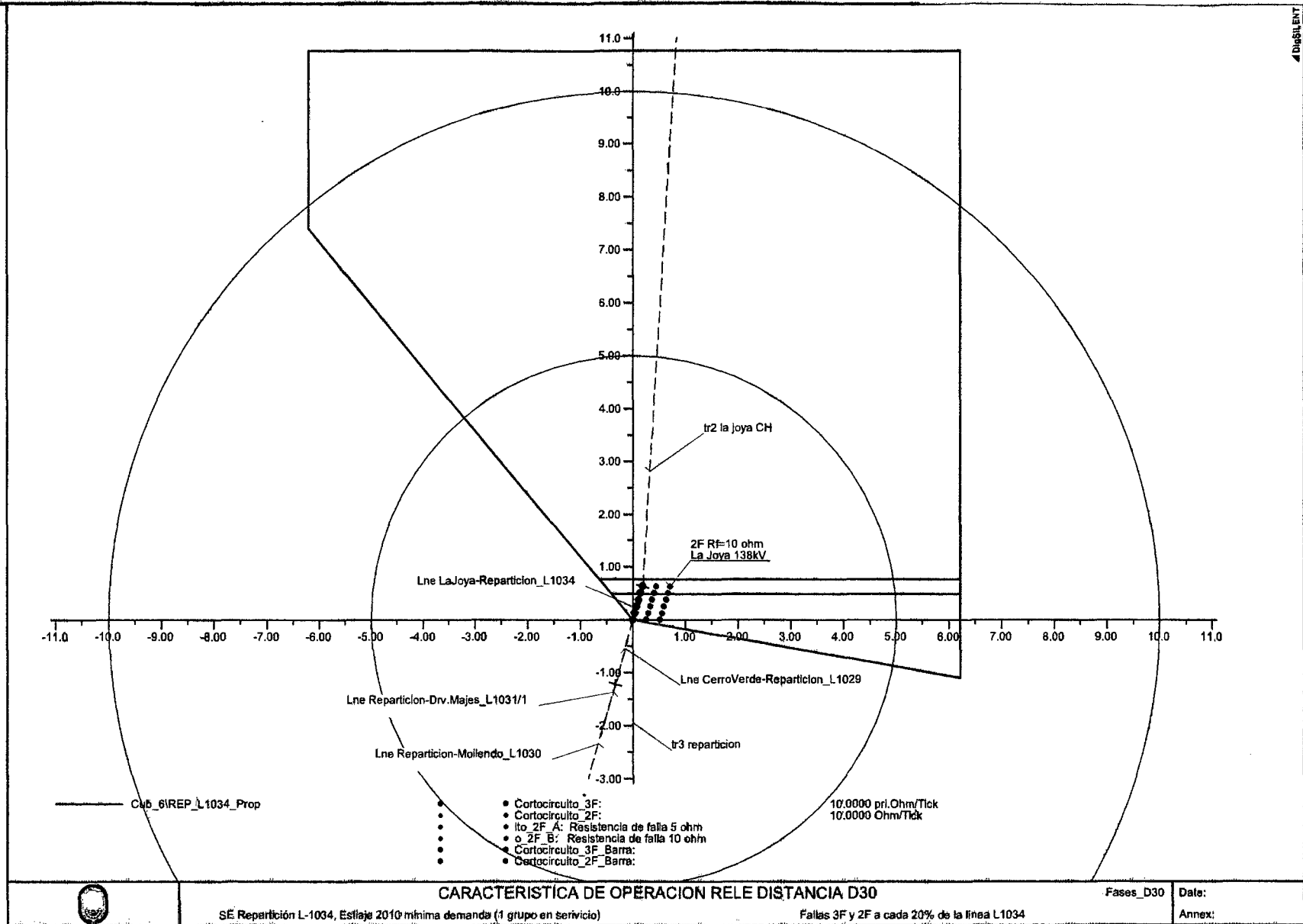


Fig. 4.6.13 Impedancia Vista para fallas entre fases – Estiaje 2010 mínima demanda (1 Grupo en servicio)

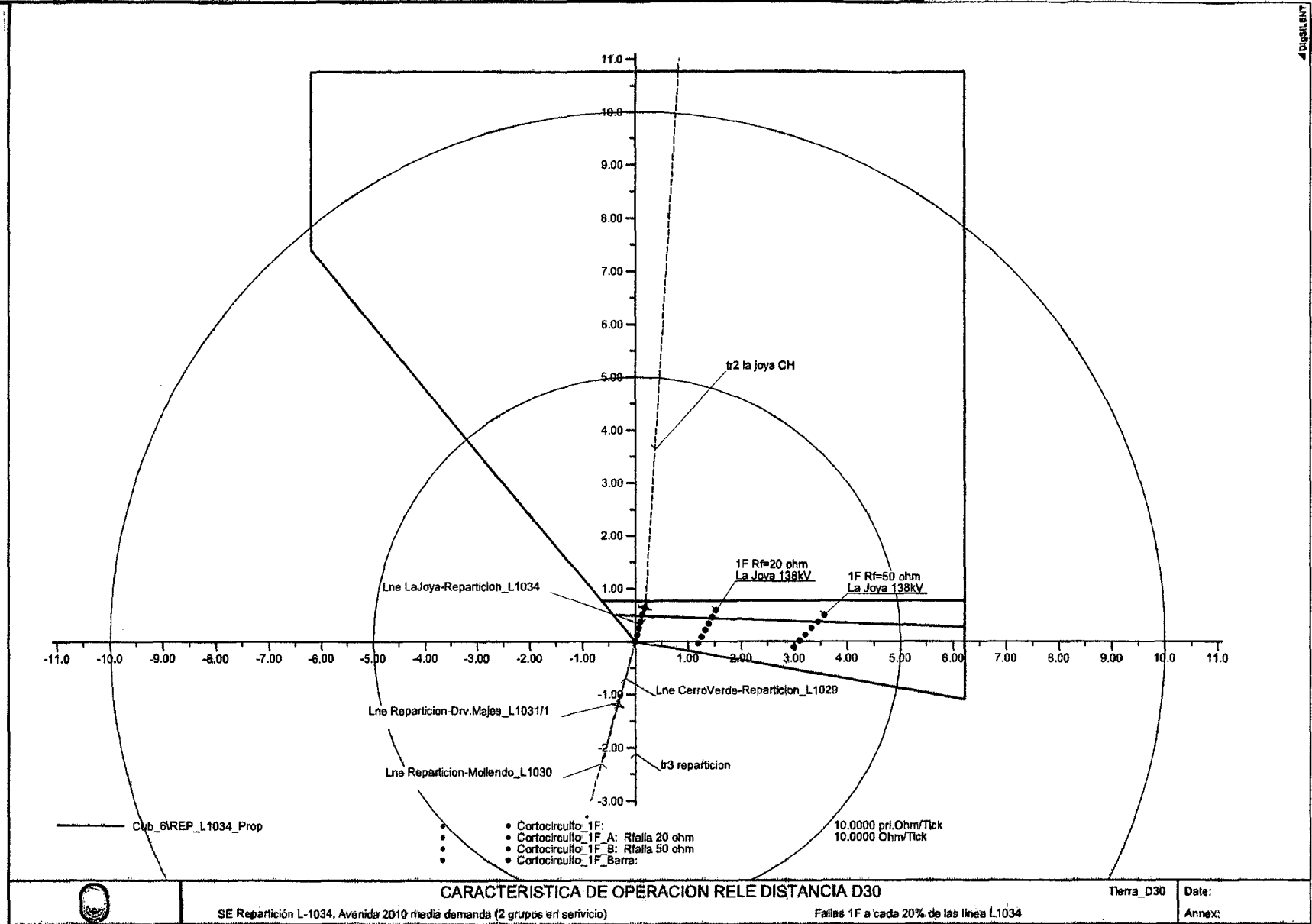
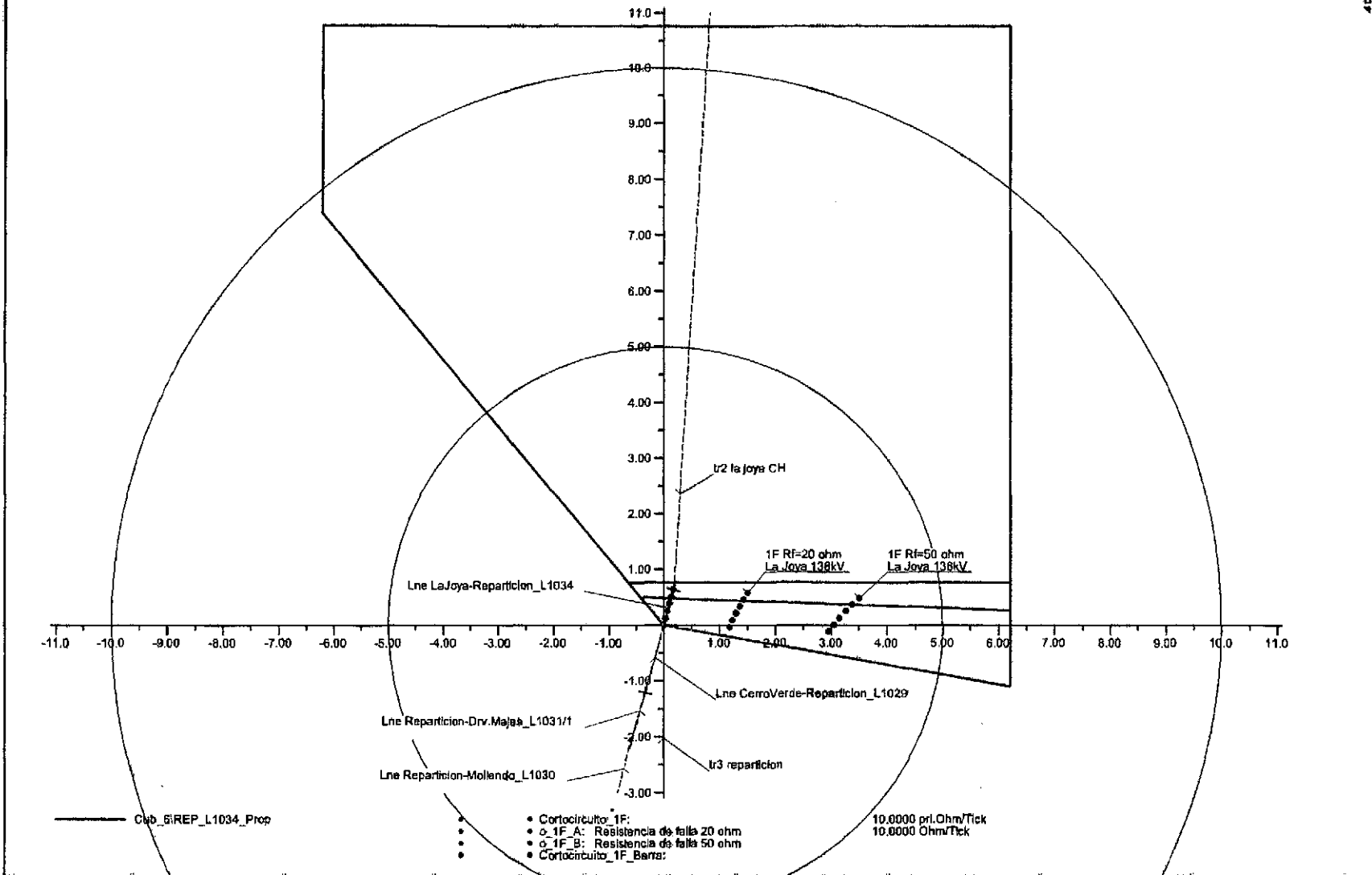


Fig. 4.6.14 Impedancia Vista para fallas a tierra – Avenida 2010 media demanda (2 Grupos en servicio)



CARACTERISTICA DE OPERACION RELE DISTANCIA D30

SE Reparticlon L-1034, Estiaje 2010 mínima demanda (1 grupo en servicio)
Fallas 1F a cada 20% de las líneas L1034
Tierra_D30
Date:

Annex:

Fig. 4.6.15 Impedancia Vista para fallas a tierra – Estiaje 2010 mínima demanda (1 Grupo en servicio)

➤ **Esquema de Teleprotección**

Actualmente esta línea emplea el esquema de teleprotección POTT, no se observa inconveniente con este esquema, por lo que se recomienda mantenerlo.

➤ **67 Sobrecorriente Direccional de Fases**

Sobrecorriente de Fase Temporizada TOC1 – 51P

Actualmente se tiene habilitada una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido, en este caso el valor de arranque del tiempo inverso ha sido ajustado al 130% del valor primario del transformador de corriente de la línea, lo cual se considera adecuado.

Con el ajuste actual para fallas tanto locales como remotas está despejando en 300ms, por lo que se recomienda deshabilitar la etapa de tiempo definido con la finalidad de obtener tiempos de despeje para fallas a lo largo de la línea superiores a la temporización de la segunda zona (400ms).

Los ajustes recomendados son:

Curva= IEC Curve A (Normal Inverse)

I_{pr} = 130 A primarios

Dial= 0.20

Con los ajustes propuestos se obtienen tiempos de operación ante falla local (1%) de 413ms y para falla remota (99%) de 450ms, tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico de operación.

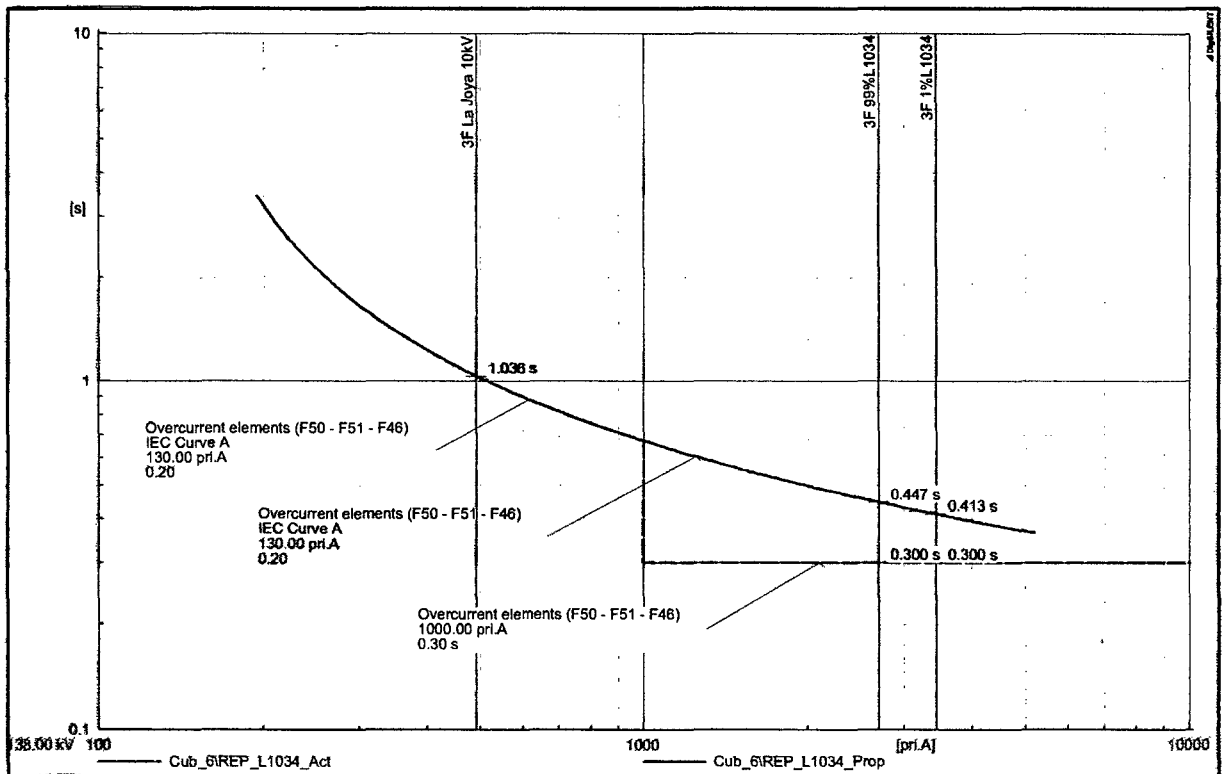


Fig. 4.6.16 Fallas trifásicas en la línea L-1034 – Ajustes Actuales y Propuestos

Sobrecorriente de Fase Temporizada TOC2 – 51P

Se recomienda mantener deshabilitada la función 51P.

Sobrecorriente de Fase Instantánea IOC1 – 50P

Se recomienda mantener deshabilitada la función 50P.

➤ **67N Sobrecorriente Direccional de Tierra**

Sobrecorriente de Neutro Temporizada TOC1 – 51N

Se tiene habilitada una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido, el valor de arranque de tiempo inverso se encuentra ajustado al 20% del valor primario del transformador de corriente de la línea ($0.2 \cdot 100 = 20 \text{ A}$), este valor de arranque se considera adecuado.

Con el ajuste actual para fallas tanto locales como remotas está despejando en 300ms, por lo que se recomienda deshabilitar la etapa de tiempo definido con la finalidad de obtener tiempos de despeje para fallas a lo largo de la línea superiores a la temporización de la segunda zona (400ms).

Los ajustes recomendados son:

Curva= IEC Curve A (Normal Inverse)

$3I_o \geq 20 \text{ A}$ primarios

Dial= 0.22

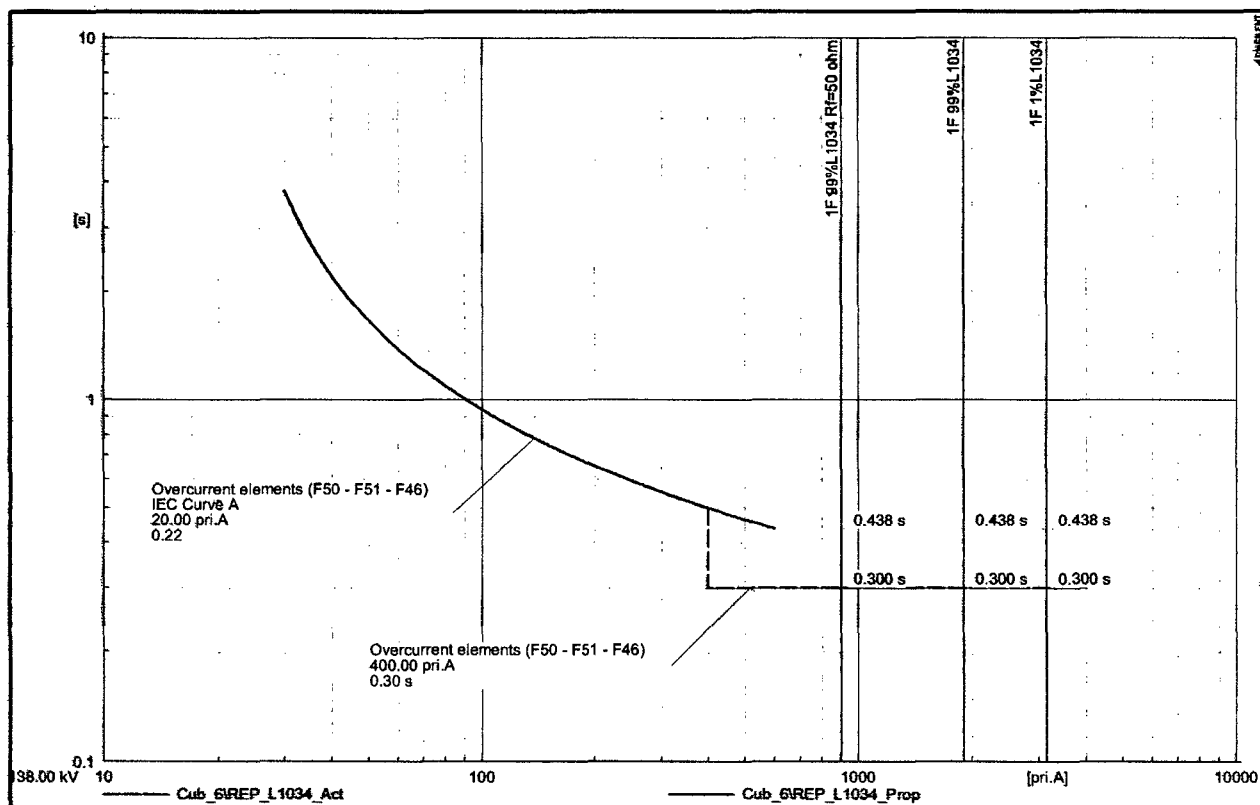


Fig. 4.6.17 Fallas monofásicas en la línea L-1034 – Ajustes Actuales y Propuestos

La protección de sobrecorriente direccional de tierra en comparación direccional utiliza el valor de arranque de esta etapa para su activación, el ajuste actual permite

detectar una falla monofásica de 50 ohm en la barra de La Joya 138kV, por lo que se recomienda mantener el ajuste actual.

Sobrecorriente de Neutro Temporizada TOC2 – 51N

Se recomienda mantener deshabilitada la función 51N.

Sobrecorriente de Neutro Instantánea IOC1 – 50N

Se recomienda mantener deshabilitada la función 50N.

c. AJUSTES DE PROTECCIÓN PROPUESTOS

Después del análisis de selectividad se recomienda implementar los siguientes ajustes:

Protección de Distancia:

Ajustes	Zona 1Ph (Quad)	Zona 1G (Quad)	Zona 2Ph (Quad)	Zona 2G (Quad)	Zona 3Ph (Quad)	Zona 3G (Quad)
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Z (Ω)	4.83	4.83	7.59	7.59	107.64	107.64
QRB (Ω)	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10
QLB (Ω)	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10	62.10
RCA	90°	90°	90°	90°	90°	90°
N.HOM ANG	0	-2°	0	0	0	0
t (s)	0.00	0.00	0.40	0.40	1.00	1.00

Protección de Sobrecorriente de Fases Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3I> (A)	Dial	Curva	3I>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	130	0.20	-	-	-

Protección de Sobrecorriente a Tierra Direccional:

TC:100/5A	Dirección	Umbral 1			Umbral 2		
		Curva	3Io> (A)	Dial	Curva	3Io>> (A)	t2
Fases	Forward	IEC-Curve A	20	0.22	-	-	-

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En los sistemas de protección, la revisión periódica de la coordinación o cada vez que se produzca una modificación de la configuración de la red de un Sistema Eléctrico, garantiza la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema.
2. Cuando se realicen estudios de coordinación de protecciones para una nueva instalación, se debe verificar la influencia que tiene el nuevo proyecto sobre las instalaciones existentes y de ser necesario recomendar nuevos ajustes para los relés que se encuentran en servicio, todo ello con la finalidad de obtener una correcta selectividad entre las instalaciones nuevas y existentes.
3. Todo sistema de protección debe cumplir con los siguientes criterios: Sensibilidad, seguridad, rapidez, selectividad y confiabilidad.
4. Se tiene como regla general lo siguiente: “Las protecciones deberán mantener una adecuada coordinación ante las máximas corrientes de falla y a su vez deberán ser capaces de detectar una mínima corriente de falla”.
5. La actualización de un estudio de coordinación de protecciones a nivel de un sistema interconectado evalúa únicamente las protecciones graduadas o coordinables, las protecciones unitarias se exceptúan de esta evaluación, ya que las características propias de los equipos a los cuales protegen, no sufren mayor cambio en el tiempo.
6. De nada sirve que se realice una actualización de un estudio de coordinación, si las empresas responsables de las instalaciones (subestaciones y líneas de transmisión), no implementan los ajustes de protección propuestos en el estudio, es por ello que tanto la evaluación como la implementación de los ajustes de protección deben ir de la mano, para conseguir la correcta selectividad del sistema.
7. Tal como se ha visto en el capítulo 4, el software Digsilent Power Factory ha demostrado ser una herramienta computacional muy importante en el desarrollo de la actualización del estudio de coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
8. Los ajustes propuestos que se obtienen en la evaluación de los sistemas de protección de un Sistema Eléctrico Interconectado, constituyen una mejora a los ajustes existentes y permiten solucionar los problemas de falta coordinación de protecciones que puedan presentarse.
9. Se adopta el criterio de privilegiar la velocidad de actuación de los equipos de protección, con la finalidad de reducir los tiempos de exposición a las fallas, para reducir los riesgos de pérdidas de estabilidad transitoria del sistema.
10. Se recomienda que todas las líneas de transmisión de 138 kV, 220 kV y 500 kV cuenten con teleprotección, con el fin de permitir una detección eficaz en primera zona de todas las fallas que ocurran en el 100% del circuito protegido.

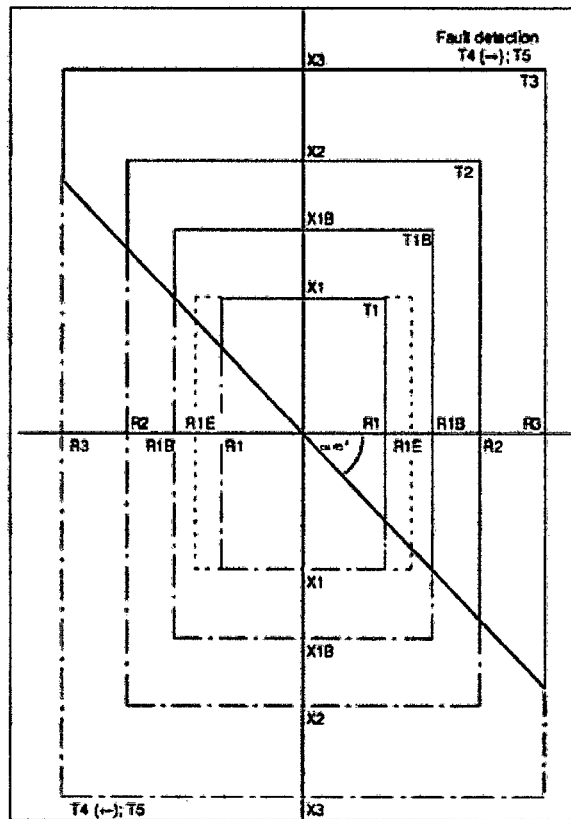
11. Se recomienda que todas las líneas de transmisión de 138 kV, 220 kV y 500 kV tengan habilitada la protección de sobrecorriente direccional de tierra 67N en comparación direccional, con el fin de detectar en forma rápida, segura y selectiva las fallas a tierra de alta impedancia, las mismas que no son detectadas por las protecciones de distancia en la mayoría de casos.
12. En la medida de lo posible no hacer demasiadas modificaciones en los ajustes de protección existentes, si los ajustes actuales cumplen una adecuada selectividad y los criterios con los cuales fueron ajustados son aceptables, aunque disten un poco de los criterios descritos en la presente investigación, lo recomendable es mantener los ajustes existentes.
13. Cuando se hace una actualización de un estudio de coordinación de protecciones, el resultado final es un documento llamado memoria de cálculo, el cual se presenta para cada subestación o línea de transmisión evaluada en forma independiente, en los ítem 4.4, 4.5 y 4.6 se muestra cómo es que se elaboran estas memorias de cálculo, el principal punto es el análisis de selectividad, en donde se verifican los ajustes actuales, si son correctos se validan y si existe alguna anomalía en la coordinación se recomienda nuevos ajustes, para ello se ha hecho uso de gráficas de impedancia vistas y curvas de selectividad de corriente vs tiempo.
14. Los criterios o pautas dadas en la presente investigación son solamente recomendaciones, la decisión final del ajuste seleccionado es responsabilidad del ingeniero de protecciones. La protección de los sistemas de potencia no es una ciencia exacta, no obedece a fórmulas estrictas, más bien la protección es considerada como un “arte” y en muchas ocasiones depende de la experiencia y habilidad del ingeniero de protecciones.

ANEXO N° 1

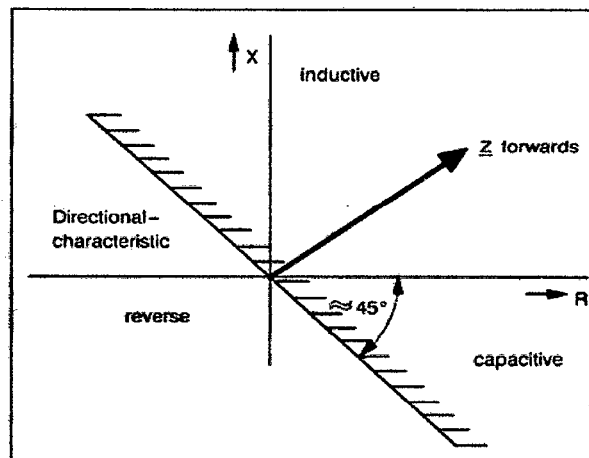
**CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA MÁS
UTILIZADOS EN EL SEIN**

1.1 RELE SIEMENS 7SA511

Característica de Operación de la Protección de Distancia entre Fases y Tierra

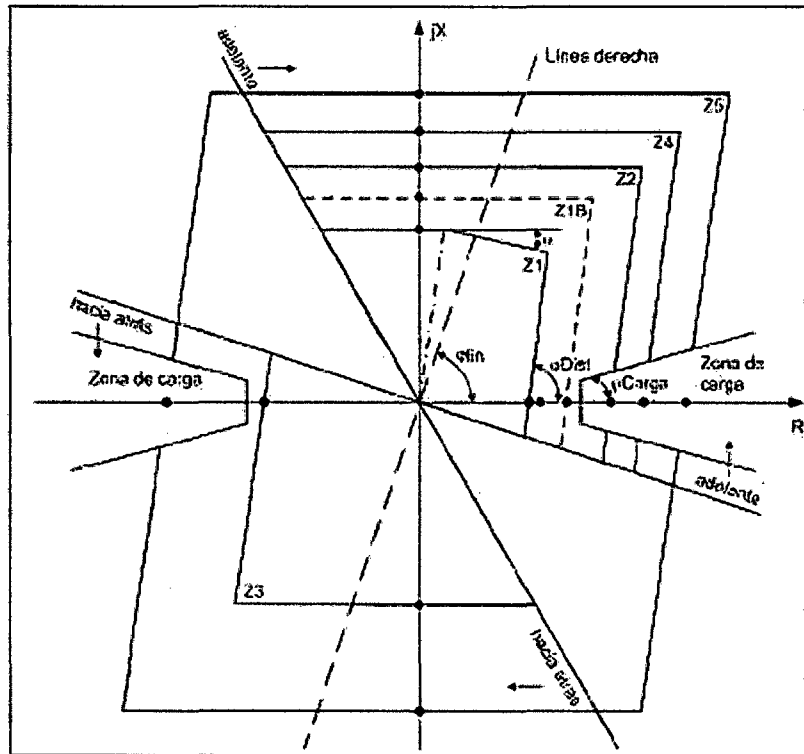


Característica direccional del diagrama R-X

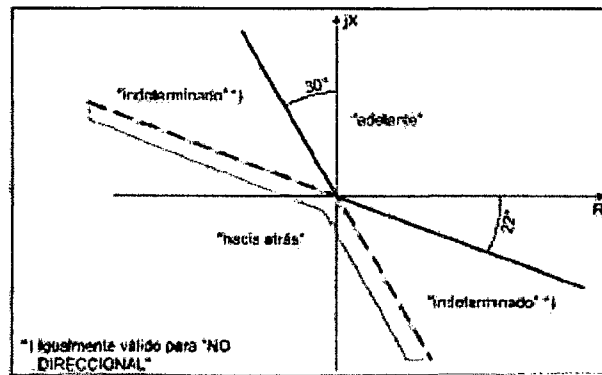


1.2 RELE SIEMENS 7SA612 / 7SA522

Característica de Operación de la Protección de Distancia entre Fases y Tierra

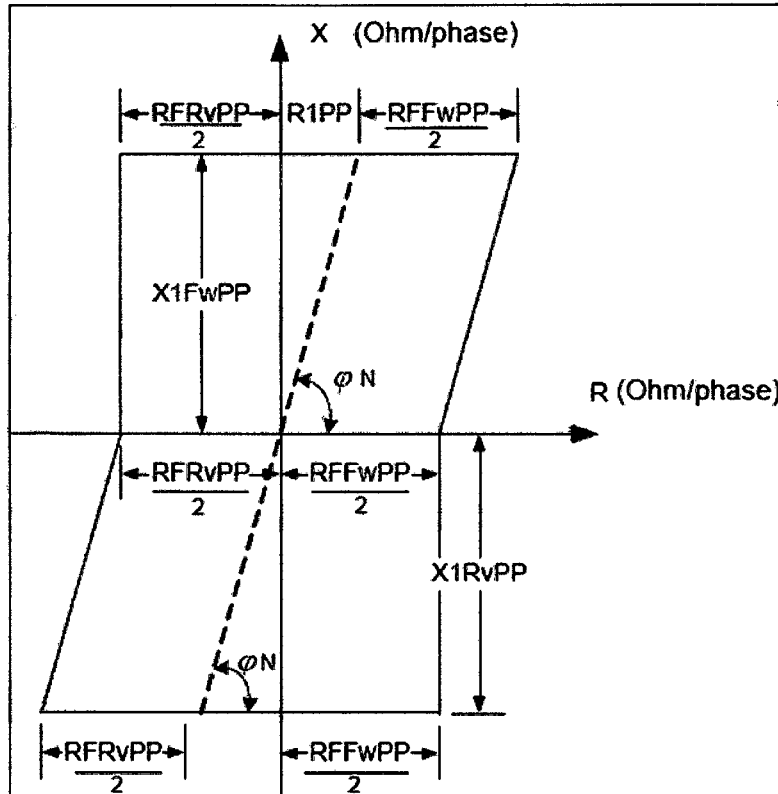


Característica direccional del diagrama R-X

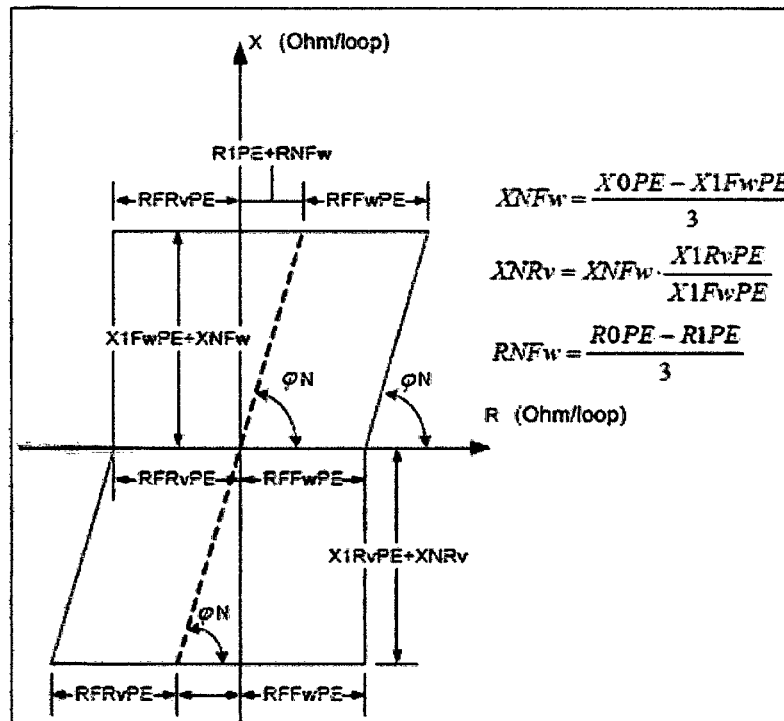


1.3 RELE ABB REL 670

Característica de Operación de la Protección de Distancia entre Fases

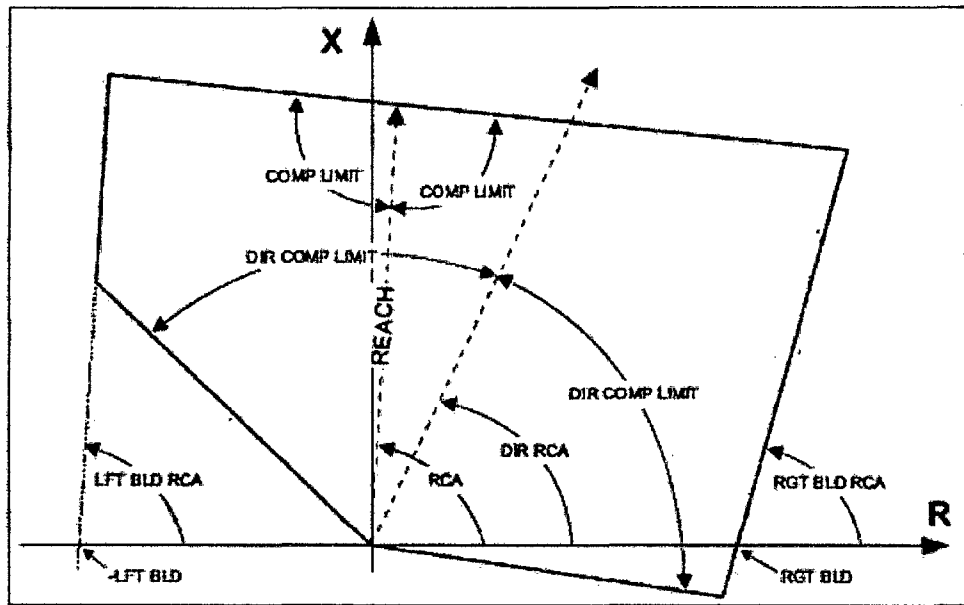


Característica de Operación de la Protección de Distancia a Tierra

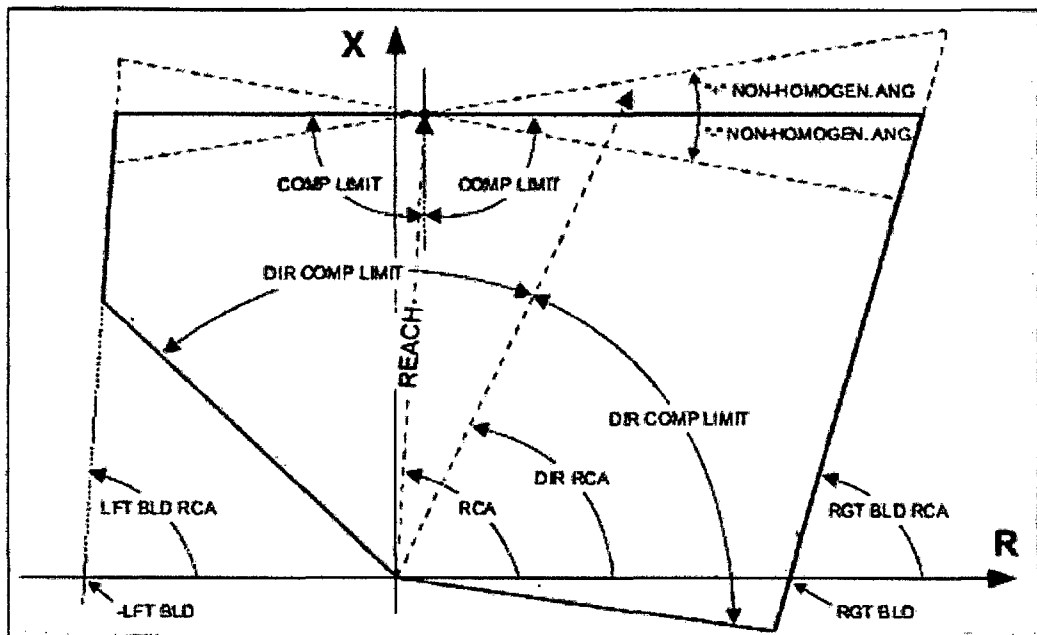


1.4 RELE GENERAL ELECTRIC D60

Característica de Operación de la Protección de Distancia entre Fases

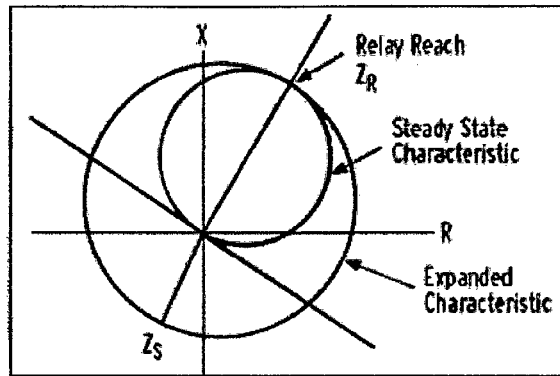


Característica de Operación de la Protección de Distancia a Tierra

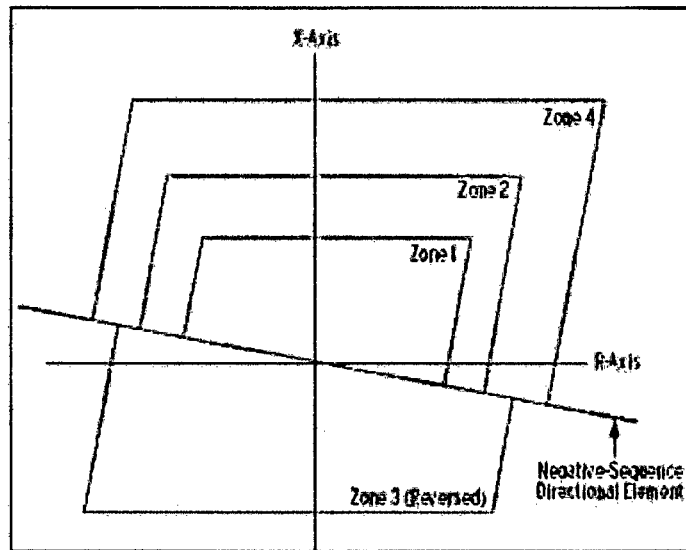


1.5 RELE SCHWEITZER SEL 421

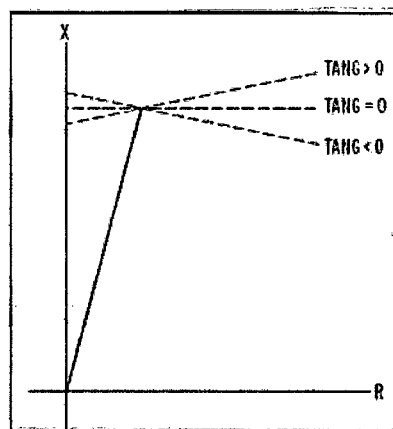
Característica de Operación de la Protección de Distancia entre Fases



Característica de Operación de la Protección de Distancia a Tierra

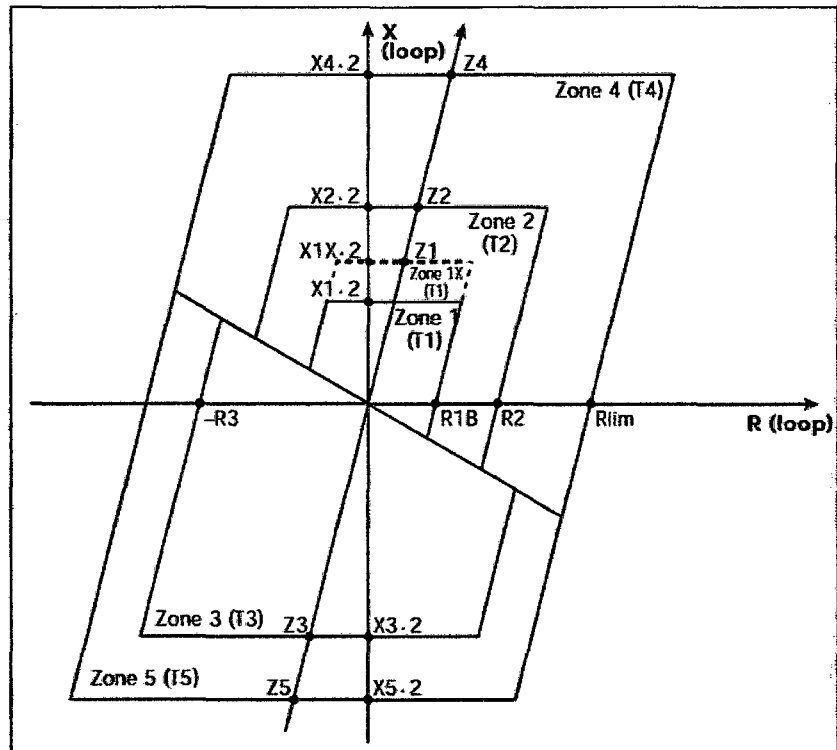


Ajuste del ángulo de reducción de zona 1

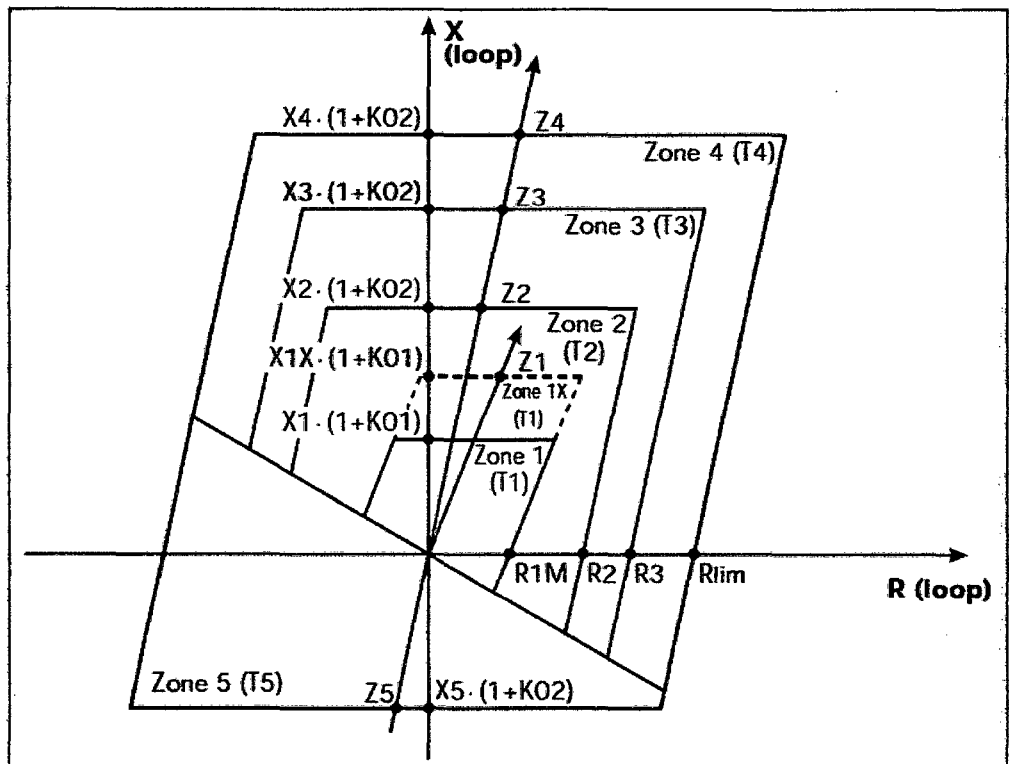


1.6 RELE ALSTOM / AREVA EPAC 3000

Característica de Operación de la Protección de Distancia entre Fases

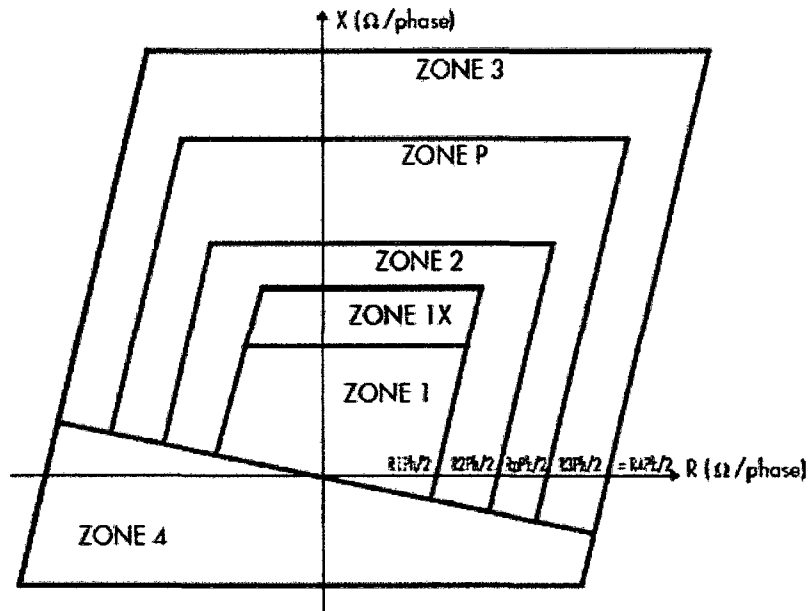


Característica de Operación de la Protección de Distancia a Tierra

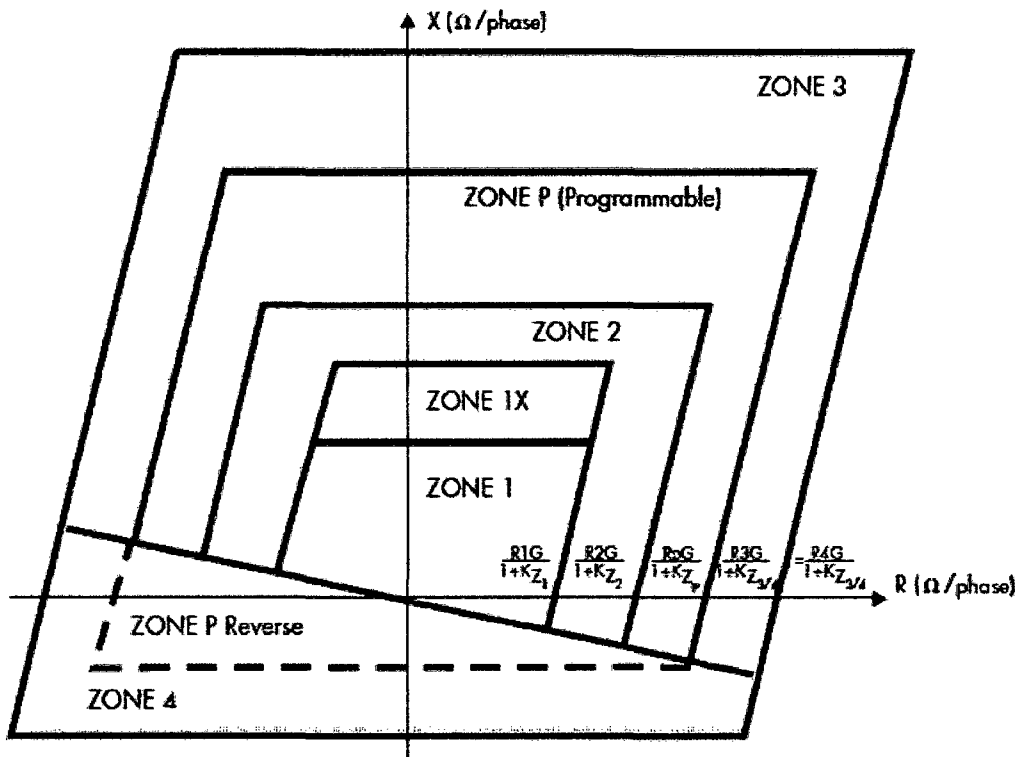


1.7 RELE ALSTOM / AREVA MICOM P442

Característica de Operación de la Protección de Distancia entre Fases



Característica de Operación de la Protección de Distancia a Tierra



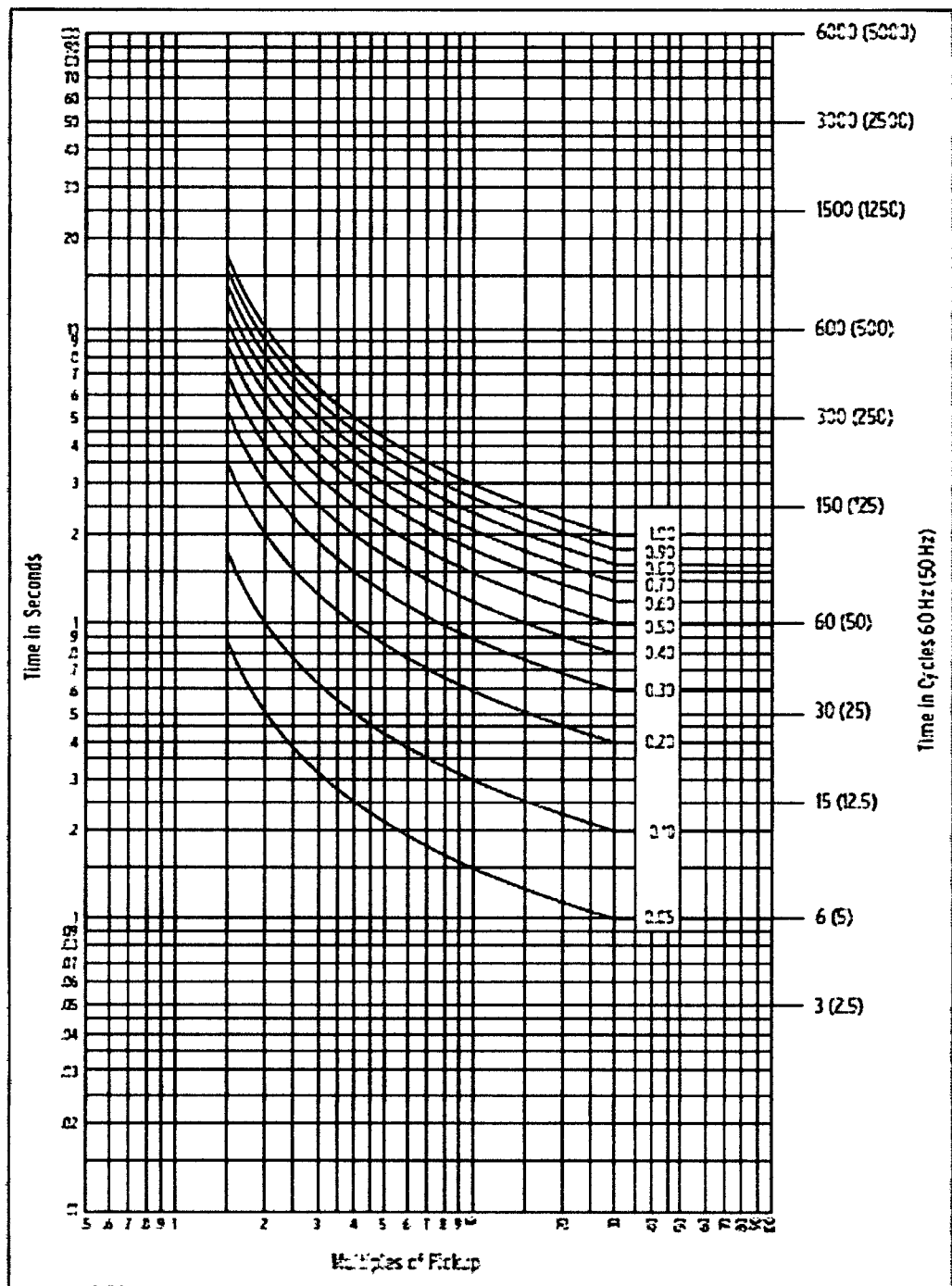
ANEXO N° 2

**CURVAS ESTANDARIZADAS DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE MÁS
UTILIZADOS EN EL SEIN**

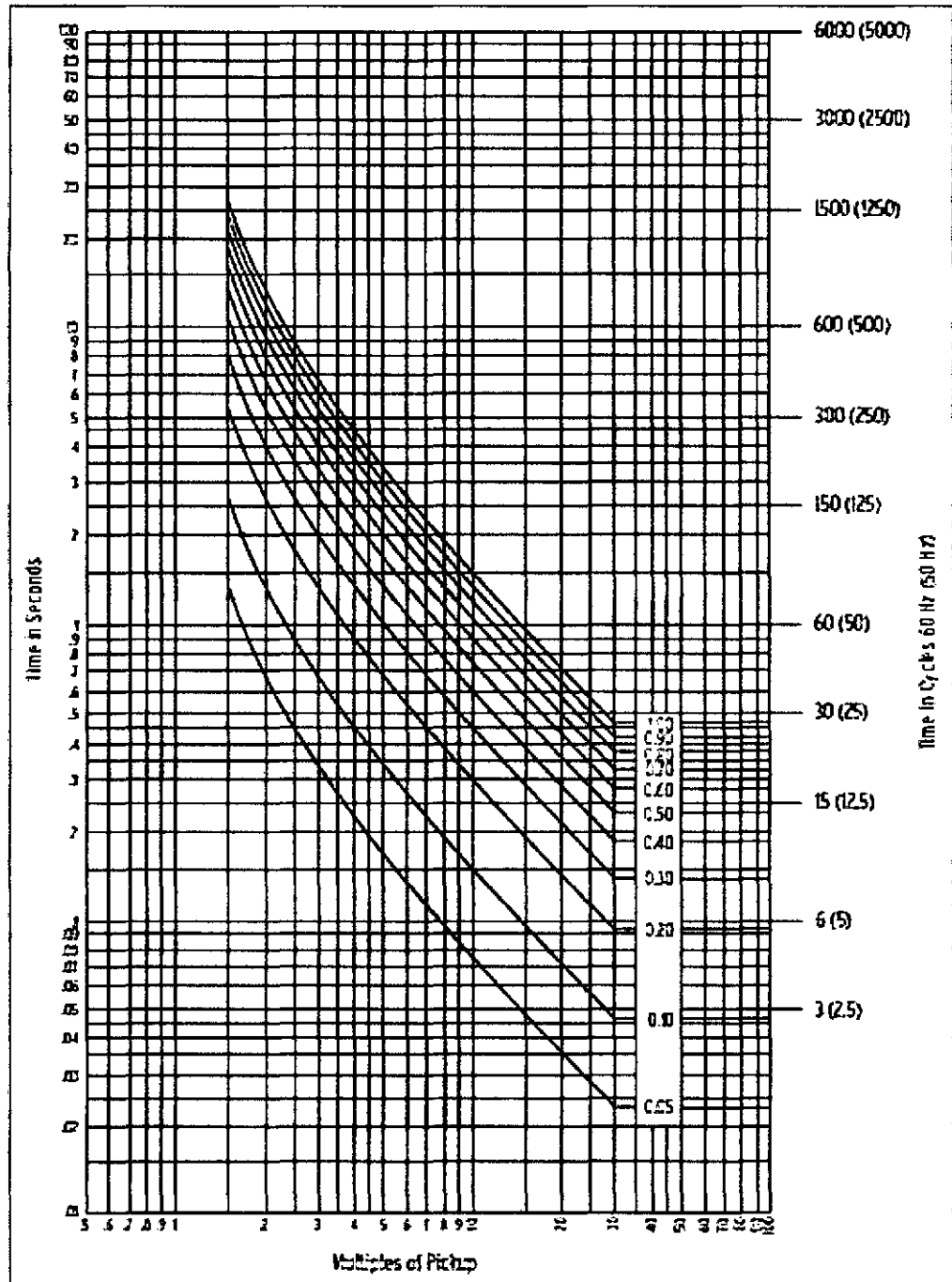
A continuación se muestran los diferentes tipos de curvas que actualmente se aplican en relés de sobrecorriente más utilizados en el SEIN:

1.1 CURVAS IEC 255-4 (Relés SEL, ABB, GE, SIEMENS)

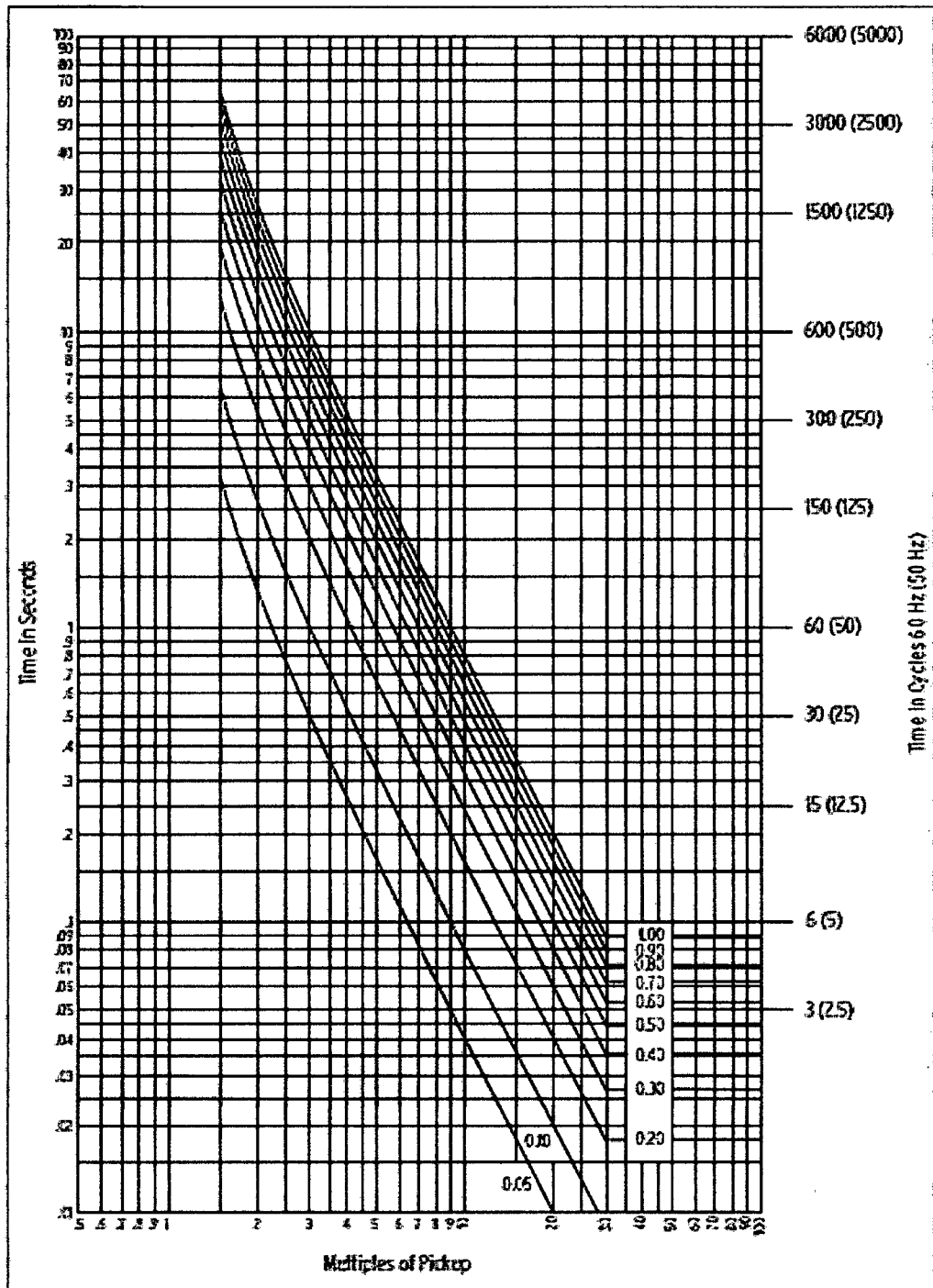
Estos tipos de curvas derivan de la fórmula y constantes mostradas en el ítem 2.4.



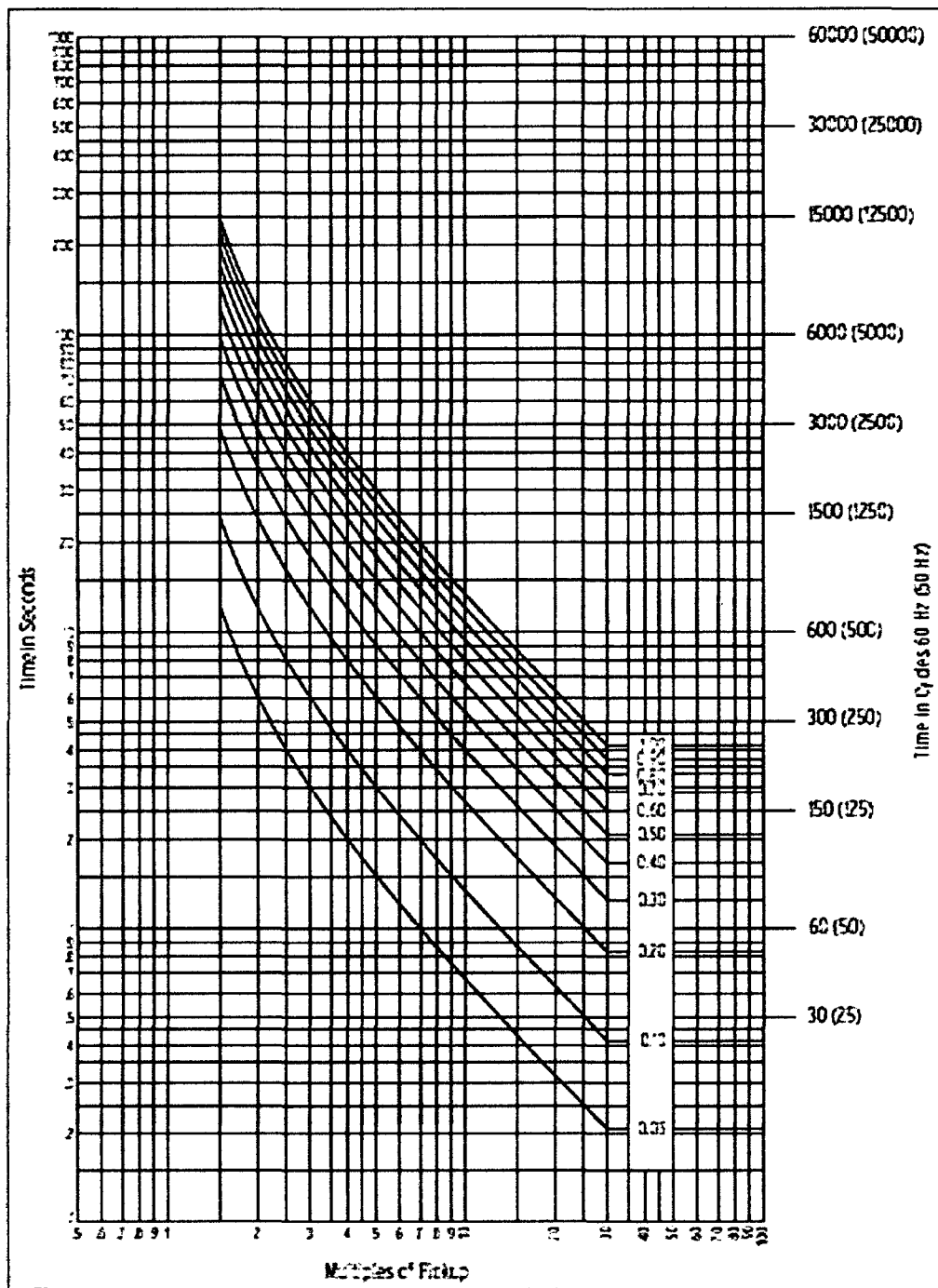
IEC Normal Inverse - C1



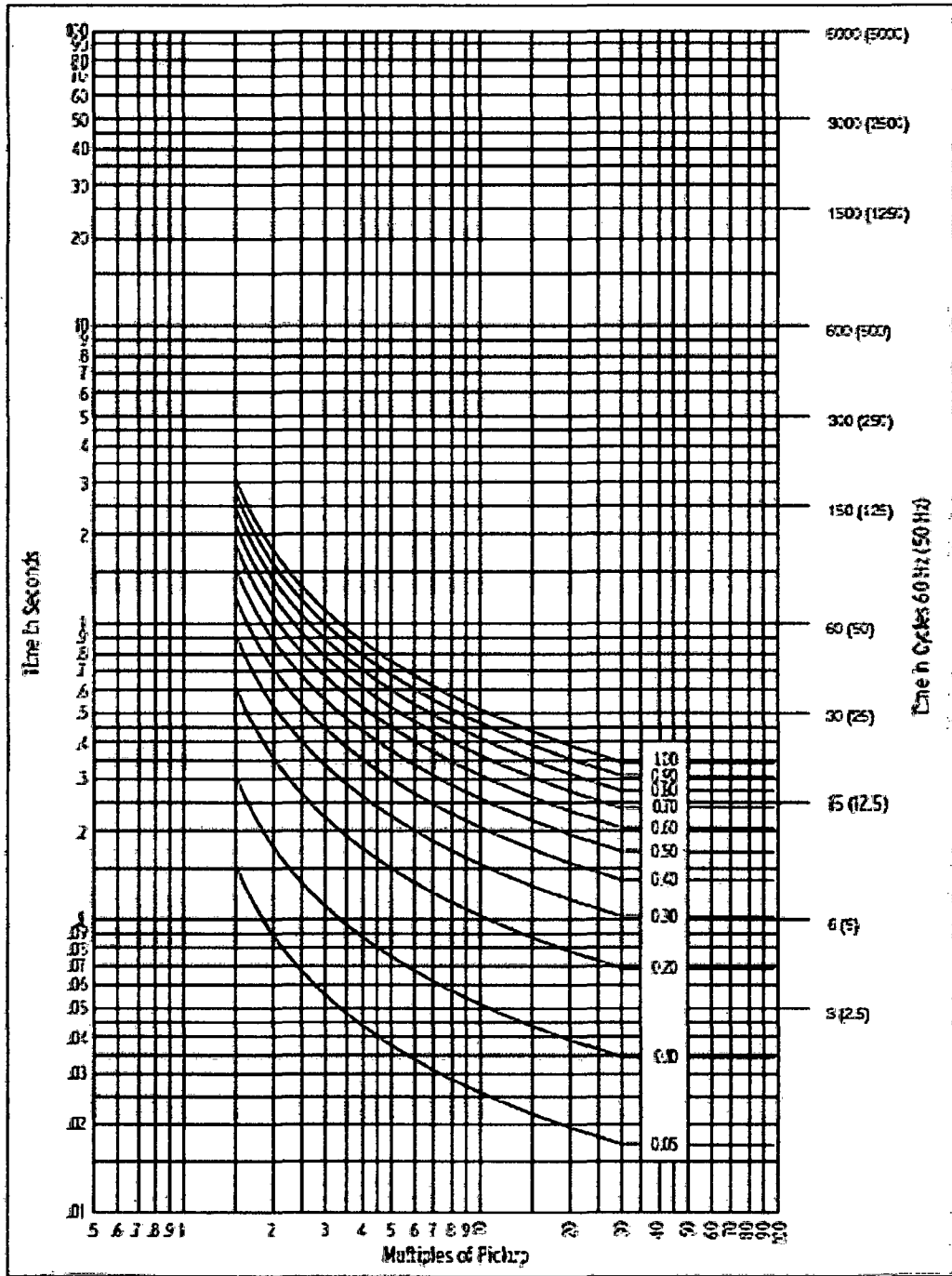
IEC Very Inverse - C2



IEC Extremely Inverse - C3



IEC Long Time Inverse - C4



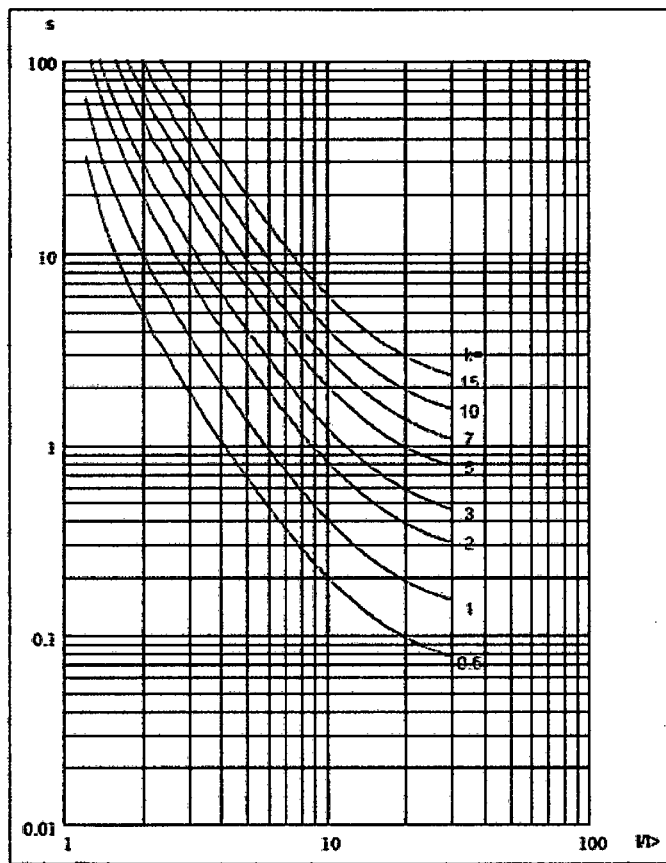
IEC Short Time Inverse - C5

1.2 CURVAS ANSI / IEEE (ABB)

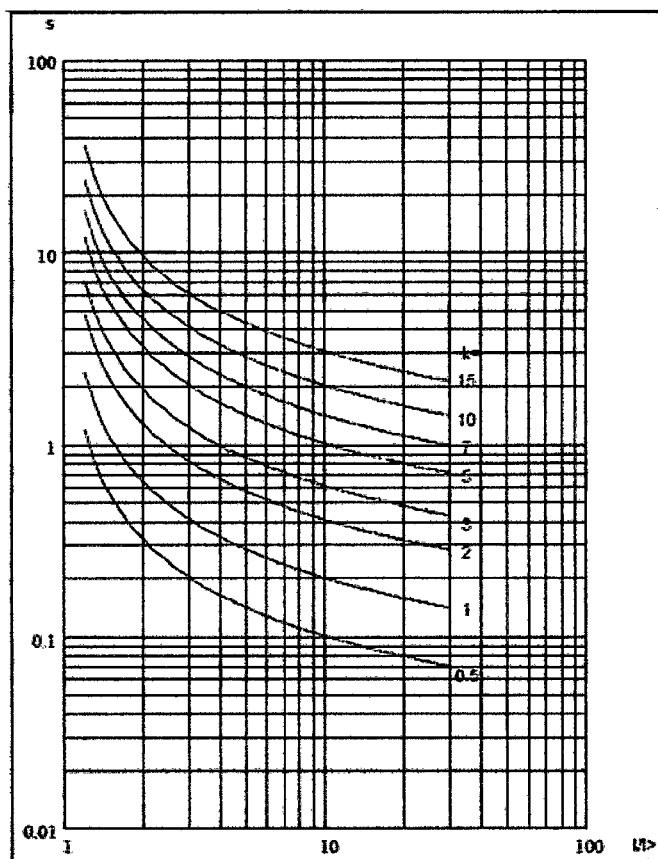
Estos tipos de curvas derivan de la siguiente fórmula y constantes:

$$t_p (s) = TD * \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right)$$

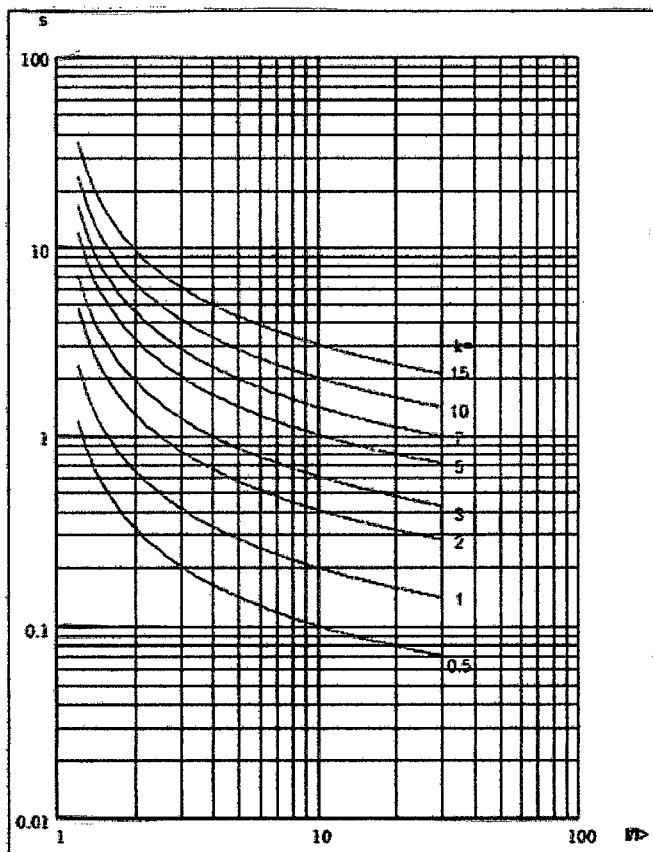
Curva	A	B	p
ANSI Extremely Inverse	28.2	0.1217	2
ANSI Very Inverse	19.61	0.491	2
ANSI Inverse	0.0086	0.0185	0.02
ANSI Moderately Inverse	0.0515	0.1140	0.02
ANSI Long. Time Ext. Inv.	64.07	0.25	2
ANSI Long. Time Very Inv.	28.55	0.712	2
ANSI Long Time Inverse	0.086	0.185	0.02



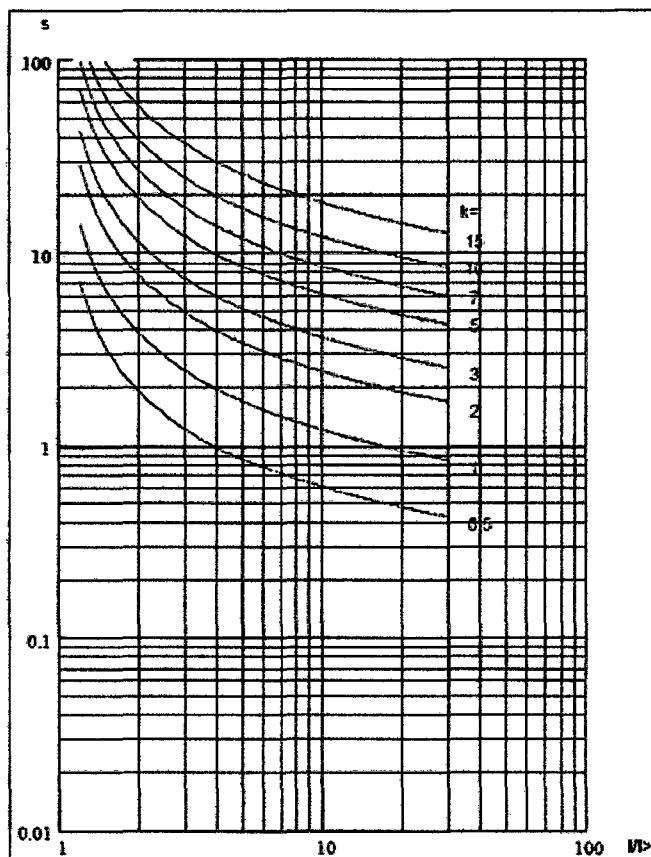
ANSI / IEEE Extremely Inverse



ANSI / IEEE Very Inverse



ANSI / IEEE Inverse



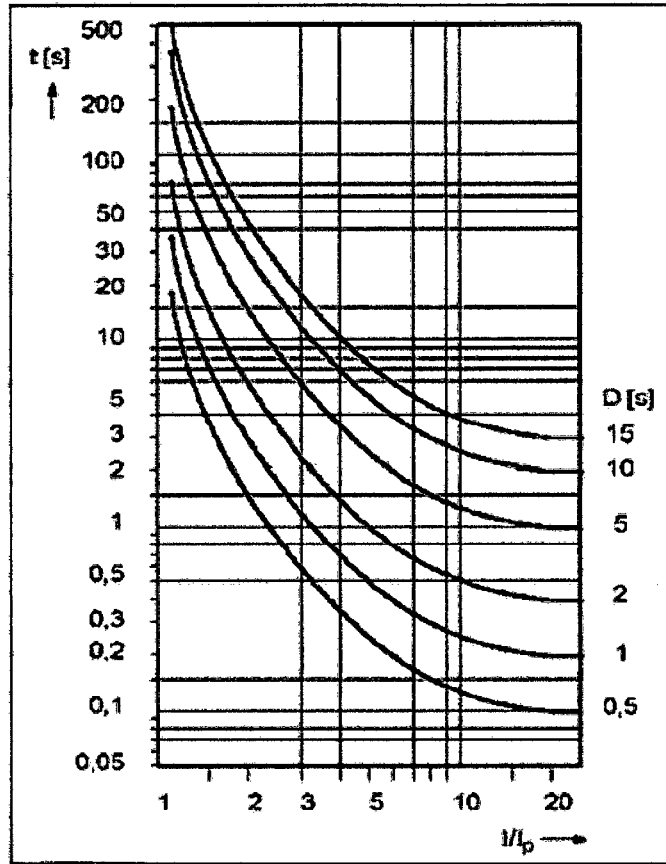
ANSI / IEEE Moderately Inverse

1.3 CURVAS ANSI/IEEE (Relés SIEMENS)

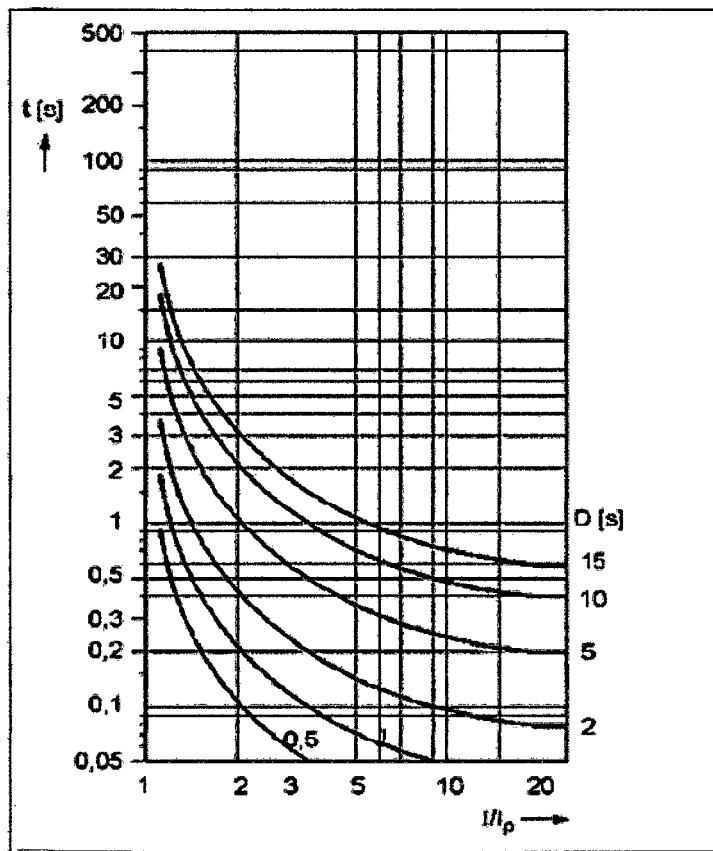
Estos tipos de curvas derivan de la siguiente fórmula y constantes:

$$t_p (s) = TD * \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right)$$

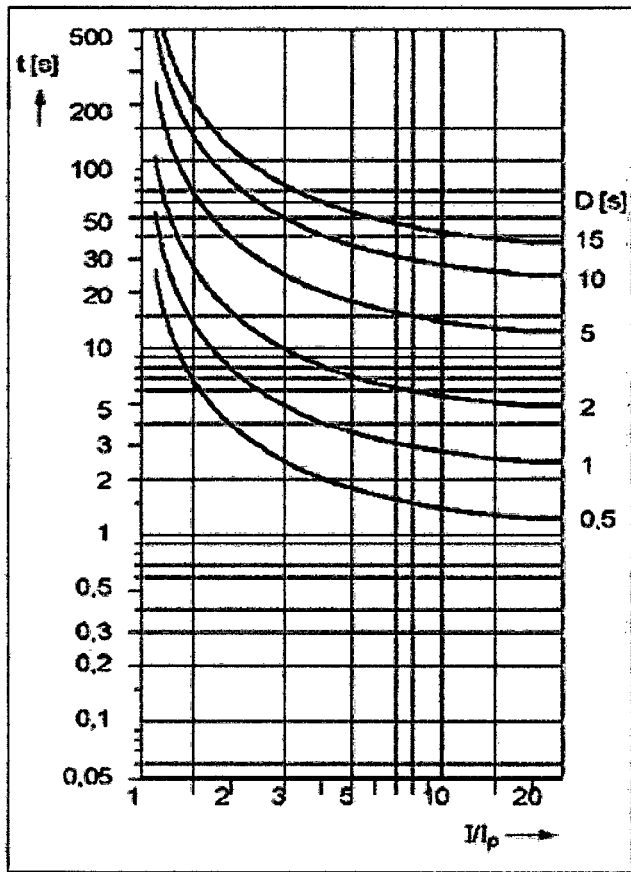
Curva	A	B	p
ANSI Inverse	8.9341	0.17966	2.0938
ANSI Short Inverse	0.2663	0.03393	1.2969
ANSI Long Inverse	5.6143	2.18592	1
ANSI Moderately Inverse	0.0103	0.0228	0.02
ANSI Very Inverse	3.922	0.0982	2
ANSI Extremely Inverse	5.64	0.02434	2
ANSI Definite Inverse	0.4797	0.21359	1.5625



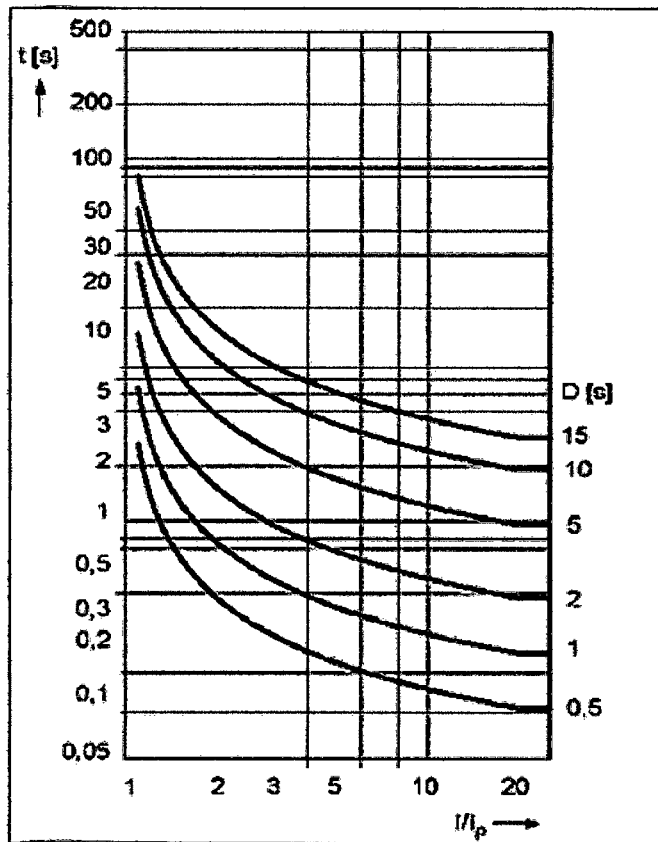
ANSI / IEEE Inverse



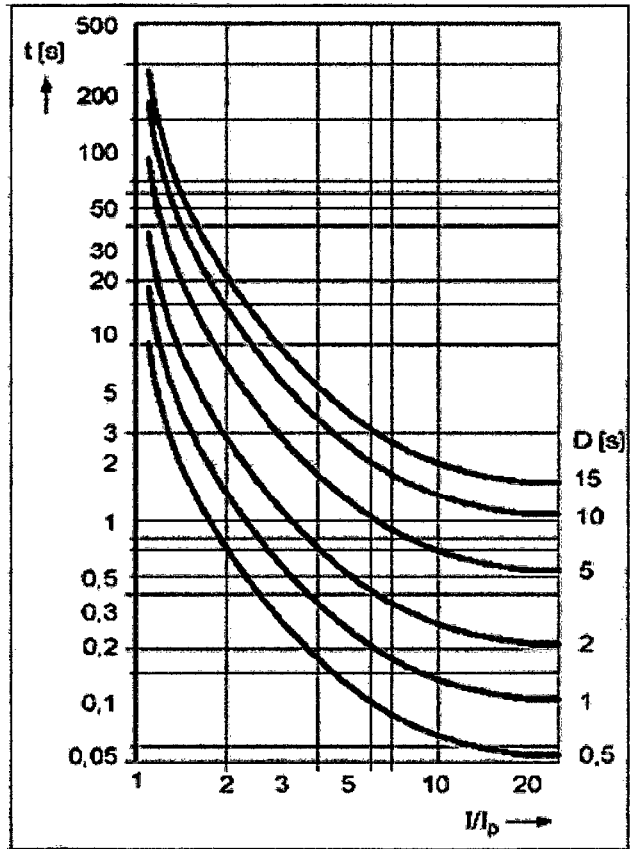
ANSI / IEEE Short Inverse



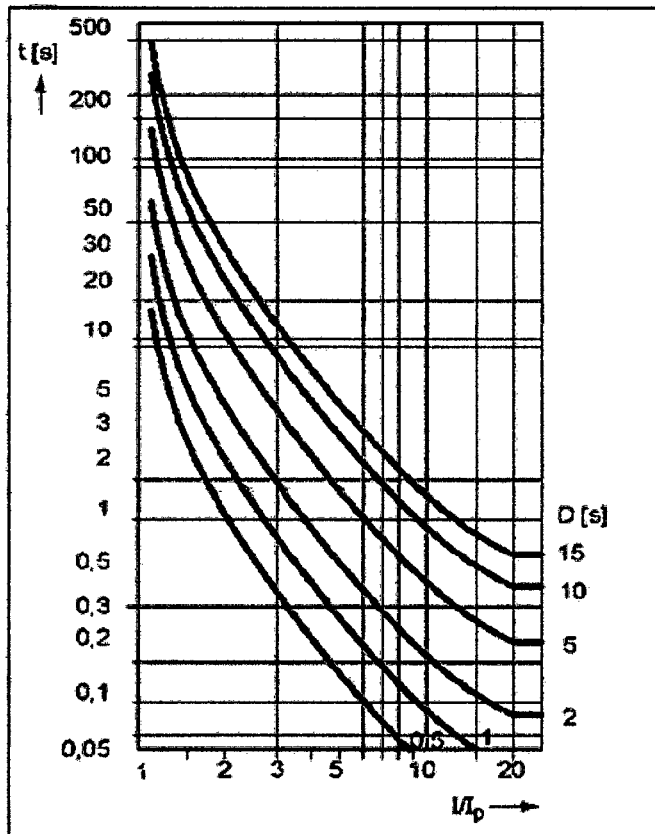
ANSI / IEEE Long Inverse



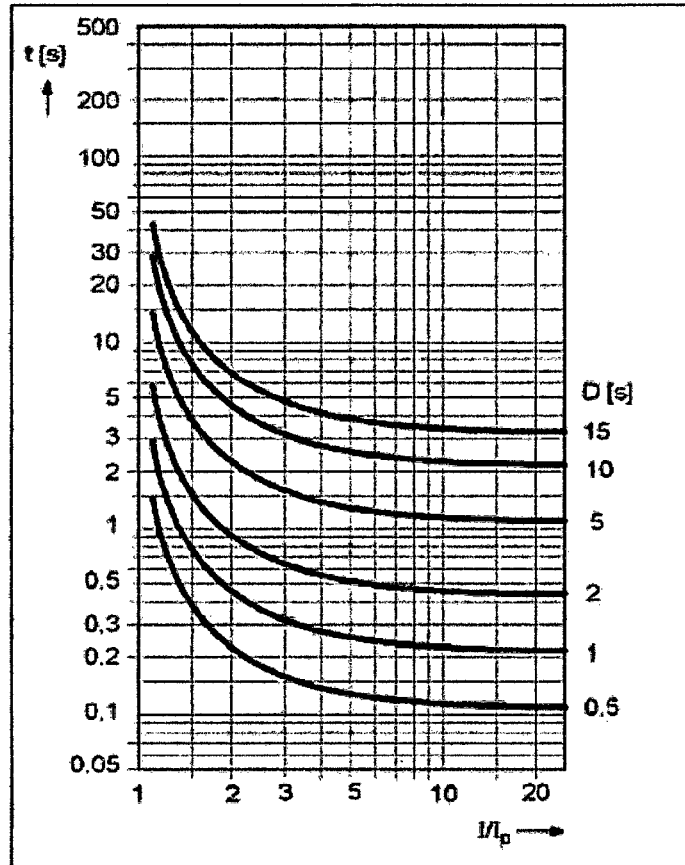
ANSI / IEEE Moderately Inverse



ANSI / IEEE Very Inverse



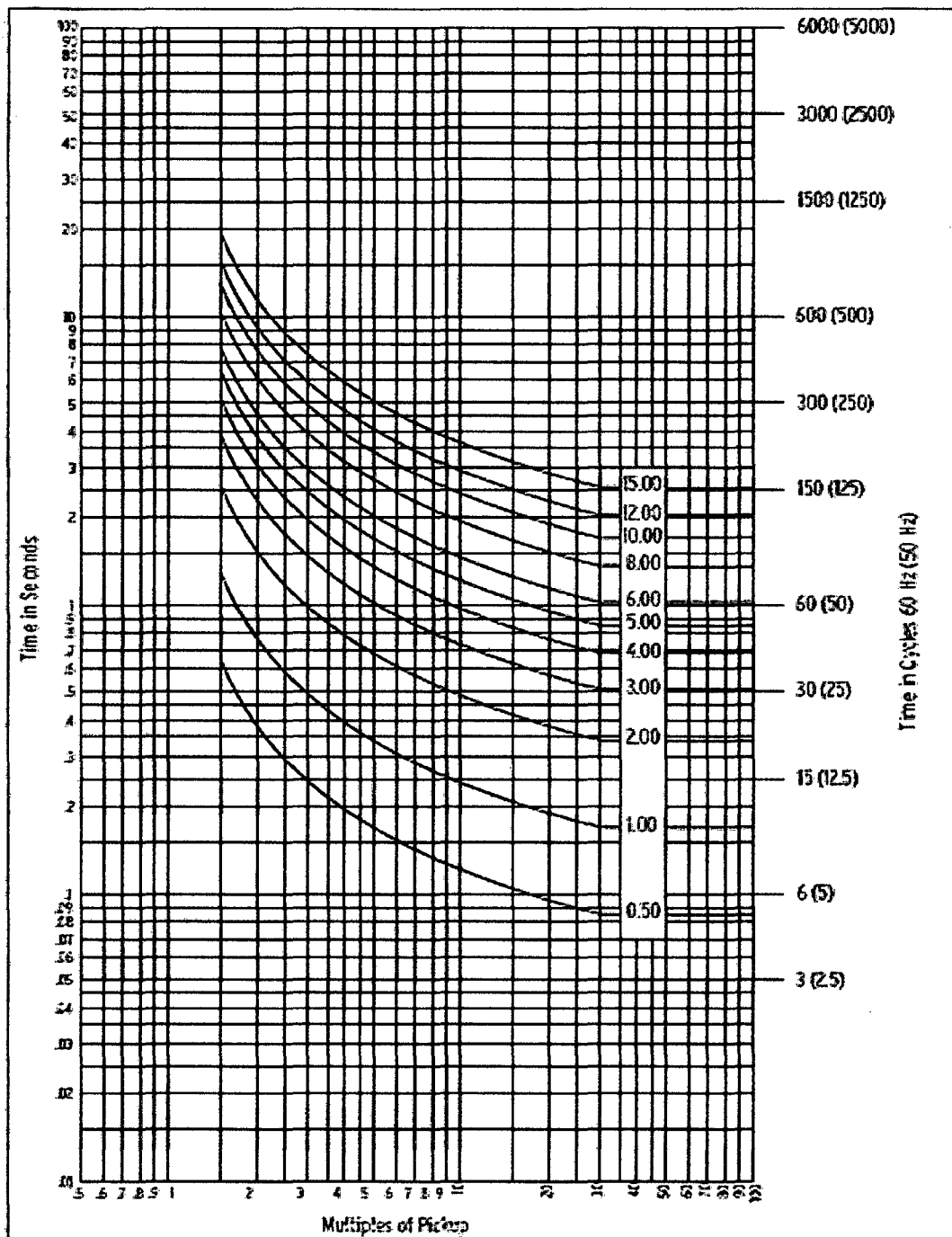
ANSI / IEEE Extremely Inverse



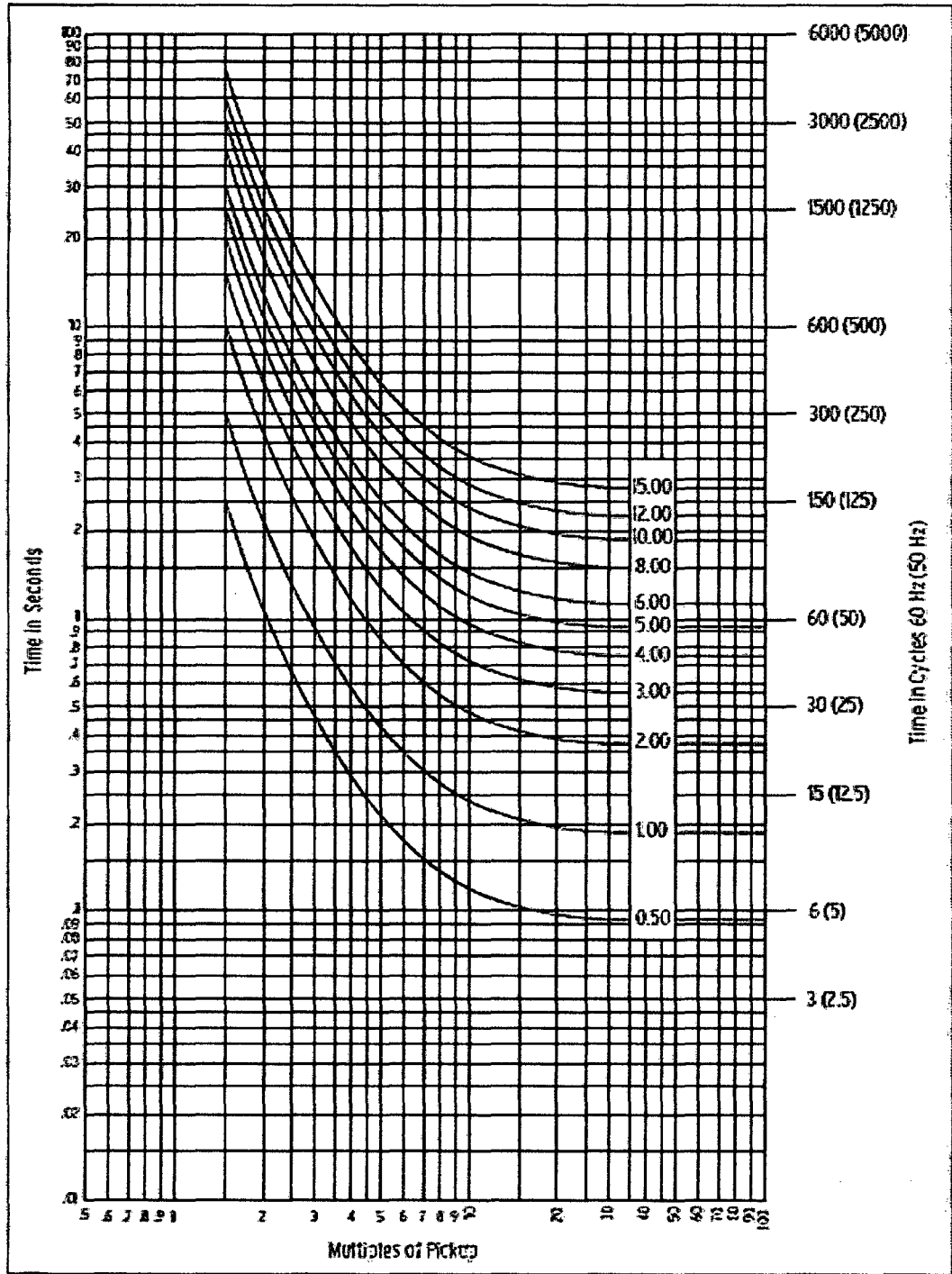
ANSI / IEEE Definite Inverse

1.4 CURVAS U.S. (Relés SEL)

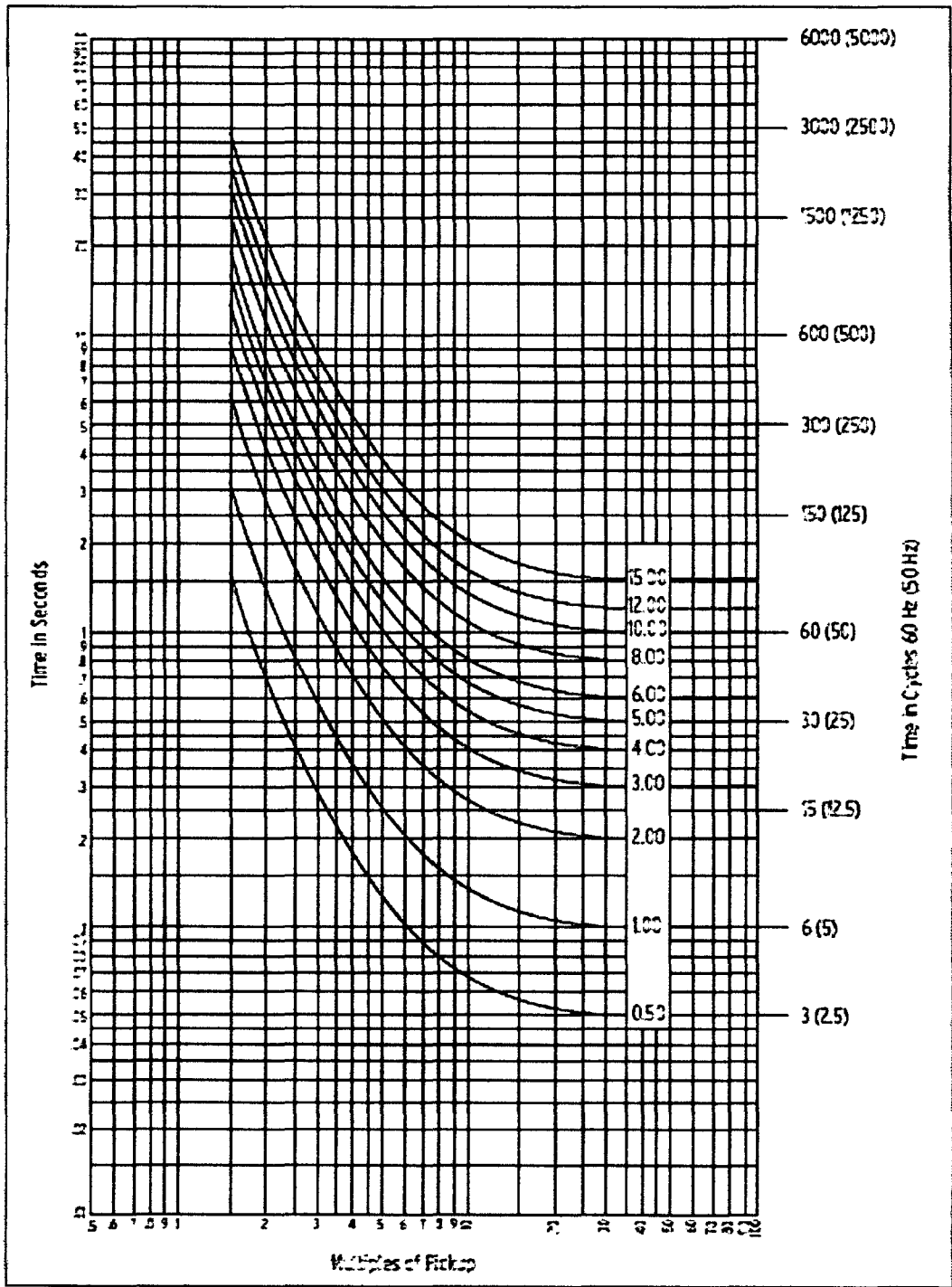
Estos tipos de curvas derivan de la fórmula y constantes mostradas en el ítem 2.4.



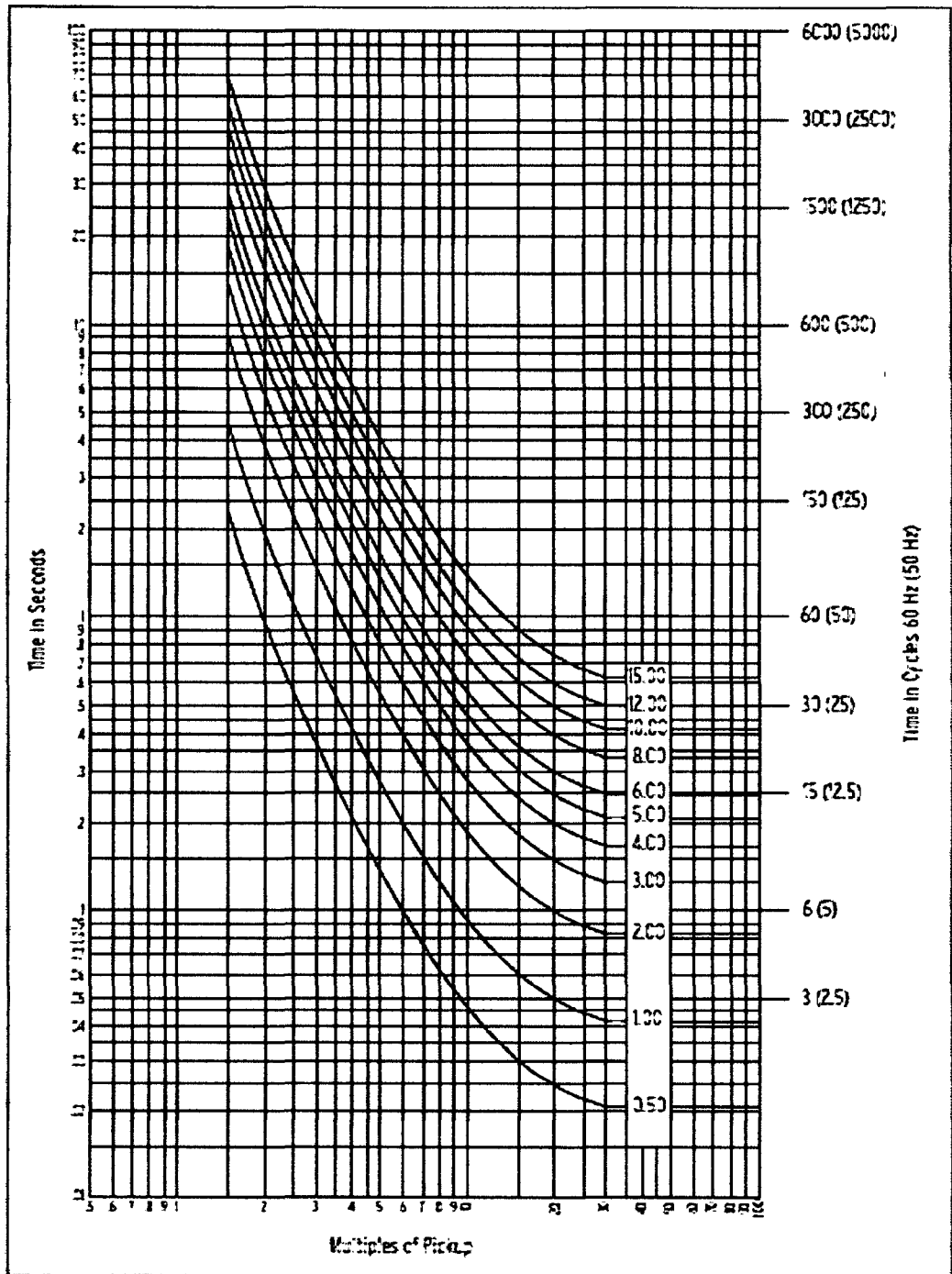
U.S. Moderately Inverse - U1



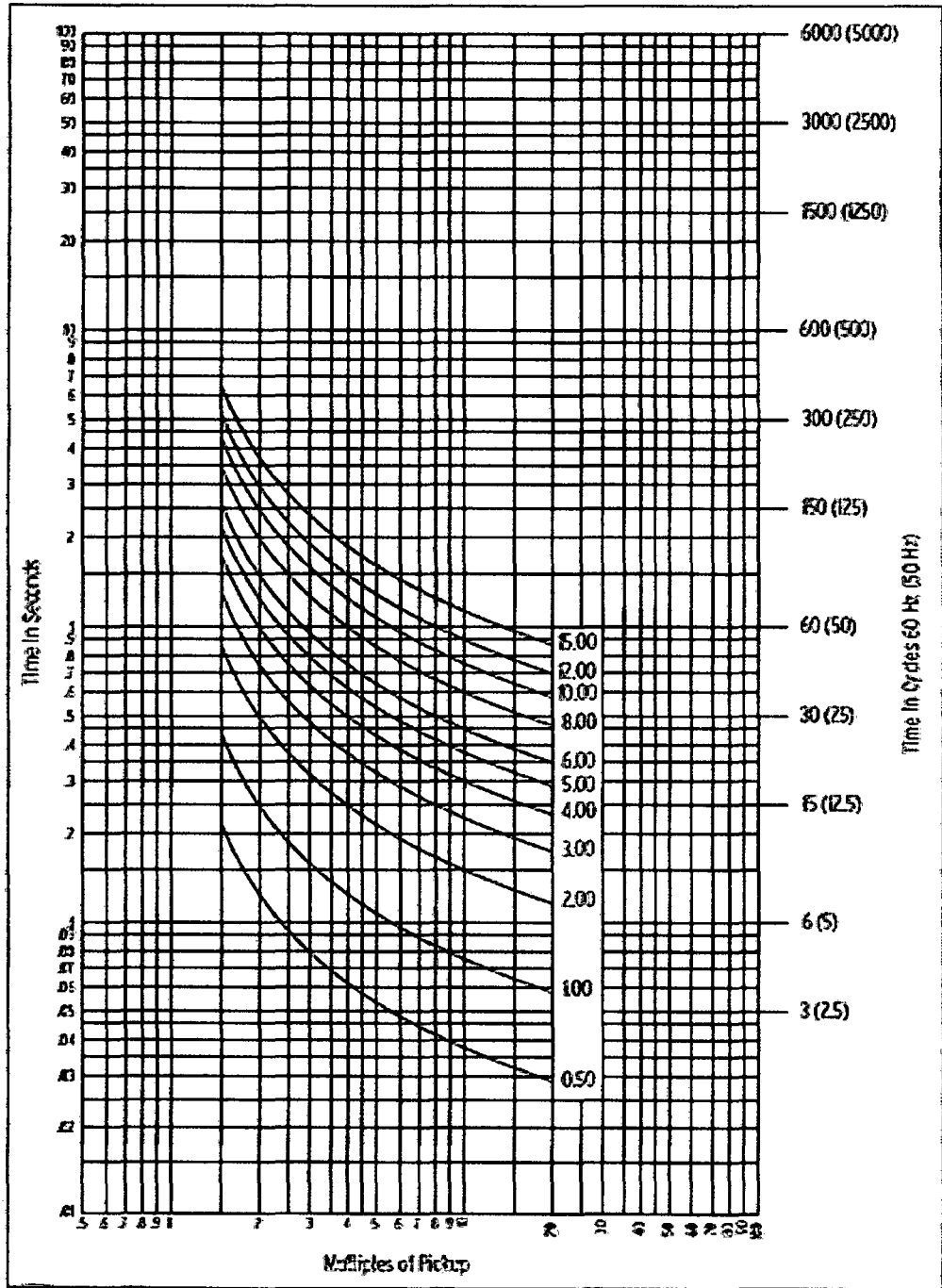
U.S. Inverse - U2



U.S. Very Inverse - U3

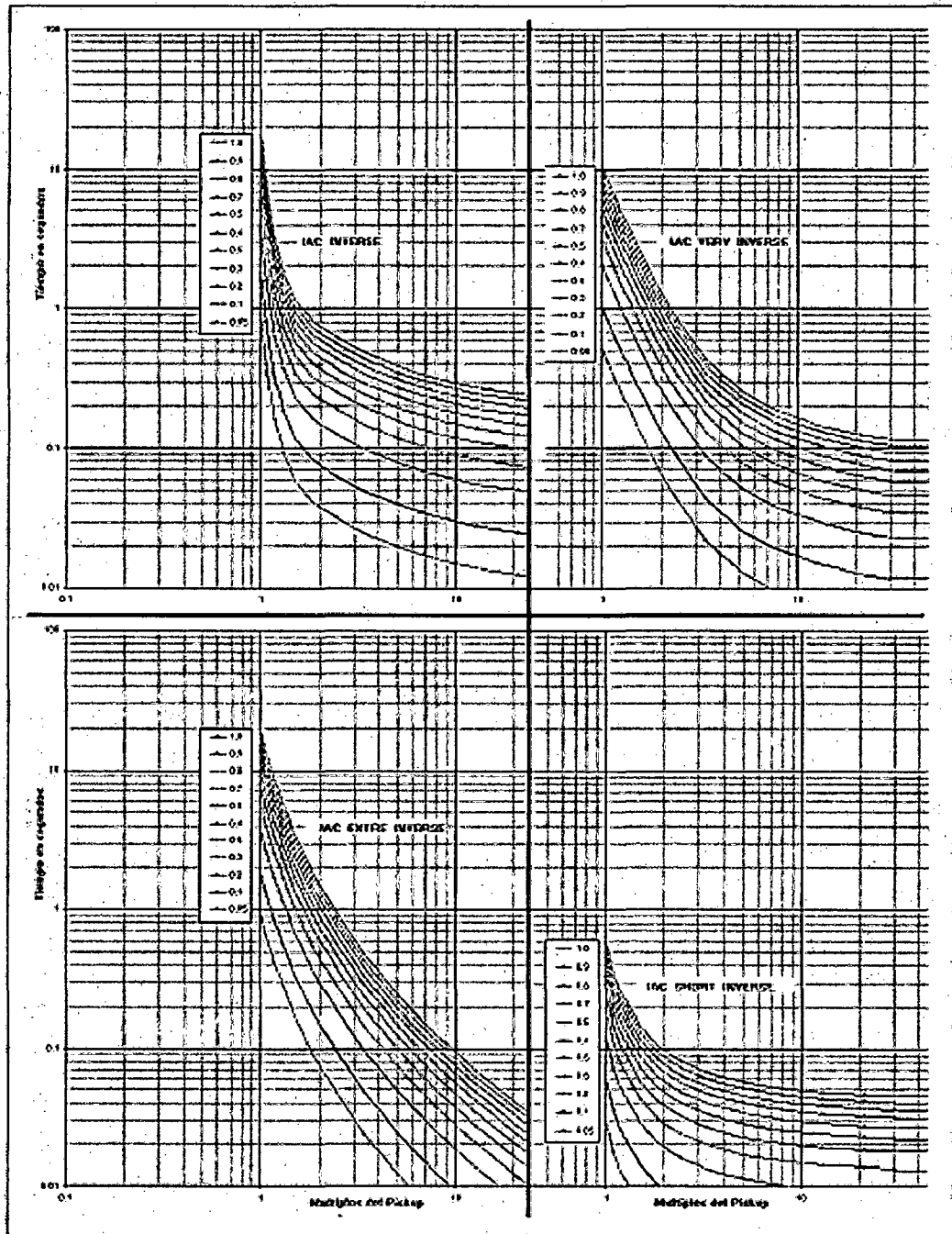


U.S. Extremely Inverse - U4



U.S. Short Time Inverse - U5

1.5 CURVAS IAC



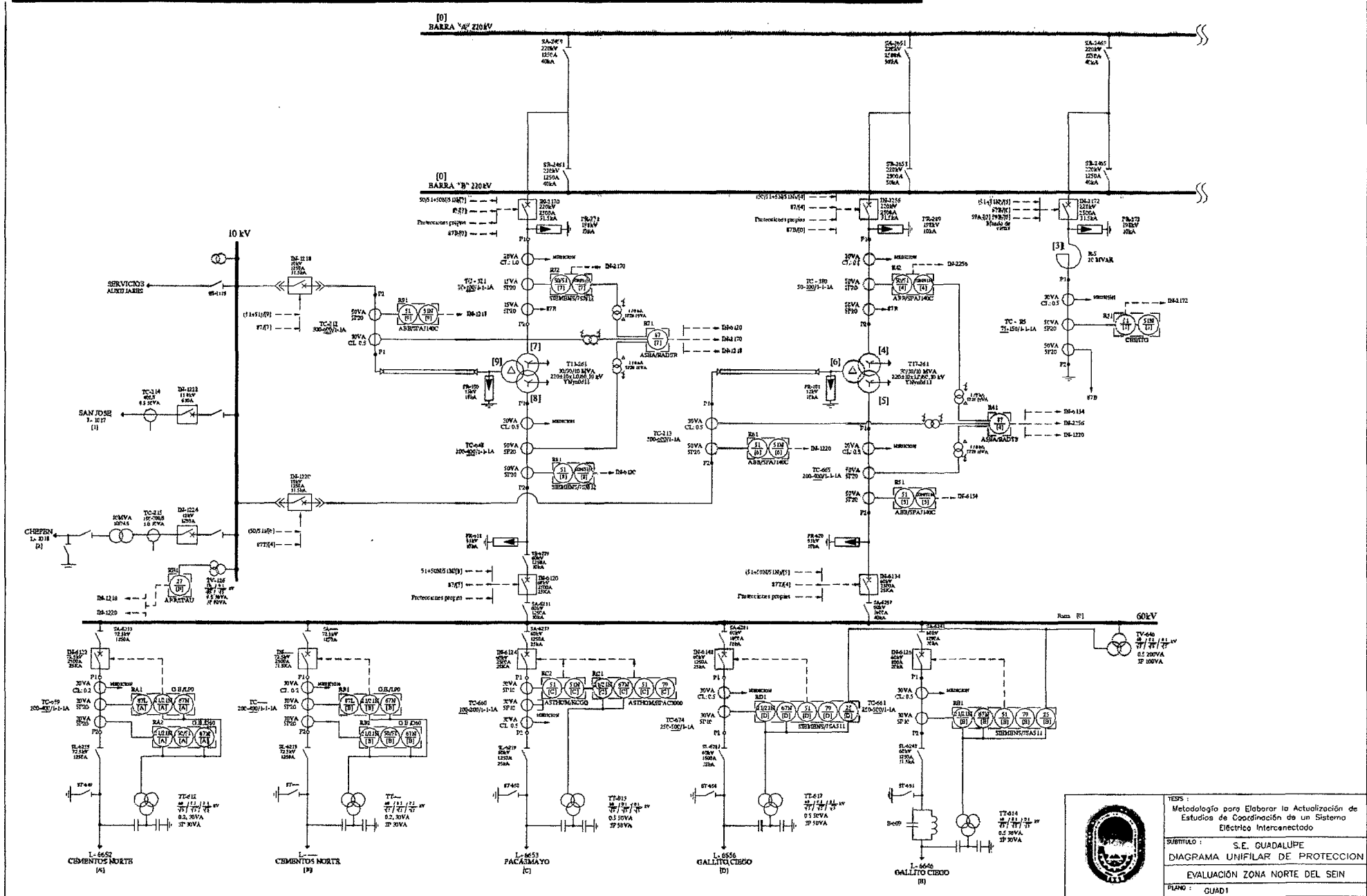
ANEXO N° 3

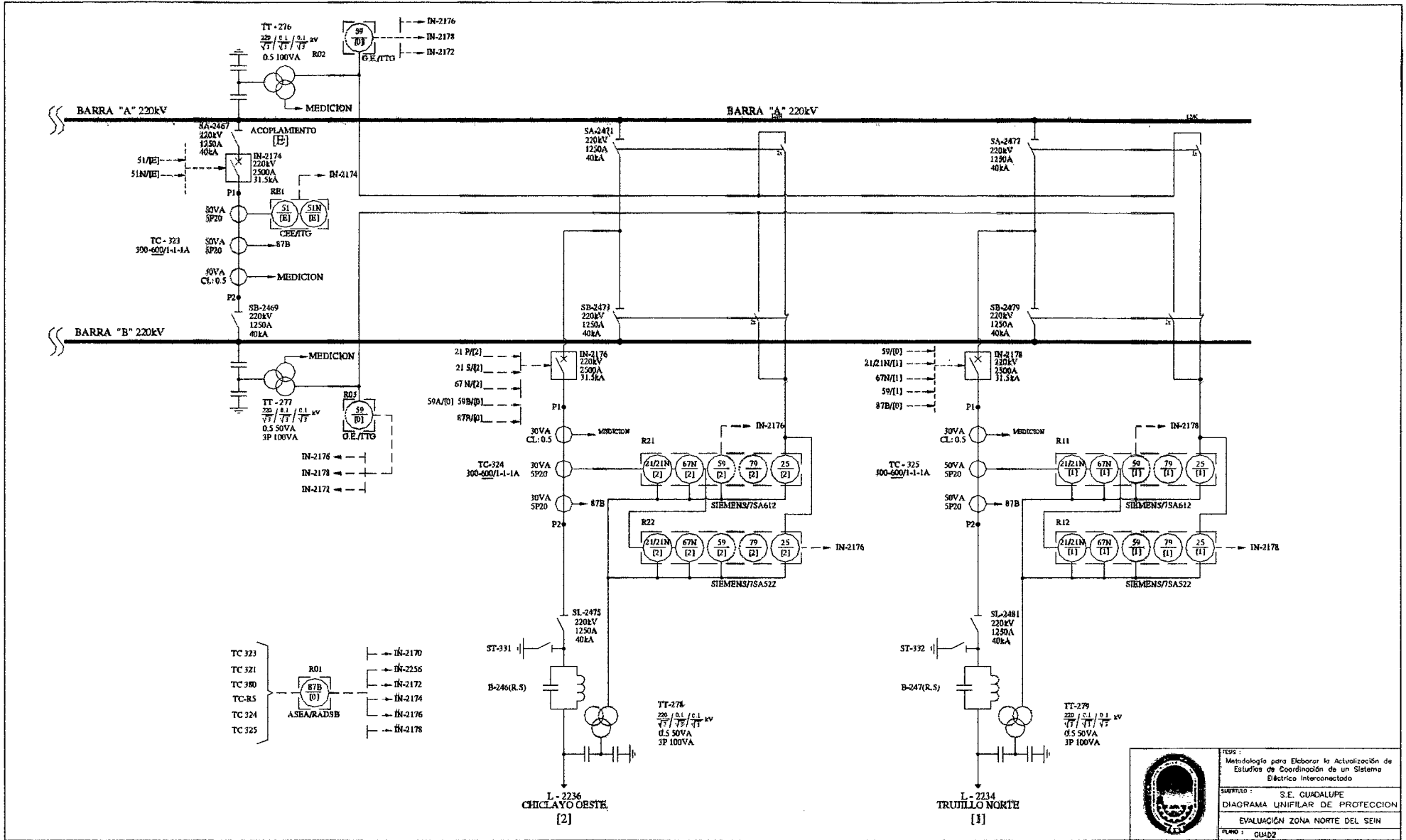
DIAGRAMAS UNIFILARES DE PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES EVALUADAS

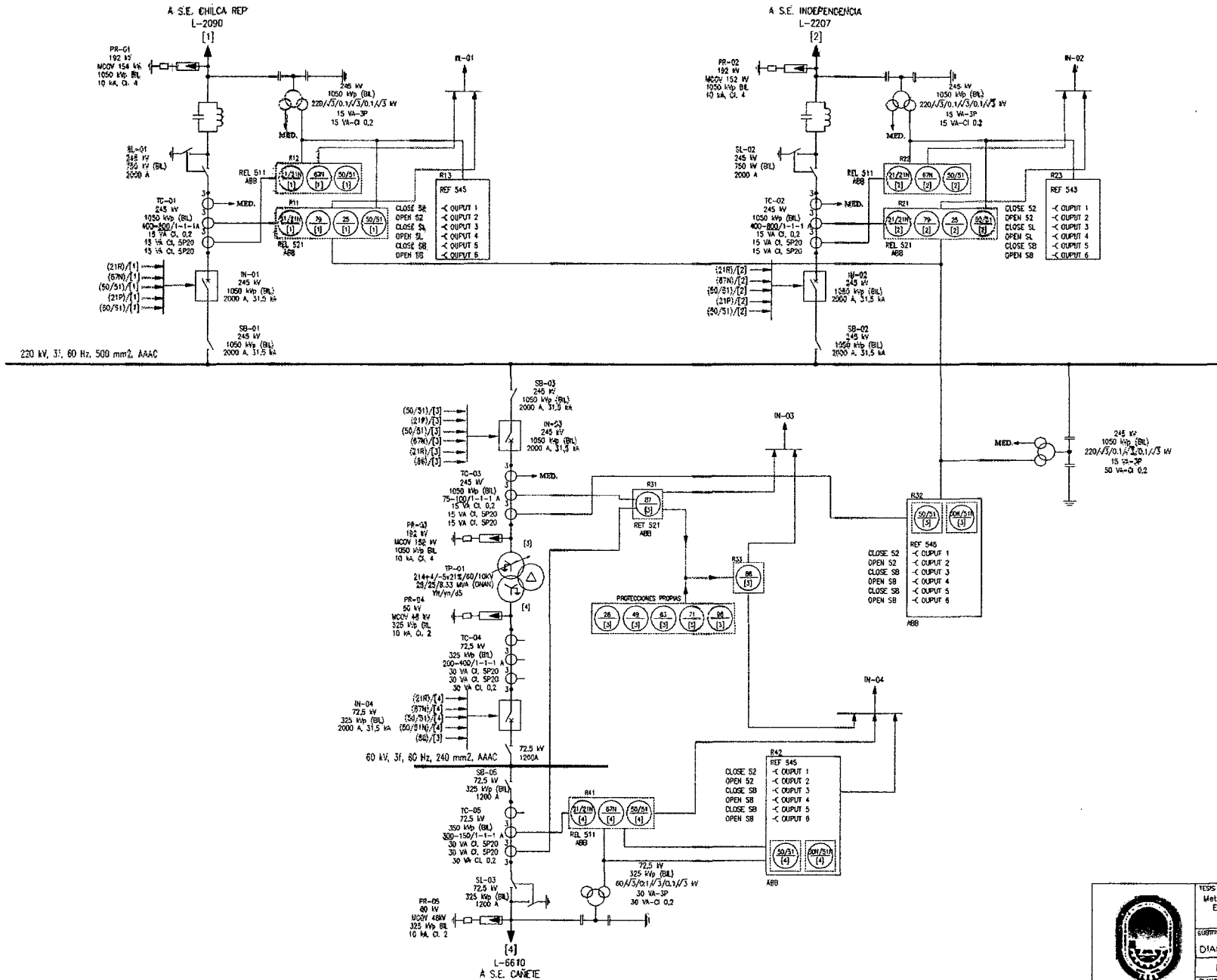
Zona Norte: S.E. Guadalupe

Zona centro: S.E. La Cantera

Zona Sur: C.H. La Joya







TESIS:
 Metodología para Elaborar la Actualización de
 Estudios de Coordinación de un Sistema
 Eléctrico Interconectado
 AUTOR:
 S.E. LA CANTERA
 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION
 EVALUACIÓN ZONA CENTRO DEL SEIN
 PLANO: CANTI

ANEXO N° 4

PLANILLAS DE AJUSTE DE SUBESTACIONES EVALUADAS

ZONA NORTE

S.E. GUADALUPE

S.E. CHICLAYO OESTE

ZONA CENTRO

S.E. LA CANTERA

S.E. PACHACHACA

S.E. CAMPO ARMIÑO

ZONA SUR

C.H. LA JOYA

S.E. REPARTICIÓN

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA T13 220/60/10 KV, LADO 220KV
RELE : SIEMENS 7SJ612

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
AJUSTES GENERALES										
Dispos.interr.:										
Configuración del Alcance de las Funciones Disponibles										
103		Setting Group Change Option	-		Disabled Enabled		Disabled	-	Disabled	
104		Oscillographic Fault Records	-		Disabled Enabled Disabled		Enabled	-	Enabled	
112		50/51 Charac. Phase	-		Definite Time Only TOC IEC TOC ANSI User Defined Pickup Curve User Defined Pickup & Reset Curve		TOC IEC	-	TOC IEC	
113		50N/51N Charac. Ground	-		Definite Time Only TOC IEC TOC ANSI User Defined Pickup Curve User Defined Pickup & Reset Curve		TOC IEC	-	TOC IEC	
127		50 1Ph	-		Disabled Enabled		Disabled	-	Disabled	
117		Cold Load Pickup	-		Disabled Enabled		Disabled	-	Disabled	
122		2nd Harmonic Inrush Restraint	-		Disabled Enabled		Enabled	-	Enabled	
131		(sensitive) Ground fault	-		Disabled Definite Time Only User Defined Pickup Curve Logarithmic Inverse		Disabled	-	Disabled	
140		46 Negative Sequence Protection	-		Disabled TOC IEC TOC ANSI Definite Time		Disabled	-	Disabled	
142		49 Thermal Overload Protection	-		Disabled Without ambient T°C With ambient T°C		Disabled	-	Disabled	
170		50BF Breaker Failure Protection	-		Disabled Enabled		Disabled	-	Disabled	
172		52 Breaker Wear Monitoring	-		Disabled I _x -Method 2P-Method		Disabled	-	Disabled	
182		74TC Trip Circuit Supervision	-		Disabled with 2 Binary Inputs with 1 Binary Input		with 2 Binary Inputs	-	with 2 Binary Inputs	
190		External Temperature Input	-		Disabled Port C		Disabled	-	Disabled	
191		Ext. Temperature Input Connection Type	-		6 RTD simplex operation 6 RTD half duplex operation 12 RTD half duplex operation		6 RTD simplex operation	-	6 RTD simplex operation	
Datos del Sistema 1; Power System										
214		Rated Frequency	Hz		50 - 60		60	-	60	
209		Phase Sequence	-		A B C A C B		A B C	-	A B C	
276		Unit of temperature measurement	-		Degree Celsius Degree Fahrenheit		Degree Celsius	-	Degree Celsius	
201		CT Starpoint	-		Towards Line Towards Busbar		Towards line	-	Towards line	
235 A		Storage of th. Replicas w/o Power Supply	-		NO YES		NO	-	NO	
0250A		Time Overcurrent with 2 phase prot.	-		ON - OFF		OFF	-	OFF	
Datos del Sistema 1; CT's										
204		CT Rated Primary Current	A	10	50000	1	100	-	100	
205		CT Rated Secondary Current	A		1 - 5		1	-	1	
207		Neutral CT over Phase CT Ratio	-	0.01	1.000	0.001	-	-	-	
217		I _{gn} d-CT rated primary current	-	1	50000	1	100	-	100	
218		I _{gn} d-CT rated secondary current	-		1 - 5		1	-	1	

50/51 (N) SOBRECORRIENTE DE FASES Y TIERRA									
General; Group									
1201	50, 51 Phase Time Overcurrent	-	ON - OFF			ON	-	ON	
1213 A	Manual Close Mode	-	>> Instantaneously > Instantaneously > Instantaneously Inactive			tp Instantaneously	-	tp Instantaneously	
1215 A	50 Drop-Out Time Delay	s	0.00	60.00	0.01	0	-	0	
1301	50N, 51N Ground Time Overcurrent	-	ON - OFF			ON	-	ON	
1313 A	Manual Close Mode	-	IE>> Instantaneously IE> Instantaneously IEp Instantaneously Inactive			IEp Instantaneously	-	IEp Instantaneously	
1315 A	50N Drop-Out Time Delay	s	0.00	60.00	0.01	0	-	0	
2201	Inrush Restraint	-	ON - OFF			OFF	-	ON	
50 - PHASE OVERCURRENT; Group									
1202	50-2 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1203	50-2 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	infinito	-	infinito	-
1204	50-1 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	8.00	800	8.00	800
1205	50-1 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	0.10	-	0.10	-
1214 A	50-2 active	-	Always with 79 active			Always	-	Always	
51 - PHASE OVERCURRENT; Group									
1207	51 Pickup	A	0.10	4.00	0.01	1.00	100	1.00	100
1208	51 Time Dial - IEC	s	0.05	3.2, infinito	0.01	0.21	-	0.21	-
1209	51 Time Dial - ANSI	-	0.50	15, infinito	0.01	-	-	-	-
1210	Drop-out characteristic	-	Instantaneous / Disk Emulation			Instantaneo	-	Instantaneo	
1211	IEC Curve	-	NORMAL INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - LONG INVERSE			NORMAL INVERSE	-	NORMAL INVERSE	
1212	ANSI Curve	-	INVERSE - SHORT INVERSE - LONG INVERSE - MODERATELY INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - DEFINITE INVERSE			-	-	-	
50N - GROUND OVERCURRENT; Group									
1302	50N-2 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1303	50N-2 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	infinito	-	infinito	-
1304	50N-1 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	8	800.00	8	800.00
1305	50N-1 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	0.1	-	0.1	-
1314 A	50N-2 active	-	Always with 79 active			Always	-	Always	
51N - GROUND OVERCURRENT; Group									
1307	51N Pickup	A	0.05	4.00	0.01	0.31	31.00	0.31	31.00
1308	51N Time Dial - IEC	s	0.05	3.2, infinito	0.01	0.21	-	0.25	-
1309	51N Time Dial - ANSI	-	0.50	15, infinito	0.01	-	-	-	-
1310	Drop-out characteristic	-	Instantaneous / Disk Emulation			Instantaneo	-	Instantaneo	
1311	IEC Curve	-	NORMAL INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - LONG INVERSE			NORMAL INVERSE	-	NORMAL INVERSE	
1312	ANSI Curve	-	INVERSE - SHORT INVERSE - LONG INVERSE - MODERATELY INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - DEFINITE INVERSE			-	-	-	
INRUSH RESTRAINT; Group									
2202	2nd harmonic in % of fundamental	%	10	45	1	15	-	15	-
2203	Cross Block	-	NO - YES			NO	-	NO	
2204	Cross Block Time	s	0.00	180.00	0.01	0	-	0	-
2205	Maximum Current for Inrush Restraint	A	0.30	25.00	0.01	7	700.00	7	700.00

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA T13 220/60/10 KV, LADO 60KV
RELE : SIEMENS 7SJ612

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
AJUSTES GENERALES						Disp.s/interr.:				
Configuración del Alcance de las Funciones Disponibles										
103		Setting Group Change Option	-				Disabled	-	Disabled	
104		Oscillographic Fault Records	-				Enabled	-	Enabled	
112		50/51 Charac. Phase	-				TOC IEC	-	TOC IEC	
113		50N/51N Charac. Ground	-				TOC IEC	-	TOC IEC	
127		50 1Ph	-				Disabled	-	Disabled	
117		Cold Load Pickup	-				Disabled	-	Disabled	
122		2nd Harmonic Inrush Restraint	-				Enabled	-	Enabled	
131		(sensitive) Ground fault	-				Disabled	-	Disabled	
140		46 Negative Sequence Protection	-				Disabled	-	Disabled	
142		49 Thermal Overload Protection	-				Disabled	-	Disabled	
170		50BF Breaker Failure Protection	-				Disabled	-	Disabled	
172		52 Breaker Wear Monitoring	-				Disabled	-	Disabled	
182		74TC Trip Circuit Supervision	-				with 2 Binary Inputs	-	with 2 Binary Inputs	
190		External Temperature Input	-				Disabled	-	Disabled	
191		Ext. Temperature Input Connection Type	-				6 RTD simplex operation 6 RTD half duplex operation 12 RTD half duplex operation	-	6 RTD simplex operation	
Datos del Sistema 1; Power System										
214		Rated Frequency	Hz				60	-	60	
209		Phase Sequence	-				A B C A C B	-	A B C	
276		Unit of temperature measurement	-				Degree Celsius Degree Fahrenheit	-	Degree Celsius	
201		CT Starpoint	-				Towards Line Towards Busbar	-	Towards line	
235 A		Storage of th. Replicas w/o Power Supply	-				NO YES	-	NO	
0250A		Time Overcurrent with 2 phase prot.	-				ON - OFF	-	OFF	
Datos del Sistema 1; CT's										
204		CT Rated Primary Current	A	10	50000	1	400	-	400	
205		CT Rated Secondary Current	A		1 - 5		1	-	1	
207		Neutral CT over Phase CT Ratio	-	0.01	1.000	0.001	-	-	-	
217		Ignd-CT rated primary current	-	1	50000	1	400	-	400	
218		Ignd-CT rated secondary current	-		1 - 5		1	-	1	

50/51 (N) SOBRECORRIENTE DE FASES Y TIERRA									
General; Group									
1201	50, 51 Phase Time Overcurrent	-	ON - OFF			ON	-	ON	
1213 A	Manual Close Mode	-	▷ Instantaneously ▷ Instantaneously ▷ Instantaneously Inactive			tp Instantaneo usly	-	tp Instantaneo usly	
1215 A	50 Drop-Out Time Delay	s	0.00	60.00	0.01	0	-	0	
1301	50N, 51N Ground Time Overcurrent	-	ON - OFF			ON	-	ON	
1313 A	Manual Close Mode	-	IE>> Instantaneously IE> Instantaneously IEp Instantaneously Inactive			IEp Instantaneo usly	-	IEp Instantaneo usly	
1315 A	50N Drop-Out Time Delay	s	0.00	60.00	0.01	0	-	0	
2201	Inrush Restraint	-	ON - OFF			OFF	-	ON	
50 - PHASE OVERCURRENT; Group									
1202	50-2 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1203	50-2 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	infinito	-	infinito	-
1204	50-1 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1205	50-1 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	infinito	-	infinito	-
1214 A	50-2 active	-	Always with 79 active			Always	-	Always	
51 - PHASE OVERCURRENT; Group									
1207	51 Pickup	A	0.10	4.00	0.01	0.94	376	0.94	376
1208	51 Time Dial - IEC	s	0.05	3.2, infinito	0.01	0.14	-	0.14	-
1209	51 Time Dial - ANSI	-	0.50	15, infinito	0.01	-	-	-	-
1210	Drop-out characteristic	-	Instantaneous / Disk Emulation			Instantaneo	-	Instantaneo	-
1211	IEC Curve	-	NORMAL INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - LONG INVERSE			NORMAL INVERSE	-	NORMAL INVERSE	-
1212	ANSI Curve	-	INVERSE - SHORT INVERSE - LONG INVERSE - MODERATELY INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - DEFINITE INVERSE			-	-	-	-
50N - GROUND OVERCURRENT; Group									
1302	50N-2 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1303	50N-2 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	infinito	-	infinito	-
1304	50N-1 Pickup	A	0.10	35.00	0.01	4.25	1700.00	4.25	1700.00
1305	50N-1 Time Delay	s	0.00	60, infinito	0.01	0.5	-	0.5	-
1314 A	50N-2 active	-	Always with 79 active			Always	-	Always	
51N - GROUND OVERCURRENT; Group									
1307	51N Pickup	A	0.05	4.00	0.01	0.22	88.00	0.22	88.00
1308	51N Time Dial - IEC	s	0.05	3.2, infinito	0.01	0.26	-	0.26	-
1309	51N Time Dial - ANSI	-	0.50	15, infinito	0.01	-	-	-	-
1310	Drop-out characteristic	-	Instantaneous / Disk Emulation			Instantaneo	-	Instantaneo	-
1311	IEC Curve	-	NORMAL INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - LONG INVERSE			NORMAL INVERSE	-	NORMAL INVERSE	-
1312	ANSI Curve	-	INVERSE - SHORT INVERSE - LONG INVERSE - MODERATELY INVERSE - VERY INVERSE - EXTREMELY INVERSE - DEFINITE INVERSE			-	-	-	-
INRUSH RESTRAINT; Group									
2202	2nd harmonic in % of fundamental	%	10	45	1	15	-	15	-
2203	Cross Block	-	NO - YES			NO	-	NO	-
2204	Cross Block Time	s	0.00	180.00	0.01	0	-	0	-
2205	Maximum Current for Inrush Restraint	A	0.30	25.00	0.01	1.75	700.00	1.75	700.00

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA T13 220/60/10 KV, LADO 10KV
RELE : SPAJ 140C

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANS	COD	DESCRIPCION	UNIDA	MIN	MAX	PASO	SECUNDARI	PRIMARIO	SECUNDARI	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/1-2-3		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I >	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv)- 110(inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG)- 111 (no apl)			110	-	110	-
Ajustes Numéricos - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
I > / In - tdef		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >	xInv/A	0.05	5.00	0.05	-	-	-	-
t >		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
I > / In - tinv		Umbral sobrecorriente a tiempo inverso - Etapa I >	xInv/A	0.50	2.50	0.05	1.2	720.00	1.2	720.00
k		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.25	-	0.22	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >>	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/5		Duplicación umbral sobrecorr ajustado -Etapa I >>	-	0 (No duplica I >>) - 1 (Duplica I >>)			0	-	0	-
SGF2/5		Inhibición operación etapa I >>	-	0 (Habilita etapa I >>) - 1 (Inhibe etapa I >>)			1	-	1	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
I >> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >>	xInv/A	0.50	40.00	0.10	-	-	-	-
t >>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>	s	0.04	300.00	0.01	0.04	-	-	-
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I o >	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I o > - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/6-7-8		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I o >	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv)- 110(inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG)- 111 (no apl)			110	-	111	-
Ajustes Numéricos - Etapa I o > - Módulo SPCJ4D29										
I o > / In		Umbral sobrecorriente tiempo def. / inverso -	xInv/A	0.1	0.8	0.1	0.2	120.00		0.00
t o > - tdef		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I o >	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
k o - tinv		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.1	-	-	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I o >>	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I o >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF2/6		Inhibición operación etapa I o >>	-	0 (Habilita etapa I o >>) - 1 (Inhibe etapa I o >>)			1	-	1	-
Ajustes Numéricos - Etapa I o >> - Módulo SPCJ4D29										
I o >> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido-Etapa I o >>	xInv/A	0.1	10.0	0.1	-	-	-	-
t o >>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I o >>	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
51B		PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/4		Habilitación arranque PFI	-	0 (No habilita PFI) - 1 (Habilita PFI)			0	-	0	-
Ajustes Numéricos - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
CBFP		Tiempo de operación de la protección falla interruptor	s		0.2		-	-	-	-
51B		PROTECCIÓN CONFIGURACION	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - GRAL - Módulo SPCJ4D29										
SGF		CHECKSUM DEL GRUPO	-		0-255		99	-	227	-
SGB		CHECKSUM DEL GRUPO	-		0-255		16	-	16	-
SGR1		CHECKSUM DEL GRUPO	-		0-255		7	-	7	-
SGR2		CHECKSUM DEL GRUPO	-		0-255		#	-	#	-
SGR3		CHECKSUM DEL GRUPO	-		0-255		#	-	#	-

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA T17 220/60/10 KV, LADO 220KV
RELE : SPAJ 140C

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANS	COD	DESCRIPCION	UNIDA	MIN	MAX	PASO	SECUNDARI	PRIMARIO	SECUNDARI	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >	Disp.s/interr	IN-2256						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/1-2-3		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I >	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv)- 110(inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG)- 111 (no apl)			110	-	110	-
Ajustes Numéricos - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
I > / In - tdef		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >	xIn/A	0.05	5.00	0.05	-	-	-	-
t >		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
I > / In - tinv		Umbral sobrecorriente a tiempo inverso - Etapa I >	xIn/A	0.50	2.50	0.05	1	100.00	1	100.00
k		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.21	-	0.21	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >>	Disp.s/interr	IN-2256						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/5		Duplicación umbral sobrecorr ajustado -Etapa I >>	-	0 (No duplica I >>) - 1 (Duplica I >>)			0	-	0	-
SGF2/5		Inhibición operación etapa I >>	-	0 (Habilita etapa I >>) - 1 (Inhibe etapa I >>)			0	-	0	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
I >> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >>	xIn/A	0.50	40.00	0.10	8	800.00	8	800.00
t >>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>	s	0.04	300.00	0.01	0.1	-	0.1	-
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I o >	Disp.s/interr	IN-2256						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I o > - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/6-7-8		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I o >	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv)- 110(inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG)- 111 (no apl)			110	-	110	-
Ajustes Numéricos - Etapa I o > - Módulo SPCJ4D29										
I o > / In		Umbral sobrecorriente tiempo def. / inverso -	xIn/A	0.1	0.8	0.1	0.31	31.00	0.31	31.00
t o > - tdef		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I o >	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
k o - tinv		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.21	-	0.25	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I o >>	Disp.s/interr	IN-2256						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I o >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF2/6		Inhibición operación etapa I o >>	-	0 (Habilita etapa I o >>) - 1 (Inhibe etapa I o >>)			0	-	0	-
Ajustes Numéricos - Etapa I o >> - Módulo SPCJ4D29										
I o >> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido-Etapa I o >>	xIn/A	0.1	10.0	0.1	8	800.00	8	800.00
t o >>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I o >>	s	0.05	300.00	0.01	0.1	-	0.1	-
51B		PROTECCION FALLA INTERRUPTOR	Disp.s/interr	IN-2256						
Ajustes de llaves de selección - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/4		Habilitación arranque PFI	-	0 (No habilita PFI) - 1 (Habilita PFI)			0	-	0	-
Ajustes Numéricos - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
CBFP		Tiempo de operación de la protección falla interruptor	s	0.2			-	-	-	-
51B		PROTECCION CONFIGURACION	Disp.s/interr	IN-2256						
Ajustes de llaves de selección - GRAL - Módulo SPCJ4D29										
SGF		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			99	-	99	-
SGB		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			16	-	16	-
SGR1		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			170	-	170	-
SGR2		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			#	-	#	-
SGR3		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			#	-	#	-

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA T17 220/60/10 KV, LADO 60KV
RELE : SPAJ 140C

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANS	COD	DESCRIPCION	UNIDA	MIN	MAX	PASO	SECUNDARI	PRIMARIO	SECUNDARI	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >	Disp.s/interr	IN-6134						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/1-2-3		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I >	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv)- 110(inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG)- 111 (no apl)			110	-	110	-
Ajustes Numéricos - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
I > / In - tdef		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >	xIn/A	0.05	5.00	0.05	-	-	-	-
t >		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
I > / In - tinv		Umbral sobrecorriente a tiempo inverso - Etapa I >	xIn/A	0.50	2.50	0.05	0.94	376.00	0.94	376.00
k		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.14	-	0.14	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >>	Disp.s/interr	IN-6134						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/5		Duplicación umbral sobrecorr ajustado -Etapa I >>	-	0 (No duplica I >>) - 1 (Duplica I >>)			0	-	0	-
SGF2/5		Inhibición operación etapa I >>	-	0 (Habilita etapa I >>) - 1 (Inhibe etapa I >>)			1	-	1	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
I >> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >>	xIn/A	0.50	40.00	0.10	-	-	-	-
t >>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>	s	0.04	300.00	0.01	-	-	-	-
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I >>	Disp.s/interr	IN-6134						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/6-7-8		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I >>	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv)- 110(inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG)- 111 (no apl)			110	-	110	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
Io >> / In		Umbral sobrecorriente tiempo def. / Inverso -	xIn/A	0.1	0.8	0.1	0.22	88.00	0.22	88.00
to >> - tdef		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
ko - tinv		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.26	-	0.26	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I >>>	Disp.s/interr	IN-6134						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >>> - Módulo SPCJ4D29										
SGF2/6		Inhibición operación etapa I >>>	-	0 (Habilita etapa I >>>) - 1 (Inhibe etapa I >>>)			0	-	0	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >>> - Módulo SPCJ4D29										
Io >>> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido-Etapa I >>>	xIn/A	0.1	10.0	0.1	4.25	1700.00	4.25	1700.00
to >>>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>>	s	0.05	300.00	0.01	0.5	-	0.5	-
51B		PROTECCION FALLA INTERRUPTOR	Disp.s/interr	IN-6134						
Ajustes de llaves de selección - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/4		Habilitación arranque PFI	-	0 (No habilita PFI) - 1 (Habilita PFI)			0	-	0	-
Ajustes Numéricos - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
CBFP		Tiempo de operación de la protección falla interruptor	s	0.2			-	-	-	-
51B		PROTECCION CONFIGURACION	Disp.s/interr	IN-6134						
Ajustes de llaves de selección - GRAL - Módulo SPCJ4D29										
SGF		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			99	-	99	-
SGB		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			16	-	16	-
SGR1		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			170	-	170	-
SGR2		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			#	-	#	-
SGR3		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			#	-	#	-

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA T17 220/60/10 KV, LADO 10KV
RELE : SPAJ 140C

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES						GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO		
ANS	COD	DESCRIPCION	UNIDA	MIN	MAX	PASO	SECUNDARI	PRIMARIO	SECUNDARI	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/1-23		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I >	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv) - 110 (inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG) - 111 (no apl)			110	-	110	-
Ajustes Numéricos - Etapa I > - Módulo SPCJ4D29										
I > / In - tdef		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >	xIn/A	0.05	5.00	0.05	-	-	-	-
t >		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
I > / In - tinv		Umbral sobrecorriente a tiempo Inverso - Etapa I >	xIn/A	0.50	2.50	0.05	1.2	720.00	1.2	720.00
k		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.22	-	0.22	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE DE FASE - ETAPA I >>	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/5		Duplicación umbral sobrecorr ajustado - Etapa I >>	-	0 (No duplica I >>) - 1 (Duplica I >>)			0	-	0	-
SGF2/5		Inhibición operación etapa I >>	-	0 (Habilita etapa I >>) - 1 (Inhibe etapa I >>)			1	-	1	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
I >> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >>	xIn/A	0.50	40.00	0.10	-	-	-	-
t >>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>	s	0.04	300.00	0.01	0.04	-	-	-
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I >>	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/6-7-8		Selección característica (t def ó curva t inv) - Etapa I >>	-	000 (t def) - 100 (extr inversa) - 010 (muy inv) - 110 (inv normal) 001 (inv T alto) - 101 (tipo RI) - 011 (tipo RXDG) - 111 (no apl)			110	-	111	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >> - Módulo SPCJ4D29										
I >> / In		Umbral sobrecorriente tiempo def. / inverso -	xIn/A	0.1	0.8	0.1	0.2	120.00	-	0.00
t >> - tdef		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
ko - tinv		Multiplicador tiempo caract. tiempo inverso -	-	0.05	1.00	0.01	0.1	-	-	-
50		PROTECCION SOBRECORRIENTE A TIERRA - ETAPA I >>>	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa I >>> - Módulo SPCJ4D29										
SGF2/6		Inhibición operación etapa I >>>	-	0 (Habilita etapa I >>>) - 1 (Inhibe etapa I >>>)			1	-	1	-
Ajustes Numéricos - Etapa I >>> - Módulo SPCJ4D29										
I >>> / In		Umbral sobrecorriente a tiempo definido - Etapa I >>>	xIn/A	0.1	10.0	0.1	-	-	-	-
t >>>		Tiempo de operación a tiempo definido - Etapa I >>>	s	0.05	300.00	0.01	-	-	-	-
51B		PROTECCION FALLA INTERRUPTOR	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
SGF1/4		Habilitación arranque PFI	-	0 (No habilita PFI) - 1 (Habilita PFI)			0	-	0	-
Ajustes Numéricos - Etapa PFI - Módulo SPCJ4D29										
CBFP		Tiempo de operación de la protección falla interruptor	s	0.2			-	-	-	-
51B		PROTECCION CONFIGURACION	Disp.s/interr	IN-1220						
Ajustes de llaves de selección - GRAL - Módulo SPCJ4D29										
SGF		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			99	-	227	-
SGB		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			16	-	16	-
SGR1		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			7	-	7	-
SGR2		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			#	-	#	-
SGR3		CHECKSUM DEL GRUPO	-	0-255			#	-	#	-

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : REACTOR 20MVAR, 220KV
RELE : CEE ITG 7251

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE	Disp.s/interr.:	IN-2172						
FUNCION SOBRECORRIENTE DE FASE R										
I/n		Relacion de I/n	xln/A	0.70	2.00	cont.	1	75.00	1	75.00
TMS >		Constante Tiempo de I/n (Tiempo Inverso)		0.30	3.00	cont.	0.3	-	0.3	-
FUNCION SOBRECORRIENTE DE FASE T										
I/n		Relacion de I/n	xln/A	0.70	2.00	cont.	1	75.00	1	75.00
TMS >		Constante Tiempo de I/n (Tiempo Inverso)		0.30	3.00	cont.	0.3	-	0.3	-
FUNCION SOBRECORRIENTE DE TIERRA										
Io/n		Relación de Io/n	xln/A	0.07	0.20	cont.	0.2	15.00	0.2	15.00
TMS Io>		Constante Tiempo de I/n (Tiempo Inverso)		0.30	3.00	cont.	0.3	-	0.3	-

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : ACOPLAMIENTO 220KV
RELE : CEE ITG 7251

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
51		PROTECCION SOBRECORRIENTE	Disp.s/interr.:	IN-2174						
FUNCION SOBRECORRIENTE DE FASE R										
I/n		Relacion de I/n	xln/A	0.70	2.00	cont.	0.7	420.00	0.7	420.00
TMS >		Constante Tiempo de I/n (Tiempo Inverso)		0.30	3.00	cont.	0.3	-	0.35	-
FUNCION SOBRECORRIENTE DE FASE T										
I/n		Relacion de I/n	xln/A	0.70	2.00	cont.	0.7	420.00	0.7	420.00
TMS >		Constante Tiempo de I/n (Tiempo Inverso)		0.30	3.00	cont.	0.3	-	0.35	-
FUNCION SOBRECORRIENTE DE TIERRA										
Io/n		Relacion de Io/n	xln/A	0.07	0.20	cont.	0.1	60.00	0.95	570.00
TMS Io>		Constante Tiempo de I/n (Tiempo Inverso)		0.30	3.00	cont.	0.6	-	0.32	-

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : LINEA L-2236 (GUADALUPE – CHICLAYO OESTE) 220KV
RELE : SIEMENS 7SA612

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
GENERAL SETTINGS										
Configuración del Alcance de las Funciones Disponibles										
103		Setting Group Change Option	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
110		Trip mode	-	3pole only			1-/3pole	-	1-/3pole	-
				1-/3pole						
114		21 Distance Protection pickup program	-	Z< (quadrlat.)			Z< (quadrlat)	-	Z< (quadrlat)	-
				I> (overcurr.)						
				U/I						
				U/ I/ <phi>						
				Disabled						
120		68 Power Swing detection	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
121		85/21 Teleprotection for Distance protection	-	1-PUTT (Z1B acceleration)			PUTT (Z1B acceleration)	-	PUTT (Z1B acceleration)	-
				2-PUTT (PICKUP)						
				3-POTT						
				4-DIR.COMP.PICKUP						
				5-UNBLOCKING						
				6-BLOCKING						
				7-REV.INTERLOCK						
				8-PILOT WIRE COMP.						
				9- Disabled						
122		DTT Direct Transfer Trip	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
124		50SOFT Instantaneous High Speed Overcurrent	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
125		27WI Weak Infeed (Trip and/or Echo)	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
126		50(NY 51(N) Backup OverCurrent	-	Disabled			Disabled	-	Disabled	-
				TOC IEC						
				TOC ANSI						
130		Sensitive Earth Fault Overcurrent	-	Enabled			-	-	-	-
				Disabled						
131		50N/ 51N Earth Fault Overcurrent	-	Disabled			Time Overcurrent ANSI	-	Time Overcurrent IEC	-
				TOC IEC						
				TOC ANSI						
				TOC Logarithm.						
				Definite Time						
				U0 inverse						
132		85/67N Teleprotection for Earth Fault OverCurrent	-	Directional Comparison Pickup			Direct. Compar. Pickup	-	Direct. Compar. Pickup	-
				UNBLOCKING						
				BLOCKING						
				Disabled						
133		79 Auto-Reclose Function	-	Disabled			1AR-cycle	-	1AR-cycle	-
				1AR-cycle						
				2AR-cycles						
				3AR-cycles						
				4AR-cycles						
				5AR-cycles						
				6AR-cycles						
				7AR-cycles						
				8AR-cycles						
				ADT						
134		Auto-Reclose control mode	-	Pickup with Action time			With Trip Action time	-	With Trip Action time	-
				Pickup without Action time						
				With Trip Action time						
				Without Trip Action time						
135		25 Synchronism and Voltage Check	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
136		81 Over/Underfrequency Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
137		27, 59 Under/ Overvoltage Protection	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
138		Fault Locator	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
139		50BF Breaker Failure Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disable						
140		74TC Trip Circuit Supervision	-	1trip circuit			3trip circuits	-	3trip circuits	-
				2trip circuits						
				3trip circuits						
142		49 Thermal Overload Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						

Datos del Sistema 1; Transformers									
201	CT Starpoint	-	1- towards Line 2- towards Busbar			towards line	-	towards line	-
203	Unom PRIMARY	kV	1.00	1200.00	1.00	220	-	220	-
204	Unom SECONDARY	V	80.00	125.00	1.00	100	-	100	-
205	CT PRIMARY	A	10.00	5000.00	1.00	600	-	600	-
206	CT SECONDARY	A	1.00 5.00			1	-	1	-
210	U4 transformer is	-	1- not connected 2- Udelta transformer 3- Uxy2 transformer 4- Ux reference transformer			Usy2 transformer	-	Usy2 transformer	-
211	Uph / Udelta	-	0.10	9.99	0.10	1.73	-	1.73	-
212	Usy2 connection	-	L1-E L2-E L3-E L1-L2 L2-L3 L3-L1			L2-E	-	L2-E	-
214A	φ Usy2-Usy1	grad.	0.00	360.00	1.00	0.00	-	0.00	-
215	Usy1/Usy2 ratio	-	0.80	1.20	0.10	1.00	-	1.00	-
220	I4 transformer	-	1- not connected 2- Neutral curren. prot. line 3- Neutral curren. parallel line 4- Starp. Curr. or earth transf			neutr.curr prot.line	-	neutr.curr prot.line	-
221	I4/iph CT	-	0.01	5.00	0.01	1.00	-	1.00	-
Datos del Sistema 1; Power System									
207	System Starpoint is	-	Isolated Peterson-Coil earthed Solid Earthed			Solid Earthed	-	Solid Earthed	-
230	Rated Frequency	Hz	50.00 60.00			60.00	-	60.00	-
235	PHASE SEQ.	-	L1 L2 L3 L1 L3 L2			L1 L2 L3	-	L1 L2 L3	-
236	Distance Unit	-	km Miles			km	-	km	-
237	Format Z0/Z1	-	1- RE/RL & XE/XL 2- K0 & angle(K0)			K0 & angle(K0)	-	K0 & angle(K0)	-
238A	Earth Fault O/C: Setting for 1 pole AR	-	All stages together stages separately			-	-	-	-
Datos del Sistema 2; Power System; Group									
1103	FullScaleVolt	kV	1.00	1200.00	1.00	-	220	-	220
1104	FullScaleCurr.	A	10.00	5000.00	1.00	-	600	-	600
1105	Line Angle	grad.	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1107	P,Q operational measured value sign	-	1- not reversed 2- reversed			not reversed	-	not reversed	-
1110	x'- Line Reactance per length unit	ohm/km	0.005	6.50	0.001	0.1452	0.5324	0.1452	0.5324
1111	Line Length	km	1.00	1000.00	1.00	83.60	-	83.60	-
1120	K0 (Z1)	-	0.00	4.00	0.01	0.649	-	0.649	-
1121	Angle K0(Z1)	grad.	-135.00	135.00	1.00	0.290	-	0.290	-
1122	K0 (>Z1)	-	0.00	4.00	0.01	0.649	-	0.649	-
1123	Angle K0(>Z1)	grad.	-135.00	135.00	1.00	0.290	-	0.290	-
Datos del Sistema 2; Line Status; Group									
1130A	PoleOpenCurrent	A	0.05	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60
1131A	PoleOpenVoltage	V	2	70	1	30.00	66000	30.00	66000
1132A	SI Time all Cl.	sec	0.01	30.00	0.01	0.06	-	0.06	-
1133A	minimal time for line open before SOTF	sec	0.01	30.00	0.01	-	-	-	-
1134	Line Closure	Manual Close BI only Current OR Voltage or Manual clos BI CBaux OR Current or Manual clos BI Current flow or Manual close BI				CBaux OR Current or Manual clos BI	-	CBaux OR Current or Manual clos BI	-
1135	Reset Trip CMD	with PoleOpenCurrent Threshold only with CBaux AND PoleOpenCurrent				with Pole OpenCurrent Threshold	-	with Pole OpenCurrent Threshold	-
1136	Open pole detector	OFF with CBaux and PoleOpenCurrent with meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)				-	-	-	-
1140A	ICTaet. Thres.	A	0.20	50.00	0.01	20.00	12000	20.00	12000
1150A	SetIn Time after MANUAL Closures	sec	0.01	30.00	0.01	0.30	-	0.30	-
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	1- with Synchronism-check 2- without Synchronism-check 3- NO				with Synchronis m-check	-	with Synchronis m-check	-
Datos del Sistema 2; Trip 1- 3-pole; Group									
1155	3pole coupling	1- with Pickup 2- with Trip				With trip	-	With trip	-
1156A	Trip2phFit	1- 3pole 2- 1pole, leading phase 3- 1pole, lagging phase				3pole	-	3pole	-
21	PROTECCION DE DISTANCIA								
Distance Protection; General; Group									
1201	FCT Distance	-	ON OFF			ON	-	ON	-
1202	Minimum Iph>	A	0.10	4.00	0.01	0.20	120	0.20	120

1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-	
1208	Series compensated line	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
1215	Paral.Line Comp	-	NO			-	-	-	-	
			YES							
1232	SOTF zone	-	1- with Pickup			with Zone Z1B	-	with Zone Z1B	-	
			2- with Zone Z1B							
			3- Inactive							
1241	R load (phase-E)	ohm	0.10	250.00	0.01	46.760	-	46.760	-	
1242	fi load (phase-E)	grad.	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-	
1243	R load(phase-phase)	ohm	0.10	250.00	0.01	81.000	-	81.000	-	
1244	φ load (phase-phase)	grad.	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-	
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. Or ext.)	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
Distance Protection; Ground faults; Group										
1203	3I0> Threshold	A	0.05	4.00	0.01	0.10	60	0.10	60	
1204	3U0> Threshold	V	1.00	100.00	1.00	3.00	6600	3.00	6600	
1207A	3I0>/ Iphmax	-	0.05	0.30	0.01	0.10	-	0.10	-	
1209A	criterion of earth fault recognition	-	1- 3I0> OR 3U0>			3I0> OR 3U0>	-	3I0> OR 3U0>	-	
			2- 3I0> AND 3U0>							
1221A	2Ph-E faults	-	1- block leading ph-e loop			all loops	-	all loops	-	
			2- block lagging ph-e loop							
			3- all loops							
			4- only phase-phase loops							
			5- only phase-earth loops							
21 AJUSTES DE LA CARACTERISTICA CUADRILATERAL										
Distance Protection; Time Delays; Group										
1210	Z1 Condition for zone timer start	-	1- with distance pickup			with distance	-	with distance	-	
			2- with zone pickup							
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1325	T3 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-	
1335	T4 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-	
1345	T5 delay	sec	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-	
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
Distance zones (quadrilateral); Zone Z1; Group										
1301	Op. mode Z1	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-	
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1302	R(Z1) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1303	X(Z1)	ohm	0.05	250.00	0.01	10.32	37.84	10.32	37.84	
1304	RE(Z1) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1307	Zone Reduction	grad.	0.00	30.00	1.00	0.00	-	8.00	-	
Distance zones (quadrilateral); Zone Z1B-exten.; Group										
1351	Op. mode Z1B	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-	
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1352	R(Z1B) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1353	X(Z1B)	ohm	0.05	250.00	0.01	14.57	53.42	14.57	53.42	
1354	RE(Z1B) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1357	1st AR -> Z1B	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
Distance zones (quadrilateral); Zone Z2; Group										
1311	Op. mode Z2	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-	
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1312	R(Z2) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1313	X(Z2)	ohm	0.05	250.00	0.01	14.57	53.42	14.57	53.42	
1314	RE(Z2) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
Distance zones (quadrilateral); Zone Z3; Group										
1321	Op. mode Z3	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-	
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1322	R(Z3) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1323	X(Z3)	ohm	0.05	250.00	0.01	22.44	82.28	17.40	63.80	
1324	RE(Z3) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1325	T3 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-	

Distance zones (quadrilateral); Zone Z4; Group									
1331	Op. mode Z4	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Reverse	-	Reverse	-
1332	R(Z4) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	17.99	65.96	9.00	33.00
1333	X(Z4)	ohm	0.05	250.00	0.01	3.00	11.00	3.00	11.00
1334	RE(Z4) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	17.99	65.96	13.50	49.50
1335	T4 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
Distance zones (quadrilateral); Zone Z5; Group									
1341	Op. mode Z5	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Non-Directional	-	Non-Directional	-
1342	R(Z5) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	31.18	114.33	31.18	114.33
1343	X(Z5)+	ohm	0.05	250.00	0.01	24.44	89.61	19.09	70.00
1344	RE(Z5) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	31.18	114.33	31.18	114.33
1345	T5 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	Infinito	-	Infinito	-
1346	X(Z5)-	ohm	0.05	250.00	0.01	12.00	-44.00	12.00	-44.00
85/21 ESQUEMAS DE TELEPROTECCION									
Pilot Prot. for Distance prot.; Group									
2101	FCT Telep. Dis.	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2102	Type of Line	-	1- Two Terminals 2- Three Terminals			two terminals	-	two terminals	-
2103A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
50SOFT CIERRE SOBRE FALLA POR ALTA CORRIENTE									
Instantaneous High Speed SOTF; Group									
2401	50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2404	I> 50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	A	1.00	25.00		2.50	1500	2.50	1500
67N DIRECCIONAL DE TIERRA									
50N/ 51N Ground OverCurrent; General; Group									
3101	FCT EarthFIO/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
3102	BLOCK for Dist.	-	with every Pickup with single-phase Pickup with multi-phase Pickup NO			with every pickup	-	with every pickup	-
3174	BLOCK for Pickup 21.	-	in each zone in Z1 in zone Z1/Z1B			in zone Z1/Z1B	-	in zone Z1/Z1B	-
3103	BLOCK 1pDeadTim	-	YES NO			YES	-	YES	-
3104A	1ph-STAB. Slope	%	0	30	1	10	-	10	-
3105	3I0Min Teleprot	A	0.01	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3109	Single pole trip with earth fit.prot.	-	YES NO			YES	-	YES	-
3170	2nd InrushRest	%	10.00	45.00		15.00	-	15.00	-
3171	1max InrushRest	A	0.50	25.00		7.50	4500	7.50	4500
3172	SOTF Op. Mode	-	with Pickup (non-direct.) with Pickup and direction			with pickp and.direct	-	with pickp and.direct	-
3173	SOTF Time DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
50N/ 51N Ground OverCurrent; 50N-1; Group									
3110	Op. mode 3I0>>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-
50N/ 51N Ground OverCurrent; 50N-2; Group									
3120	Op. mode 3I0>>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Inactive	-	Inactive	-
50N/ 51N Ground OverCurrent; 50N-3; Group									
3130	Op. mode 3I0>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-
3131	3I0>	A	0.20	25.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3132	T 3I0>	sec	0.00	30.00	0.01	Infinito	-	Infinito	-
3133	3I0> Telep/BI	-	NO YES			YES	-	YES	-
3134	3I0>SOTF-Trip	-	NO YES			NO	-	NO	-
3135	Inrush Blocking	-	NO YES			YES	-	YES	-
50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 51N Inverse Time									
3140	Op. mode 3I0p	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-
3141	3I0p PICKUP	A	0.05	25.00	0.01	0.13	78	0.20	120
3142	3I0p MinT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3143	3I0p Time Dial	sec	0.05	3.00	0.01	-	-	0.17	-
3144	3I0p Time Dial	-	0.50	15.00	0.10	2.46	-	-	-

3145	3I0p Time Dial	sec	0.05	15.00	0.01	-	-	-	-
3146	3I0p MaxT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3147	Add.T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.00	-
3148	3I0p Telep/BI	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3149	3I0p SOTF-Trip	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3150	3I0p InrushBlk	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3151	IEC Curve	-	Normal Inverse			-	-	Normal Inverse	-
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Long Time Inverse						
3152	ANSI Curve	-	Inverse			Inverse	-	-	-
			Short Inverse						
			Long Inverse						
			Moderately Inverse						
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Definite Inverse						
50N/ 51N Ground OverCurrent; Direction; Group									
3160	POLARIZATION	-	By zero sequence power with IY (transf. Star.point.curr) with U0+IY (dual polarized) with U0+ IY or U2 with U2 and I2 (neg.seq)			with U0+IY (dual polarized)	-	with U0+IY (dual polarized)	-
3162A	Dir. ALPHA	grad.	0.00	360.00	1.00	338.00	-	338.00	-
3163A	Dir. BETA	grad.	0.00	360.00	1.00	122.00	-	122.00	-
3164	3U0>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3165	3IY>	A	0.05	1.00	0.01	-	-	-	-
3166	3U2>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3167	3I2>	A	0.05	1.00		0.05	30	0.05	30
3168	Compensation angle Pff comp. For Sr	grad.	0.00	360.00		255.00	-	255.00	-
3169	Forward direction power treshold	VA				0.30	-	0.30	-
85/67N ESQUEMA DE TELEPROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA									
Pilot Prot. Gnd. OverCurrent; Group									
3201	FCT Telep. E/F	-	ON			ON	-	ON	-
			OFF						
3202	Line Config.	-	1- Two Terminals			Two Terminals	-	Two Terminals	-
			2- Three Terminals						
3203A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
3207	Delay for alarm	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3208	Release Delay	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3209A	TrBlk Wait Time	sec	0.00	30.00	0.01	0.04	-	0.04	-
3210A	TrBlk BlockTime	sec	0.00	30.00	0.01	0.20	-	0.20	-

SUBESTACIÓN : GUADALUPE
CIRCUITO : LINEA L-2236 (GUADALUPE – CHICLAYO OESTE) 220KV
RELE : SIEMENS 7SA522

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO		
ANSI	CDD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	
VALORES DE AJUSTE											
GENERAL							Disp.s/interr.:				
Campo Funcional											
103		Setting Group Change Option	-				Enabled Disabled	Disabled	-	Disabled	-
110		Trip mode	-				1-3pole only 2- 1/3pole	1-3pole	-	1-3pole	-
112		21 Phase Distance	-				1- Quadrilateral 2- MHO 3- Disabled	Quadrilat	-	Quadrilat	-
113		21G Ground Distance	-				1- Quadrilateral 2- MHO 3- Disabled	Quadrilat	-	Quadrilat	-
120		68 Power Swing detection	-				Enabled Disabled	Enabled	-	Enabled	-
121		85-21 Pilot Protection for Distance prot.	-				1-PUTT (Z1B) 2-POTT 3-UNBLOCKING 4-BLOCKING 5- Disabled	1.00	1-PUTT (Z1B)	1.00	1-PUTT (Z1B)
122		DTT Direct Transfer Trip	-				Enabled Disabled	Enabled	-	Enabled	-
124		50HS Instantaneous High Speed SOTF	-				Enabled Disabled	Enabled	-	Enabled	-
125		Weak Infeed (Trip and/or Echo)	-				Enabled Disabled	Disabled	-	Disabled	-
126		50(N)/ 51(N) Backup OverCurrent	-				Disabled TOC IEC TOC ANSI	Disabled	-	Disabled	-
131		50N/ 51N Ground OverCurrent	-				1-Disabled 2-TOC IEC 3-TOC ANSI 4-TOC Logarithm. 5- Definite Time	TOC ANSI	-	TOC IEC	-
132		85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent	-				1- Directional Comparis on Pickup 2- UNBLOCKING 3- BLOCKING 4- Disabled	Directional Comparis on Pickup	-	Directional Comparis on Pickup	-
133		79 Auto-Reclose Function	-				1- Disabled 2- 1AR-cycle 3- 2AR-cycles 4- 3AR-cycles 5- 4AR-cycles 6- 5AR-cycles 7- 6AR-cycles 8- 7AR-cycles 9- 8AR-cycles 10- ADT	1AR-cycle	-	1AR-cycle	-
134		Auto-Reclose control mode	-				1- Pickup with Action time 2- Pickup without Action time 3- Trip with Action time 4- Trip without Action time	Trip with Action time	-	Trip with Action time	-
135		25 Synchronism and Voltage Check	-				Enabled Disabled	Enabled	-	Enabled	-
136		81 Over/Underfrequency Protection	-				Enabled Disabled	Disabled	-	Disabled	-
137		27, 59 Under/ Overvoltage Protection	-				Enabled Disabled	Enabled	-	Enabled	-
138		Fault Locator	-				Enabled Disabled	Enabled	-	Enabled	-
139		50BF Breaker Failure Protection	-				Enabled Disabled	Disabled	-	Disabled	-
140		74TC Trip Circuit Supervision	-				1- Disable 2- 1trip circuit 3-2trip circuits 4-3trip circuits	3trip circuits	-	3trip circuits	-

Datos del Sistema 1; Group Transformers									
201	CT Starpoint	-	1- toward Line 2- toward Busbar			toward Line	-	toward Line	-
203	Unom PRIMARY	kV	1	1200	1	100	220.00	100	220.00
204	Unom SECONDARY	V	80	125	1	100.00	220000	100.00	220000
205	CT PRIMARY	A	10	5000	1	1	600.00	1	600.00
206	CT SECONDARY	A	1 5			1.00	-	1.00	-
210	U4 transformer	-	1- not connected 2- Udelta transformer 3- Usync transformer 4- Ux reference transformer			Usync transformer	-	Usync transformer	-
211	Uph / Udelta	-	0.10	9.99	0.10	1.73	-	1.73	-
212	Usync connected	-	A-G B-G C-G A-B B-C C-A			B-G	-	B-G	-
214A	ang. Usync-Uline	grad.	0	360	1	0.00	-	0.00	-
215	U-line / Usync	-	0.80	1.20	0.10	1.00	-	1.00	-
220	I4 transformer	-	1- not connected 2- Neutral curren. prot. line 3- Neutral curren. parallel line 4- Starp. Curr. or earth transf			Neutral curren. prot. Line	-	Neutral curren. prot. Line	-
221	I4/iph CT	-	0.01	5.00	0.01	1.00	-	1.00	-
Datos del Sistema 1; Group Power System									
207	System Starpoint is	-	1-Solid Grounded 2- 3- 4-			Solid Grounded	-	Solid Grounded	-
230	Rated Frequency	Hz	50 60			60.00	-	60.00	-
235	PHASE SEQ.	-	A B C A C B			A B C	-	A B C	-
236	Distance Unit	-	km Miles			km	-	km	-
237	Format Z0/Z1	-	1- RE/RL & XE/XL 2- K0			K0	-	K0	-
Datos del Sistema 1; Group Breaker									
239	T-CB close	sec	0.01	0.60	0.01	0.06	-	0.06	-
240A	TMin TRIP CMD	sec	0.02	30.00	0.01	0.02	-	0.02	-
241A	TMax CLOSE CMD	sec	0.01	30.00	0.01	0.10	-	0.10	-
242	T-CBtest-dead	sec	0.00	30.00	0.01	0.50	-	0.50	-
Datos del Sistema 2; Group Power System									
1103	FullScaleVolt	kV	1	1200	1	-	220.00	-	220.00
1104	FullScaleCurr.	A	10	5000	1	-	600.00	-	600.00
1105	Line Angle	grad.	30	89	1	80.00	-	80.00	-
1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30	89	1	80.00	-	80.00	-
1107	P, Q operational measured value sign	-	1- not reversed 2-			not reversed	-	not reversed	-
1110	x'- Line Reactance per length unit	ohm/km	0.005	6.50	0.001	0.145	0.5324	0.145	0.5324
1111	Line Length	km	1	1000	1	83.60	-	83.60	-
1120	K0 (Z1)	-	0.00	4.00	0.01	0.649	-	0.649	-
1121	Angle K0(Z1)	grad.	-135	135	1	0.290	-	0.290	-
1122	K0 (>Z1)	-	0.00	4.00	0.01	0.649	-	0.649	-
1123	Angle K0(>Z1)	grad.	-135	135	1	0.290	-	0.290	-
Datos del Sistema 2; Group Line Status									
1130A	PoleOpenCurrent	A	0.05	1.00	0.01	0.20	120	0.20	120
1131A	PoleOpenVoltage	V	2	70	1	30.00	66000	30.00	66000
1132A	SI Time all Cl.	sec	0.01	30.00	0.01	0.06	-	0.06	-
1134	Line Closure	-	1- Manual Close BI only 2- Current OR Voltage or Manual close 3- CBaux OR Current or Manual clos BI 4- Current flow or Manual close BI			CBaux OR Current or Manual clos BI	-	CBaux OR Current or Manual clos BI	-
1135	Reset Trip CMD	-	1- with Pole Open Current Threshold 2- with CBaux AND Pole Open Current			with Pole OpenCurre	-	with Pole OpenCurre	-
1140A	I-CTsat. Thres.	A	0.20	50.00	0.01	20.00	12000	20.00	12000
1150A	Seal-in Time after MANUAL Closures	sec	0.01	30.00	0.01	0.30	-	0.30	-
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	-	1- with Synchronism-check 2- without Synchronism-check 3- NO			with Synchronis m-check	-	with Synchronis m-check	-
1152	MANUAL Close impulse after CONTROL	-	1- <none> 2-			<none>	-	<none>	-
Datos del Sistema 2; Group Trip 1- / 3-pole									
1155	3pole coupling	-	1- with Pickup 2- with Trip			with Trip	-	with Trip	-
1156A	TripphFit	-	1- 3pole 2- 1pole, leading phase 3- 1pole, lagging phase			3pole	-	3pole	-
21	PROTECCION DE DISTANCIA								
Distance Protection; Group General									
1201	FCT Distance	-	ON OFF			ON	-	ON	-
1202	Minimum Iph>	A	0.10	4.00	0.01	0.20	120	0.20	120

1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-	
1208	Series compensated line	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
1215	Paral.Line Comp	-	NO			-	-	-	-	
			YES							
1232	SOTF zone	-	1- with Pickup			with Zone Z1B	-	with Zone Z1B		
			2- with Zone Z1B							
			3- Inactive							
1241	R load (phase-E)	ohm	0.10	250.00	0.01	46.705	171.25	46.705	171.25	
1242	f load (phase-E)	grad.	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-	
1243	R load (phase-phase)	ohm	0.10	250.00	0.01	81.000	297.00	81.000	297.00	
1244	g load (phase-phase)	grad.	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-	
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. Or ext.)	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
Distance Protection; Group Ground faults										
1203	3I0> Threshold	A	0.05	4.00	0.01	0.10	60	0.10	60	
1204	3U0> Threshold	V	1	100	1	3.00	6600	3.00	6600	
1207A	3I0>/ Iphmax	-	0.05	0.30	0.01	0.10	-	0.10	-	
1209A	criterion of earth fault recognition	-	1- 3I0> OR 3U0>			3I0> OR 3U0>	-	3I0> OR 3U0>		
			2- 3I0> AND 3U0>							
			3-							
			4-							
			5-							
1221A	2Ph-E faults	-	1- block leading ph-e loop			block leading ph-e loop	-	block leading ph-e loop		
			2- block lagging ph-e loop							
			3- all loops							
			4- only phase-phase loops							
			5- only phase-earth loops							
21 AJUSTES DE LA CARACTERISTICA POLIGONAL										
Distance Protection; Group Time Delays										
1210	Z1 Condition for zone timer start	-	1- with distance pickup			with distance pickup	-	with distance pickup		
			2-							
			3-							
			4-							
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1325	T3 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-	
1335	T4 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-	
1345	T5 delay	sec	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-	
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1										
1301	Op. mode Z1	-	1- Forward			Forward	-	Forward		
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1302	R(Z1) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1303	X(Z1)	ohm	0.05	250.00	0.01	10.32	37.84	10.32	37.84	
1304	RE(Z1) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1307	Zone Reduction	grad.	0	45	1	0.00	-	8.00	-	
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1B-exten.										
1351	Op. mode Z1B	-	1- Forward			Forward	-	Forward		
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1352	R(Z1B) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1353	X(Z1B)	ohm	0.05	250.00	0.01	14.57	53.42	14.57	53.42	
1354	RE(Z1B) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1357	1st AR -> Z1B	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z2										
1311	Op. mode Z2	-	1- Forward			Forward	-	Forward		
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1312	R(Z2) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1313	X(Z2)	ohm	0.05	250.00	0.01	14.57	53.42	14.57	53.42	
1314	RE(Z2) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO			NO	-	NO	-	
			YES							
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z3										
1321	Op. mode Z3	-	1- Forward			Forward	-	Forward		
			2- Reverse							
			3- Non-Directional							
			4- Inactive							
1322	R(Z3) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1323	X(Z3)	ohm	0.05	250.00	0.01	22.44	82.28	17.40	63.80	
1324	RE(Z3) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79	
1325	T3 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-	

Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z4									
1331	Op. mode Z4	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Reverse	-	Reverse	-
1332	R(Z4) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	17.99	65.96	9.00	33.00
1333	X(Z4)	ohm	0.05	250.00	0.01	3.00	11.00	3.00	11.00
1334	RE(Z4) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	17.99	65.96	13.50	49.50
1335	T4 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z5									
1341	Op. mode Z5	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Non-Directional	-	Non-Directional	-
1342	R(Z5) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	31.18	114.33	31.18	114.33
1343	X(Z5)+	ohm	0.05	250.00	0.01	24.44	89.61	19.09	70.00
1344	RE(Z5) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	31.18	114.33	31.18	114.33
1345	T5 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	Infinito	-	Infinito	-
1346	X(Z5)-	ohm	0.05	250.00	0.01	12.00	44	12.00	44
21 ESQUEMAS DE TELEPROTECCION									
Group 85-21 Pilot Prot. for Distance prot.; Group									
2101	FCT Telep. Dis.	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2102	Type of Line	-	1- Two Terminals 2- Three Terminals			Two Terminals	-	Two Terminals	-
2103A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
50 CIERRE SOBRE FALLA POR ALTA CORRIENTE									
Group 50HS Instantaneous High Speed SOTF; Group									
2401	50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2404	P- 50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	A	1.00	25.00		2.50	1500	2.50	1500
67N DIRECCIONAL DE TIERRA									
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group General									
3101	FCT EarthFitO/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
3102	BLOCK for Dist.	-	1- with every Pickup 2- with single-phase Pickup 3- with multi-phase Pickup 4- NO			with every pickup	-	with every pickup	-
3134	BLOCK for Pickup Z1.	-	1- In zone Z1 2- in Zone Z1/Z1B 3- in Each Zone 4-			in Zone Z1/Z1B	-	in Zone Z1/Z1B	-
3103	BLOCK 1pDeadTim	-	YES NO			YES	-	YES	-
3104A	1ph-STAB. Slope	%	0.00	30.00		10.00	-	10.00	-
3105	3I0Min Teleprot	A	0.01	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3109	Single pole trip with earth fit. prot.	-	YES NO			YES	-	YES	-
3170	2nd InrushRest	%	10.00	45.00		15.00	-	15.00	-
3171	1max InrushRest	A	0.50	25.00		7.50	4500	7.50	4500
3172	SOTF Op. Mode	-	1- with Pickup (non-direct.) 2- with Pickup and direction			with Pickup and	-	with Pickup and	-
3173	SOTF Time DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-1									
3110	Op. mode 3I0>>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-2									
3120	Op. mode 3I0>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-3									
3130	Op. mode 3I0>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
3131	3I0>	A	0.05	25.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3132	T 3I0>	sec	0.00	30.00	0.01	30.00	-	30.00	-
3133	3I0> Telep/BI	-	NO YES			YES	-	YES	-
3134	3I0>SOTF-Trip	-	NO YES			NO	-	NO	-
3135	Inrush Blocking	-	NO YES			YES	-	YES	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 51N InverseTime									
3140	Op. mode 3I0p	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
3141	3I0p PICKUP	A	0.05	25.00	0.01	0.13	78	0.20	120
3142	3I0p MinT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3143	3I0p Time Dial	sec	0.05	3.00	0.01	-	-	0.17	-
3144	3I0p Time Dial	-	0.50	15.00	0.10	2.46	-	-	-

3145	3I0p Time Dial	sec	0.05	15.00	0.01	-	-	-	-
3146	3I0p Max T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3147	Add. T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.00	-
3148	3I0p Telep/BI	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3149	3I0p SOTF-Trip	-	NO			YES	-	NO	-
			YES						
3150	3I0p InrushBik	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3151	IEC Curve	-	1- Normal Inverse			-	-	Normal Inverse	-
			2- Very Inverse						
			3- Extremely Inverse						
			4- Long Time Inverse						
3152	ANSI Curve	-	1- Inverse			Inverse	-	-	-
			2- Short Inverse						
			3- Long Inverse						
			4- Moderately Inverse						
			5- Very Inverse						
			6- Extremely Inverse						
			7- Definite Inverse						
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group Direction									
3169	POLARIZATION	-	1- with Uo and IY			with Uo and IY	-	with Uo and IY	-
			2- with Uo and IY + U2						
			2- with IY						
			3- with U2 and I2						
3162A	Dir. ALPHA	grad.	0.00	360.00	1.00	338.00	-	338.00	-
3163A	Dir. BETA	grad.	0.00	360.00	1.00	122.00	-	122.00	-
3164	3U0>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3165	IY>	A	0.05	1.00	0.01	-	-	-	-
3166	3U2>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3167	3I2>	A	0.05	1.00		0.05	30	0.05	30
3168	Compensation angle PHI comp. For Sr	grad.	0.00	360.00		255.00	-	255.00	-
3169	Forward direction power treshold	va				0.30	-	0.30	-
ESQUEMA DE TELEPROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA									
Group 85-67N Pilot Prot. Gnd. OverCurrent; Group									
3201	FCT Telep. E/F	-	ON			ON	-	ON	-
			OFF						
3202	Line Config.	-	1- Two Terminals			Two Terminals	-	Two Terminals	-
			2- Three Terminals						
3203A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
3207	Delay for alarm	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3208	Release Delay	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3209A	TrBik Wait Time	sec	0.00	30.00	0.01	0.04	-	0.04	-
3210A	TrBik BlockTime	sec	0.00	30.00	0.01	0.20	-	0.20	-

SUBESTACIÓN : CHICLAYO OESTE
CIRCUITO : LINEA L-2236 (GUADALUPE – CHICLAYO OESTE) 220KV
RELE : SIEMENS 7SA612

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
GENERAL							Disp.s/inter.:			
Campo Funcional										
103		Setting Group Change Option	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
110		Trip mode	-	3pole only 1-/3pole			1-/3pole	-	1-/3pole	-
114		21 Distance Protection pickup program	-	Z< (quadri lat.) I> (overcur.) U/I U/ V <phi> Disabled			Z< (quadri lat.)	-	Z< (quadri lat.)	-
120		68 Power Swing detection	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
121		65-21 Pilot Protección for Distance prot.	-	PUFF (Z1B) PUFF (PICKUP) POTT DIR.COMP.PICKUP UNBLOCKING BLOQCKING REV.INTERLOCK PILOT WIRE COMP. Disabled			PUFF (Z1B)	-	PUFF (Z1B)	-
122		0TT Direct Transfer Trip	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
124		50HS Instantaneous High Speed SOTF	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
125		Weak Infeed (Trip and/or Echo)	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
128		60(N)/ 61(N) Backup OverCurrent	-	Disabled TOC IEC TOC ANSI			Disabled	-	Disabled	-
130		SENS. EARTH FAULT	-	Enabled Disabled				-		-
131		50N/ 51N Ground OverCurrent	-	Disabled TOC IEC TOC ANSI TOC Logarithm. Definite Time U0 Inverse			TOC IEC	-	TOC IEC	-
132		65-67N Pilot Protection Grnd. OverCurrent	-	Direct. Compar. Pickup UNBLOCKING BLOCKING Disabled			Direc. Compar. Pickup	-	Direc. Compar. Pickup	-
133		79 Auto-Reclose Function	-	Disabled 1AR-cycle 2AR-cycles 3AR-cycles 4AR-cycles 5AR-cycles 6AR-cycles 7AR-cycles 8AR-cycles ADT			1AR-cycle	-	1AR-cycle	-
134		Auto-Reclose control mode	-	Pickup with Action time Pickup without Action time Trip with Action time Trip without Action time			with trip & action time	-	with trip & action time	-
135		25 Synchronism and Voltage Check	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
136		81 Over/Underfrequency Protection	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
137		27, 59 Under/ Overvoltage Protection	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
138		Fault Locator	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
139		50BF Breaker Failure Protection	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
140		74TC Trip Circuit Supervision	-	Disable 1trip circuit 2trip circuits 3trip circuits			3trip circuits	-	3trip circuits	-
142		49 Thermal Overload Protection	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-

Datos del Sistema 1; Group Transformers									
201	CT Starpoint	-	1- toward Line 2- toward Busbar			Towards Line	-	Towards Line	-
203	Uhom PRIMARY	kV	1.00	1200.00	1.00		220		220
204	Uhom SECONDARY	V	80.00	125.00	1.00	100	-	100	-
205	CT PRIMARY	A	10.00	5000.00	1.00	-	600	-	600
206	CT SECONDARY	A	1.00 5.00			1	-	1	-
210	U4 transformer	-	1- not connected 2- Udelta transformer 3- Usy2 transformer 4- Ux reference transformer			Usy2c transformer	-	Usy2c transformer	-
211	Uph / Udelta	-	0.10	9.99	0.10	1.73	-	1.73	-
212	Usy2 connected	-	A-G B-G C-G A-B B-C C-A			B-G	-	B-G	-
214A	ang. Usy2-Usy1	grad.	0.00	360.00	1.00	0.00	-	0.00	-
215	Ratio Usy1 / Usy2	-	0.80	1.20	0.10	1.00	-	1.00	-
220	I4 transformer	-	1- not connected 2- Neutral curren. prot. line 3- Neutral curren. parallel line 4- Starp. Curr. or earth transf			neut. curr. prot. line	-	neut. curr. prot. line	-
221	I4/iph CT	-	0.01	5.00	0.01	1.00	-	1.00	-
Datos del Sistema 1; Group Power System									
207	System Starpoint is	-	1-Solid Grounded 2-Peterson-Coil earthed 3- Insolated			Solid grounded	-	Solid grounded	-
230	Rated Frequency	Hz	50.00 60.00			60.00	-	60.00	-
235	PHASE SEQ.	-	A B C A C B			A B C	-	A B C	-
236	Distance Unit	-	km Miles			km	-	km	-
237	Format Z0/Z1	-	1- RE/RL & XE/XL 2- K0 & angle(K0)			RE/RL & XE/XL	-	RE/RL & XE/XL	-
Datos del Sistema 2; Group Power System									
1103	FullScaleVolt	kV	1.00	1200.00	1.00	-	220.00	-	220.00
1104	FullScaleCurr.	A	10.00	5000.00	1.00	-	600.00	-	600.00
1105	Line Angle	grad.	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1107	P, Q operational measured value sign	-	1- not reversed 2- reversed			not reversed	-	not reversed	-
1110	x'- Line Reactance per length unit	ohm/km	0.005	6.50	0.001	0.1452	0.5324	0.1452	0.5324
1111	Line Length	km	1.00	1000.00	1.00	83.60	-	83.60	-
1116	RE/RL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	0.64	-	0.64	-
1117	XE/XL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	0.65	-	0.65	-
1118	RE/RL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	0.64	-	0.64	-
1119	XE/XL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	0.65	-	0.65	-
Datos del Sistema 2; Group Line Status									
1130A	PoleOpenCurrent	A	0.05	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60
1131A	PoleOpenVoltage	V	2.00	70.00	1.00	30.00	66000	30.00	66000
1132A	SI Time aft Cl.	sec	0.01	30.00	0.01	0.06	-	0.06	-
1134	Line Closure	-	1- Manual Close BI only 2- Current OR Voltage or Manual close 3- CBaux OR Current or Manual clos BI 4- Current flow or Manual close BI			CBaux OR Current or Man.cl.BI	-	CBaux OR Current or Man.cl.BI	-
1135	Reset Trip CMD	-	1- with Pole Open Current Threshold only 2- with CBaux AND Pole Open Current			with Pole Open Current Threshold only	-	with Pole Open Current Threshold only	-
1140A	ICTsat. Thres.	A	0.20	50.00	0.01	20.00	12000	20.00	12000
1150A	Seal-in Time after MANUAL Closures	sec	0.01	30.00	0.01	0.30	-	0.30	-
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	-	1- with Synchronism-check 2- without Synchronism-check 3- NO			with synchro check	-	with synchro check	-
1152	MANUAL Close Impulse after CONTROL	-	1- <none> 2-			<none>	-	<none>	-
Datos del Sistema 2; Group Trip 1/ 3-pole									
1155	3pole coupling	-	1- with Pickup 2- with Trip			with Trip	-	with Trip	-
1156A	Trip2phFit	-	1- 3pole 2- 1pole, leading phase 3- 1pole, lagging phase			3pole	-	3pole	-
21	PROTECCION DE DISTANCIA								
Distance Protection; Group General									
1201	FCT Distance	-	ON OFF			ON	-	ON	-
1202	Minimum Iph>	A	0.10	4.00	0.01	0.20	120	0.20	120

1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1208	Series compensated line	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
1215	Paral.Line Comp	-	NO			-	-	-	-
			YES						
1232	SOTF zone	-	1- with Pickup 2- with Zone Z1B 3- inactive			with zone Z1B	-	with zone Z1B	-
1241	R load (phase-E)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1242	fi load (phase-E)	grad.	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-
1243	R load (phase-phase)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1244	q load (phase-phase)	grad.	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. Or ext.)	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance Protection; Group Ground faults									
1203	3I0> Threshold	A	0.05	4.00	0.01	0.10	60	0.10	60
1204	3U0> Threshold	V	1.00	100.00	1.00	3.00	6600	3.00	6600
1207A	3I0>/ Iphmax	-	0.05	0.30	0.01	0.10	-	0.10	-
1209A	criterion of earth fault recognition	-	1- 3I0> OR 3U0>			3I0> OR 3U0>	-	3I0> OR 3U0>	-
			2- 3I0> AND 3U0>						
			3-						
			4-						
			5-						
1221A	2Ph-E faults	-	1- block leading ph-e loop			all loops	-	all loops	-
			2- block lagging ph-e loop						
			3- all loops						
			4- only phase-phase loops						
			5- only phase-earth loops						
21 AJUSTES DE LA CARACTERISTICA POLIGONAL									
Distance Protection; Group Time Delays									
1210	Z1 Condition for zone timer start	-	1- with distance pickup 2- with zone pickup 3- 4-			with distance pickup	-	with distance pickup	-
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1325	T3 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-
1335	T4 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
1345	T5 delay	sec	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1									
1301	Op. mode Z1	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1302	R(Z1) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	10.91	40.003	10.91	40.003
1303	X(Z1)	ohm	0.05	250.00	0.01	10.32	37.840	10.32	37.840
1304	RE(Z1) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.793	28.58	104.793
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1307	Zone Reduction	grad.	0.00	30.00	1.00	5.00	-	5.00	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1B-exten.									
1351	Op. mode Z1B	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1352	R(Z1B) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	10.91	40.00	10.91	40.00
1353	X(Z1B)	ohm	0.05	250.00	0.01	19.640	72.01	19.640	72.01
1354	RE(Z1B) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1357	1st AR -> Z1B	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z2									
1311	Op. mode Z2	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1312	R(Z2) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	10.91	40.003	10.91	40.003
1313	X(Z2)	ohm	0.05	250.00	0.01	19.640	72.013	19.640	72.013
1314	RE(Z2) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.58	104.793	28.58	104.793
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z3									
1321	Op. mode Z3	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1322	R(Z3) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	10.91	40.003	10.91	40.003
1323	X(Z3)	ohm	0.05	250.00	0.01	25.64	94.013	25.64	94.013
1324	RE(Z3) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	28.580	104.793	28.580	104.793
1325	T3 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-

Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z4									
1331	Op. mode Z4	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Reverse	-	Reverse	-
1332	R(Z4) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	6.65	24.383	6.65	24.383
1333	X(Z4)	ohm	0.05	250.00	0.01	2.22	8.140	2.22	8.140
1334	RE(Z4) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	6.65	24.383	6.65	24.383
1335	T4 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z5									
1341	Op. mode Z5	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			non-directional	-	non-directional	-
1342	R(Z5) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	12.00	44.000	12.00	44.000
1343	X(Z5)+	ohm	0.05	250.00	0.01	27.27	99.990	27.27	99.990
1344	RE(Z5) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	31.18	114.327	31.18	114.327
1345	T5 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	Infinito	-	Infinito	-
1346	X(Z5)-	ohm	0.05	250.00	0.01	16.360	59.987	16.360	59.987
21 ESQUEMAS DE TELEPROTECCION									
Group 85-21 Pilot Prot. for Distance prot.; Group									
2101	FCT Telep. Dis.	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2102	Type of Line	-	1- Two Terminals 2- Three Terminals			two terminals	-	two terminals	-
2103A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
50 CIERRE SOBRE FALLA POR ALTA CORRIENTE									
Group 50HS Instantaneous High Speed SOTF; Group									
2401	50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2404	I> 50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	A	1.00	25.00		1.50	900	1.50	900
67N DIRECCIONAL DE TIERRA									
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group General									
3101	FCT EarthFRO/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
3102	BLOCK for Dist.	-	1- with every Pickup 2- with single-phase Pickup 3- with multi-phase Pickup 4- NO			NO	-	NO	-
3174	BLOCK for Pickup 21.	-	1- in zone Z1/Z1B 2- in zone Z1 3- in all zones 4-			in zone Z1/Z1B	-	in zone Z1/Z1B	-
3103	BLOCK 1pDeadTim	-	YES NO			YES	-	YES	-
3104A	Iph-STAB. Slope	%	0.00	30.00		10.00	-	10.00	-
3105	3I0Min Teleprot	A	0.01	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3109	Single pole trip with earth ft.prot.	-	YES NO			YES	-	YES	-
3170	2nd InrushRest	%	10.00	45.00		15.00	-	15.00	-
3171	Imax InrushRest	A	0.50	25.00		7.50	4500	7.50	4500
3172	SOTF Op. Mode	-	with Pickup (non-direct.) with Pickup and direction			w.pickup & direction	-	w.pickup & direction	-
3173	SOTF Time DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-1									
3110	Op. mode 3I0>>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-2									
3120	Op. mode 3I0>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-3									
3130	Op. mode 3I0>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
3131	3I0>	A	0.20	25.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3132	T 3I0>	sec	0.00	30.00	0.01	30.00	-	30.00	-
3133	3I0> Telep/BI	-	NO YES			YES	-	YES	-
3134	3I0> SOTF-Trip	-	NO YES			NO	-	NO	-
3135	Inrush Blocking	-	NO YES			YES	-	YES	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 51N Inverse Time									
3140	Op. mode 3I0p	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
3141	3I0p PICKUP	A	0.05	25.00	0.01	0.20	120	0.20	120
3142	3I0p MinT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3143	3I0p Time Dial	sec	0.05	3.00	0.01	0.21	-	0.21	-
3144	3I0p Time Dial	-	0.50	15.00	0.10	-	-	-	-

3145	3I0p Time Dial	sec	0.05	15.00	0.01		-		-
3146	3I0p Max T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01		-		-
3147	Add. T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
3148	3I0p Telep/BI	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3149	3I0p SOTF-Trip	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3150	3I0p InrushBik	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3151	IEC Curve	-	1- Normal Inverse			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
			2- Very Inverse						
			3- Extremely Inverse						
			4- Long Time Inverse						
3152	ANSI Curve	-	1- Inverse			-	-	-	-
			2- Short Inverse						
			3- Long Inverse						
			4- Moderately Inverse						
			5- Very Inverse						
			6- Extremely Inverse						
			7- Definite Inverse						
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group Direction									
3160	POLARIZATION	-	1- with Uo+Ig			with Uo+Ig	-	with Uo+Ig	-
			2- with Uo+Ig or V2						
			3- with U2 and I2						
3162A	Dir. ALPHA	grad.	0.00	360.00	1.00	338.00	-	338.00	-
3163A	Dir. BETA	grad.	0.00	360.00	1.00	122.00	-	122.00	-
3164	3U0>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3165	IY>	A	0.05	1.00	0.01		0		0
3166	3U2>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3167	3I2>	A	0.05	1.00		0.05	30	0.05	30
3168	Compensation angle PHi comp. For Sr	grad.	0.00	360.00		255.00	-	255.00	-
3169	Forward direction power treshold	va				0.30	-	0.30	-
ESQUEMA DE TELEPROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA									
Group 85-67N Pilot Prot. Gnd. OverCurrent; Group									
3201	FCT Telep. E/F	-	ON			ON	-	ON	-
			OFF						
3202	Line Config.	-	1- Two Terminals			two terminals	-	two terminals	-
			2- Three Terminals						
3203A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
3207	Delay for alarm	sec	0.00	30.00	0.01		-		-
3208	Release Delay	sec	0.00	30.00	0.01		-		-
3209A	TrBik Wait Time	sec	0.00	30.00	0.01	0.04	-	0.04	-
3210A	TrBik BlockTime	sec	0.00	30.00	0.01	0.20	-	0.20	-

SUBESTACIÓN
CIRCUITO
RELE

: CHICLAYO OESTE
: LINEA L-2236 (GUADALUPE – CHICLAYO OESTE) 220KV
: SIEMENS 7SA522

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO	
ANSI	COO	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
GENERAL SETTINGS							Disp.s/interr.:			
Configuración del Alcance de las Funciones Disponibles										
103		Setting Group Change Option	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
110		Trip mode	-	3pole only 1-3pole			1-3pole	-	1-3pole	-
112		21 Phase Distance	-	1- Quadrilateral 2- MHO 3- Disabled			Quadrilateral	-	Quadrilateral	-
113		21N Earth Distance	-	1- Quadrilateral 2- MHO 3- Disabled			Quadrilateral	-	Quadrilateral	-
120		68 Power Swing detection	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
121		85/21 Teleprotection for Distance protection	-	1-PUTT (Z1B acceleration) 2-POTT 3-UNBLOCKING 4-BLOCKING 5- Disabled			PUTT (Z1B acceleration)	-	PUTT (Z1B acceleration)	-
122		DTT Direct Transfer Trip	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
124		50SOFT Instantaneous High Speed Overcurrent	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
125		27W1 Weak Infeed (Trip and/or Echo)	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
126		50(NY 51(N) Backup OverCurrent	-	Disabled TOC IEC TOC ANSI			Disabled	-	Disabled	-
131		50N/ 51N Earth Fault Overcurrent	-	Disabled TOC IEC TOC ANSI TOC Logarithm. Definite Time UD inverse			TOC IEC	-	TOC IEC	-
132		85/67N Teleprotection for Earth Fault OverCurrent	-	Directional Comparison Pickup UNBLOCKING BLOCKING Disabled			Direct. Compar. Pickup	-	Direct. Compar. Pickup	-
133		79 Auto-Reclose Function	-	Disabled 1AR-cycle 2AR-cycles 3AR-cycles 4AR-cycles 5AR-cycles 6AR-cycles 7AR-cycles 8AR-cycles ADT			1AR-cycle	-	1AR-cycle	-
134		Auto-Reclose control mode	-	Pickup with Action time Pickup without Action time With Trip Action time Trip Without Action time			with trip action time	-	with trip action time	-
135		25 Synchronism and Voltage Check	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
136		81 Over/Underfrequency Protection	-	Enabled Disabled			Disabled	-	Disabled	-
137		27, 59 Under Overvoltage Protection	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
138		Fault Locator	-	Enabled Disabled			Enabled	-	Enabled	-
139		50BF Breaker Failure Protection	-	Enabled Disable			Disabled	-	Disabled	-
140		74TC Trip Circuit Supervision	-	Disable 1trip circuit 2trip circuits 3trip circuits			3trip circuits	-	3trip circuits	-

Datos del Sistema 1; Transformers									
201	CT Starpoint	-	1- towards Line 2- towards Busbar			towards line	-	towards line	-
203	Unom PRIMARY	kV	1.00	1200.00	1.00		220		220
204	Unom SECONDARY	V	80.00	125.00	1.00	100	-	100	-
205	CT PRIMARY	A	10.00	5000.00	1.00		600		600
206	CT SECONDARY	A	1.00 5.00			1	-	1	-
210	U4 transformer is	-	1- not connected 2- Udelta transformer 3- Usy2 transformer 4- Ux reference transformer			Usy2 transformer	-	Usy2 transformer	-
211	Uph / Udelta	-	0.10	9.99	0.10	1.73	-	1.73	-
212	Usy2 connection	-	L1-E L2-E L3-E L1-L2 L2-L3 L3-L1			L2-E	-	L2-E	-
214A	φ Usy2-Usy1	grados	0.00	360.00	1.00	0.00	-	0.00	-
215	Usy1/Usy2 ratio	-	0.80	1.20	0.10	1.00	-	1.00	-
220	U4 transformer	-	1- not connected 2- Neutral curren. prot. line 3- Neutral curren. parallel line 4- Starp. Curr. or earth transf			Neutral curren. prot. Line	-	Neutral curren. prot. Line	-
221	U4/φ CT	-	0.01	5.00	0.01	1.00	-	1.00	-
Datos del Sistema 1; Power System									
207	System Starpoint is	-	Isolated Peterson-Coil earthed Solid Earthed			Solid Earthed	-	Solid Earthed	-
230	Rated Frequency	Hz	50.00 60.00			60.00	-	60.00	-
235	PHASE SEQ.	-	L1 L2 L3 L1 L3 L2			L1 L2 L3	-	L1 L2 L3	-
236	Distance Unit	-	km Miles			km	-	km	-
237	Format Z0/Z1	-	1- RE/RL & XE/XL 2- K0 & angle(K0)			RE/RL & XE/XL	-	RE/RL & XE/XL	-
238A	Earth Fault O/C; Setting for 1 pole AR	-	All stages together stages separately			-	-	-	-
Datos del Sistema 2; Power System; Group									
1103	FullScaleVolt	kV	1.00	1200.00	1.00	-	220	-	220
1104	FullScaleCurr.	A	10.00	5000.00	1.00	-	600	-	600
1105	Line Angle	grados	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1211	Angle of inclination, distance charact.	grados	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1107	P, Q operational measured value sign	-	1- not reversed 2- reversed			not reversed	-	not reversed	-
1110	x'- Line Reactance per length unit	ohm/km	0.005	6.50	0.001	0.1452	0.5324	0.1452	0.5324
1111	Line Length	km	1.00	1000.00	1.00	83.60	-	83.60	-
1116	RE/RL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	0.64	-	0.64	-
1117	XE/XL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	0.65	-	0.65	-
1118	RE/RL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	0.64	-	0.64	-
1119	XE/XL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	0.65	-	0.65	-
Datos del Sistema 2; Line Status; Group									
1130A	PoleOpenCurrent	A	0.05	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60
1131A	PoleOpenVoltage	V	2	70	1	30.00	66000	30.00	66000
1132A	SI Time all CI.	s	0.01	30.00	0.01	0.06	-	0.06	-
1133A	minimal time for line open before SOTF	s	0.01	30.00	0.01	-	-	-	-
1134	Line Closure	Manual Close BI only Current OR Voltage or Manual clos BI CBaux OR Current or Manual clos BI Current flow or Manual close BI				CBaux OR Current or Manual clos BI	-	CBaux OR Current or Manual clos BI	-
1135	Reset Trip CMD	with PoleOpenCurrent Threshold only with CBaux AND PoleOpenCurrent				with Pole OpenCurrent Threshold only	-	with Pole OpenCurrent Threshold	-
1136	Open pole detector	OFF with CBaux and PoleOpenCurrent with meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)				-	-	-	-
1140A	I-CTsat. Thres.	A	0.20	50.00	0.01	20.00	12000	20.00	12000
1150A	Seal-in Time after MANUAL Closures	s	0.01	30.00	0.01	0.30	-	0.30	-
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	1- with Synchronism-check 2- without Synchronism-check 3- NO				with Synchronis m-check	-	with Synchronis m-check	-
1152	MANUAL Close impulse after CONTROL	1- <none> 2- Breaker 3- Disc.Swit 4- Earth.Swit 5- Q2 Op/Cl 6- Q9 Op/Cl 7- Fan ON/OFF				<none>	-	<none>	-
Datos del Sistema 2; Trip 1- 3-pole; Group									
1155	3pole coupling	1- with Pickup 2- with Trip				with Trip	-	with Trip	-
1156A	Trip2phFit	1- 3pole 2- 1pole, leading phase 3- 1pole, lagging phase				3pole	-	3pole	-

21 PROTECCION DE DISTANCIA									
Distance Protection; General; Group									
1201	FCT Distance	-	ON OFF			ON	-	ON	-
1202	Minimum Iph>	A	0.05	4.00	0.01	0.20	120	0.20	120
1211	Angle of inclination, distance charact.	grados	30.00	89.00	1.00	80.00	-	80.00	-
1208	Series compensated line	-	NO YES			NO	-	NO	-
1215	Paral.Line Comp	-	NO YES			-	-	-	-
1232	SOTF zone	-	1- with Pickup 2- with Zone Z1B 3- Inactive			with Zone Z1B	-	with Zone Z1B	-
1241	R load (phase-E)	ohm	0.10	600.00	0.01	infinito	-	infinito	-
1242	fi load (phase-E)	grados	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-
1243	R load(phase-phase)	ohm	0.10	600.00	0.01	infinito	-	infinito	-
1244	q load (phase-phase)	grados	20.00	60.00	1.00	37.00	-	37.00	-
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO YES			NO	-	NO	-
1357	Z1B enabled before 1st AR (Int. Or ext.)	-	NO YES			NO	-	NO	-
Distance Protection; Ground faults; Group									
1203	3I0> Threshold	A	0.05	0.00	0.01	0.10	60	0.10	60
1204	3U0> Threshold	V	1.00	100.00	1.00	3.00	6600	3.00	6600
1207A	3I0>/ Iphmax	-	0.05	0.30	0.01	0.10	-	0.10	-
1209A	criterion of earth fault recognition	-	1- 3I0> OR 3U0> 2- 3I0> AND 3U0>			3I0> OR 3U0>	-	3I0> OR 3U0>	-
1221A	2Ph-E faults	-	1- block leading ph-e loop 2- block lagging ph-e loop 3- all loops 4- only phase-phase loops 5- only phase-earth loops			all loops	-	all loops	-
21 AJUSTES DE LA CARACTERISTICA CUADRILATERAL									
Distance Protection; Time Delays; Group									
1210	Z1 Condition for zone timer start	-	1- with distance pickup 2- with zone pickup			with distance pickup	-	with distance pickup	-
1305	T1-1phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1315	T2-1phase	s	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	s	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1325	T3 delay	s	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-
1335	T4 delay	s	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
1345	T5 delay	s	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-
1355	T1B-1phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Distance zones (quadrilateral); Zone Z1; Group									
1301	Op. mode Z1	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1302	R(Z1) phase-phase	ohm	0.05	600.00	0.01	10.91	40.00	10.91	40.00
1303	X(Z1)	ohm	0.05	600.00	0.01	10.32	37.84	10.32	37.84
1304	RE(Z1) phase-E	ohm	0.05	600.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79
1305	T1-1phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1307	Zone Reduction	grados	0.00	30.00	1.00	5.00	-	5.00	-
Distance zones (quadrilateral); Zone Z1B-exten.; Group									
1351	Op. mode Z1B	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1352	R(Z1B) phase-phase	ohm	0.05	600.00	0.01	10.91	40.00	10.91	40.00
1353	X(Z1B)	ohm	0.05	600.00	0.01	19.64	72.01	19.64	72.01
1354	RE(Z1B) phase-E	ohm	0.05	600.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79
1355	T1B-1phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1357	1st AR -> Z1B	-	NO YES			NO	-	NO	-
Distance zones (quadrilateral); Zone Z2; Group									
1311	Op. mode Z2	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1312	R(Z2) phase-phase	ohm	0.05	600.00	0.01	10.91	40.00	10.91	40.00
1313	X(Z2)	ohm	0.05	600.00	0.01	19.64	72.01	19.64	72.01
1314	RE(Z2) phase-E	ohm	0.05	600.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79
1315	T2-1phase	s	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	s	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO YES			NO	-	NO	-
Distance zones (quadrilateral); Zone Z3; Group									
1321	Op. mode Z3	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-
1322	R(Z3) phase-phase	ohm	0.05	600.00	0.01	10.91	40.00	10.91	40.00

1323	X(Z3)	ohm	0.05	600.00	0.01	25.64	94.01	25.64	94.01
1324	RE(Z3) phase-E	ohm	0.05	600.00	0.01	28.58	104.79	28.58	104.79
1325	T3 DELAY	s	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-
Distance zones (quadrilateral); Zone Z4; Group									
1331	Op. mode Z4	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Reverse	-	Reverse	-
1332	R(Z4) phase-phase	ohm	0.05	600.00	0.01	6.65	24.38	6.65	24.38
1333	X(Z4)	ohm	0.05	600.00	0.01	2.22	8.14	2.22	8.14
1334	RE(Z4) phase-E	ohm	0.05	600.00	0.01	6.65	24.38	6.65	24.38
1335	T4 DELAY	s	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
Distance zones (quadrilateral); Zone Z5; Group									
1341	Op. mode Z5	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Non-Directional	-	Non-Directional	-
1342	R(Z5) phase-phase	ohm	0.05	600.00	0.01	12.00	44.00	12.00	44.00
1343	X(Z5)+	ohm	0.05	600.00	0.01	27.27	99.99	27.27	99.99
1344	RE(Z5) phase-E	ohm	0.05	600.00	0.01	31.18	114.33	31.18	114.33
1345	T5 DELAY	s	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-
1346	X(Z5)-	ohm	0.05	600.00	0.01	16.36	59.99	16.36	59.99
ESZ1 ESQUEMAS DE TELEPROTECCION									
PIlot Prot. for Distance prot.; Group									
2101	FCT Telep. Dis.	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2102	Type of Line	-	1- Two Terminals 2- Three Terminals			two terminals	-	two terminals	-
2103A	Send Prolong.	s	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
50SOFT CIERRE SOBRE FALLA POR ALTA CORRIENTE									
Instantaneous High Speed SOTF; Group									
2401	Instantaneous High Speed SOTF-O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2404	Instantaneous High Speed SOTF-O/C	A	0.10	25.00		1.50	900	1.50	900
67N DIRECCIONAL DE TIERRA									
Ground OverCurrent; General; Group									
3101	FCT EarthFlt/O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
3102	BLOCK for Dist.	-	with every Pickup with single-phase Pickup with multi-phase Pickup NO			NO	-	NO	-
3174	BLOCK for Pickup 21.	-	in each zone in Z1 in zone Z1/Z1B			in zone Z1/ZB	-	in zone Z1/ZB	-
3103	BLOCK 1pDeadTim	-	YES NO			YES	-	YES	-
3104A	1ph-STAB. Slope	%	0	30	1	10	-	10	-
3105	30Min Teleprot	A	0.01	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3109	Single pole trip with earth fl.prot.	-	YES NO			YES	-	YES	-
3170	2nd InrushRest	%	10.00	45.00		15.00	-	15.00	-
3171	1max InrushRest	A	0.50	25.00		7.50	4500	7.50	4500
3172	SOTF Op. Mode	-	with Pickup (non-direct.) with Pickup and direction			with pickp and direct	-	with pickp and direct	-
3173	SOTF Time DELAY	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Ground OverCurrent; Group									
3110	Op. mode 310>>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-
Ground OverCurrent; Group									
3120	Op. mode 310>>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Inactive	-	Inactive	-
Ground OverCurrent; Group									
3130	Op. mode 310>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-
3131	310>	A	0.05	25.00	0.01	0.10	60	0.10	60
3132	T 310>	s	0.00	30.00	0.01	30.00	-	30.00	-
3133	310> Telep/BI	-	NO YES			YES	-	YES	-
3134	310>SOTF-Trip	-	NO YES			NO	-	NO	-
3135	Inrush Blocking	-	NO YES			YES	-	YES	-
Ground OverCurrent; Inverse Time; Group									
3140	Op. mode 310p	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-
3141	310p PICKUP	A	0.05	25.00	0.01	0.20	120	0.20	120

3142	3i0p MinT-DELAY	s	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3143	3i0p Time Dial	s	0.05	3.00	0.01	0.21	-	0.21	-
3144	3i0p Time Dial	-	0.50	15.00	0.10	-	-	-	-
3145	3i0p Time Dial	s	0.05	15.00	0.01	-	-	-	-
3146	3i0p MaxT-DELAY	s	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3147	Add.T-DELAY	s	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
3148	3i0p Telep/BI	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3149	3i0p SOTF-Trip	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3150	3i0p InrushBik	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3151	IEC Curve	-	Normal Inverse			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Long Time Inverse						
3152	ANSI Curve	-	Inverse			-	-	-	-
			Short Inverse						
			Long Inverse						
			Moderately Inverse						
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
Definite Inverse									
Ground OverCurrent; Direction; Group									
3160	POLARIZATION	-	By zero sequence power with IY (tranf. Star.point.curr) with Uo+IY (dual polarized) with Uo+ IY or U2 with U2 and I2 (neg.seq)			with Uo+IY (dual pol)	-	with Uo+IY (dual pol)	-
3162A	Dir. ALPHA	grados	0.00	360.00	1.00	338.00	-	338.00	-
3163A	Dir. BETA	grados	0.00	360.00	1.00	122.00	-	122.00	-
3164	3U0>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3165	IY>	A	0.05	1.00	0.01	-	-	-	-
3166	3U2>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3167	3I2>	A	0.05	1.00		0.05	30	0.05	30
3168	Compensation angle PHI comp. For Sr	grados	0.00	360.00		255.00	-	255.00	-
3169	Forward direction power treshold	VA				0.30	-	0.30	-
85/67N ESQUEMA DE TELEPROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA									
Pilot Prot. Gnd. OverCurrent; Group									
3201	FCT Telep. E/F	-	ON			ON	-	ON	-
			OFF						
3202	Line Corfig.	-	1- Two Terminals			Two Terminals	-	Two Terminals	-
			2- Three Terminals						
3203A	Send Prolong.	s	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
3207	Delay for alarm	s	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3208	Release Delay	s	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3209A	TrBik Wait Time	s	0.00	30.00	0.01	0.04	-	0.04	-
3210A	TrBik BlockTime	s	0.00	30.00	0.01	0.20	-	0.20	-

SUBESTACIÓN : LA CANTERA
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA 214/60/10 KV, LADO 220KV
RELE : ABB REF543

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANBI	COO	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
50/51		THREE-PHASE NON-DIRECTIONAL OVERCURRENT								
		51-1 (3I>)								
		Operation mode	-	Not in use, Def. Time, (Extr,Very,Normal, long,time) inv.			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
		Start Current	xIn	0.10	40		0.98	98.0	0.98	98.0
		Operate Time	s	0.05	300		0.30	-	0.30	-
		Time multiplier	-	0.05	1.0		-	-	-	-
		51-2 (3I>>)								
		Operation mode	-	Not in use(0);DT(1);Inst (2)			-	-	DT	-
		Start Current	xIn	0.10	40		-	0	7.00	700
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	0.10	-
		51-3 (3I>>>)								
		Operation mode	-	Not in use(0);DT(1);Inst (2)			-	-	-	-
		Start Current	xIn	0.10	40		-	0	-	0
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	-	-
50N/51N		NON-DIRECTIONAL EARTH FAULT								
		51N-1 (3Io>)								
		Operation mode	-	Not in use, Def. Time, (Extr,Very,Normal, long,time) inv.			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
		Start Current	%In	1	500		30.00	30.00	30.00	30.00
		Operate Time	s	0.05	300		0.30	-	0.42	-
		Time multiplier	-	0.05	1.0		-	-	-	-
		51N-2 (3Io>>)								
		Operation mode	-	Not in use(0);DT(1);Inst (2)			-	-	-	-
		Start Current	xIn	0.10	12		-	0	-	0
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	-	-
		51N-3 (3Io>>>)								
		Operation mode	-	Not in use, Definite. Time, Instantaneous			-	-	-	-
		Start Current	xIn	0.10	12		-	0	-	0
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	-	-

SUBESTACIÓN : LA CANTERA
CIRCUITO : TRANSFORMADOR DE POTENCIA 214/60/10 KV, LADO 60KV
RELE : ABB REF543

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANBI	COO	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
50/51		THREE-PHASE NON-DIRECTIONAL OVERCURRENT								
		51-1 (3I>)								
		Operation mode	-	Not in use, Def. Time, (Extr,Very,Normal, long,time) inv.			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
		Start Current	xIn	0.10	40		0.87	261	0.87	261
		Operate Time	s	0.05	300		0.25	-	0.25	-
		Time multiplier	-	0.05	1.0		-	-	-	-
		51-2 (3I>>)								
		Operation mode	-	Not in use(0);DT(1);Inst (2)			-	-	-	-
		Start Current	xIn	0.10	40		-	0	-	0
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	-	-
		51-3 (3I>>>)								
		Operation mode	-	Not in use(0);DT(1);Inst (2)			-	-	-	-
		Start Current	xIn	0.10	40		-	0	-	0
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	-	-
50N/51N		NON-DIRECTIONAL EARTH FAULT								
		51N-1 (3Io>)								
		Operation mode	-	Not in use, Def. Time, (Extr,Very,Normal, long,time) inv.			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
		Start Current	%In	1	500		40.00	120.00	40.00	120.00
		Operate Time	s	0.05	300		0.15	-	0.15	-
		Time multiplier	-	0.05	1.0		-	-	-	-
		51N-2 (3Io>>)								
		Operation mode	-	Not in use(0);DT(1);Inst (2)			-	-	-	-
		Start Current	xIn	0.10	12		-	0	-	0
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	-	-
		51N-3 (3Io>>>)								
		Operation mode	-	Not in use, Definite. Time, Instantaneous			-	-	-	-
		Start Current	xIn	0.10	12		-	0	-	0
		Operate Time	s	0.05	300		-	-	-	-

SUBESTACIÓN : PACHACHACA
CIRCUITO : LINEA L-2218 (PACHACHACA – CAMPO ARMIÑO) 220KV
RELE : SIEMENS 7SA612

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
GENERAL										
Campo Funcional										
103		Setting Group Change Option	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
110		Trip mode	-	3pole only			1-/3pole	-	1-/3pole	-
				1-/3pole						
114		21 Distance Protection pickup program	-	Z< (quadrlat.)			Z< (quadrlat)	-	Z< (quadrlat)	-
				I> (overcurr.)						
				U/I						
				U/ I' <phi>						
				Disabled						
120		68 Power Swing detection	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
121		85-21 Pilot Protection for Distance prot.	-	PUTT (Z1B)			PUTT (Z1B)	-	PUTT (Z1B)	-
				PUTT (PICKUP)						
				POTT						
				DIR.COMP.PICKUP						
				UNBLOCKING						
				BLOCKING						
				REV.INTERLOCK						
				PILOT WIRE COMP.						
				Disabled						
122		DTT Direct Transfer Trip	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
124		50HS Instantaneous High Speed SOTF	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
125		Weak Infeed (Trip and/or Echo)	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
126		50(N)/ 51(N) Backup OverCurrent	-	Disabled			TOC ANSI	-	TOC ANSI	-
				TOC IEC						
				TOC ANSI						
130		SENS.EARTH FAULT	-	Enabled			-	-	-	-
				Disabled						
				Disabled						
131		50N/ 51N Ground OverCurrent	-	TOC IEC			TOC IEC	-	TOC IEC	-
				TOC ANSI						
				TOC Logarithm.						
				Definite Time						
				U0 inverse						
132		85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent	-	Directional Comparison			Direct. Compar. Pickup	-	Direct. Compar. Pickup	-
				Pickup						
				UNBLOCKING						
				BLOCKING						
				Disabled						
133		79 Auto-Reclose Function	-	1AR-cycle			1AR-cycle	-	1AR-cycle	-
				2AR-cycles						
				3AR-cycles						
				4AR-cycles						
				5AR-cycles						
				6AR-cycles						
				7AR-cycles						
				8AR-cycles						
				ADT						
134		Auto-Reclose control mode	-	Pickup with Action time			with trip action time	-	with trip action time	-
				Pickup without Action time						
				With Trip Action time						
				Without Trip Action time						
135		25 Synchronism and Voltage Check	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
136		81 Over/Underfrequency Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
137		27, 59 Under/ Overvoltage Protection	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
138		Fault Locator	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
139		60BF Breaker Failure Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
				Disable						
140		74TC Trip Circuit Supervision	-	1trip circuit			3trip circuits	-	3trip circuits	-
				2trip circuits						
				3trip circuits						
142		49 Thermal Overload Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						

Datos del Sistema 1; Group Transformers									
201	CT Starpoint	-	towards Line			towards line	-	towards line	-
203	Unom PRIMARY	kV	1.00	1200.00	1.00	220	-	220	-
204	Unom SECONDARY	V	80.00	125.00	1.00	100	-	100	-
205	CT PRIMARY	A	10.00	5000.00	1.00	750	-	750	-
206	CT SECONDARY	A	1.00 5.00			1	-	1	-
210	U4 transformer	-	not connected Udelta transformer Uay2 transformer Ux reference transformer			not connected	-	not connected	-
211	Uph / Udelta	-	0.10	9.99	0.10	1.73	-	1.73	-
212	Usync connected	-	L1-E L2-E L3-E L1-L2 L2-L3 L3-L1			-	-	-	-
214A	ang. Usync-Uline	grad.	0.00	360.00	1.00	-	-	-	-
215	Uline / Usync	-	0.80	1.20	0.10	1.00	-	1.00	-
220	I4 transformer	-	not connected Neutral curren. prot. line Neutral curren. parallel line Starp. Curr. or earth transf			Neutral curren. prot. Line	-	Neutral curren. prot. Line	-
221	I4/Iph CT		0.01	5.00	0.01	1.00	-	1.00	-
Datos del Sistema 1; Group Power System									
207	System Starpoint Is	-	Isolated Peterson-Coil Solid Earthed			Solid Earthed	-	Solid Earthed	-
230	Rated Frequency	Hz	50.00 60.00			60.00	-	60.00	-
235	PHASE SEQ.	-	L1 L2 L3 L1 L3 L2			L1 L2 L3	-	L1 L2 L3	-
236	Distance Unit	-	km Miles			km	-	km	-
237	Format Z0/Z1	-	RE/RL & XE/XL K0 & angle(K0)			RE/RL & XE/XL	-	RE/RL & XE/XL	-
238A	Earth Fault O/C: Setting for 1 pole AR	-	All stages together stages separately			all stages together	-	all stages together	-
Datos del Sistema 2; Group Power System									
1103	FullScaleVolt	kV	1.00	1200.00	1.00	-	220	-	220
1104	FullScaleCurr.	A	10.00	5000.00	1.00	-	750	-	750
1105	Line Angle	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-
1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-
1107	P,Q operational measured value sign	-	1- not reversed 2- reversed			not reversed	-	not reversed	-
1110	X- Line Reactance per length unit	ohm/km	0.005	6.50	0.001	0.1713	0.5025	0.1713	0.5025
1111	Line Length	km	1.00	1000.00	1.00	195.10	-	195.10	-
1116	RE/RL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	1.49	-	1.49	-
1117	XE/XL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	0.68	-	0.68	-
1118	RE/RL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	1.49	-	1.49	-
1119	XE/XL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	0.68	-	0.68	-
Datos del Sistema 2; Group Line Status									
1130A	PoleOpenCurrent	A	0.05	1.00	0.01	0.20	150	0.20	150
1131A	PoleOpenVoltage	V	2.00	70.00	1.00	12.00	26400	12.00	26400
1132A	SI Time all CL	sec	0.01	30.00	0.01	0.06	-	0.06	-
1133A	minimal time for line open before SOTF	sec	0.01	30.00	0.01	0.25	-	0.25	-
1134	Line Closure		Manual Close BI only Current OR Voltage or Manual clos BI CBaux OR Current or Manual clos BI Current flow or Manual close BI			CBaux OR Current or Manual clos BI	-	CBaux OR Current or Manual clos BI	-
1135	Reset Trip CMD		with PoleOpenCurrent Threshold only with CBaux AND PoleOpenCurrent			w Pol.Op Curr. Thres only	-	w Pol.Op Curr. Thres only	-
1136	Open pole detector		OFF with CBaux and PoleOpenCurrent with meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)			w meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)	-	w meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)	-
1140A	I-CTsat. Thres.	A	0.20	50.00	0.01	20.00	15000	20.00	15000
1150A	Seal-In Time after MANUAL Closures	sec	0.01	30.00	0.01	0.30	-	0.30	-
1151	Manual CLOSE COMMAND generation		1- with Synchronism-check 2- without Synchronism-check 3- NO			without synchro check	-	without synchro check	-
1152	MANUAL Close impulse after CONTROL		1- <none> 2-			<none>	-	<none>	-
Datos del Sistema 2; Group Trip 1-/ 3-pole									
1155	3pole coupling		1- with Pickup 2- with Trip			With trip	-	With trip	-
1156A	Trp2phFit		1- 3pole 2- 1pole, leading phase 3- 1pole, lagging phase			3pole	-	3pole	-
21	PROTECCION DE DISTANCIA								
Distance Protection; Group General									
1201	FCT Distance	-	ON OFF			ON	-	ON	-
1202	Minimum Iph>	A	0.10	4.00	0.01	0.20	150	0.20	150

1211	Angle of Inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-
1208	Series compensated line	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
1215	Paral. Line Comp	-	NO			-	-	-	-
			YES						
1232	SOTF zone	-	1- with Pickup			with Zone Z1B	-	with Zone Z1B	-
			2- with Zone Z1B						
			3- Inactive						
1241	R load (phase-E)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1242	fi load (phase-E)	grad.	20.00	60.00	1.00	45.00	-	45.00	-
1243	R load (phase-phase)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1244	g load (phase-phase)	grad.	20.00	60.00	1.00	45.00	-	45.00	-
1317A	Trip 1pote Z2-	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. Or ext.)	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance Protection; Group Ground faults									
1203	3I0> Threshold	A	0.05	4.00	0.01	0.10	75	0.10	75
1204	3U0> Threshold	V	1.00	100.00	1.00	3.00	6600	3.00	6600
1207A	3I0>/ Iphmax	-	0.05	0.30	0.01	0.10	-	0.10	-
1209A	criterion of earth fault recognition	-	1- 3I0> OR 3U0>			3I0>	-	3I0>	-
			2- 3I0> AND 3U0>			OR		OR	
			3-			3U0>			
			4-						
			5-						
1221A	2Ph-E faults	-	1- block leading ph-e loop			all loops	-	all loops	-
			2- block lagging ph-e loop						
			3- all loops						
			4- only phase-phase loops						
			5- only phase-earth loops						
21 AJUSTES DE LA CARACTERISTICA POLIGONAL									
Distance Protection; Group Time Delays									
1210	Z1 Condition for zone timer start	-	1- with distance pickup			with distance pickup	-	with distance pickup	-
			2- with zone pickup						
			3-						
			4-						
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1325	T3 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-
1335	T4 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
1345	T5 delay	sec	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1									
1301	Op. mode Z1	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1302	R(Z1) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	20.450	59.99	20.450	59.99
1303	X(Z1)	ohm	0.05	250.00	0.01	28.410	83.34	28.410	83.34
1304	RE(Z1) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	39.200	114.99	39.200	114.99
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1307	Zone Reduction	grad.	0.00	30.00	1.00	0	-	0	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1B-exten.									
1351	Op. mode Z1B	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1352	R(Z1B) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	20.450	59.99	20.450	59.99
1353	X(Z1B)	ohm	0.05	250.00	0.01	40.100	117.63	40.100	117.63
1354	RE(Z1B) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	39.200	114.99	39.200	114.99
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1357	1st AR -> Z1B	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z2									
1311	Op. mode Z2	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1312	R(Z2) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	20.450	59.99	20.450	59.99
1313	X(Z2)	ohm	0.05	250.00	0.01	40.100	117.63	40.100	117.63
1314	RE(Z2) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	39.200	114.99	39.200	114.99
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1317A	Trip 1pote Z2	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z3									
1321	Op. mode Z3	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1322	R(Z3) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	20.450	59.99	20.450	59.99
1323	X(Z3)	ohm	0.05	250.00	0.01	51.140	150.01	51.140	150.01
1324	RE(Z3) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	39.200	114.99	39.200	114.99
1325	T3 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-

Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z4									
1331	Op. mode Z4	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Reverse	-	Reverse	-
1332	R(Z4) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	2.750	8.07	2.750	8.07
1333	X(Z4)	ohm	0.05	250.00	0.01	0.460	1.35	0.460	1.35
1334	RE(Z4) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	2.750	8.07	2.750	8.07
1335	T4 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z5									
1341	Op. mode Z5	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Non-Directional	-	Non-Directional	-
1342	R(Z5) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	22.500	66.00	22.500	66.00
1343	X(Z5)+	ohm	0.05	250.00	0.01	56.250	165.00	56.250	165.00
1344	RE(Z5) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	43.130	126.51	43.130	126.51
1345	T5 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	Infinito	-	Infinito	-
1346	X(Z5)-	ohm	0.05	250.00	0.01	17.050	50.01	17.050	50.01
21	ESQUEMAS DE TELEPROTECCION								
Group 65-21 Pilot Prot. for Distance prot.; Group									
2101	FCT Telep. Dis.	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2102	Type of Line	-	1- Two Terminals 2- Three Terminals			two terminals	-	two terminals	-
2103A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.10	-	0.10	-
50	CIERRE SOBRE FALLA POR ALTA CORRIENTE								
Group 50HS Instantaneous High Speed SOTF; Group									
2401	50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
2404	50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	A	1.00	25.00		2.50	1875	2.50	1875
51									
Group									
2601	Operating mode	-	1- ON 2- Only Act. with Loss of VT 3- OFF			ON	-	ON	-
2680	SOTF Time DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
STUB									
2630	Iph> STUB	A	0.10	25.00		0.20	150	0.20	150
2631	T Iph STUB	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
2632	3I0> STUB	A	0.05	25.00		0.20	150	0.20	150
2633	T 3I0 STUB	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
2634	I-STUB Telep/BI	-	NO YES			NO	-	NO	-
2635	I-STUB SOTF	-	NO YES			NO	-	NO	-
67N	DIRECCIONAL DE TIERRA								
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group General									
3101	FCT EarthFltO/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-
3102	BLOCK for Dist.	-	with every Pickup with single-phase Pickup with multi-phase Pickup NO			with every pickup	-	with every pickup	-
3174	BLOCK for Pickup Z1.	-	In each zone In Z1 In zone Z1/Z1B			In zone Z1/Z1B	-	In zone Z1/Z1B	-
3103	BLOCK 1pDeadTim	-	YES NO			YES	-	YES	-
3104A	Iph-STAB. Slope	%	0.00	30.00		10.00	-	10.00	-
3105	3I0Min Teleprot	A	0.01	1.00	0.01	0.10	75	0.10	75
3109	Single pole trip with earth flt. prot.	-	YES NO			YES	-	YES	-
3170	2nd InrushRest	%	10.00	45.00		15.00	-	15.00	-
3171	Imax InrushRest	A	0.50	25.00		7.50	5625	7.50	5625
3172	SOTF Op. Mode	-	with Pickup (non-direct.) with Pickup and direction			with pickp and direct	-	with pickp and direct	-
3173	SOTF Time DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-1									
3110	Op. mode 3I0>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-2									
3120	Op. mode 3I0>>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-
3121	3I0>>	A	0.20	25.00	0.10	1.60	1200	1.60	1200
3122	T 3I0>>	sec	0.00	30.00	0.01	0.25	-	0.25	-
3123	3I0>> Telep/BI	-	NO YES			NO	-	NO	-
3124	3I0>>SOTF-Trip	-	NO YES			YES	-	YES	-
3125	Inrush Blocking	-	NO YES			NO	-	NO	-

Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-3									
3130	Op. mode 3I0>	-	Forward			Forward	-	Forward	-
			Reverse						
			Non-Directional						
			Inactive						
3131	3I0>	A	0.20	25.00	0.01	0.10	75	0.10	75
3132	T 3I0>	sec	0.00	30.00	0.01	30.00	-	30.00	-
3133	3I0> Telep/BI	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3134	3I0>SOTF-Trip	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3135	Inrush Blocking	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 51N Inverse Time									
3140	Op. mode 3I0p	-	Forward			Forward	-	Forward	-
			Reverse						
			Non-Directional						
			Inactive						
3141	3I0p PICKUP	A	0.05	25.00	0.01	0.16	120	0.16	120
3142	3I0p MinT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3143	3I0p Time Dial	sec	0.05	3.00	0.01	0.16	-	0.16	-
3144	3I0p Time Dial	-	0.50	15.00	0.10	-	-	-	-
3145	3I0p Time Dial	sec	0.05	15.00	0.01	-	-	-	-
3146	3I0p MaxT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3147	Add.T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
3148	3I0p Telep/BI	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3149	3I0p SOTF-Trip	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3150	3I0p InrushBik	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3151	IEC Curve	-	Normal Inverse			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Long Time Inverse						
3152	ANSI Curve	-	Inverse			-	-	-	-
			Short Inverse						
			Long Inverse						
			Moderately Inverse						
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Definite Inverse						
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group Direction									
3160	POLARIZATION	-	By zero sequence power with IY (transf. Star.point.cun)			with Uo+IY (dual polarized)	-	with Uo+IY (dual polarized)	-
			with Uo+IY (dual polarized)						
			with Uo+ IY or U2						
			with U2 and I2 (neg.seq)						
3162A	Dir. ALPHA	grad.	0.00	360.00	1.00	338.00	-	338.00	-
3163A	Dir. BETA	grad.	0.00	360.00	1.00	122.00	-	122.00	-
3164	3U0>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3165	IY>	A	0.05	1.00	0.01	-	-	-	-
3166	3U2>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3167	3I2>	A	0.05	1.00		0.05	37.5	0.05	37.5
3168	Compensation angle PHI comp. For Sr	grad.	0.00	360.00		255.00	-	255.00	-
3169	Forward direction power threshold	va				0.30	-	0.30	-
ESQUEMA DE TELEPROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA									
Group 65-67N Pilot Prot. Gnd. OverCurrent; Group									
3201	FCT Telep. E/F	-	ON			ON	-	ON	-
			OFF						
3202	Line Config.	-	1- Two Terminals			two terminals	-	two terminals	-
			2- Three Terminals						
3203A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
3207	Delay for alarm	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3208	Release Delay	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3209A	TrBik Wait Time	sec	0.00	30.00	0.01	0.03	-	0.03	-
3210A	TrBik BlockTime	sec	0.00	30.00	0.01	0.20	-	0.20	-

SUBESTACIÓN : PACHACHACA
CIRCUITO : LINEA L-2218 (PACHACHACA – CAMPO ARMIÑO) 220KV
RELE : SIEMENS 7SA522

DESCRIPCIÓN DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO A PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
GENERAL SETTINGS										
Configuración del Alcance de las Funciones Disponibles										
103		Setting Group Change Option	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
110		Trip mode	-	3pole only			1-/3pole	-	1-/3pole	-
				1-/3pole						
112		21 Phase Distance	-	1- Quadrilateral			1.00	-	1.00	
				2- MHO						
				3- Disabled						
113		21N Earth Distance	-	1- Quadrilateral			1.00	-	1,00	
				2- MHO						
				3- Disabled						
120		68 Power Swing detection	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
121		85/21 Teleprotection for Distance protection	-	1-PUTT (Z1B acceleration)			PUTT (Z1B)	-	PUTT (Z1B)	-
				2-POTT						
				3-UNBLOCKING						
				4-BLOCKING						
				5- Disabled						
122		DTT Direct Transfer Trip	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
124		50SOFT Instantaneous High Speed Overcurrent	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
125		27WI Weak Infeed (Trip and/or Echo)	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
126		50(N)/ 51(N) Backup OverCurrent	-	Disabled			TOC ANSI	-	TOC ANSI	-
				TOC IEC						
				TOC ANSI						
131		50N/ 51N Earth Fault Overcurrent	-	Disabled			TOC IEC	-	TOC IEC	-
				TOC IEC						
				TOC ANSI						
				TOC Logarithm.						
				Definite Time						
				U0 Inverse						
132		85/67N Téléprotection for Earth Fault OverCurrent	-	Directional Comparison			Direct.	-	Direct.	-
				Pickup			Compar.		Compar.	
				UNBLOCKING			Pickup		Pickup	
				BLOCKING						
				Disabled						
133		79 Auto-Reclose Function	-	Disabled			1AR-cycle	-	1AR-cycle	-
				1AR-cycle						
				2AR-cycles						
				3AR-cycles						
				4AR-cycles						
				5AR-cycles						
				6AR-cycles						
				7AR-cycles						
				8AR-cycles						
				ADT						
134		Auto-Reclose control mode	-	Pickup with Action time			with trip	-	with trip	-
				Pickup without Action time			action time		action time	
				With Trip Action time						
				Trip Without Action time						
135		25 Synchronism and Voltage Check	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
136		81 Over/Underfrequency Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
137		27, 59 Under/ Overvoltage Protection	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
138		Fault Locator	-	Enabled			Enabled	-	Enabled	-
				Disabled						
139		50BF Breaker Failure Protection	-	Enabled			Disabled	-	Disabled	-
				Disabled						
140		74TC Trip Circuit Supervision	-	Disable			3trip	-	3trip	-
				1trip circuit			circuits		circuits	
				2trip circuits						
				3trip circuits						

Datos del Sistema 1; Transformers										
201	CT Starpoint	-	1- towards Line			towards	-	towards	-	
			2- towards Busbar			line	-	line	-	
203	Unom PRIMARY	kV	1.00	1200.00	1.00	220	-	220	-	
204	Unom SECONDARY	V	80.00	125.00	1.00	100	-	100	-	
205	CT PRIMARY	A	10.00	5000.00	1.00	750	-	750	-	
206	CT SECONDARY	A	1.00			1	-	1	-	
			5.00							
210	U4 transformer is	-	1- not connected			not	-	not	-	
			2- Udelta transformer			connected	-	connected	-	
			3- Usy2 transformer							
			4- Ux reference transformer							
211	Uph / Udelta	-	0.10	9.99	0.10	1.73	-	1.73	-	
212	Usy2 connection	-	L1-E							
			L2-E							
			L3-E							
			L1-L2							
			L2-L3							
			L3-L1							
214A	φ Usy2-Usy1	grad.	0.00	360.00	1.00	-	-	-	-	
215	Usy1/Usy2 ratio	-	0.80	1.20	0.10	1.00	-	1.00	-	
220	W transformer	-	1- not connected			neutr.curr	-	neutr.curr	-	
			2- Neutral curren. prot. line			prot.line	-	prot.line	-	
			3- Neutral curren. parallel line							
			4- Starp. Curr. or earth transf							
221	W/ph CT	-	0.01	5.00	0.01	1.00	-	1.00	-	
Datos del Sistema 1; Power System										
207	System Starpoint is	-	Isolated			Solid	-	Solid	-	
			Peterson-Coil earthed			Earthed	-	Earthed	-	
			Solid Earthed							
230	Rated Frequency	Hz	50.00			60.00	-	60.00	-	
			60.00							
235	PHASE SEQ.	-	L1 L2 L3			L1 L2 L3	-	L1 L2 L3	-	
			L1 L3 L2							
236	Distance Unit	-	km			km	-	km	-	
			Miles							
237	Format Z0/Z1	-	1- RE/RL & XE/XL			RE/RL &	-	RE/RL &	-	
			2- K0 & angle(K0)			XE/XL	-	XE/XL	-	
238A	Earth Fault O/C: Setting for 1 pole AR	-	All stages together			all stages	-	all stages	-	
			stages separately			together	-	together	-	
Datos del Sistema 1; Breaker										
239	T-CB close	sec	0.01	0.60	0.01	0.02	-	0.02	-	
240A	TMin TRIP CMD	sec	0.02	30.00	0.01	0.10	-	0.10	-	
241A	TMax CLOSE CMD	sec	0.01	30.00	0.01	0.50	-	0.50	-	
242	T-CBtest-dead	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-	
Datos del Sistema 2; Power System; Group										
1103	FullScaleVolt	kV	1.00	1200.00	1.00	-	220	-	220	
1104	FullScaleCurr.	A	10.00	5000.00	1.00	-	750	-	750	
1105	Line Angle	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-	
1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-	
1107	P,Q operational measured value sign	-	1- not reversed			not	-	not	-	
			2- reversed			reversed	-	reversed	-	
1110	x'- Line Reactance per length unit	ohm/km	0.005	6.50	0.001	0.1713	0.5025	0.1713	0.5025	
1111	Line Length	km	1.00	1000.00	1.00	195.10	-	195.10	-	
1116	RE/RL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	1.49	-	1.49	-	
1117	XE/XL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	0.68	-	0.68	-	
1118	RE/RL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	1.49	-	1.49	-	
1119	XE/XL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	0.68	-	0.68	-	
Datos del Sistema 2; Line Status; Group										
1130A	PoleOpenCurent	A	0.05	1.00	0.01	0.20	150	0.20	150	
1131A	PoleOpenVoltage	V	2	70	1	12.00	26400	12.00	26400	
1132A	SI Time all CI.	sec	0.01	30.00	0.01	0.06	-	0.06	-	
1133A	mInmal time for line open before SOTF	sec	0.01	30.00	0.01	0.25	-	0.25	-	
1134	Line Closure		Manual Close BI only			Cbaux OR	-	Cbaux OR	-	
			Current OR Voltage or Manual clos BI			current OR	-	current OR	-	
			Cbaux OR Current or Manual clos BI			M.C.Bi	-	M.C.Bi	-	
			Current flow or Manual close BI							
1135	Reset Trip CMD		with PoleOpenCurrent Threshold only			PoleOpenC	-	PoleOpenC	-	
			with Cbaux AND PoleOpenCurrent			urrent	-	urrent	-	
1136	Open pole detector		OFF			with meas	-	with meas	-	
			with Cbaux and PoleOpenCurent			(U/I, Trip,	-	(U/I, Trip,	-	
			with meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)			Pickup,	-	Pickup,	-	
1140A	I-CTsat. Thres.	A	0.20	50.00	0.01	20.00	15000	20.00	15000	
1150A	Seal-in Time after MANUAL Closures	sec	0.01	30.00	0.01	0.30	-	0.30	-	
1151	Manual CLOSE COMMAND generation		1- with Synchronism-check			without	-	without	-	
			2- without Synchronism-check			synchron	-	synchron	-	
			3- NO							
Datos del Sistema 2; Trip 1/ 3-pole; Group										
1155	3pole coupling		1- with Pickup			With trip	-	With trip	-	
			2- with Trip							
1156A	Trp2phFit.		1- 3pole			3pole	-	3pole	-	
			2- 1pole, leading phase							
			3- 1pole, lagging phase							

21 PROTECCION DE DISTANCIA										
Distance Protection; General; Group										
1201	FCT Distance	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
1202	Minimum Iph>	A	0.10	4.00	0.01	0.20	150	0.20	150	
1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-	
1208	Series compensated line	-	NO YES			NO	-	NO	-	
1215	Paral.Line Comp	-	NO YES			-	-	-	-	
1232	SOTF zone	-	1- with Pickup 2- with Zone Z1B 3- Inactive			with Zone Z1B	-	with Zone Z1B	-	
1241	R load (phase-E)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	-	
1242	f load (phase-E)	grad.	20.00	60.00	1.00	45.00	-	45.00	-	
1243	R load(phase-phase)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	-	
1244	pload (phase-phase)	grad.	20.00	60.00	1.00	45.00	-	45.00	-	
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO YES			NO	-	NO	-	
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. Or ext.)	-	NO YES			NO	-	NO	-	
Distance Protection; Ground faults; Group										
1203	3I0> Threshold	A	0.05	4.00	0.01	0.10	75	0.10	75	
1204	3U0> Threshold	V	1.00	100.00	1.00	3.00	6600	3.00	6600	
1207A	3I0>/ Iphmax	-	0.05	0.30	0.01	0.10	-	0.10	-	
1209A	criterion of earth fault recognition	-	1- 3I0> OR 3U0> 2- 3I0> AND 3U0>			1.00	-	1.00	-	
1221A	2Ph-E faults	-	1- block leading ph-e loop 2- block lagging ph-e loop 3- all loops 4- only phase-phase loops 5- only phase-earth loops			3.00	-	3.00	-	
21 AJUSTES DE LA CARACTERISTICA POLIGONAL										
Distance Protection; Time Delays; Group										
1210	Z1 Condition for zone timer start	-	1- with distance pickup 2- with zone pickup			1.00	-	1.00	-	
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1325	T3 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-	
1335	T4 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-	
1345	T5 delay	sec	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-	
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
Distance zones (quadrilateral); Zone Z1; Group										
1301	Op. mode Z1	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-	
1302	R(Z1) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.001	20.450	59.99	20.450	59.99	
1303	X(Z1)	ohm	0.05	250.00	0.001	28.410	83.34	28.410	83.34	
1304	RE(Z1) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.001	39.200	114.99	39.200	114.99	
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1307	Zone Reduction	grad.	0.00	30.00	1.00	0.00	-	0.00	-	
Distance zones (quadrilateral); Zone Z1B-exten.; Group										
1351	Op. mode Z1B	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-	
1352	R(Z1B) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.001	20.450	59.99	20.450	59.99	
1353	X(Z1B)	ohm	0.05	250.00	0.001	40.100	117.63	40.100	117.63	
1354	RE(Z1B) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.001	39.200	114.99	39.200	114.99	
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
1357	1st AR → Z1B	-	NO YES			YES	-	YES	-	
Distance zones (quadrilateral); Zone Z2; Group										
1311	Op. mode Z2	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-	
1312	R(Z2) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.001	20.450	59.99	20.450	59.99	
1313	X(Z2)	ohm	0.05	250.00	0.001	40.100	117.63	40.100	117.63	
1314	RE(Z2) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.001	39.200	114.99	39.200	114.99	
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-	
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO YES			NO	-	NO	-	
Distance zones (quadrilateral); Zone Z3; Group										
1321	Op. mode Z3	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Forward	-	Forward	-	
1322	R(Z3) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.001	20.450	59.99	20.450	59.99	
1323	X(Z3)	ohm	0.05	250.00	0.001	51.140	150.01	51.140	150.01	
1324	RE(Z3) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.001	39.200	114.99	39.200	114.99	
1325	T3 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-	

Distance zones (quadrilateral); Zone Z4; Group										
1331	Op. mode Z4	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Reverse	-	Reverse	-	
1332	R(Z4) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.001	2.750	8.07	2.750	8.07	
1333	X(Z4)	ohm	0.05	250.00	0.001	0.460	1.35	0.460	1.35	
1334	RE(Z4) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.001	2.750	8.07	2.750	8.07	
1335	T4 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-	
Distance zones (quadrilateral); Zone Z5; Group										
1341	Op. mode Z5	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Non-Directional	-	Non-Directional	-	
1342	R(Z5) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.001	22.500	66.00	22.500	66.00	
1343	X(Z5)+	ohm	0.05	250.00	0.001	56.250	165.00	56.250	165.00	
1344	RE(Z5) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.001	43.130	126.51	43.130	126.51	
1345	T5 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	Infinito	-	Infinito	-	
1346	X(Z5)-	ohm	0.05	250.00	0.001	17.050	50.01	17.050	50.01	
85/21 ESQUEMAS DE TELEPROTECCION										
Pilot Prot. for Distance prot.; Group										
2101	FCT Telep. Dis.	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
2102	Type of Line	-	1- Two Terminals 2- Three Terminals			two terminals	-	two terminals	-	
2103A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.10	-	0.10	-	
50/50 CIERRE SOBRE FALLA POR ALTA CORRIENTE										
Instantaneous High Speed SOTF; Group										
2401	50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
2404	> 50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	A	1.00	25.00		2.50	1875	2.50	1875	
50/51 SOBRECORRIENTE BACKUP										
Group										
2601	Operating mode	-	1- ON 2- Only Act. with Loss of VT 3- OFF			ON	-	ON	-	
2630	Iph> STUB	A	0.10	25.00		0.20	150	0.20	150	
2631	T Iph STUB	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
2632	I3I0> STUB	A	0.05	25.00		0.20	150	0.20	150	
2633	T I3I0 STUB	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-	
2634	I-STUB Telep/B1	-	NO YES			NO	-	NO	-	
2635	I-STUB SOTF	-	NO YES			NO	-	NO	-	
67N DIRECCIONAL DE TIERRA										
50N/ 51N Ground OverCurrent; General; Group										
3101	FCT EarthFRO/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
3102	BLOCK for Dist.	-	with every Pickup with single-phase Pickup with multi-phase Pickup NO			with every Pickup	-	with every Pickup	-	
3174	BLOCK for Pickup 21.	-	In each zone In Z1 In zone Z1/Z1B			In zone Z1/Z1B	-	In zone Z1/Z1B	-	
3103	BLOCK 1pDeadTim	-	YES NO			YES	-	YES	-	
3104A	Iph-STAB. Slope	%	0	30	1	10	-	10	-	
3105	3I0Min Teleprot	A	0.01	1.00	0.01	0.10	75	0.10	75	
3109	Single pole trip with earth ft. prot.	-	YES NO			YES	-	YES	-	
3170	2nd InrushRest	%	10.00	45.00		15.00	-	15.00	-	
3171	I _{max} InrushRest	A	0.50	25.00		7.50	5625	7.50	5625	
3172	SOTF Op. Mode	-	with Pickup (non-direct.) with Pickup and direction			with Pkck.and.di	-	with Pkck.and.di	-	
3173	SOTF Time DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
50N/ 51N Ground OverCurrent; 50N-1; Group										
3110	Op. mode 3I0>>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-	
50N/ 51N Ground OverCurrent; 50N-2; Group										
3120	Op. mode 3I0>>>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-	
3121	3I0>>>	A	0.20	25.00	0.10	1.60	1200	1.60	1200	
3122	T 3I0>>>	sec	0.00	30.00	0.01	0.25	-	0.25	-	
3123	3I0>>> Telep/B1	-	NO YES			NO	-	NO	-	
3124	3I0>>>SOTF-Trip	-	NO YES			YES	-	YES	-	
3125	Inrush Blocking	-	NO YES			NO	-	NO	-	

50N/ 51N Ground OverCurrent; 50N-3; Group									
3130	Op. mode 3I0>	-	Forward			Forward	-	Forward	-
			Reverse						
			Non-Directional						
			Inactive						
3131	3I0>	A	0.20	25.00	0.01	0.10	75	0.10	75
3132	T 3I0>	sec	0.00	30.00	0.01	30.00	-	30.00	-
3133	3I0> Telep/BI	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3134	3I0>SOTF-Trip	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3135	Inrush Blocking	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 51N Inverse Time									
3140	Op. mode 3I0p	-	Forward			Forward	-	Forward	-
			Reverse						
			Non-Directional						
			Inactive						
3141	3I0p PICKUP	A	0.05	25.00	0.01	0.16	120	0.16	120
3142	3I0p MinT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3143	3I0p Time Dial	sec	0.05	3.00	0.01	0.16	-	0.16	-
3144	3I0p Time Dial	-	0.50	15.00	0.10	-	-	-	-
3145	3I0p Time Dial	sec	0.05	15.00	0.01	-	-	-	-
3146	3I0p Max T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3147	Add. T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
3148	3I0p Telep/BI	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3149	3I0p SOTF-Trip	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3150	3I0p InrushBlk	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3151	IEC Curve	-	Normal Inverse			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Long Time Inverse						
3152	ANSI Curve	-	Inverse			-	-	-	-
			Short Inverse						
			Long Inverse						
			Moderately Inverse						
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Definite Inverse						
50N/ 51N Ground OverCurrent; Direction; Group									
3160	POLARIZATION	-	By zero sequence power			with Uo+IY	-	with Uo+IY	-
			with IY (transf. Star point curr)			(dual pol)		(dual pol)	
			with Uo+IY (dual polarized)						
			with Uo+ IY or U2						
			with U2 and I2 (neg.seq)						
3162A	Dir. ALPHA	grad.	0.00	360.00	1.00	338.00	-	338.00	-
3163A	Dir. BETA	grad.	0.00	360.00	1.00	122.00	-	122.00	-
3164	3U0>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3165	IY>	A	0.05	1.00	0.01	-	-	-	-
3166	3U2>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3167	3I2>	A	0.05	1.00		0.05	37.5	0.05	37.5
3168	Compensation angle PHI comp. For Sr	grad.	0.00	360.00		255.00	-	255.00	-
3169	Forward direction power treshold	VA				0.30	-	0.30	-
ES/67N ESQUEMA DE TELEPROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA									
Pilot Prot. Grad. OverCurrent; Group									
3201	FCT Telep. E/F	-	ON			ON	-	ON	-
			OFF						
3202	Line Config.	-	1- Two Terminals			1.00	-	1.00	-
			2- Three Terminals						
3203A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-
3207	Delay for alarm	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3208	Release Delay	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3208A	TrBlk Duration external fault	sec	0.00	30.00	0.01	0.03	-	0.03	-
3210A	TrBlk Blk T after ext ft	sec	0.00	30.00	0.01	0.20	-	0.20	-
3113A	Dis transient block by EF	-	YES-NO			YES	-	YES	-

SUBESTACIÓN : CAMPO ARMIÑO
CIRCUITO : LINEA L-2218 (PACHACHACA – CAMPO ARMIÑO) 220KV
RELE : SIEMENS 7SA612

DESCRIPCIÓN DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO		
ANSI	COB	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	M/N	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	
VALORES DE AJUSTE											
GENERAL			Disp.s/interr.:								
Campo Funcional											
103		Setting Group Change Option	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	
110		Trip mode	-		3pole only 1-/3pole		1-/3pole	-	1-/3pole	-	
114		21 Distance Protection pickup program	-		Z< (quadrilat.) I> (overcurr.) U/I U/ I <phi> Disabled		Z< (quadrilat.)	-	Z< (quadrilat.)	-	
120		66 Power Swing detection	-		Enabled Disabled		Enabled	-	Enabled	-	
121		85-21 Pilot Protección for Distance prot.	-		PUTT (Z1B) PUTT (PICKUP) POTT DR.COMP.PICKUP UNBLOCKING BLOCKING REV.INTERLOCK PILOT WIRE COMP. Disabled		PUTT (Z1B)	-	PUTT (Z1B)	-	
122		DTT Direct Transfer Trip	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	
124		50HS Instantaneous High Speed SOTF	-		Enabled Disabled		Enabled	-	Enabled	-	
125		Weak Infeed (Trip and/or Echo)	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	
126		50(N)/ 51(N) Backup OverCurrent	-		Disabled TOC IEC TOC ANSI		Disabled	-	Disabled	-	
130		SENS.EARTH FAULT	-		Enabled Disabled		-	-	-	-	
131		50N/ 51N Ground OverCurrent	-		Disabled TOC IEC TOC ANSI TOC Logarithm. Definite Time U0 Inverse		TOC IEC	-	TOC IEC	-	
132		85-67N Pilot Protection Gnd. OverCurrent	-		Directional Comparison Pickup UNBLOCKING BLOCKING Disabled		Direct. Compar. Pickup	-	Direct. Compar. Pickup	-	
133		79 Auto-Reclose Function	-		Disabled 1AR-cycle 2AR-cycles 3AR-cycles 4AR-cycles 5AR-cycles 6AR-cycles 7AR-cycles 8AR-cycles ADT		1AR-cycle	-	1AR-cycle	-	
134		Auto-Reclose control mode	-		Pickup with Action time Pickup without Action time With Trip Action time Without Trip Action time		with trip action time	-	with trip action time	-	
135		25 Synchronism and Voltage Check	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	
136		81 Over/Underfrequency Protection	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	
137		27, 59 Under/ Overvoltage Protection	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	
138		Fault Locator	-		Enabled Disabled		Enabled	-	Enabled	-	
139		50BF Breaker Failure Protection	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	
140		74TC Trip Circuit Supervision	-		Disable 1trip circuits 2trip circuits 3trip circuits		Disabled	-	Disabled	-	
142		49 Thermal Overload Protection	-		Enabled Disabled		Disabled	-	Disabled	-	

Datos del Sistema 1; Group Transformers										
201	CT Starpoint	-	towards Line			towards line	-	towards line	-	
			towards Busbar							
203	Unom PRIMARY	kV	1.00	1200.00	1.00	220	-	220	-	
204	Unom SECONDARY	V	80.00	125.00	1.00	100	-	100	-	
205	CT PRIMARY	A	10.00	5000.00	1.00	600	-	600	-	
206	CT SECONDARY	A	1.00 5.00			1	-	1	-	
210	U4 transformer	-	not connected			Usy2 transform.	-	Usy2 transform.	-	
			Udelta transformer							
			Usy2 transformer							
			Ux reference transformer							
211	Uph / Udelta	-	0.10	9.99	0.10	1.73	-	1.73	-	
212	Usync connected	-	L1-E L2-E L3-E L1-L2 L2-L3 L3-L1			-	-	-	-	
214A	ang. Usync-Uline	grad.	0.00	360.00	1.00	-	-	-	-	
215	Uline / Usync	-	0.80	1.20	0.10	1.00	-	1.00	-	
220	I4 transformer	-	not connected			not connected	-	not connected	-	
			Neutral curren. prot. line							
			Neutral curren. parallel line							
			Starp. Curr. or earth transf							
221	I4/Iph CT	-	0.01	5.00	0.01	1.00	-	1.00	-	
Datos del Sistema 1; Group Power System										
207	System Starpoint is	-	Isolated Peterson-Coil Solid Earthed			Solid Earthed	-	Solid Earthed	-	
230	Rated Frequency	Hz	50.00 60.00			60.00	-	60.00	-	
235	PHASE SEQ.	-	L1 L2 L3 L1 L3 L2			L1 L2 L3	-	L1 L2 L3	-	
236	Distance Unit	-	km Miles			km	-	km	-	
237	Format Z0/Z1	-	RE/RL & XE/XL K0 & angle(K0)			RE/RL & XE/XL	-	RE/RL & XE/XL	-	
238A	Earth Fault O/C: Setting for 1 pole AR.	-	All stages together stages separately			stages separately	-	stages separately	-	
Datos del Sistema 2; Group Power System										
1103	FullScaleVolt	kV	1.00	1200.00	1.00	-	220	-	220	
1104	FullScaleCurr.	A	10.00	5000.00	1.00	-	600	-	600	
1105	Line Angle	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-	
1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-	
1107	P,Q operational measured value sign	-	1- not reversed 2- reversed			not reversed	-	not reversed	-	
1110	x- Line Reactance per length unit	ohm/km	0.005	6.50	0.001	0.1369	0.5020	0.1369	0.5020	
1111	Line Length	km	1.00	1000.00	1.00	195.10	-	195.10	-	
1116	RE/RL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	1.49	-	1.49	-	
1117	XE/XL(Z1)	-	-0.33	7.00	0.01	0.68	-	0.68	-	
1118	RE/RL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	1.49	-	1.49	-	
1119	XE/XL(Z1B..Z5)	-	-0.33	7.00	0.01	0.68	-	0.68	-	
Datos del Sistema 2; Group Line Status										
1130A	PoleOpenCurrent	A	0.05	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60	
1131A	PoleOpenVoltage	V	2.00	70.00	1.00	30.00	66000	30.00	66000	
1132A	SI Time all CI.	sec	0.01	30.00	0.01	0.05	-	0.05	-	
1133A	minimal time for line open before SOTF	sec	0.01	30.00	0.01	0.25	-	0.25	-	
1134	Line Closure	-	Manual Close BI only Current OR Voltage or Manual clos BI CBaux OR Current or Manual clos BI Current flow or Manual close BI			Current or Voltage or M.C.BI	-	Current or Voltage or M.C.BI	-	
1135	Reset Trip CMD	-	with PoleOpenCurrent Threshold only with CBaux AND PoleOpenCurrent			w Pol.Op Curr. Thres only	-	w Pol.Op Curr. Thres only	-	
1136	Open pole detector	-	OFF with CBaux and PoleOpenCurrent with meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)			w meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)	-	w meas (U/I, Trip, Pickup, Cbaux)	-	
1140A	I-CTsat. Thres.	A	0.20	50.00	0.01	20.00	12000	20.00	12000	
1150A	Seal-In Time after MANUAL Closures	sec	0.01	30.00	0.01	0.30	-	0.30	-	
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	-	1- with Synchronism-check 2- without Synchronism-check 3- NO			without synchro check	-	without synchro check	-	
1152	MANUAL Close impulse after CONTROL	-	1- <none> 2-			<none>	-	<none>	-	
Datos del Sistema 2; Group Trip 1-3 pole										
1155	3pole coupling	-	1- with Pickup 2- with Trip			With trip	-	With trip	-	
1156A	Trip2phFit	-	1- 3pole 2- 1pole, leading phase 3- 1pole, lagging phase			3pole	-	3pole	-	
21	PROTECCION DE DISTANCIA									
Distance Protection; Group General										
1201	#CT Distance	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
1202	Minimum Iph>	A	0.10	4.00	0.01	0.20	120	0.20	120	

1211	Angle of inclination, distance charact.	grad.	30.00	89.00	1.00	83.00	-	83.00	-
1208	Series compensated line	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
1215	Paral.Line Comp	-	NO			-	-	-	-
			YES						
1232	SOTF zone	-	1- with Pickup			with Zone Z1B	-	with Zone Z1B	-
			2- with Zone Z1B						
			3- Inactive						
1241	R load (phase-E)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1242	fi load (phase-E)	grad.	20.00	60.00	1.00	45.00	-	45.00	-
1243	R load (phase-phase)	ohm	0.10	250.00	0.01	infinito	infinito	infinito	infinito
1244	φ load (phase-phase)	grad.	20.00	60.00	1.00	45.00	-	45.00	-
1317A	Trtp 1pole Z2-	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. Or ext.)	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance Protection; Group Ground faults									
1203	3I0> Threshold	A	0.05	4.00	0.01	0.10	60	0.10	60
1204	3U0> Threshold	V	1.00	100.00	1.00	1.00	2200	1.00	2200
1207A	3I0>/ Iphmax	-	0.05	0.30	0.01	0.10	-	0.10	-
1209A	criterion of earth fault recognition	-	1- 3I0> OR 3U0>			3I0>	-	3I0>	-
			2- 3I0> AND 3U0>			OR		OR	
			3-			3U0>		3U0>	
			4-						
			5-						
1221A	2Ph-E faults	-	1- block leading ph-e loop			all loops	-	all loops	-
			2- block lagging ph-e loop						
			3- all loops						
			4- only phase-phase loops						
			5- only phase-earth loops						
21 AJUSTES DE LA CARACTERÍSTICA POLIGONAL									
Distance Protection; Group Time Delays									
1210	Z1 Condition for zone timer start	-	1- with distance pickup			with distance pickup	-	with distance pickup	-
			2- with zone pickup						
			3-						
			4-						
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1325	T3 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-
1335	T4 delay	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-
1345	T5 delay	sec	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1									
1301	Op. mode Z1	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1302	R(Z1) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	16.364	60.00	16.364	60.00
1303	X(Z1)	ohm	0.05	250.00	0.01	21.387	78.42	21.387	78.42
1304	RE(Z1) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	31.364	115.00	31.364	115.00
1305	T1-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1306	T1-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1307	Zone Reduction	grad.	0.00	30.00	1.00	3	-	3	-
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1B-exten.									
1351	Op. mode Z1B	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1352	R(Z1B) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	16.364	60.00	16.364	60.00
1353	X(Z1B)	ohm	0.05	250.00	0.01	34.988	128.29	34.988	128.29
1354	RE(Z1B) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	31.364	115.00	31.364	115.00
1355	T1B-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1356	T1B-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
1357	1st AR -> Z1B	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z2									
1311	Op. mode Z2	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1312	R(Z2) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	16.364	60.00	16.364	60.00
1313	X(Z2)	ohm	0.05	250.00	0.01	33.194	121.71	33.194	121.71
1314	RE(Z2) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	31.364	115.00	31.364	115.00
1315	T2-1phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1316	T2-multi-phase	sec	0.00	30.00	0.01	0.40	-	0.40	-
1317A	Trip 1pole Z2	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z3									
1321	Op. mode Z3	-	1- Forward			Forward	-	Forward	-
			2- Reverse						
			3- Non-Directional						
			4- Inactive						
1322	R(Z3) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	16.364	60.00	16.364	60.00
1323	X(Z3)	ohm	0.05	250.00	0.01	34.988	128.29	34.988	128.29
1324	RE(Z3) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	31.364	115.00	31.364	115.00
1325	T3 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.00	-	1.00	-

Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z4										
1331	Op. mode Z4	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Reverse	-	Reverse	-	
1332	R(Z4) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	5.727	21.00	5.727	21.00	
1333	X(Z4)	ohm	0.05	250.00	0.01	1.909	7.00	1.909	7.00	
1334	RE(Z4) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	5.727	21.00	5.727	21.00	
1335	T4 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	1.50	-	1.50	-	
Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z5										
1341	Op. mode Z5	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Non-Directional	-	Non-Directional	-	
1342	R(Z5) phase-phase	ohm	0.05	250.00	0.01	18.273	67.00	18.273	67.00	
1343	X(Z5)+	ohm	0.05	250.00	0.01	36.818	135.00	36.818	135.00	
1344	RE(Z5) phase-E	ohm	0.05	250.00	0.01	33.273	122.00	33.273	122.00	
1345	T5 DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	infinito	-	infinito	-	
1346	X(Z5)-	ohm	0.05	250.00	0.01	13.636	50.00	13.636	50.00	
21 ESQUEMAS DE TELEPROTECCION										
Group 85-21 Pilot Prot. for Distance prot.; Group										
2101	FCT Telep. Dis.	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
2102	Type of Line	-	1- Two Terminals 2- Three Terminals			two terminals	-	two terminals	-	
2103A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.10	-	0.10	-	
50 CIERRE SOBRE FALLA POR ALTA CORRIENTE										
Group 50HS Instantaneous High Speed SOTF; Group										
2401	50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
2404	> 50HS Instantaneous High Speed SOTF-O/C	A	1.00	25.00		2.00	1200	2.00	1200	
67M DIRECCIONAL DE TIERRA										
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group General										
3101	FCT EarthFltO/C	-	ON OFF			ON	-	ON	-	
3102	BLOCK for Dist.	-	with every Pickup with single-phase Pickup with multi-phase Pickup NO			with every pickup	-	with every pickup	-	
3174	BLOCK for Pickup 21.	-	in each zone in Z1 in zone Z1/Z1B			in zone Z1/Z1B	-	in zone Z1/Z1B	-	
3103	BLOCK 1pDeadTim	-	YES NO			-	-	-	-	
3104A	1ph-STAB Slope	%	0.00	30.00		10.00	-	10.00	-	
3105	3I0Min Teleprot	A	0.01	1.00	0.01	0.10	60	0.10	60	
3109	Single pole trip with earth flt. prot.	-	YES NO			-	-	-	-	
3170	2nd InrushRest	%	10.00	45.00		15.00	-	15.00	-	
3171	1max InrushRest	A	0.50	25.00		7.50	4500	7.50	4500	
3172	SOTF Op. Mode	-	with Pickup (non-direct.) with Pickup and direction			with pickp and direct	-	with pickp and direct	-	
3173	SOTF Time DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-	
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-1										
3110	Op. mode 3I0>>>	-	1- Forward 2- Reverse 3- Non-Directional 4- Inactive			Inactive	-	Inactive	-	
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-2										
3120	Op. mode 3I0>>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-	
3121	3I0>>	A	0.20	25.00	0.10	2.50	1500	2.50	1500	
3122	T 3I0>>	sec	0.00	30.00	0.01	0.25	-	0.25	-	
3123	3I0>> Telep/BI	-	NO YES			NO	-	NO	-	
3124	3I0>>SOTF-Trip	-	NO YES			NO	-	NO	-	
3125	Inrush Blocking	-	NO YES			NO	-	NO	-	
3126	Block 3I0>> during 1pole dead time	-	NO YES			YES	-	YES	-	
3127	Single pole trip with 3I0>>	-	NO YES			NO	-	NO	-	
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 50N-3										
3130	Op. mode 3I0>	-	Forward Reverse Non-Directional Inactive			Forward	-	Forward	-	
3131	3I0>	A	0.20	25.00	0.01	0.10	60	0.10	60	
3132	T 3I0>	sec	0.00	30.00	0.01	30.00	-	30.00	-	
3133	3I0> Telep/BI	-	NO YES			YES	-	YES	-	
3134	3I0>SOTF-Trip	-	NO YES			NO	-	NO	-	

3135	Inrush Blocking	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3136	Block 3I0> during 1pole dead time	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3137	Single pole trip wth 3I0>	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group 51N Inverse Time									
3140	Op. mode 3I0p	-	Forward			Forward	-	Forward	-
			Reverse						
			Non-Directional						
			Inactive						
3141	3I0p PICKUP	A	0.05	25.00	0.01	0.20	120	0.20	120
3142	3I0p MinT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3143	3I0p Time Dial	sec	0.05	3.00	0.01	0.28	-	0.28	-
3144	3I0p Time Dial	-	0.50	15.00	0.10	-	-	-	-
3145	3I0p Time Dial	sec	0.05	15.00	0.01	-	-	-	-
3146	3I0p MaxT-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3147	Add. T-DELAY	sec	0.00	30.00	0.01	0.00	-	0.00	-
3148	3I0p Telep/BI	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3149	3I0p SOTF-Trip	-	NO			NO	-	NO	-
			YES						
3150	3I0p InrushBk	-	NO			YES	-	YES	-
			YES						
3151	IEC Curve	-	Normal Inverse			Normal Inverse	-	Normal Inverse	-
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Long Time Inverse						
3152	ANSI Curve	-	Inverse			-	-	-	-
			Short Inverse						
			Long Inverse						
			Moderately Inverse						
			Very Inverse						
			Extremely Inverse						
			Definite Inverse						
Group 50N/ 51N Ground OverCurrent; Group Direction									
3160	POLARIZATION	-	By zero sequence power			with U0+IY	-	with U0+IY	-
			with IY (tranf. Star.point.curr)			(dual		(dual	
			with U0+IY (dual polarized)			polarized)		polarized)	
			with U0+ IY or U2						
			with U2 and I2 (neg.seq)						
3162A	Dir. ALPHA	grad.	0.00	360.00	1.00	338.00	-	338.00	-
3163A	Dir. BETA	grad.	0.00	360.00	1.00	122.00	-	122.00	-
3164	3U0>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3165	IY>	A	0.05	1.00	0.01	-	-	-	-
3166	3U2>	V	0.50	10.00		0.50	1100	0.50	1100
3167	3I2>	A	0.05	1.00		0.05	30	0.05	30
3168	Compensation angle PHI comp. For Sr	grad.	0.00	360.00		255.00	-	255.00	-
3169	Forward direction power treshold	va				0.26	-	0.26	-
ESQUEMA DE TELEPROTECCION DIRECCIONAL DE TIERRA									
Group 55-67N Pilot Prot. Grnd. OverCurrent; Group									
3201	FCT Telep. E/F	-	ON			ON	-	ON	-
			OFF						
3202	Line Config.	-	1- Two Terminals			two	-	two	-
			2- Three Terminals			terminals		terminals	
3203A	Send Prolong.	sec	0.00	30.00	0.01	0.10	-	0.10	-
3207	Delay for alarm	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3208	Release Delay	sec	0.00	30.00	0.01	-	-	-	-
3209A	TrBk Wait Time	sec	0.00	30.00	0.01	0.04	-	0.04	-
3210A	TrBk BlockTime	sec	0.00	30.00	0.01	0.20	-	0.20	-

SUBESTACIÓN : CAMPO ARMIÑO
CIRCUITO : LINEA L-2218 (PACHACHACA – CAMPO ARMIÑO) 220KV
RELE : SEL 421

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO A ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO		
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	
VALORES DE AJUSTE											
GLOBAL SETTINGS [Disp.s/Interr.:											
GENERAL GLOBAL SETTINGS											
SD		Station Identifier	-	-	-	-	SE CAMPO ARMIÑO	-	SE CAMPO ARMIÑO	-	
RD		Relay Identifier	-	-	-	-	SEL-421	-	SEL-421	-	
NUMBK		Number of Breakers In Scheme	-	-	1 - 2	-	1	-	1	-	
BID1		Breaker 1 Identifier	-	-	-	-	IN-2218	-	IN-2218	-	
BID2		Breaker 2 Identifier	-	-	-	-	-	-	-	-	
MFREQ		Nominal System Frequency	-	-	50 - 60	-	60	-	60	-	
PHROT		System Phase Rotation	-	-	ABC - ACB	-	ABC	-	ABC	-	
DATE F		Date Format	-	-	MDY - YMD - DMY	-	DMY	-	DMY	-	
GLOBAL ENABLES											
EGADVS		Advanced Global Settings	-	-	Y - N	-	N	-	N	-	
CURRENT AND VOLTAGE SOURCE SELECTION											
ESS		Current and Voltage Source Selection	-	-	Y, N, 1, 2	-	1	-	1	-	
LINEI		Line Current Source	-	-	IW	-	IW	-	IW	-	
ALINEI		Alternate Line Current Source	-	-	IX NA	-	NA	-	NA	-	
ALTI		Alternate Current Source	-	-	NA,....	-	-	-	-	-	
BK1I		Breaker 1 Current Source	-	-	IW	-	IW	-	IW	-	
BK2I		Breaker 2 Current Source	-	-	IX COMB, NA	-	-	-	-	-	
IPOL		Polarizing Current	-	-	IAX IBX ICX NA	-	NA	-	NA	-	
ALNEV		Alternate Line Voltage Source	-	-	VZ NA	-	NA	-	NA	-	
ALTV		Alternate Voltage Source	-	-	NA,	-	-	-	-	-	
LINE CONFIGURATION											
CTRW		Current Transformer Ratio - Input W	-	1	50000	1	600	-	600	-	
CTR X		Current Transformer Ratio - Input X	-	1	50000	1	600	-	600	-	
PTRY		Potential Transformer Ratio - Input Y	-	1	10000	1	2200	-	2200	-	
VNOMY		PT Nominal Voltage (L-L) - Input Y	-	60	300	1	100	-	100	-	
PTRZ		Potential Transformer Ratio - Input Z	-	1	10000	1	2200	-	2200	-	
VNOMZ		PT Nominal Voltage (L-L) - Input Z	-	60	300	1	100	-	100	-	
Z1MAG		Pos.-Sq. Line Impedance Magnitude	ohm	0.25	1275	0.01	26.93	98.74	26.93	98.74	
Z1ANG		Pos.-Sq. Line Impedance Angle	grados	5.00	90.00	0.01	83	-	83	-	
Z0MAG		Zero.-Sq. Line Impedance Magnitude	ohm	0.25	1275	0.01	83.02	304.41	83.02	304.41	
Z0ANG		Zero.-Sq. Line Impedance Angle	grados	5.00	90.00	0.01	78	-	78	-	
EFLOC		Fault Locator	-	-	Y - N	-	Y	-	Y	-	
LL		Line Length	-	0.10	999.00	0.01	195.1	-	195.1	-	
RELAY CONFIGURATION [Disp.s/Interr.:											
ECVT		Transient Detection	-	-	Y - N	-	N	-	N	-	
ELOP		Loss-Of-Potential Logic	-	-	Y - Y1 - N	-	Y1	-	Y1	-	
EADVS		Advanced Settings	-	-	Y - N	-	Y	-	Y	-	
PHASE DISTANCE ELEMENTS											
E21P		Mho Phase	-	-	N - 1 - 2 - 3 - 4 - 5	-	4	-	4	-	
Mho Phase Distance Element Reach											
Z1P		Mho phase Distance Element Reach Z1	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	22.89	83.93	22.89	83.93	
Z2P		Mho phase Distance Element Reach Z2	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	32.31	118.47	32.31	118.47	
Z3P		Mho phase Distance Element Reach Z3	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	5.38	19.73	5.38	19.73	
Z4P		Mho phase Distance Element Reach Z4	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	35	128.33	35	128.33	
Z5P		Mho phase Distance Element Reach Z5	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	-	0.00	-	0.00	
Mho Phase Distance Element Time Delay											
Z1PD		Mho phase Distance Element Time Delay Z1	Cycles	-	0.00 - 16000, OFF	-	0	-	0	-	
Z2PD		Mho phase Distance Element Time Delay Z2	Cycles	-	0.00 - 16000, OFF	-	24	-	24	-	
Z3PD		Mho phase Distance Element Time Delay Z3	Cycles	-	0.00 - 16000, OFF	-	90	-	90	-	
Z4PD		Mho phase Distance Element Time Delay Z4	Cycles	-	0.00 - 16000, OFF	-	60	-	60	-	
Z5PD		Mho phase Distance Element Time Delay Z5	Cycles	-	0.00 - 16000, OFF	-	-	-	-	-	
ESERCOMP		Series Compensation Line Logic	-	-	Y - N	-	-	-	-	-	
Series Compensation											
XC		Series Capacitor Reactance	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	-	0.00	-	0.00	
GROUND DISTANCE ELEMENTS											
E21MG		Mho Ground Distance Zones	-	-	N - 1 - 2 - 3 - 4 - 5	-	N	-	N	-	
E21XG		Quadrilateral Ground Distance Zones	-	-	N - 1 - 2 - 3 - 4 - 5	-	4	-	4	-	
Quad Ground Distance Element Reach											
XG1		Reactance Z1	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	21.37	78.36	21.37	78.36	
XG2		Reactance Z2	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	32.08	117.63	32.08	117.63	
XG3		Reactance Z3	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	5.34	19.58	5.34	19.58	
XG4		Reactance Z4	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	34.96	128.19	34.96	128.19	
XG5		Reactance Z5	ohm	-	0.25 - 320.00, OFF	-	-	-	-	-	
RG1		Resistance Z1	ohm	-	0.25 - 250.00	-	31.34	114.91	31.34	114.91	
RG2		Resistance Z2	ohm	-	0.25 - 250.00	-	31.34	114.91	31.34	114.91	
RG3		Resistance Z3	ohm	-	0.25 - 250.00	-	6.25	22.92	6.25	22.92	
RG4		Resistance Z4	ohm	-	0.25 - 250.00	-	31.34	114.91	31.34	114.91	
RG5		Resistance Z5	ohm	-	0.25 - 250.00	-	-	-	-	-	
XG POL		Quad Ground Polarizing Quantity	-	-	I2 IG	-	I2	-	I2	-	
YANG		Non-homogenous Correction Angle	(deg)	-	-40.0 - 40.0	-	0	-	-3	-	

Quad Ground Distance Element Time Delay									
Z1GD	Ground Distance Element Time Delay Z1	Cycles	0.00 - 16000, OFF	0	-	0	-	-	-
Z2GD	Ground Distance Element Time Delay Z2	Cycles	0.00 - 16000, OFF	24	-	24	-	-	-
Z3GD	Ground Distance Element Time Delay Z3	Cycles	0.00 - 16000, OFF	90	-	90	-	-	-
Z4GD	Ground Distance Element Time Delay Z4	Cycles	0.00 - 16000, OFF	60	-	60	-	-	-
Z5GD	Ground Distance Element Time Delay Z5	Cycles	0.00 - 16000, OFF	-	-	-	-	-	-
Zero-Sequence Compensation Factor									
K0M1	Zone1 ZSC Factor Magnitude	-	0.000-10.000, AUTO	0.696	-	0.696	-	-	-
K0A1	Zone1 ZSC Factor Angle	(deg)	-180.00 - 180.00	-7.39	-	-7.39	-	-	-
K0M	Forward Zones ZSC Factor Magnitude	-	0.000-10.000	0.696	-	0.696	-	-	-
K0A	Forward Zones ZSC Factor Angle	(deg)	-180.00 - 180.00	-7.39	-	-7.39	-	-	-
K0MR	Reverse Zones ZSC Factor Magnitude	-	0.000-10.000	0.696	-	0.696	-	-	-
K0AR	Reverse Zones ZSC Factor Angle	(deg)	-180.00 - 180.00	-7.39	-	-7.39	-	-	-
50H SWITCH-ONTO-FAULT									
ES0FT	Switch-Onto-Fault	-	Y - N	Y	-	Y	-	-	-
Switch-Onto-Fault-Scheme									
ESPSTF	Single-Pole Switch-onto-Fault	-	Y - N	N	-	N	-	-	-
EVRSY	Switch-onto-Fault Voltage Reset	-	Y - N	N	-	N	-	-	-
52AEND	52A Pole Open Time Delay (cycles In 0.125 Incr)	Cycles	0.00 - 16000, OFF	10	-	10	-	-	-
CLOSEND	CLSMON or 1 Pole Open Delay (cycles In 0.125 Incr)	Cycles	0.00 - 16000, OFF	OFF	-	OFF	-	-	-
SOTFD	Switch-onto-Fault Enable Duration	Cycles	0.50 - 16000, OFF	10	-	10	-	-	-
CLSMON	Close Signal Monitor (SELOGIC)	-	-	NA	-	NA	-	-	-
50M RESIDUAL GROUND INSTANTANEOUS OVERCURRENT									
ES0G	Res. Ground Inst/Def-Time O/C Elements	-	N - 1 - 2 - 3 - 4	1	-	2	-	-	-
Residual Ground Instantaneous Overcurrent 1									
50G1P	Residual Ground Overcurrent Level 1 Pickup	Amp	0.25 to 100.00, OFF	0.1	60.00	0.1	60.00	-	-
67G1D	Ground Definite-Time Overcurrent Level 1 Time Delay	Cycles	0.000 to 16000.000	0	-	0	-	-	-
67G1TC	Res. Ground Torque Control Level 1	SELOGI	-	32GF AND NOT	-	32GF AND NOT	-	-	-
Residual Ground Instantaneous Overcurrent 2									
50G2P	Residual Ground Overcurrent Level 2 Pickup	Amp	0.25 to 100.00, OFF	-	0.00	2.5	1500.00	-	-
67G2D	Ground Definite-Time Overcurrent Level 2 Time Delay	Cycles	0.000 to 16000.000	-	-	15	-	-	-
67G2TC	Res. Ground Torque Control Level 2	SELOGI	-	-	-	32GF	-	-	-
51 TIME OVERCURRENT									
E51S	Selectable Inv. Time O/C Elements	-	N - 1 - 2 - 3	1	-	1	-	-	-
Time Overcurrent 1									
51S1O 51S1	Operating Quantity	-	IA1, IA1, IA2, IB1, IB2, IC1, IC1, IC2, Imax1, Imax2, I1L, 3I2L, 3I0L	3I0L	-	3I0L	-	-	-
51S1P 51S1	Overcurrent Pickup	Amp	0.50 to 16.00	0.2	120.00	0.2	120.00	-	-
51S1C 51S1	Inverse Time O/C Curve	-	U1,U2,U3,U4,U5, C1,C2,C3,C4, C5	C1	-	C1	-	-	-
51S1TD 51S1	Inverse Time O/C Time Dial	-	0.50 to 15.00, U-Curve 0.05 to 1.00, C-Curve	0.28	-	0.28	-	-	-
51S1RS 51S1	Inverse Time O/C EM Reset	-	Y - N	N	-	N	-	-	-
51S1TC 51S1	Torque Control (SELOGIC)	SELOGI	-	32GF	-	32GF	-	-	-
67 DIRECTIONAL									
E32	E32 Directional Control	-	Y - AUTO	AUTO	-	AUTO	-	-	-
Zone/Level Direction									
DIR3	Zone/Level 3 Directional Control	-	F - R	R	-	R	-	-	-
DIR4	Zone/Level 4 Directional Control	-	F - R	F	-	F	-	-	-
DIR5	Zone/Level 5 Directional Control	-	F - R	-	-	-	-	-	-
E32	Directional Control	-	Y - Auto	-	-	-	-	-	-
Directional Control/Element Settings									
ORDER	Ground Dir. Element Priority (Combine Q,V,I)	-	I,Q,V	QVI	-	QVI	-	-	-
E32V	Zero-Sequence Voltage and Current Enable	SELOGI	-	1	-	1	-	-	-
8521 POTT/DCUB TRIP SCHEME									
ECCMM	Comm-Assisted Tripping	-	N, DCB, POTT, POTT2, POTT3, DCUB1, DCUB2	POTT	-	POTT	-	-	-
POTT Trip Scheme									
Z3RBD	Zone 3 Reverse Block Time Delay	cycles	0.00 16000 0.125	5	-	5	-	-	-
EBLKD	Echo Block Time Delay	cycles	0.00 16000 0.125	OFF	-	OFF	-	-	-
ETDPU	Echo Time Delay Pickup	cycles	0.00 16000 0.125	OFF	-	OFF	-	-	-
EDURD	Echo Duration Time Delay	cycles	0.00 16000 0.125	4	-	4	-	-	-
EWFC	Week Infeed Trip	-	Y - N - SP	N	-	N	-	-	-

SUBESTACIÓN
CIRCUITO
RELE

: LA JOYA
: TRANSFORMADOR DE POTENCIA T13 138/10 KV
: GE SR 745

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANSI	COO	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
1 CONFIGURACIÓN GENERAL							Disp.s/Interr.:			
Configuración General para Transformadores de 3 Arrollamientos										
FRECUENCIA NOMINAL			Hz	50 - 60			60.0		60.0	
FREQUENCY TRACKING			ENABLED		DISABLED		ENABLED		ENABLED	
SECUENCIA DE FASES			ABC		CAB		ABC		ABC	
GRUPO DE CONEXIONES			ZW; Y/y0°; Y/y180°; Y/d30°; Y/d150°;				Yd150		Yd150	
PERDIDA DE CARGA			kW	0	10000	1	12500		12500	
TENSION DEL BOBINADO DE BAJA TENSION			kV	> 5	1 a 5	> 1	> 5		> 5	
ARROLLAMIENTO 1										
TENSION EN KV			> 5 kV	0.1	2000.0	0.1	10.0		10.0	
			1 a 5	0.01	200.00	0.01	-		-	
			< 1 kV	0.001	20.000	0.001	-		-	
CARGA EN MVA			> 5 kV	0.1	2000.0	0.1	12.5		12.5	
			1 a 5	0.01	200.00	0.01	-		-	
			< 1 kV	0.001	20.000	0.001	-		-	
VALOR PRIMARIO DEL TRANSF. DE CORR. DE			A	1	50000	1	1200:5		1200:5	
VALOR PRIM. DEL TRANSF. DE CORR. NEUTRO.			A	1	50000	1	5:5		5:5	
RESISTENCIA SERIE TRIFASICA DEL BOBINADO			ohms	0.001	50.000	0.001	50.000		50.000	
ARROLLAMIENTO 2										
TENSION EN KV			> 5 kV	0.1	2000.0	0.1	138.0		138.0	
			1 a 5	0.01	200.00	0.01	-		-	
			< 1 kV	0.001	20.000	0.001	-		-	
CARGA EN MVA			> 5 kV	0.1	2000.0	0.1	12.5		12.5	
			1 a 5	0.01	200.00	0.01	-		-	
			< 1 kV	0.001	20.000	0.001	-		-	
VALOR PRIMARIO DEL TRANSF. DE CORR. DE			A	1	50000	1	100:5		100:5	
VALOR PRIM. DEL TRANSF. DE CORR. NEUTRO.			A	1	50000	1	5:5		5:5	
RESISTENCIA SERIE TRIFASICA DEL BOBINADO			ohms	0.001	50.000	0.001	50.000		50.000	
ARMONICOS										
CALCULO DE LA DISTORSION POR ARMONICOS			DISABLED		ENABLED		ENABLED		ENABLED	
MINIMA ARMONICA			-	2 nd	21 nd	1	3rd		3rd	
MAXIMA ARMONICA			-	2 nd	21 st	1	21 st		21 st	
ENTRADA DE TENSION										
SENSADO DE TENSION			DISABLED		ENABLED		ENABLED		ENABLED	
PARAMETROS DE ENTRADA			W1 Van - W1 Vbn - W1 Vcn - W1 Vbc - W1 Vca - W2 Van - W2 Vbn - W2 Vcn - W2 Vcb - W2 Vbc - W2 Vca - W3 Van - W3 Vbn - W3 Vcn - W3 Vcb - W3 Vca				W2 Van		W2 Van	
TENSION SECUNDARIA			V	60.0	120.0	0.1	100.0		100.0	
RELACION DE TRANSFORMACION			-	1	5000	1	1380		1380	
51 SOBRECORRIENTE ARROLLAMIENTO 1 Jado 10kV										
PHASE TIME OVERCURRENT FUNCTIONS										
SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA			DISABLED		ENABLED		ENABLED		ENABLED	
ARRANQUE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA			x CT	0.05	20.00	0.01	0.63		756.00	
CURVA DE SOBRECORRIENTE			EXTREMELY INVERSE				IEC CURVE A		IEC CURVE A	
			VERY INVERSE							
			NORMAL INVERSE							
			SHORT TIME INVERSE							
			DEFINITE TIME							
			IEC CURVE A							
			IEC CURVE B							
			IEC CURVE C							
			IEC SHORT INV							
			IAC EXT INV							
			IAC VERY INV							
			IAC INVERSE							
			IAC CHORT INV							
FLEX CURVE A										
FLEX CURVE B										
FLEX CURVE C										
SELECCIÓN DE TEMPOS DE LAS CURVAS			SEG	0.00	100.00	0.01	0.12		0.16	
RESET DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE			INSTANTANEUS	LINEAR			Instantaneo		Instantaneo	
BLOQUEO DE LA FUNCION			DISABLED				DISABLED		DISABLED	
			LOGC INPT 1 (2-16)							
			VIRT INPT 1 (2-16)							
			OUTPUT RLY 1 (2-8)							
			SELF TEST RLY 1							
			VIRT OUTPUT 1 (2-5)							
CORRECCION DE CURVAS POR ARMONICOS			DISABLED		ENABLED		-		-	
50 PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT										
PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT 1										
FUNCION SOBRECORRIENTE DE FASE			DISABLED		ENABLED		ENABLED		ENABLED	
ARRANQUE SOBRECORRIENTE INST. DE FASE 1			x CT	0.05	20.00	0.01	2.27		2724.00	
TEMPORIZACION SOBRECORRIENTE INST. FASE 1			mseg	0	60000	1	150		150	
BLOQUEO DE LA FUNCION			DISABLED				DISABLED		DISABLED	
			LOGC INPT 1 (2-16)							
			VIRT INPT 1 (2-16)							
			OUTPUT RLY 1 (2-8)							
			SELF TEST RLY 1							
			VIRT OUTPUT 1 (2-5)							

51 SOBRECORRIENTE ARROLLAMIENTO 2 lado 138kV									
PHASE TIME OVERCURRENT FUNCTIONS									
SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA		DISABLED			ENABLED			ENABLED	
ARRANQUE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA	x CT	0.05	20.00	0.01	0.68	68.00	0.68	68.00	
CURVA DE SOBRECORRIENTE					IEC CURVE A			IEC CURVE A	
	EXTREMELY INVERSE								
	VERY INVERSE								
	NORMAL INVERSE								
	SHORT TIME INVERSE								
	DEFINITE TIME								
	IEC CURVE A								
	IEC CURVE B								
	IEC CURVE C								
	IEC SHORT INV								
	IAC EXT INV								
	IAC VERY INV								
	IAC INVERSE								
	IAC CHORT INV								
FLEX CURVE A									
FLEX CURVE B									
FLEX CURVE C									
SELECCIÓN DE TIEMPOS DE LAS CURVAS	SEG	0.00	100.00	0.01	0.12			0.16	
RESET DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE	INSTANTANEUS	LINEAR			INSTAN			INSTAN	
BLOQUEO DE LA FUNCION					DISABLED			DISABLED	
	DISABLED								
	LOGC INPT 1 (2-16)								
	VIRT INPT 1 (2-16)								
	OUTPUT RLY 1 (2-8)								
	SELF TEST RLY 1								
VIRT OUTPUT 1 (2-5)									
CORRECCION DE CURVAS POR ARMONICOS	DISABLED	ENABLED			-			-	
50 PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT									
PHASE INSTANTANEOUS OVERCURRENT 1									
FUNCION SOBRECORRIENTE DE FASE		DISABLED			ENABLED			ENABLED	
ARRANQUE SOBRECORRIENTE INST. DE FASE 1	x CT	0.05	20.00	0.01	10.00	1000.00	10.00	1000.00	
TEMPORIZACION SOBRECORRIENTE INST. FASE 1	mseg	0	60000	1	100		100		
BLOQUEO DE LA FUNCION					DISABLED			DISABLED	
	DISABLED								
	LOGC INPT 1 (2-16)								
	VIRT INPT 1 (2-16)								
	OUTPUT RLY 1 (2-8)								
	SELF TEST RLY 1								
VIRT OUTPUT 1 (2-5)									
51N NEUTRAL TIME OVERCURRENT FUNCTIONS									
NEUTRAL TIME OVERCURRENT FUNCTIONS									
SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA DE NEUTRO		DISABLED			ENABLED			ENABLED	
ARRANQUE SOBRECORR. NEUTRO TEMPORIZADA	x CT	0.05	20.00	0.01	0.20	20.00	0.20	20.00	
CURVA DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO					IEC CURVE A			IEC CURVE A	
	EXTREMELY INVERSE								
	VERY INVERSE								
	NORMAL INVERSE								
	SHORT TIME INVERSE								
	DEFINITE TIME								
	IEC CURVE A								
	IEC CURVE B								
	IEC CURVE C								
	IEC SHORT INV								
	IAC EXT INV								
	IAC VERY INV								
	IAC INVERSE								
	IAC CHORT INV								
FLEX CURVE A									
FLEX CURVE B									
FLEX CURVE C									
SELECCIÓN DE TIEMPOS DE LAS CURVAS	SEG	0.00	100.00	0.01	0.25			0.35	
RESET DEL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE	INSTANTANEUS	LINEAR			INSTAN			INSTAN	
BLOQUEO DE LA FUNCION					DISABLED			DISABLED	
	DISABLED								
	LOGC INPT 1 (2-16)								
	VIRT INPT 1 (2-16)								
	OUTPUT RLY 1 (2-8)								
	SELF TEST RLY 1								
VIRT OUTPUT 1 (2-5)									
50N NEUTRAL INSTANTANEOUS OVERCURRENT FUNCTIONS 1									
NEUTRAL INSTANTANEOUS OVERCURRENT 1									
FUNCION SOBRECORRIENTE INST. DE NEUTRO		DISABLED			ENABLED			ENABLED	
ARRANQUE SOBRECORRIENTE INST. DE NEUTRO 1	x CT	0.05	20.00	0.01	10.00	1000.00	10.00	1000.00	
TEMPORIZACION SOBRECORRIENTE INST. NEUTRO	mseg	0	60000	1	100		100		
BLOQUEO DE LA FUNCION					DISABLED			DISABLED	
	DISABLED								
	LOGC INPT 1 (2-16)								
	VIRT INPT 1 (2-16)								
	OUTPUT RLY 1 (2-8)								
	SELF TEST RLY 1								
VIRT OUTPUT 1 (2-5)									

SUBESTACIÓN : LA JOYA
CIRCUITO : GENERADORES G1 Y G2, 5.626 MVA
RELE : GE SR 489

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
PHASE OVERCURRENT										
		Phase Overcurrent Trip	-	Latched, Unlatched			Latched		Latched	
		Phase Overcurrent Trip Relays	-				Relays 1-2-		Relays 1-2-	
		Enable Voltage Restraint	-	YES	NO		No		No	
		Phase Overcurrent Pickup	xCT	0.15	20.00	0.01	1.05	420.00	1.05	420.00
		Curve Shape	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE			IEC Curve A		IEC Curve A	
		Overcurrent Curve Multiplier	-	0.00	1000.00	0.01	0.2		0.2	
		Overcurrent Curve Reset	-	Instantaneous, Linear			Instantaneo		Instantaneo	
		Voltage Lower Limit	%	10.00	60.00		10		10	
NEGATIVE SEQUENCE										
		Negative Sequence Alarm	-	Latched, Unlatched			Latched		Latched	
		Negative Sequence Alarm Relays	-				Relay 5		Relay 5	
		Negative Sequence Alarm Pickup	%FLA	3.00	100.00	1.00	5% FLA		5% FLA	
		Negative Sequence Alarm Delay	seg	0.10	100.00	0.10	10		10	
		Negative Sequence Alarm Events	-	On	Off		On		On	
		Negative Sequence O/C Trip	-	Latched, Unlatched			Latched		Latched	
		Negative Sequence O/C Trip Relays	-				Relays 1-2-		Relays 1-2-	
		Negative Sequence O/C Trip Pickup	%FLA	3.00	100.00	1.00	20% FLA		20% FLA	
		Negative Sequence O/C Constant k	-	1.00	100.00	1.00	2		2	
		Negative Sequence O/C Max. Time	seg	10.00	1000.00	1.00	50		50	
		Negative Sequence O/C Reset Time	seg	0.00	999.90	0.01	30		30	
GROUND OVERCURRENT										
		Ground O/C Alarm	-	Latched, Unlatched			Unlatched		Unlatched	
		Ground O/C Alarm Relays	-				Relay 5		Relay 5	
		Ground O/C Alarm Pickup	xCT	0.05	20.00	0.01	0.05	0.25	0.05	0.25
		Ground O/C Alarm Delay	cycles	0.00	100.00	1.00	60		60	
		Ground O/C Alarm Events	-	On	Off		On		On	
		Ground O/C Trip	-	Latched, Unlatched			Latched		Latched	
		Ground O/C Trip Relays	-				Relays 1-2-		Relays 1-2-	
		Ground O/C Trip Pickup	xCT	0.05	20.00	0.01	0.1	0.50	0.1	0.50
		Ground O/C Curve Shape	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE			Definite Time		Definite Time	
		Ground O/C Curve Multiplier	seg	0.00	1000.00	0.01	1		1	
		Ground O/C Curve Reset	-	Instantaneous, Linear			Instantaneo		Instantaneo	
PHASE DIFFERENTIAL										
		Assign Trip Relays (1-4)	-				Relays 1-2-		Relays 1-2-	
		Differential Trip Min. Pickup	xCT	0.05	1.00	0.01	0.1	40.00	0.1	40.00
		Differential Trip Slope 1	%	1.00	100.00	1.00	20		20	
		Differential Trip Slope 2	%	1.00	100.00	1.00	50		50	
		Differential Trip Delay	cycles	0.00	100.00	1.00	0		0	
HIGH-SET PHASE OVERCURRENT										
		High-Set Phase O/C Trip	-	Latched, Unlatched			Latched		Latched	
		High-Set Phase O/C Trip Relays	-				Relays 1-2-		Relays 1-2-	
		High-Set Phase O/C Pickup	xCT	0.15	20.00	0.01	4.25	1700.00	5.5	2200.00
		High-Set Phase O/C Delay	seg	0.00	100.00	0.01	0.15		0.15	

SUBESTACIÓN : LA JOYA
CIRCUITO : LINEA L-1034 (LA JOYA - REPARTICIÓN) 138KV
RELE : GE D30

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO	
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO
VALORES DE AJUSTE										
CONFIGURACION DEL SISTEMA							Disp.s/nterr.:			
CURRENT BANK F1										
		PHASE CT F1 PRIMARY	A	1.00	65000.00	1.00		100		100
		PHASE CT F1 SECONDARY	A		1 - 5		5		5	
		GROUND CT F1 PRIMARY	A	1.00	65000.00	1.00		100		100
		GROUND CT F1 SECONDARY	A		1 - 5		5		5	
VOLTAGE BANK F5										
		PHASE VT F5 CONNECTION	-		Wye or Delta		Wye	-	Wye	-
		PHASE VT F5 SECONDARY	V	25.00	240.00	0.10	100.00	-	100.00	-
		PHASE VT F5 RATIO	-	1.00	24000.00	0.01	1380	-	1380	-
		AUXILIARY VT F5 CONNECTION	-		Vn,Vag,Vbg,Vvg,Vab,Vbc,Vca		Vag	-	Vag	-
		AUXILIARY VT F5 SECONDARY	V	25.00	240.00	0.10	100	-	100	-
		AUXILIARY VT F5 RATIO	-	1.00	24000.00	0.01	1380	-	1380	-
POWER SYSTEM										
		NOMINAL FREQUENCY	-		50 - 60		60	-	60	-
		PHASE ROTATION	-		ABC - ACB		ABC	-	ABC	-
		FREQUENCY AND PHASE REFERENCE	-		SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4		SRC 1	-	SRC 1	-
		FREQUENCY TRACKING	-		Disabled, Enabled		Enabled	-	Enabled	-
SOURCE 1										
		SOURCE 1 NAME	-		six alphanumeric characters		SRC 1	-	SRC 1	-
		SOURCE 1 PHASE CT	-		None, F1, F5, F1+F5		F1	-	F1	-
		SOURCE 1 GROUND CT	-		None, F1, F5, F1+F5		F1	-	F1	-
		SOURCE 1 PHASE VT	-		None, F1, F5, M1, M5		F5	-	F5	-
		SOURCE 1 AUXVT	-		None, F1, F5, M1, M5		None	-	None	-
SOURCE 2										
		SOURCE 2 NAME	-		six alphanumeric characters		-	-	-	-
		SOURCE 2 PHASE CT	-		None, F1, F5, F1+F5		None	-	None	-
		SOURCE 2 GROUND CT	-		None, F1, F5, F1+F5		None	-	None	-
		SOURCE 2 PHASE VT	-		None, F1, F5, M1, M5		None	-	None	-
		SOURCE 2 AUXVT	-		None, F1, F5, M1, M5		None	-	None	-
21 PROTECCION DE DISTANCIA										
LINE PICK UP										
FUNCTION	Habilitación de la Función		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
SOURCE	Fuente de Señal		-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4			SRC 1	-	SRC 1	-
IOC LINE PKP	Arranque del elemento de sobrecorriente instantánea		pu / A	0.000	30.000	0.001	1.700	170.000	1.700	170.000
UV PKP	Arranque del elemento de subtenión		pu / V	0.000	3.000	0.001	0.700	96600.000	0.700	96600.000
END OPEN PKP	Retardo pick up apertura final de línea		s	0.000	65.535	0.001	0.150	-	0.150	-
END OPEN RST	Retardo reset apertura final de línea		s	0.000	65.535	0.001	0.090	-	0.090	-
OV PKP DELAY	Retardo pick up del elemento de subtenión		s	0.000	65.535	0.001	0.040	-	0.040	-
AR CO-ORD	By pass de co-ordinación de recierre automático		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
AR CO-ORD	Retardo pick up elemento co-ordinación de recierre		s	0.000	65.535	0.001	0.045	-	0.045	-
AR CO-ORD RESET	Retardo reset elemento co-ordinación de recierre automático		s	0.000	65.535	0.001	0.005	-	0.005	-
TER OPEN	Terminal abierto		-	FlexLogic™ operand/Off			OFF	-	OFF	-
AR ACCEL.	Aceleración el recierre		-	FlexLogic™ operand/Off			OFF	-	OFF	-
TRIP	Disparo por el elemento de arranque		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
BLOCK	Elemento de Bloqueo		-	FlexLogic™ operand/Off			OFF	-	OFF	-
TARGET	Objetivo		-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-
EVENTS	Eventos		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DISTANCIA FASE ZONA 1										
FUNCTION	Habilitación de la Función		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DIRECTION	Direccionalidad		-	Forward, Reverse, Non-dir			Forward	-	Forward	-
SHAPE	Característica de la Curva		-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	-
XFMR VOL CONNECTION	Localización de la Fuente de Tensión		-	None,Dy1,Dy3,Dy5,Dy7,Dy9,Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7, Yd9,			None	-	None	-
XFMR CUR CONNECTION	Localización de la Fuente de Corriente		-	None,Dy1,Dy3,Dy5,Dy7,Dy9,Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7, Yd9,			None	-	None	-
REACH	Alcance de impedancia Z1		ohm	0.02	250.00	0.01	0.07	4.83	0.07	4.83
RCA	Ángulo característico de Z1		grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
	Rev Reach						0.02	-	0.02	-
	Rev Reach RCA						90.00	-	90.00	-
COMP LIMIT	Ángulo límite comparador de Z1		grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	87.00	-
DIR RCA	Ángulo característico supervisión direccional		grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	-
DIR COMP LIMIT	Ángulo límite comparador supervisión direccional		grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	-
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder, Quad only)		ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
RGT BLD RCA	Ángulo característico de Right Blinder		grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder, Quad only)		ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
LFT BLD RCA	Ángulo característico de Left Blinder		grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
SUPV	Pick up Corriente de supervisión línea a línea		tpu/A	0.050	30.000	0.001	0.20	20.000	0.20	20.000
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión		Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.00	0.000	0.00	0.000
DELAY	Retardo del elemento de distancia		s	0.000	65.535	0.001	0.00	-	0.00	-
BLK	Operando Flex Logic		-	On/Off			TRIP Z1 ON	-	TRIP Z1	-
TARGET	Objetivo		-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-
EVENTS	Eventos		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DISTANCIA FASE ZONA 2										
FUNCTION	Habilitación de la Función		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DIRECTION	Direccionalidad		-	Forward, Reverse, Non-dir			Forward	-	Forward	-
SHAPE	Característica de la Curva		-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	-
XFMR VOL CONNECTION	Localización de la Fuente de Tensión		-	None,Dy1,Dy3,Dy5,Dy7,Dy9,Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7, Yd9,			None	-	None	-

XFMR CUR CONNECTION	Localización de la Fuente de Corriente	-	None, Dy1, Dy3, Dy5, Dy7, Dy9, Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7, Yd9,			None	-	None	-
REACH	Alcance de impedancia Z2	ohm	0.02	250.00	0.01	0.18	12.42	0.18	12.42
RCA	Ángulo característico de Z2	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
	Rev Reach					0.02	-	0.02	-
	Rev Reach RCA					90.00	-	90.00	-
COMP LIMIT	Ángulo límite comparador de Z2	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
DIR RCA	Ángulo característico supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	-
DIR COMP LIMIT	Ángulo límite comparador supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	-
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
RGT BLD RCA	Ángulo característico de Right Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
LFT BLD RCA	Ángulo característico de Left Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
SUPV	Pick up Corriente de supervisión línea a línea	Ipu/A	0.050	30.000	0.001	0.20	20.000	0.20	20.000
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión	Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.00	0.000	0.00	0.000
DELAY	Retardo del elemento de distancia	s	0.000	65.535	0.001	0.40	-	0.40	-
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			TRIP Z1 ON	-	TRIP Z1	-
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DISTANCIA FASE ZONA 3									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DIRECTION	Direccionalidad	-	Forward, Reverse, Non-dir			Forward	-	Forward	-
SHAPE	Característica de la Curva	-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	-
XFMR VOL CONNECTION	Localización de la Fuente de Tensión	-	None, Dy1, Dy3, Dy5, Dy7, Dy9, Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7, Yd9,			None	-	None	-
XFMR CUR CONNECTION	Localización de la Fuente de Corriente	-	None, Dy1, Dy3, Dy5, Dy7, Dy9, Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7, Yd9,			None	-	None	-
REACH	Alcance de impedancia Z3	ohm	0.02	250.00	0.01	0.67	46.23	0.67	46.23
RCA	Ángulo característico de Z3	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
	Rev Reach					2.00	-	2.00	-
	Rev Reach RCA					90.00	-	90.00	-
COMP LIMIT	Ángulo límite comparador de Z3	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
DIR RCA	Ángulo característico supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	-
DIR COMP LIMIT	Ángulo límite comparador supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	-
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
RGT BLD RCA	Ángulo característico de Right Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
LFT BLD RCA	Ángulo característico de Left Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
SUPV	Pick up Corriente de supervisión línea a línea	Ipu/A	0.050	30.000	0.001	0.20	20.000	0.20	20.000
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión	Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.00	0.000	0.00	0.000
DELAY	Retardo del elemento de distancia	s	0.000	65.535	0.001	1.00	-	1.00	-
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			TRIP Z1 ON	-	TRIP Z1	-
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DISTANCIA TIERRA ZONA 1									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DIRECTION	Direccionalidad	-	Forward, Reverse, Non-dir			Forward	-	Forward	-
SHAPE	Característica de la Curva	-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	-
Z0/Z1 MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero	-	0.50	7.00	0.01	3.09	-	3.09	-
Z0/Z1 ANG	Ángulo Compensación de Secuencia cero	grados	-90.00	90.00	1.00	5.00	-	5.00	-
Z0M/Z1 MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero Mutua	-	0.00	7.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Z0M/Z1 ANG	Ángulo Compensación de Secuencia cero Mutua	grados	-90.00	90.00	1.00	0.00	-	0.00	-
REACH	Alcance de impedancia Tierra Z1	ohm	0.02	250.00	0.01	0.07	4.83	0.07	4.83
RCA	Ángulo característico Tierra de Z1	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
	Rev Reach					2.00	-	2.00	-
	Rev Reach RCA					85.00	-	85.00	-
POL CURRENT	Corriente de Polarización	-	Zero-seq, Neg-seq			Zero-seq	-	Zero-seq	-
NO-HOMOG ANG	Corrección del ángulo de la corriente de polarización	grados	-40.00	40.00	0.10	0.00	-	0.00	-
COMP LIMIT	Ángulo límite comparador Tierra de Z1	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
DIR RCA	Ángulo característico supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	-
DIR COMP LIMIT	Ángulo límite comparador supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	-
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
RGT BLD RCA	Ángulo característico de Right Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
LFT BLD RCA	Ángulo característico de Left Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
SUPV	Pick up Corriente de supervisión 3I0	Ipu/A	0.050	30.000	0.001	0.200	20.000	0.200	20.000
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión	Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
DELAY	Retardo del elemento de distancia de tierra	s	0.000	65.535	0.001	0.000	-	0.000	-
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			TRIP Z1 ON	-	TRIP Z1	-
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DISTANCIA TIERRA ZONA 2									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-
DIRECTION	Direccionalidad	-	Forward/Reverse			Forward	-	Forward	-
SHAPE	Característica de la Curva	-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	-
Z0/Z1 MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero	-	0.50	7.00	0.01	3.09	-	3.09	-
Z0/Z1 ANG	Ángulo Compensación de Secuencia cero	grados	-90.00	90.00	1.00	5.00	-	5.00	-
Z0M/Z1 MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero Mutua	-	0.00	7.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Z0M/Z1 ANG	Ángulo Compensación de Secuencia cero Mutua	grados	-90.00	90.00	1.00	0.00	-	0.00	-
REACH	Alcance de impedancia Tierra Z2	ohm	0.02	250.00	0.01	0.18	12.42	0.18	12.42
RCA	Ángulo característico Tierra de Z2	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
	Rev Reach					2.00	-	2.00	-
	Rev Reach RCA					85.00	-	85.00	-
POL CURRENT	Corriente de Polarización	-	Zero-seq, Neg-seq			Zero-seq	-	Zero-seq	-
NO-HOMOG ANG	Corrección del ángulo de la corriente de polarización	grados	-40.00	40.00	0.10	0.00	-	0.00	-

COMP LIMIT	Angulo límite comparador Tierra de Z2	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
DIR RCA	Angulo característico supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	-
DIR COMP LIMIT	Angulo límite comparador supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	-
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
RGT BLD RCA	Angulo característico de Right Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
LFT BLD RCA	Angulo característico de Left Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
SUPV	Pick up Corriente de supervisión 3I0	Ipu/A	0.050	30.000	0.001	0.200	20.000	0.200	20.000
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión	Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
DELAY	Retardo del elemento de distancia de tierra	s	0.000	65.535	0.001	0.400	-	0.400	-
BLK	Operando Flex Logic	-	-	On/Off	-	TRIP Z1 ON	-	TRIP Z1	-
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled	-	Self-reset	-	Self-reset	-	Self-reset
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled
DISTANCIA TIERRA ZONA 3									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled
DIRECTION	Direccionalidad	-	Forward/Reverse	-	Forward	-	Forward	-	Forward
SHAPE	Característica de la Curva	-	Mho/Quad	-	Quad	-	Quad	-	Quad
ZD/ZI MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero	-	0.50	7.00	0.01	3.09	-	3.09	-
ZD/ZI ANG	Angulo Compensación de Secuencia cero	grados	-90.00	90.00	1.00	5.00	-	5.00	-
Z0M/Z1 MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero Mutua	-	0.00	7.00	0.01	0.00	-	0.00	-
Z0M/Z1 ANG	Angulo Compensación de Secuencia cero Mutua	grados	-90.00	90.00	1.00	0.00	-	0.00	-
REACH	Alcance de impedancia Tierra Z3	ohm	0.02	250.00	0.01	0.67	46.23	0.67	46.23
RCA	Angulo característico Tierra de Z3	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
Rev Reach	Rev Reach	-	-	-	-	2.00	-	2.00	-
Rev Reach RCA	Rev Reach RCA	-	-	-	-	85.00	-	85.00	-
POL CURRENT	Corriente de Polarización	-	Zero-seq, Neg-seq	-	Zero-seq	-	Zero-seq	-	Zero-seq
NO-HOMOG ANG	Corrección del ángulo de la corriente de polarización	grados	-40.00	40.00	0.10	0.00	-	0.00	-
COMP LIMIT	Angulo límite comparador Tierra de Z3	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
DIR RCA	Angulo característico supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	-
DIR COMP LIMIT	Angulo límite comparador supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	-
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
RGT BLD RCA	Angulo característico de Right Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder, Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
LFT BLD RCA	Angulo característico de Left Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-
SUPV	Pick up Corriente de supervisión 3I0	Ipu/A	0.050	30.000	0.001	0.200	20.000	0.200	20.000
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión	Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
DELAY	Retardo del elemento de distancia de tierra	s	0.000	65.535	0.001	1.000	-	1.000	-
BLK	Operando Flex Logic	-	-	On/Off	-	TRIP Z1 ON	-	TRIP Z1	-
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled	-	Self-reset	-	Self-reset	-	Self-reset
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled
50/51 SOBRECORRIENTE DE FASES									
51 SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA TOC1									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4	-	SRC 1	-	SRC 1	-	SRC 1
INPUT	Programación de la Corriente de fase de entrada	-	Phasor/RMS	-	Phasor	-	Phasor	-	Phasor
PICKUP	Pick up de la Corriente temporizada	Ipu/A	0.000	30.000	0.001	0.680	68.000	0.680	68.000
CURVE	Tipo de Curva seleccionada	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE IAC: Extremely Inv., Very Inverse, Inverse, Short Inverse; OTHER: I2I, FlexCurves, Recloser Curves,	-	IEC Curve A	-	IEC Curve A	-	IEC Curve A
TD MULTIPLIER	Multiplicador de Tiempo	-	0.00	600.00	0.01	0.08	-	0.13	-
RESET	Modo de Reset	-	Instantaneous/Timed	-	Instantaneous	-	Instantaneo	-	Instantaneo
RESTRAINT	Restricción de Tensión	-	Disabled/Enabled	-	Disabled	-	Disabled	-	Disabled
BLOCK A	Operando Flex Logic	-	On/Off	-	PH DIR1 BLK	-	PH DIR1	-	PH DIR1
BLOCK B	Operando Flex Logic	-	On/Off	-	PH DIR1 BLK	-	PH DIR1	-	PH DIR1
BLOCK C	Operando Flex Logic	-	On/Off	-	PH DIR1 BLK	-	PH DIR1	-	PH DIR1
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled	-	Self-reset	-	Self-reset	-	Self-reset
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled
51 SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA TOC2									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4	-	SCR1	-	SCR1	-	SCR1
INPUT	Programación de la Corriente de fase de entrada	-	Phasor/RMS	-	Phasor	-	Phasor	-	Phasor
PICKUP	Pick up de la Corriente temporizada	Ipu/A	0.000	30.000	0.001	0.310	31.000	-	-0.000
CURVE	Tipo de Curva seleccionada	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE IAC: Extremely Inv., Very Inverse, Inverse, Short Inverse; OTHER: I2I, FlexCurves, Recloser Curves,	-	Define Time	-	Define Time	-	Define Time
TD MULTIPLIER	Multiplicador de Tiempo	-	0.00	600.00	0.01	0.00	-	0.00	-
67 SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE OC1									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4	-	SRC 1	-	SRC 1	-	SRC 1
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off	-	OFF	-	OFF	-	OFF
ECA	Angulo Característico del Elemento	grados	0	359	1	30	-	30	-
POL V1	Umbral de la Tensión de Polarización	Upu/V	0.000	3.000	0.001	0.700	96600	0.700	96600
BLOCK WHEN V	Operación requerida ante la expiración de Memoria de	-	Yes/No	-	NO	-	NO	-	NO
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled	-	Self-reset	-	Self-reset	-	Self-reset
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled	-	Enabled	-	Enabled	-	Enabled

50N/51N CORRIENTE DE TIERRA (RESIDUAL)										
51N SOBRECORRIENTE DE NEUTRO TEMPORIZADA TOC1										
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4			SRC 1	-	SRC 1	-	
INPUT	Programación de la Corriente de fase de entrada	-	Phasor/RMS			Phasor	-	Phasor	-	
PICKUP	Pick up de la Corriente temporizada	tpu/A	0.000	30.000	0.001	0.200	20.000		20.000	
CURVE	Tipo de Curva seleccionada	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE IAC: Extremely Inv., Very Inverse, Inverse, Short Inverse; OTHER: I2I, FlexCurves, Recloser Curves,			IEC Curve A	-	IEC Curve A	-	
TD MULTIPLIER	Multiplicador de Tiempo	-	0.00	600.00	0.01	0.22	-	0.29	-	
RESET	Modo de Reset	-	Instantaneous/Timed			Instantaneous	-	Instantaneo	-	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			NTRL DIR OC1	-	NTRL DIR	-	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
51N SOBRECORRIENTE DE NEUTRO TEMPORIZADA TOC2										
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Disabled	-	
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4			SCR1	-		-	
INPUT	Programación de la Corriente de fase de entrada	-	Phasor/RMS			Phasor	-		-	
PICKUP	Pick up de la Corriente temporizada	tpu/A	0.000	30.000	0.001	0.200	20.000		0.000	
CURVE	Tipo de Curva seleccionada	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE IAC: Extremely Inv., Very Inverse, Inverse, Short Inverse; OTHER: I2I, FlexCurves, Recloser Curves,			Define Time	-		-	
TD MULTIPLIER	Multiplicador de Tiempo	-	0.00	600.00	0.01	0	-		-	
67N SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO OC1										
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
SOURCE	Señal de Fuente	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4			SRC 1	-	SRC 1	-	
POLARIZING	Modo de Polarización	-	Voltage/Current/Dual			Voltage	-	Voltage	-	
POL VOLT	Tensión de Polarización	-	Calculated V0/Measured VX			Calculated V0	-	Calculated	-	
OP CURR	Corriente de Operación	-	Calculated 3I0/Measured IG			Calculated 3I0	-	Calculated	-	
POS SEQ	Restricción de Secuencia Positiva	-	0.00	0.50	0.001	0.063		0.063		
OFFSET	Impedancia de Compensación	ohm	0.00	250.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	
FWD ECA	Angulo Característico para "forward direction"	grados	-90	90	1	75	-	75	-	
FWD LIMIT ANGLE	Angulo límite simétrico para dirección forward del ECA	grados	40	90	1	90	-	90	-	
FWD PKP	Nivel de Pick Up de Sobrecorriente hacia delante	tpu/A	0.002	30.000	0.001	0.050	5.000	0.050	5.000	
REV LIMIT ANGLE	Angulo límite simétrico para dirección reverse del ECA	grados	40	90	1	90	-	90	-	
REV PKP	Nivel de Pick Up de Sobrecorriente hacia atrás	tpu/A	0.002	30.000	0.001	0.050	5.000	0.050	5.000	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	OFF	-	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
67N SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO OC2										
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
SOURCE	Señal de Fuente	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4			SCR1	-	SCR1	-	
POLARIZING	Modo de Polarización	-	Voltage/Current/Dual			Voltage	-	Voltage	-	
POL VOLT	Tensión de Polarización	-	Calculated V0/Measured VX			Calculated V0	-	Calculated	-	
OP CURR	Corriente de Operación	-	Calculated 3I0/Measured IG			Calculated 3I0	-	Calculated	-	
POS SEQ	Restricción de Secuencia Positiva	-	0.00	0.50	0.001	0.063		0.063		
OFFSET	Impedancia de Compensación	ohm	0.00	250.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	
FWD ECA	Angulo Característico para "forward direction"	grados	-90	90	1	75	-	75	-	
FWD LIMIT ANGLE	Angulo límite simétrico para dirección forward del ECA	grados	40	90	1	90	-	90	-	
FWD PKP	Nivel de Pick Up de Sobrecorriente hacia delante	tpu/A	0.002	30.000	0.001	0.050	5.000	0.050	5.000	
REV LIMIT ANGLE	Angulo límite simétrico para dirección reverse del ECA	grados	40	90	1	90	-	90	-	
REV PKP	Nivel de Pick Up de Sobrecorriente hacia atrás	tpu/A	0.002	30.000	0.001	0.050	5.000	0.050	5.000	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	OFF	-	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	

SUBESTACIÓN : REPARTICIÓN
CIRCUITO : LINEA L-1034 (LA JOYA - REPARTICIÓN) 138KV
RELE : GE D30

DESCRIPCION DE LOS AJUSTES							GRUPO 1 ACTUAL		GRUPO 1 PROPUESTO		
ANSI	COD	DESCRIPCION	UNIDAD	MIN	MAX	PASO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	
VALORES DE AJUSTE											
CONFIGURACION DEL SISTEMA											
CURRENT BANK F1											
		PHASE CT F1 PRIMARY	A	1.00	65000.00	1.00		100		100	
		PHASE CT F1 SECONDARY	A		1 - 5		5	-	5	-	
		GROUND CT F1 PRIMARY	A	1.00	65000.00	1.00		100		100	
		GROUND CT F1 SECONDARY	A		1 - 5		5	-	5	-	
VOLTAGE BANK F5											
		PHASE VT F5 CONNECTION	-		Wye or Delta		Wye	-	Wye	-	
		PHASE VT F5 SECONDARY	V	25.00	240.00	0.10	100.00	-	100.00	-	
		PHASE VT F5 RATIO	-	1.00	24000.00	0.01	1380	-	1380	-	
		AUXILIARY VT F5 CONNECTION	-		Vn,Vag,Vbg,Vcg,Vdb,Vdc,Vca		Vag	-	Vag	-	
		AUXILIARY VT F5 SECONDARY	V	25.00	240.00	0.10	100	-	100	-	
		AUXILIARY VT F5 RATIO	-	1.00	24000.00	0.01	1380	-	1380	-	
POWER SYSTEM											
		NOMINAL FREQUENCY	-		50 - 60		60	-	60	-	
		PHASE ROTATION	-		ABC - ACB		ABC	-	ABC	-	
		FREQUENCY AND PHASE REFERENCE	-		SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4		SRC 1	-	SRC 1	-	
		FREQUENCY TRACKING	-		Disabled, Enabled		Enabled	-	Enabled	-	
SOURCE 1											
		SOURCE 1 NAME	-		six alphanumeric characters		SRC 1	-	SRC 1	-	
		SOURCE 1 PHASE CT	-		None, F1, F5, F1+F5		F1	-	F1	-	
		SOURCE 1 GROUND CT	-		None, F1, F5, F1+F5		F1	-	F1	-	
		SOURCE 1 PHASE VT	-		None, F1, F5, M1, M5		F5	-	F5	-	
		SOURCE 1 AUXVT	-		None, F1, F5, M1, M5		None	-	None	-	
SOURCE 2											
		SOURCE 2 NAME	-		six alphanumeric characters		-	-	-	-	
		SOURCE 2 PHASE CT	-		None, F1, F5, F1+F5		None	-	None	-	
		SOURCE 2 GROUND CT	-		None, F1, F5, F1+F5		None	-	None	-	
		SOURCE 2 PHASE VT	-		None, F1, F5, M1, M5		None	-	None	-	
		SOURCE 2 AUXVT	-		None, F1, F5, M1, M5		None	-	None	-	
21		PROTECCION DE DISTANCIA									
LINE PICK UP											
FUNCTION	Habilitación de la Función		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
SOURCE	Fuente de Señal		-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC			SRC 1	-	SRC 1	-	
IOC LINE PKP	Arranque del elemento de sobrecorriente instantánea		pu / A	0.000	30.000	0.001	8.500	850	8.500	850	
UV PKP	Arranque del elemento de subtenión		pu / V	0.000	3.000	0.001	0.700	96600	0.700	96600	
END OPEN PKP	Retardo pick up apertura final de línea		s	0.000	65.535	0.001	0.150	-	0.150	-	
END OPEN RST	Retardo reset apertura final de línea		s	0.000	65.535	0.001	0.090	-	0.090	-	
OV PKP DELAY	Retardo pick up del elemento de subtenión		s	0.000	65.535	0.001	0.040	-	0.040	-	
AR CO-ORD	By pass de co-ordinación de recierre automático		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
AR CO-ORD	Retardo pick up elemento co-ordinación de recierre		s	0.000	65.535	0.001	0.045	-	0.045	-	
AR CO-ORD RESET	Retardo reset elemento co-ordinación de recierre automático		s	0.000	65.535	0.001	0.005	-	0.005	-	
TER. OPEN	Terminal abierto		-	FlexLogic™ operand/Off			OFF	-	OFF	-	
AR ACCEL.	Aceleración el recierre		-	FlexLogic™ operand/Off			OFF	-	OFF	-	
TRIP	Disparo por el elemento de arranque		-	Disabled/Enabled			-	-	-	-	
BLOCK	Elemento de Bloqueo		-	FlexLogic™ operand/Off			OFF	-	OFF	-	
TARGET	Objetivo		-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-	
EVENTS	Eventos		-	Disabled/Enabled			Disabled	-	Disabled	-	
DISTANCIA FASE ZONA 1											
FUNCTION	Habilitación de la Función		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
DIRECTION	Direccionalidad		-	Forward, Reverse, Non-dir			Forward	-	Forward	-	
SHAPE	Característica de la Curva		-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	-	
XFMR VOL CONNECTION	Localización de la Fuente de Tensión		-	None, Dy1, Dy3, Dy5, Dy7, Dy9, Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7,			None	-	None	-	
XFMR CUR CONNECTION	Localización de la Fuente de Corriente		-	None, Dy1, Dy3, Dy5, Dy7, Dy9, Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7,			None	-	None	-	
REACH	Alcance de impedancia Z1		ohm	0.02	250.00	0.01	0.07	4.83	0.07	4.83	
RCA	Ángulo característico de Z1		grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-	
COMP LIMIT	Ángulo límite comparador de Z1		grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-	
DIR RCA	Ángulo característico supervisión direccional		grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	-	
DIR COMP LIMIT	Ángulo límite comparador supervisión direccional		grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	-	
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder, Quad only)		ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10	
RGT BLD RCA	Ángulo característico de Right Blinder		grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-	
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder, Quad only)		ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10	
LFT BLD RCA	Ángulo característico de Left Blinder		grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	-	
SUPV	Pick up Corriente de supervisión línea a línea		Ip/A	0.050	30.000	0.001	0.20	20.000	0.20	20.000	
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión		Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.00	0.000	0.00	0.000	
DELAY	Retardo del elemento de distancia		s	0.000	65.535	0.001	0.00	-	0.00	-	
BLK	Operando Flex Logic		-	On/Off			OFF	-	OFF	-	
TARGET	Objetivo		-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	-	
EVENTS	Eventos		-	Disabled/Enabled			Disabled	-	Disabled	-	
DISTANCIA FASE ZONA 2											
FUNCTION	Habilitación de la Función		-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	
DIRECTION	Direccionalidad		-	Forward, Reverse, Non-dir			Forward	-	Forward	-	
SHAPE	Característica de la Curva		-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	-	
XFMR VOL CONNECTION	Localización de la Fuente de Tensión		-	None, Dy1, Dy3, Dy5, Dy7, Dy9, Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7,			None	-	None	-	
XFMR CUR CONNECTION	Localización de la Fuente de Corriente		-	None, Dy1, Dy3, Dy5, Dy7, Dy9, Dy11, Yd1, Yd3, Yd5, Yd7,			None	-	None	-	

DISTANCIA TIERRA ZONA 3									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	
DIRECTION	Direccionalidad	-	Forward/Reverse			Forward	-	Forward	
SHAPE	Característica de la Curva	-	Mho/Quad			Quad	-	Quad	
Z0/Z1 MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero	-	0.50	7.00	0.01	3.09	-	3.09	
Z0/Z1 ANG	Ángulo Compensación de Secuencia cero	grados	-90.00	90.00	1.00	5.00	-	5.00	
Z0M/Z1 MAG	Magnitud Compensación de Secuencia cero Mutua	-	0.00	7.00	0.01	0.00	-	0.00	
Z0M/Z1 ANG	Ángulo Compensación de Secuencia cero Mutua	grados	-90.00	90.00	1.00	0.00	-	0.00	
REACH	Alcance de impedancia Tierra Z3	ohm	0.02	250.00	0.01	1.56	107.64	1.56	107.64
RCA	Ángulo característico Tierra de Z3	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	
POL CURRENT	Corriente de Polarización	-	Zero-seq, Neg-seq			Zero-seq	-	Zero-seq	
NO-HOMOG ANG	Corrección del ángulo de la corriente de polarización	grados	-40.00	40.00	0.10	0.00	-	0.00	
COMP LIMIT	Ángulo límite comparador Tierra de Z3	grados	30.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	
DIR RCA	Ángulo característico supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	60.00	-	60.00	
DIR COMP LIMIT	Ángulo límite comparador supervisión direccional	grados	30.00	90.00	1.00	70.00	-	70.00	
RGT BLD	Alcance resistivo (Right Blinder; Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
RGT BLD RCA	Ángulo característico de Right Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	
LFT BLD	Alcance resistivo (Left Blinder; Quad only)	ohm	0.02	500.00	0.01	0.90	62.10	0.90	62.10
LFT BLD RCA	Ángulo característico de Left Blinder	grados	60.00	90.00	1.00	90.00	-	90.00	
SUPV	Pick up Corriente de supervisión 3I0	ipu/A	0.050	30.000	0.001	0.200	20.000	0.200	20.000
VOLT LEVEL	Pick up Nivel de Tensión de supervisión	Upu/V	0.000	5.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
DELAY	Retardo del elemento de distancia de tierra	s	0.000	65.535	0.001	1.000	-	1.000	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	OFF	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Disabled	-	Disabled	
50/51 SOBRECORRIENTE DE FASES									
51 SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA TOC1									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC			SRC 1	-	SRC 1	
INPUT	Programación de la Corriente de fase de entrada	-	Phasor/RMS			Phasor	-	Phasor	
PICKUP	Pick up de la Corriente temporizada	tpu/A	0.000	30.000	0.001	1.300	130.000	1.300	130.000
CURVE	Tipo de Curva seleccionada	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE IAC: Extremely Inv., Very Inverse, Inverse, Short Inverse; OTHER: I2t, FlexCurves,			IEC Curve A	-	IEC Curve A	
TD MULTIPLIER	Multiplicador de Tiempo	-	0.00	600.00	0.01	0.20	-	0.20	
RESET	Modo de Reset	-	Instantaneous/Timed			Instantaneous	-	Instantaneous	
RESTRAINT	Restricción de Tensión	-	Disabled/Enabled			Disabled	-	Disabled	
BLOCK A	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	PH DIR1	
BLOCK B	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	PH DIR1	
BLOCK C	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	PH DIR1	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	
50 SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTANEA IOC1									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Disabled	
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC			SRC 1	-	-	
PICKUP	Pick up de Corriente instantánea	tpu/A	0.000	30.000	0.001	10.000	1000.000	0.000	
PICKUP DELAY	Retardo Pick Up del elemento instantáneo	s	0.00	600.00	0.01	0.30	-	-	
RESET DELAY	Retardo Reset del elemento instantáneo	s	0.00	600.00	0.01	0.00	-	-	
BLOCK A	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	-	
BLOCK B	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	-	
BLOCK C	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	-	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	-	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	-	
67 SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE OC1									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC			SRC 1	-	SRC 1	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	OFF	
ECA	Ángulo Característico del Elemento	grados	0	359	1	30	-	30	
POL V1	Umbral de la Tensión de Polarización	Upu/V	0.000	3.000	0.001	0.700	96600.000	0.700	96600.000
BLOCK WHEN V	Operación requerida ante la expiración de Memoria de	-	Yes/No			NO	-	NO	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	
50N/51N CORRIENTE DE TIERRA (RESIDUAL)									
51N SOBRECORRIENTE DE NEUTRO TEMPORIZADA TOC1									
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC			SRC 1	-	SRC 1	
INPUT	Programación de la Corriente de fase de entrada	-	Phasor/RMS			Phasor	-	Phasor	
PICKUP	Pick up de la Corriente temporizada	ipu/A	0.000	30.000	0.001	0.200	20.000	0.200	20.000
CURVE	Tipo de Curva seleccionada	-	IEEE: Extremely Inv., Very Inv., Moderately Inv.; IEC: Curve A, Curve B, Curve C, Short Inverse; GE TYPE IAC: Extremely Inv., Very Inverse, Inverse, Short Inverse; OTHER: I2t, FlexCurves,			IEC Curve A	-	IEC Curve A	
TD MULTIPLIER	Multiplicador de Tiempo	-	0.00	600.00	0.01	0.22	-	0.22	
RESET	Modo de Reset	-	Instantaneous/Timed			Instantaneous	-	Instantaneous	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	NTRL DIR	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	Self-reset	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	

50N SOBRECORRIENTE DE NEUTRO INSTANTANEA IOC1										
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Disabled	-	-
SOURCE	Fuente de Señal	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC			SRC 1	-	-	-	-
PICKUP	Pick up de la Corriente instantánea	Ip/A	0.000	30.000	0.001	4.000	400.000	-	0.000	
PICKUP DELAY	Retardo Pick Up del elemento instantáneo	s	0.00	600.00	0.01	0.30	-	-	-	
RESET DELAY	Retardo Reset del elemento instantáneo	s	0.00	600.00	0.01	0.00	-	-	-	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			OFF	-	-	-	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			Self-reset	-	-	-	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	-	-	
67N SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE NEUTRO OC1										
FUNCTION	Habilitación de la Función	-	Disabled/Enabled			Enabled	-	Enabled	-	-
SOURCE	Señal de Fuente	-	SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC			SRC 1	-	SRC 1	-	-
POLARIZING	Modo de Polarización	-	Voltage/Current/Dual			Voltage	-	Voltage	-	-
POL VOLT	Tensión de Polarización	-	Calculated V0/Measured VX			Calculated V0	-	Calculated	-	-
OP CURR	Corriente de Operación	-	Calculated 3I0/Measured IG			Calculated 3I0	-	Calculated	-	-
POS SEQ	Restricción de Secuencia Positiva	-	0.00	0.50	0.001	0.063	-	0.063	-	-
OFFSET	Impedancia de Compensación	ohm	0.00	250.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	
FWD ECA	Angulo Característico para "forward direction"	grados	-90	90	1	75	-	75	-	
FWD LIMIT ANGLE	Angulo límite simétrico para dirección forward del ECA	grados	40	90	1	90	-	90	-	
FWD PKP	Nivel de Pick Up de Sobrecorriente hacia delante	Ip/A	0.002	30.000	0.001	0.050	5.000	0.050	5.000	
REV LIMIT ANGLE	Angulo límite simétrico para dirección reverse del ECA	grados	40	90	1	-	-	-	-	
REV PKP	Nivel de Pick Up de Sobrecorriente hacia atrás	Ip/A	0.002	30.000	0.001	-	0.000	-	0.000	
BLK	Operando Flex Logic	-	On/Off			-	-	-	-	
TARGET	Objetivo	-	Self-reset, Latched, Disabled			-	-	-	-	
EVENTS	Eventos	-	Disabled/Enabled			-	-	-	-	

VII. BIBLIOGRAFIA

1. Informe Final EDP-COES-005-10 – “Actualización del Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Año 2010”
2. COES SINAC, Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN, Marzo 2008.
3. TRANSENER, Criterios de Ajuste – Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, 2005.
4. ELECTRICIDAD DE POTENCIA SAC, Curso Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, 2006.
5. IEEE Std. C37.99-2000, IEEE Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks
6. IEEE Std. C37.112-1996, IEEE Standar Inverse Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays
7. RUSSELL MASON, The Art & Science of Protective Relaying
8. BERNARDINO ROJAS VERA, Ajuste de los Relés de Distancia mediante el método gráfico interactivo en el Sistema Interconectado Centro Norte de Electroperú, UNI, 1989
9. ISAIAS SANCE CIRAGUA, Guía de Aplicación en la Protección de Líneas de Transmisión Multicircuito, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1997
10. YOFRÉ JACOME, Protección de Sistemas de Potencia, UNAC, 2009
11. SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, Instruction Manual: SEL 421, SEL 321, SEL 351, SEL 751
12. SIEMENS, SIPROTEC, Manual: Distance Protection 7SA6/7SA522, Multifunctional Protective 7SJ61/7SJ62/63/64
13. ABB, Technical reference manual: REL 670, REL 511, REL 316, REX 521
14. ABB, HV Shunt Reactor Secrets for Protection Engineers
15. GE INDUSTRIAL SYSTEM, Instruction Manual: D60, D30, F60, F650
16. AREVA, Technical Guide: MICOM P441/P442&P444
17. AREVA, Network Protection & Automation Guide, July 2002.
18. ALSTOM, Commissioning and Maintenance Guide EPAC 3100/ EPAC 3500.
19. http://www.digsilent.de/?p=Software/DIGSILENT_PowerFactory&sp=Protection&package=AdvancedFunctions.