



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA
SUBESTACIÓN EN EL SISTEMA LOS RÍOS
BABAHOYO”**

TESINA DE SEMINARIO

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

**DIEGO ARMANDO BONILLA CUESTA
KELVIN RODRIGO LUCAS DOMÍNGUEZ
TONY STEVEN QUIROZ AGILA**

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

Agradecer a Dios por bendecir nuestros esfuerzos y haber permitido alcanzar uno de nuestros más anhelados sueños.

A nuestros padres por brindarnos su apoyo, paciencia y sobre todo su confianza.

A cada uno de nuestros profesores, que llevaron más allá de las aulas su generosidad de compartir conocimientos y enseñanzas.

Al Ing. Juan Saavedra profesor de la materia de graduación y al Ing. Alberto Hanze por su guía, apertura y orientación durante el desarrollo de este trabajo.

También agradecer a todas las personas que de una u otra manera intervinieron, colaborando favorablemente a la culminación de este trabajo.

DEDICATORIA

El esfuerzo y empeño puesto para la culminación de esta tesis se lo dedico a Dios a mi familia, mi madre Leonor y a mi tía Carlota quienes me han apoyado en cada uno de los pasos que he dado en mi vida.

Diego Armando Bonilla Cuesta

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi padre quien siempre me ayuda en los momentos más difíciles respeta mis decisiones aunque a veces no las comparte y ha sido un pilar fundamental tanto económica como académicamente en mi vida estudiantil. A mi madre quien nunca dejo de creer en mí y siempre mira que no me falte nada, a mi esposa Marcela que desde el momento que llego a mi vida, la cambio por completo y siempre ha tenido las palabras de ánimo para no dejar que me rinda y logre mis metas por ultimo pero no menos importante dedico esta tesis a una persona que ya no está conmigo pero sé que desde el cielo disfruta este logro.

Kelvin Rodrigo Lucas Domínguez

DEDICATORIA

A Dios que es el que me da la fortaleza para lograr mis objetivos.

A mis padres que desde siempre me han brindado su amor, confianza y apoyo y han sido los que me han guiado toda la vida; a mi hermana que se ha convertido en un gran ejemplo para mí, a mi abuelita América que ha sabido tratarme como una segunda madre.

Y a toda mi familia que ha sabido alentarme desde siempre.

Tony Steven Quiroz Agila

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

Ing. Juan Saavedra
PROFESOR DEL SEMINARIO
DE GRADUACIÓN

Ing. Alberto Hanze
PROFESOR DELEGADO
POR LA UNIDAD ACADÉMICA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesina de seminario, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)

Diego Armando Bonilla Cuesta

Kelvin Rodrigo Lucas Domínguez

Tony Steven Quiroz Agila

RESUMEN

El presente informe trata acerca de la Coordinación de las Protecciones de la Subestación de Distribución Terminal Terrestre ubicada en la provincia de los Ríos, en la cual se utilizó Herramientas Computacionales que nos ayudaron a realizar la coordinación de una manera más rápida y precisa y brindar un alto nivel de confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. Para lo cual fue necesario obtener toda la información necesaria de la Subestación de Distribución de interés para poder aplicarla en todo el proceso que se lleva a cabo en la coordinación.

En el capítulo 1 se realizó el levantamiento de la Subestación Eléctrica Terminal Terrestre para conocer las características de los equipos que la conforman, principalmente los elementos de protección que la constituyen.

En el capítulo 2 con la información facilitada por CNEL Los Ríos se lleva a cabo el Análisis de Flujos de Carga utilizando el Software PowerWorld, con el que obtenemos datos de voltajes y corrientes nominales y las capacidades transmitidas a lo largo de las alimentadoras.

En el capítulo 3 de igual manera con la información brindada por CNEEL se realiza el Análisis de Cortocircuito, también realizados en PowerWorld, para así obtener los valores de corrientes de fallas máximas y que son de vital importancia al momento de realizar la coordinación.

En el capítulo 4 se describe las funciones que posee el relé SEL y con los criterios necesarios se realizaran los ajustes para proteger al transformador de potencia.

El capítulo 5 es el capítulo de mayor importancia. En este capítulo se lleva a cabo la selección de los equipos protección, bajo criterios y normas eléctricas, usados para poder realizar la correcta coordinación. La coordinación se lleva a cabo utilizando el software CYMTCC el cual mostrara las curvas del relé, reconectador y fusibles empleados. Al final se hace mención a las conclusiones y recomendaciones globales de todo el estudio.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	II
DEDICATORIA.....	III
TRIBUNAL DE SUSTENTACION	VI
DECLARACION EXPRESA	VII
RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE DE GENERAL	X
ABREVIATURAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVIII
ÍNDICE DE TABLAS	XX
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
 CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 DATOS GENERALES	5
1.2.1 FUENTES DE SUBTRANSMISIÓN	5
1.2.2 PATIO DE 69 KV	5
1.2.2.1 ESTRUCTURAS	5
1.2.2.2 AISLADORES Y HERRAJES.....	7
1.2.2.3 SECCIONADOR TRIPOLAR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA .	8
1.2.2.4 PARARRAYOS EN LA ESTRUCTURA DE 69 KV	9
1.2.2.5 INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB) A 72.5 KV	10
1.2.2.6 CONDUCTORES.....	11
1.2.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 16/20 MVA	12

1.2.4 PATIO DE 13.8 KV	13
1.2.4.1 INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB) A 36 KV	13
1.2.4.2 ESTRUCTURAS	15
1.2.4.3 SECCIONADOR DE AIRE PRINCIPAL	16
1.2.4.5 RECONECTADORES DE LAS ALIMENTADORAS	17
1.2.4.6 CUCHILLAS SELECCIONADORAS DE LAS ALIMENTADORAS.....	18
1.2.4.7 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	19
1.2.4.8 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	20
1.2.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL.....	21
1.2.5.1 MEDIDOR POLIFUNCIONAL	21
1.2.5.2 RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL (SEL 387).....	22
1.2.5.3 PANEL DE ALARMAS	25
1.2.5.4 BANCO DE BATERÍAS.....	26

CAPÍTULO 2: ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

2.1. INTRODUCCIÓN	27
2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO	28
2.2.1 FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	28
2.2.2 NIVELES DE CONFIABILIDAD.....	28
2.2.3 NIVELES DE SOBRECARGA.....	28
2.2.4 REGULACIÓN DE VOLTAJE	29
2.3 DATOS DEL SISTEMA – CASO DE ANÁLISIS.....	29
2.3.1 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÁXIMA .	29
2.3.2 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÍNIMA ..	30
2.3.3 DATOS DE TRANSFORMADOR DE PODER	30
2.3.4 DATOS DE LÍNEAS.....	30
2.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	31
2.4.1 CASOS BASE.....	32
2.4.1.1 VOLTAJE EN BARRAS	34
2.4.1.2 CONSUMO	35
2.4.1.3 CARGAS DE TRANSFORMADORES	35

2.4.1.4 POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA RECIBIDA DEL SISTEMA.....	36
2.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	36

CAPÍTULO 3: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN	38
3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.....	40
3.3 DATOS DEL SISTEMA	40
3.3.1 MVA DE CORTO CIRCUITO	41
3.3.1.1 DATOS DE CORTOCIRCUITO EN BARRA DE 69 Kv.....	41
3.3.1.2 DATOS DE CORTOCIRCUITO EN BARRA DE 13.8 Kv.....	41
3.3.2 IMPEDANCIAS EQUIVALENTES	42
3.3.2.1 IMPEDANCIAS - MÁXIMA GENERACIÓN	42
3.3.2.2 IMPEDANCIAS - MÍNIMA GENERACIÓN.....	42
3.4 DATOS DE CONDUCTORES	43
3.5 DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA.....	43
3.6 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO	44
3.6.1 CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÁXIMA CARGA.....	44
3.6.2 CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÍNIMA CARGA.....	46
3.7 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	48

CAPÍTULO 4: PROTECCION DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

4.1 ESQUEMAS DE PROTECCIONES.....	51
4.2 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	54
4.2.1 CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR.....	54
4.2.2 CÁLCULO DE AJUSTES PARA EL RELÉ 87T	56
4.2.3 FUNCION DEL RELÉ 67 G.....	64
4.2.4 AJUSTES SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASE (51P Y 50P).....	65
4.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS RECONECTADORES	67
4.4 CONCLUSIONES DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACION DE DSITRIBUCION	70

CAPÍTULO 5: COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCION	72
5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	73
5.2.1 CARACTERISTICAS DE LOS FUSIBLES.	77
5.2.2 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE FUSIBLES	80
5.3 CARÁCTERÍSTICAS DE INTERRUPTORES MAGNÉTICOS	83
5.4 ÁREAS DE PROTECCIÓN	84
5.4.1 LEVANTAMIENTO DE ALIMENTADORAS	84
5.4.1.1 ALIMENTADORA AV. UNIVERSITARIA.....	84
5.4.1.2 ALIMENTADORA CENTRO.....	85
5.4.1.3 ALIMENTADORA JUAN X. MARCOS.....	86
5.4.1.4 ALIMENTADORA BY-PASS	86
5.5 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	87
5.6 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN	89
5.7 CONCLUSIONES DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	90
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	92
 BIBLIOGRAFÍA.....	97
 ANEXOS	98
ANEXO 1	99
ANEXO 2	105
ANEXO 3	115

ABREVIATURAS

A	Amperios, unidad de fundamental de corriente.
ABB	Asea Brown Boveri.
AC	Corriente alterna.
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced - Conductor de aluminio con centro de acero galvanizado.
ALF	Factor límite de precisión.
Amp	Amperios, unidad de fundamental de corriente.
ANSI	AmericanNationalStandardsInstitute - Instituto Nacional Americano de Estándares.
Av	Avenida.
AWG	<i>American Wire Gauge</i> - Calibre de Alambre Estadounidense (CAE), referencia de clasificación de diámetros.
CNEL EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad.
CT	Currenttransformers - Transformadores de corriente.
CU	Cobre.
°C	Grados centígrados.
DC	Corriente Continua.
Deg	Grados Sexagesimales.Grados. Nomenclatura en PowerWorld.

GCB	Gas CircuitBreaker- Interruptor con extensión de arco a gas.
Hz	Hertz.
I	Corriente.
IA	Corriente en la fase A.
Icc	Corriente de cortocircuito.
Id max	Corriente directa máxima.
IEC	International Electrotechnical Commission – Comisión Eléctrica Internacional.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineer.
IH	Corriente de Alta Tensión.
Ihs	Corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT en alta tensión.
IL	Corriente de Baja tensión.
Ils	Corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT en alta tensión.
I_{max}	Corriente Máxima.
I_{min}	Corriente Mínima.
I_n	Corriente Nominal.
KA	Kiloamperio.
Kg	Kilogramos.
KV	Kilovoltios.
KVAR	Kilovatio amperio reactivo.
KW	Kilovatios.
LG	Línea a tierra.
Lim	Límite.

LL	Línea a Línea
LLG	Línea a Línea a tierra.
LLL	Línea – Línea – Línea (Trifásico).
m	Metros.
M	Porcentaje de error intrínseco de la selección del TAP para la corriente nominal.
m²	Metros cuadrados.
MCOV	MaximunContinuousOperatingVoltage- Máximo voltaje en operación continua.
Min	Mínimo.
Ms	Milisegundos.
MVA	Megavoltio amperio.
MVAR	Megavoltio amperio reactivo.
MW	Megavatio.
OA	Oil and air – Aceite y aire.
ONAF	Oil Natural and Air Force – Aceite Natural y AireForzado.
ONAN	Oil Natural and Air Natural – Aceite Natural y Aire Natural.
p.u.	Por unidad.
PCB	Polychlorinatedbiphenyls – Bifenilos policlorados
R	Resistencia.
REF	RestrictedEarthFault – Falla restringida a tierra.
S	Segundos.
S/E	Subestación Eléctrica.
Sec	Second - Segundo.
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories.

SF6	Hexafluoruro de Azufre.
Std	Standard - Estándar.
Tap	Punto de conexión a lo largo de un devanado que permite un cierto número de vueltas para ser seleccionado..
TH	Tap en el lado de alta tensión del transformador de corriente.
TL	Tap en el lado de baja tensión del transformador de corriente.
LLL	Línea-Línea-Línea (trifásica).
Vnom	Voltaje Nominal.
X	Reactancia.
Z	Impedancia.
Ze	Impedancia Equivalente
Zqq-0	Impedancia del Sistema de secuencia negativa.
Zqq-1	Impedancia del Sistema de secuencia positiva.
Ω/km	Ohmios/Kilometro

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de la Subestación "Terminal Terrestre"	2
Figura 1.2 Diagrama unifilar.....	4
Figura 1.3 Patio de 69KV	6
Figura 1.4 Vista de la estructura de 69 KV	6
Figura 1.5 Seccionador Tripolar	8
Figura 1.6 Interruptor en gas (SF6) a 72.5 kv	11
Figura 1.7 Transformador de potencia -Terminal Terrestre	12
Figura 1.8 Interruptor en gas (SF6) a 36 kv	14
Figura 1.9 Patio de 13.8 KV	16
Figura 1.10 Seccionador Monopolar a 13.8 KV	17
Figura 1.11 Reconectador de la alimentadora	18
Figura 1.12 Cuchillas seccionadoras monofásicas	19
Figura 1.13 Transformadores de Potencial del Patio de 13.8 KV	20
Figura 1.14 Transformadores de corriente del patio de 13.8 KV.....	20
Figura 1.15 Medidor polifuncional de la subestación Terminal Terrestre.....	21
Figura 1.16 Medidores de las 4 alimentadoras de la subestación	22
Figura 1.17 Relé de Protección Diferencial SEL-387	24
Figura 1.18 Panel de Alarma	25
Figura 1.19 Banco de Baterías	26
Figura 2.1 Diagrama unifilar- Caso base	32

Figura 2.2 Flujo de Potencia –Carga Máxima	33
Figura 2.3 Potencia –Carga Mínima	34
Figura 4.1 Esquema de Protecciones del Transformador de Potencia	51
Figura 4.2 Esquema de protecciones de la Subestación TERMINAL TERRESTRE.....	53
Figura 4.3 Curva de daño del transformador de la S/E Terminal Terrestre. .	54
Figura 4.4 Característica de disparo de la protección diferencial.....	56
Figura 4.5 Esquema de conexión del rele SEL - 387(protección diferencial)	57
Figura 4.6 Diagrama fasorial de las corrientes del primario y secundario del transformador.....	58
Figura 4.7 Característica de la protección diferencial – SEL 387.....	64
Figura 4.8 Protección de sobrecorriente	67
Figura 4.9 Reconector en vacio	68
Figura 5.1 Partes de un fusible	78
Figura 5.2 Recorrido de protección de Alimentadora AV Universitaria.	84
Figura 5.3 Recorrido de la Alimentadora Centro.....	85
Figura 5.4 Recorrido 3 puntos de protección de Alimentadora Juan X Marcos	86
Figura 5.5 Recorrido de Alimentadora By-Pass.....	87
Figura 5.6 Curvas de protección en la alimentadora Centro.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de la Subtransmisión – Nelson Mera	5
Tabla 2. Descripción de Aisladores y Herrajes “Patio de 69 Kv”	7
Tabla 3. Características del Seccionador de aire.....	8
Tabla 4. Características Técnicas – Pararrayos	9
Tabla 5. Características Técnicas – Interruptor en Gas.....	10
Tabla 6. Conductores usados a 69 KV	11
Tabla 7. Características del Transformador de Potencia	13
Tabla 8. Características Técnicas – Interruptor en Gas a 36 Kv.....	14
Tabla 9. Características de los reconectores	18
Tabla 10. Datos de Carga Máxima	29
Tabla 11. Datos de Carga Mínima	30
Tabla 12. Datos de Transformador de Poder.....	30
Tabla 13. Datos de Líneas.....	31
Tabla 14. Niveles de Voltaje en Barras – Máxima Carga.....	34
Tabla 15. Niveles de Voltaje en Barras – Mínima Carga	34
Tabla 16. Consumo en barra de 13,8 Kv Máxima – Carga.....	35
Tabla 17. Consumo en barra de 13,8 kV Mínima– Carga.....	35
Tabla 18. Potencia entre barras para carga máxima	35
Tabla 19. Potencia entre barras para carga mínima	35
Tabla 20. Potencia recibida para carga máxima	36
Tabla 21. Potencias recibidas para carga mínima	36

Tabla 22. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 69 Kv	41
Tabla 23. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 69 Kv	41
Tabla 24. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 13,8 Kv	41
Tabla 25. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 13,8 Kv	41
Tabla 26. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra 69 Kv	42
Tabla 27. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra de 13,8Kv	42
Tabla 28. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 69 Kv	42
Tabla 29. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 13,8 Kv	43
Tabla 30. Corrientes de cortocircuito en la barra de 69 KV - Máxima Carga.	44
Tabla 31. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 69 KV –Falla LLG.	45
Tabla 32. Corrientes de cortocircuito en la barra de 13,8 KV - Máxima Carga.	45
Tabla 33. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 13,8 KV –Falla LLG.	45
Tabla 34. Corrientes de cortocircuito en la barra de 69 KV - Mínima Carga.	46

Tabla 35. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 69 KV –Falla LLG.	46
Tabla 36. Corrientes de cortocircuito en la barra de 13,8 KV - Mínima Carga.	47
Tabla 37. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 13,8KV –Falla LLG.	47
Tabla 38. Corrientes de Falla Máximas y Mínimas Permisibles de la Subestacion Eléctrica Terminal Terrestre.....	47
Tabla 39. Límites de error para transformadores de corriente convencionales para protección.....	61
Tabla 40. Resumen de los porcentajes de las restricciones	63
Tabla 41. Característica diferencial de porcentaje	63
Tabla 42. Ajustes del Reconectador en vacío.....	69
Tabla 43. Porcentajes de restricción.....	71
Tabla 44. Máxima corriente continua de tira fusibles tipo K.....	81

INTRODUCCIÓN

El propósito de un sistema eléctrico es suplir la energía eléctrica de los consumidores manteniendo un alto nivel de continuidad en el servicio, y en el caso de que ocurra una falla tratar de reducir a lo mínimo el tiempo en que el sistema eléctrico quede fuera de servicio.

Por este motivo la protección del sistema eléctrico es la ciencia, la habilidad y el arte de la aplicación y ajustes de equipos que protegen el sistema ante situaciones no deseables. En el caso de que no se pueda evitar una falla el sistema de protección debe actuar de una manera rápida y aislar el área donde ocurre la falla para no producir perturbaciones en áreas cercanas.

Por este motivo se realiza la coordinación de elementos de protección, el cual se aplicará en la Subestación Terminal Terrestre de la provincia de Los Ríos utilizando herramientas computacionales.

Como en este informe no se realizan los ajustes reales, sino una simulación de los elementos que actualmente se encuentran instalados en el sistema de protección de la Subestación y así poder comprobar el nivel de confiabilidad que posee la Subestación Eléctrica, así mismo el grado de protección que tiene el elemento de mayor importancia que es el Transformador de potencia.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 INTRODUCCIÓN

La Subestación Terminal Terrestre fue construida en el año 2002 en un predio de la ciudadela "Cristo del Consuelo" con un área de 1870.625m² ubicado en las calles Juan Anoletto, Cia. El Manantial, Escuela "San José", y Calle C y Este predio es de medidas aproximadas de 47.20 m, 37.50 m, 47.50 m, y 41.50 m. La ubicación geográfica de la subestación se muestra en la Figura 1.1.

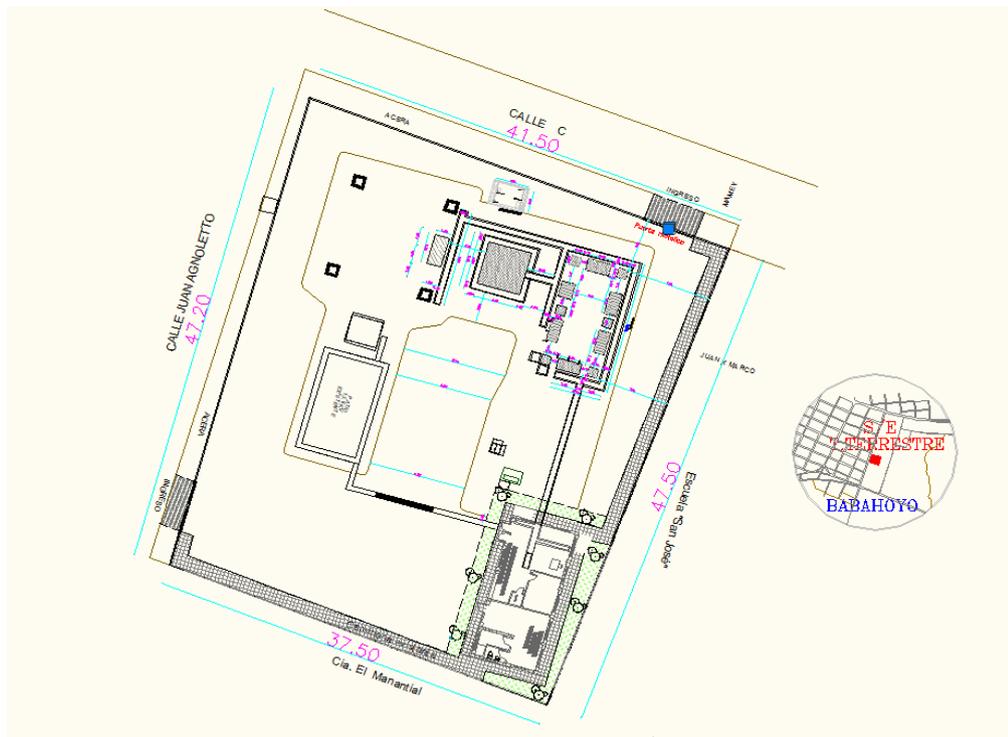


Figura 1.1 Ubicación geográfica de la Subestación “Terminal Terrestre”

La configuración y disposición de equipos o elementos primarios en la subestación eléctrica de nuestro sistema de distribución está dirigida fundamentalmente por la configuración de barras que se utiliza.

La Subestación está alimentada por la línea de Subtransmisión Nelson Mera como interconexión a nivel de 69 KV; además cuenta con una patio de 69KV en el lado de alta del transformador de 16/20 MVA y en el lado de baja tensión una configuración de barras principal a nivel de 13.8 KV.

De la barra de 13.8 KV existen cinco alimentadoras trifásicas de distribución las cuales son: Terminal Terrestre, Av. Universitaria, Centro, Juan X Marcos y By-Pass. La primera alimentadora se encuentra

desconectada ya que es la alimentadora que suplirá la carga del nuevo Terminal Terrestre que está todavía en construcción por lo tanto será conectada una vez terminada dicha obra. De la troncal principal parten derivaciones o ramales que pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos.

Al interior del predio, hacia el fondo, se encuentra la casa de control que mide aproximadamente 14x10 m, que contiene sala de tableros, y cuarto de baterías.

Las distintas alimentadoras estarán protegidas a través de un reconector el cual permitirá el flujo de corriente en condiciones normales de funcionamiento. El esquema general de la subestación en estudio se la puede apreciar en la figura 1.2

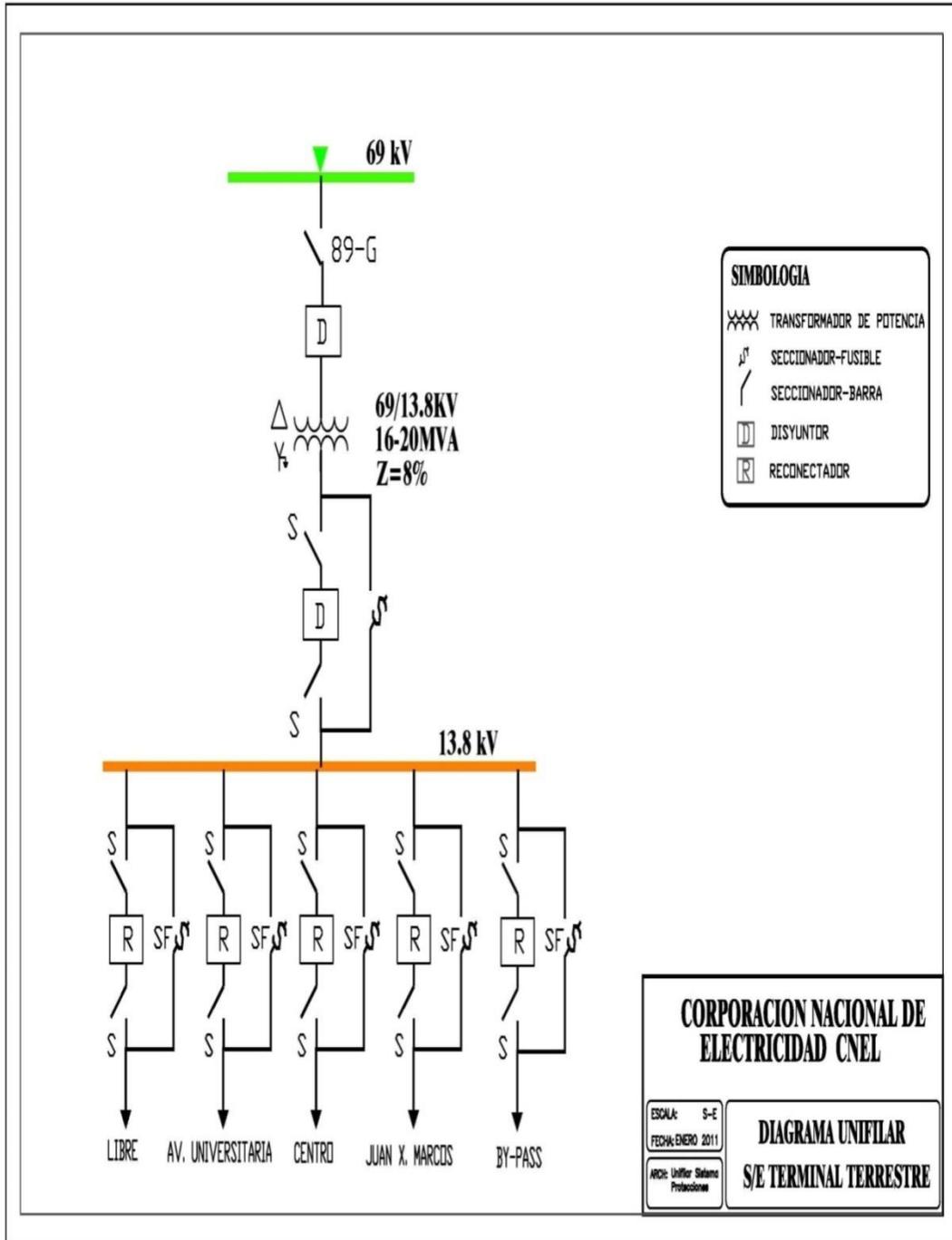


Figura 1.2 Diagrama Unifilar

1.2 DATOS GENERALES

1.2.1 FUENTES DE SUBTRANSMISIÓN

La Subestación Terminal Terrestre se encuentra alimentada por la Subtransmisión descrita a continuación:

Nelson Mera:

Capacidad	21.33 MVA
Capacidad suministrada	20.9 MVA
Conductores:	2/0 ACSR 72 MVA

Tabla 1. Características de la Subtransmisión – Nelson Mera

1.2.2 PATIO DE 69 KV

En lo que concierne al patio de 69 KV, se detallarán las características de las estructuras así como la de los equipos y accesorios.

1.2.2.1 ESTRUCTURAS

Se tiene un Pórtico consistente de 4 torres de 10m de alto, separadas 6m aproximadamente y unidas con bandejas horizontales para soportar 1 seccionador tripolar de 69 KV, aisladores y pararrayos.

El material de los pórticos y los largueros es hierro ángulo de 3"x3"x1/4" para los largueros y de 2"x2"x1/4" para los tirantes. Las torres descansan sobre bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrado.



Figura 1.3 Patio de 69KV



Figura 1.4 Vista de la estructura de 69 KV

1.2.2.2 AISLADORES Y HERRAJES

La función de los aisladores en una subestación eléctricas es aislar por completo una fase de otra existiendo las separaciones de seguridad de acuerdo a la capacidad por fase y a la cantidad de conductores y equipos que contenga una subestación, por lo general un aislador está asegurado con su correspondiente herraje, también tenemos terminales los cuales se utilizan en las conexiones, asegurando las instalaciones y previniendo la ocurrencia de fallas y accidentes por las cuales lamentar. A continuación se detallarán los aisladores y herrajes presentes en el patio de 69 KV

AISLADORES Y HERRAJES	
DESCRIPCION	CANTIDAD
Aisladores de 69 KV tipo poste	9
Aisladores de 69 KV de retención	12
Aisladores 69 KV tipo pin	-
Grapa terminal	12

Tabla 2. Descripción de Aisladores y Herrajes “Patio de 69 Kv”

1.2.2.3 SECCIONADOR TRIPOLAR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA

Los Seccionadores y Cuchillas de Tierra son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento.

La principal diferencia entre un disyuntor y un juego de seccionadores, considerando que ambos abren y cierran circuitos, es que los seccionadores o cuchillos no pueden abrir un circuito con corriente

Las características del seccionador se muestran en la siguiente tabla:

SECCIONADOR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA					
MARCA	TIPO	KV	BIL	Icont	Iinst
		Max	(KV)	(A)	(KA)
MEMCO	EAB	69	350	600	40

Tabla 3. Características del Seccionador de aire

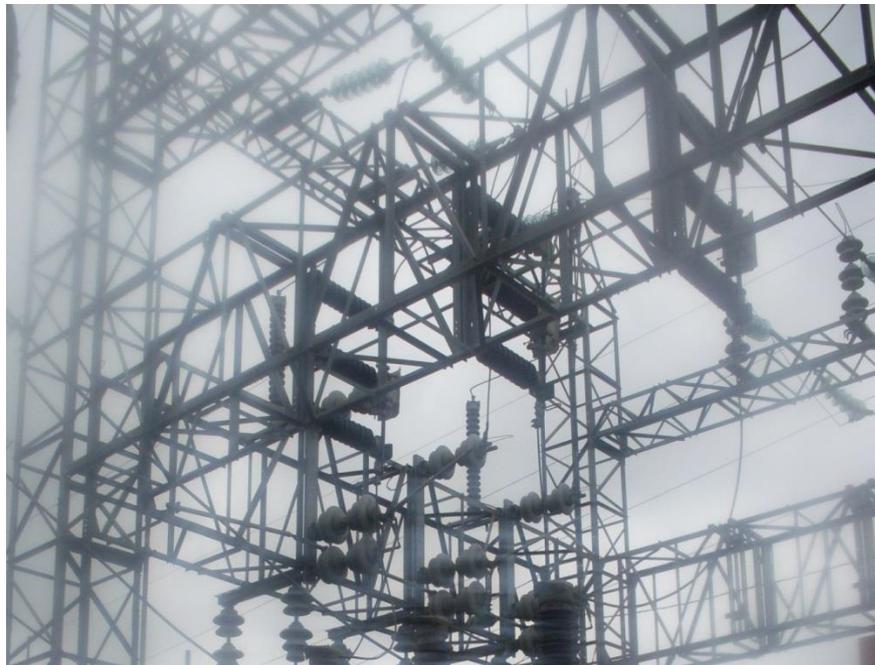


Figura 1.5 Seccionador Tripolar

1.2.2.4 PARARRAYOS EN LA ESTRUCTURA DE 69 KV

Los pararrayos son dispositivos que se encuentran permanentemente conectados al sistema, operan cuando se presentan una sobretensión de determinada magnitud (sobretensiones por descargas atmosféricas o por fallas en los equipos), descargando la corriente a tierra.

La función del pararrayo no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema. En las subestaciones de distribución los pararrayos se usan por lo general acoplados lo más cerca de los transformadores para suprimir las sobretensiones (absorber energía) o descargas tanto internas como atmosféricas que causarían gran daño a los transformadores y demás elementos de la subestación.

Las especificaciones de los pararrayos en estas estructuras se detallan a continuación.

PARARRAYOS					
FASE	MARCA	Id max	Vnom	MCOV	# UNIDAD
		(KA)	(KV)	(KV)	APILADA
A	ABB	32	60	48	1
B	ABB	32	60	48	1
C	ABB	32	60	48	1

Tabla 4. Características Técnicas – Pararrayos

1.2.2.5 INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB) A 72.5 KV

El interruptor o disyuntor es considerado uno de los dispositivos de mayor importancia dentro de la configuración y operación de una subestación eléctrica, ya que permite insertar o desconectar cualquier tipo de circuito energizado capaz de aportar corrientes de falla.

Frente a la necesidad de despejar mayores corrientes debido al uso de transformadores de gran capacidad, se logró sustituir al aceite o al aire de los interruptores por el gas hexafluoruro de azufre (SF6).

Con regularidad, se adquieren interruptores con transformadores de corriente incorporados o 'tipo bushings'.

El GCB descansa sobre una base de hormigón armado de 1.4m x 1.25m, y está sujeto con pernos de acero empotrados, las especificaciones técnicas del interruptor utilizado se muestran a continuación.

INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB), marca CROMPTON GREAVES	
Tipo	70-SFM-40 ^a
Serie	X301722
Fecha de fabricación	2009
Voltaje Nominal del Equipo	72KV
Factor de despeje del primer polo	1,5
Secuencia nominal de operación	0-0.3 SEC-CO-3 MIN-CO
Corriente nominal	2500
Corriente nominal de cortocircuito	40KA
Poder de cierre de corto circuito	100 KA
Tiempo nominal de interrupción	1.5 ciclos
Duración nominal de cortocircuito	3 s
Impulso de rayo	350 KV
Presión relativa a 20°C del gas SF6	6 Kg/cm ²
Peso Total del SF6	820 kg
Peso del Gas	4.5 kg

Tabla 5. Características Técnicas – Interruptor en Gas



Figura 1.6 Interruptor en gas (SF6) a 72.5 KV

1.2.2.6 CONDUCTORES

Para la alimentación eléctrica a la subestación se utilizan conductores cuyas características de funcionamiento cumplan con las necesitadas mediante los cálculos realizados por los ingenieros, a continuación se presentan algunos tipos conductores de acuerdo a la conexión y uso.

Los conductores usados en la alimentación para la alimentación eléctrica a la subestación se muestran en la siguiente tabla

Función	Tipo de conductor	Longitud (m)
69 KV	4/0 AWG Cu desnudo	45
Aterrizamiento	4/0 AWG Cu desnudo	30

Tabla 6. Conductores usados a 69 KV

1.2.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 16/20 MVA

El transformador de potencia es el elemento fundamental en una subestación, pues es el que permite que ésta cumpla su principal objetivo, el cual es reducir o elevar la tensión para servir las cargas a un nivel especificado.

Las potencias de los transformadores han sido normalizadas en función de los parámetros del sistema. La capacidad puede variar según el tipo de enfriamiento que emplee, al trabajar con un sistema de aire forzada (ONAN/ONAF).

La subestación Terminal Terrestre dispone de un transformador de potencia marca CHINT de 69000/13800 voltios, 16/20 MVA, con una conexión delta-estrella. Sus datos de placa se muestran en la Tabla 1.8 a continuación y su constitución física puede ser observada en la Figura 1.7



Figura 1.7 Transformador de potencia -Terminal Terrestre

Año			2009	
Norma			ANSI C.57.12	
Frecuencia			60 [Hz]	
Potencia ONAN ONAF			16 [MVA] 20 [MVA]	
Número de fases			3	
Temperatura RISE			55/65 [°C]	
Terminal de salida	Posición	Toma	Voltios [V] [A]	Amperios [A]
U (V,W) U,V,W	1	2-3	72450	127.5
	2	3-4	70725	130.6
	3	4-5	69000	133.9
	4	5-6	67275	137.3
	5	6-7	65550	140.9
U,V,W			13800	669.4
Corriente Cortocircuito AT/BT			1.64 [KA] / 8.20 [KA]	
Tiempo de cortocircuito			2 [s]	
Impedancia			8%	
Líquido Aislante			Inhibido Aceite sin PCB	
Peso Tanque y accesorios			12670 [kg]	
Peso del aceite			7200 [kg]	
Peso para transporte con nitrógeno			18445 [kg]	
Peso total			34245 [kg]	

Tabla 7. Características del Transformador de Potencia

1.2.4 PATIO DE 13.8 KV

1.2.4.1 INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB) A 36 KV

El GCB descansa sobre una base de hormigón armado de 1.4m x 1.25m, y está sujeto con pernos de acero empotrados, las especificaciones técnicas del interruptor utilizado se muestran a continuación.

INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB), marca CROMPTON GREAVES	
Tipo	30-SFGP-40 ^a
Serie	X301722
Fecha de fabricación	2009
Voltaje Nominal del Equipo	36KV
Factor de despeje del primer polo	1,3
Secuencia nominal de operación	0-0.3 SEC-CO-3 MIN-CO
Corriente nominal	1250 A
Corriente nominal de cortocircuito	40KA
Poder de cierre de corto circuito	80 KA
Tiempo nominal de interrupción	3.0 ciclos
Duración nominal de cortocircuito	3 s
Impulso de rayo	170 KV
Presión relativa a 20°C del gas SF6	6 Kg/cm ²
Peso Total del SF6	780 kg
Peso del Gas	2.75 kg

Tabla 8. Características Técnicas – Interruptor en Gas a 36 Kv



Figura 1.8 Interruptor en gas (SF6) a 36 KV

1.2.4.2 ESTRUCTURAS

La estructura del patio 13,8 KV está compuesta por un pórticos de 6 torres con una altura de las torres aproximadamente de 6m de altura, constituidos de tubos de hierro de 6" de diámetro unidos entre sí, sobre una base de hormigón armado de 10 x 5.3 m², sujetos con pernos de acero empotrados y con soportes para cuatro niveles de barra, tres seccionadores de interconexión, el disyuntor principal a 36 KV y cinco salidas de alimentadoras.

Con respecto a las alimentadoras de la subestación Terminal esta tiene 5 salidas instaladas de alimentadoras: TERMINAL TERRESTRE (libre), AV. UNIVERSITARIA, CENTRO, JUAN X. MARCOS, BY-PASS, de las cuales solo 4 están operando actualmente, de la cual la que no está operando es la alimentadora TERMINAL TERRESTRE, ya que esta alimentadora será puesta en servicio para servicio de alimentación al nuevo terminal terrestre que todavía está en construcción y una vez terminada la obra esta alimentadora será puesta en servicio.

La protección de cada alimentadora la proporciona el reconectador, el mismo que tiene capacidad de detectar fallas y abrir sus contactos en un tiempo determinado, reconectar la alimentadora, para verificar si la falla ha sido temporal o permanente y en caso de persistir la falla desconectar la alimentadora definitivamente.



Figura 1.9 Patio de 13.8 KV

1 .2.4.3 SECCIONADOR DE AIRE PRINCIPAL

El seccionador principal de 13.8 KV los sirve para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento.



Figura 1.10 Seccionador Monopolar a 13.8 KV

1.2.4.5 RECONECTADORES DE LAS ALIMENTADORAS

Las Alimentadoras de la subestación son las principales responsables de la continuidad del servicio, y están disponen de reconectores ubicados a la salida de cada una de ellas. Este dispositivo de protección es capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea permitiendo maniobrar los circuitos de la red de distribución eléctrica desde la subestación hacia la carga.

Algunas características de los reonetadores de las alimentadoras de esta subestación se muestran en la siguiente tabla.

Reconectores de las alimentadoras	
Medio Aislante	Vacío
Capacidad	630 [A] -15.5 [KV]
Interrupción	12.5 [KA]

Tabla 9. Características de los reconectores



Figura 1.11 Reconector de la alimentadora

1.2.4.6 CUCHILLAS SELECCIONADORAS DE LAS ALIMENTADORAS

Las cuchillas monofásicas empleadas a nivel de 13.8 KV, son utilizadas para efectuar maniobras de operación o en caso de mantenimiento.



Figura 1.12 Cuchillas seccionadoras monofásicas

1.2.4.7 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Los transformadores de potencial son equipos de medición indirecta, los cuales son utilizados en la subestación para conectarse mediante un devanado primario a los circuitos de alta tensión, para reducir el voltaje y aislar su lado secundario, y así proveer la señal de forma segura a los circuitos de medida, relés o controladores conectados en el lado de baja tensión.

A continuación se muestra en la figura 1.13 los transformadores de potencial utilizados en el patio de 13.8 KV.



Figura 1.13 Transformadores de Potencial del Patio de 13.8 KV

1.2.4.8 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corrientes son equipos de medición indirecta que se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida u otros dispositivos de medida y control. Estos valores normalizados son comúnmente 1 y 5 amperios. En la figura 1.14 se muestran los CT utilizados en el patio de 13.8 KV

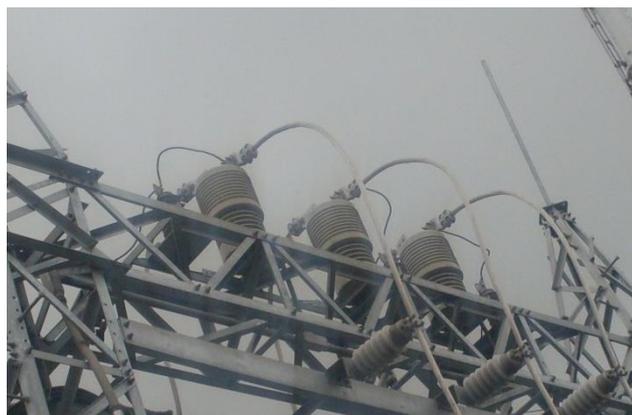


Figura 1.14 Transformadores de corriente del patio de 13.8 KV

1.2.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL

Cada tipo de subestación depende de los tipos de control y protección, en la actualidad se trata de minimizar los equipos de protección ya que un solo equipo de protección y control cumple con varias funciones. A continuación se presentan los dispositivos de protección y control que se encuentran en la Subestación Terminal Terrestre.

1.2.5.1 MEDIDOR POLIFUNCIONAL

Es utilizado para el control de redes eléctricas, entradas de servicios y subestaciones, son medidores de energía tipo socket con tecnología muy avanzada y un sistema de medición de alta precisión con amplia gama de funciones.



Figura 1.15 Medidor polifuncional de la subestación Terminal Terrestre



Figura 1.16 Medidores de las 4 alimentadoras de la subestación

1.2.5.2 RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL (SEL-387)

El relé de diferencial de corriente y sobrecorriente SEL-387 proporciona protección, control y medición de transformadores, máquinas, barras, interruptores y alimentadores. Entre sus características se incluyen cuatro entradas de corriente trifásica con protección independiente de diferencial restringida y no restringida, características programables de diferencial de pendiente unitaria o dual, monitor de interruptor de circuito, monitor de voltaje de batería y ecuaciones de control SEL-LOGIC mejoradas.

Las aplicaciones de este relé son las siguientes:

- Utilizar el elemento de medición de temperatura para activar un control o emitir una advertencia o alarma cuando el transformador se sobrecaliente o esté en peligro de aislamiento excesivo por edad o pérdida de vida. Captura datos de corriente, por hora o por día, de su transformador con el uso del reporte de eventos térmicos.
- Aplicar un relé SEL-387 para proteger cualquier transformador de energía de dos, tres o cuatro devanados.
- Realizar mantenimiento predictivo con base en el servicio acumulado a través de las fallas, en comparación con la capacidad del transformador, como se define en la norma ANSI C57.109.
- Utilizar valores de falla registrados o un punto de alarma programado para iniciar una evaluación de las necesidades de mantenimiento del transformador.
- Proteger reactores, generadores, grandes motores y otros aparatos de energía de terminales múltiples.
- Aplicar con cualquier combinación de circuitos secundarios CT con conexión delta o estrella.
- Usar los elementos integrados devanados de sobrecorriente para obtener protección de respaldo.

- Utilizar las ecuaciones de control SEL-LOGIC para crear lógica de falla de interruptor.
- Detectar fallas de tierra a través de bancos de transformador delta-estrella o proporcione protección sensible de fase a fase, independiente de la carga de corriente, con el elemento de sobrecorriente de secuencia negativa.
- Utilizar los elementos de sobrecorriente de lado bajo para respaldar la protección de la barra de distribución o del alimentador.
- Utilizar cualquiera de hasta seis grupos de configuraciones independientes para adaptar el relé con rapidez a diferentes escenarios de aplicación.

En este caso el relé es utilizado como protección para la subestación Terminal Terrestre como se muestra en la siguiente figura 1.17



Figura 1.17 Relé de Protección Diferencial SEL-387

1.2.5.3 PANEL DE ALARMAS

La subestación Terminal Terrestre cuenta con un panel de alarmas el cual es mostrado en la siguiente figura 1.18



Figura 1.18 Panel de Alarma

1.2.5.4 BANCO DE BATERÍAS

El banco de baterías es la fuente principal de corriente directa para la operación de los sistemas de protección de la subestación, y en ocasiones provee la energía para los motores de los mecanismos de interruptores de potencia.

Motivo por el cual es de suma importancia una adecuada operación de los bancos de baterías y una constante supervisión para asegurarnos que se encuentren en óptimas condiciones y puedan suministrar la energía necesaria de DC para cualquier eventualidad en el sistema eléctrico de la subestación.

El banco de baterías tiene como datos de entrada una tensión de 120 Vac, un amperaje de 8 [A] ac a 60 Hz, y una salida con tensión de 48Vdc y 6 Adc.



Figura 1.19 Banco de Batería

CAPÍTULO 2

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

2.1. INTRODUCCIÓN

El estudio de flujo de potencia es de gran importancia para poder determinar las condiciones de operación del sistema eléctrico. Al realizar el flujo de potencia obtenemos información de gran importancia que son la magnitud y el ángulo de voltaje de cada barra y las potencias activas y reactivas que fluyen a través de cada línea.

Para este estudio de flujo de potencia se utilizan programas computacionales que son usados por las compañías eléctricas por el gran valor que tienen en el diseño de sistemas eléctricos de potencia y en su operación.

Para el análisis del flujo de potencia de la subestación Terminal Terrestre hemos usado como programa computacional el simulador POWERWORLD.

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO

2.2.1 FLEXIBILIDAD OPERACIONAL

El sistema podrá funcionar mediante un suministro de energía proveniente de la línea de subtransmisión Nelson Mera a través de la Subestación MILAGRO.

2.2.2 NIVELES DE CONFIABILIDAD

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de Residencias y Locales Comerciales, ante la existencia de falla de un elemento un del Sistema.

2.2.3 NIVELES DE SOBRECARGA

No se aceptan sobrecarga en los Elementos de Distribución del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas.

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA.

2.2.4 REGULACIÓN DE VOLTAJE

Los voltajes a nivel en las Barras del Sistema no deben exceder del 5% hacia arriba y 5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

2.3 DATOS DEL SISTEMA – CASO DE ANÁLISIS

En el presente análisis se muestran los siguientes datos para el estudio:

Caso 1

- Estudio de flujo de carga – Caso base carga máxima.

Caso 2

- Estudio de flujo de carga – Caso base carga mínima

2.3.1 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÁXIMA

CNEL nos facilitó el histórico de carga de la subestación Terminal Terrestre de todas las alimentadoras de la Subestación Terminal Terrestre.

Máxima carga

Máxima Carga		
Alimentadora	MW	MVAR
Av. Universitaria	1,593	0,465
Centro	4,932	0,703
Juan X. Marco	4,541	1,138
By-Pass	2,390	0,867

Tabla 10. Datos de Carga Máxima

2.3.2 ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA – CASO BASE CARGA MÍNIMA

Mínima carga

Mínima Carga		
Alimentadora	KW	KVAR
Avenida Universitaria	260,31	42,91
Centro	1198,42	132,11
Juan X. Marco	1803,5	1098,44
By-Pass	875,09	409,13

Tabla 11. Datos de Carga Mínima

2.3.3 DATOS DE TRANSFORMADOR DE PODER

En la siguiente tabla se muestran algunos datos del transformador de la subestación Terminal Terrestre ya presentados en el capítulo 1.

	Z%	Marca	Capacidad (MVA) ONAN/ONAF	V1/V2	Conexión	R a Tierra
Transformador	8	CHINT	16/20	69/13,8	Δ - Y aterrizada	0

Tabla 12. Datos de Transformador de Poder

2.3.4 DATOS DE LÍNEAS

A continuación se detallan las características de los conductores que son utilizados en cada una de las alimentadoras. El espaciamiento equivalente utilizado en las 4 alimentadoras es de 0,73 m.

Alimentadora	Calibre del Conductor ACSR	Impedancia en Ω/km por conductor	
		R	X
Av. Universitaria	4/0	0,2745	0,3755
Centro	1/0	0,5500	0,4145
Juan X. Marcos	4/0	0,2745	0,3755
By-Pass	3/0	0,3460	0,3959

Tabla 13. Datos de Líneas

Con los datos mostrados en las tablas 10, 11, 12, 13 se realizó el diagrama unifilar de la Subestación Terminal Terrestre, en el programa POWER WORLD versión 12, la simulación es mostrada a continuación.

2.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

Los resultados de Flujo de carga serán presentados principalmente en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- Voltaje en barras.
- Consumo de la Subestación Terrestre
- Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- Ajustes de taps de los Transformadores.

2.4.1 CASOS BASE

A continuación se presentan los resultados gráficos de flujo de carga para máxima y mínima carga. En la figura se muestra los datos introducidos en el programa para realizar el estudio.

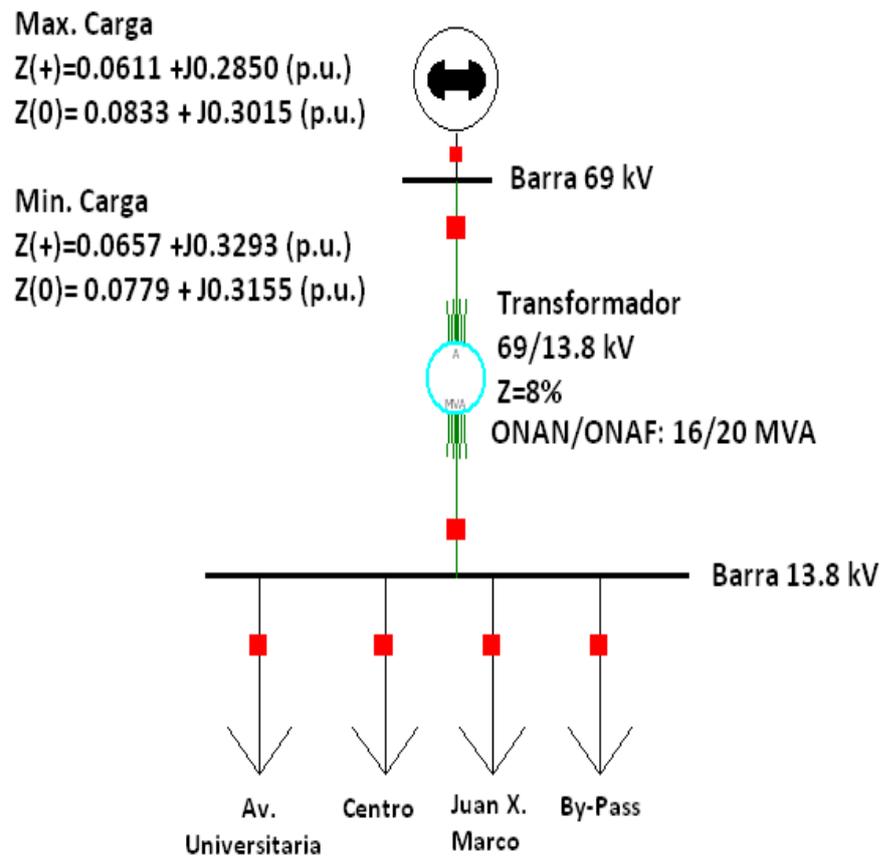


Figura 2.1 Diagrama unifilar – Caso base

En las figuras se presentan los resultados gráficos del flujo de potencia para carga máxima y carga mínima respectivamente.

Para el caso de carga máxima se observa que el transformador está operando al 70% de su capacidad límite, la cual está establecida a 20 MVA.

Para el caso de carga mínima se observa que el transformador está operando al 20% de su capacidad límite, la cual está establecida a 20 MVA.

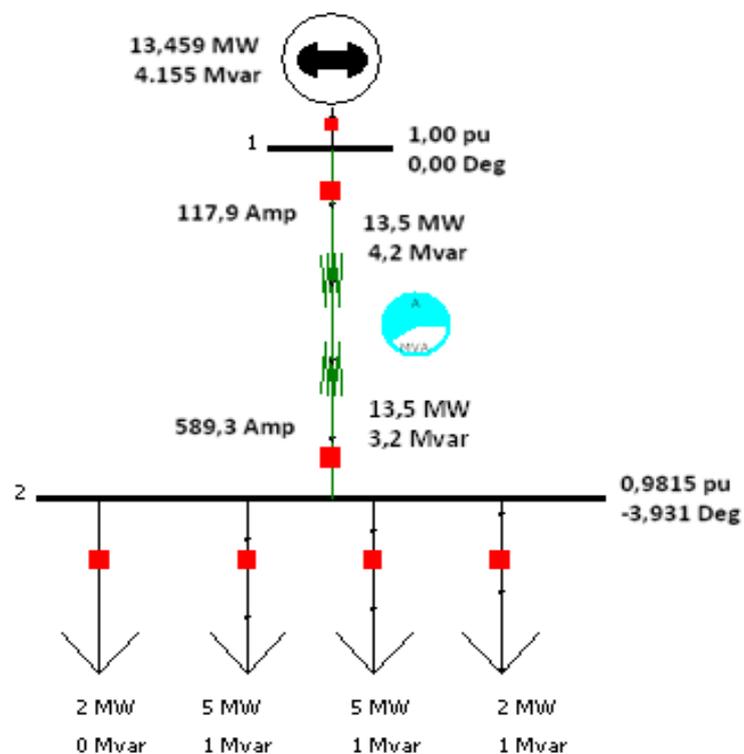


Figura 2.2 Flujo de Potencia –Carga Máxima

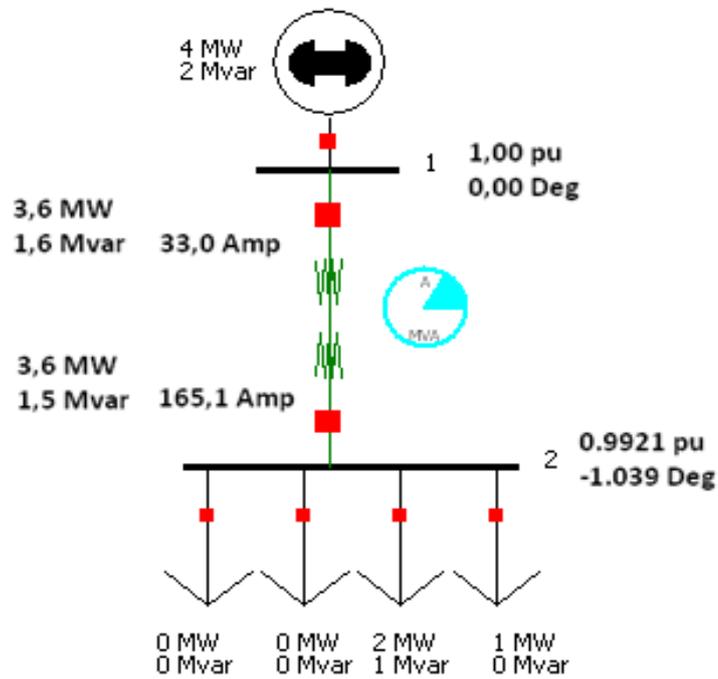


Figura 2.3 Potencia –Carga Mínima

2.4.1.1 VOLTAJE EN BARRAS

Niveles de Voltaje				
Barra	Nom (KV)	Volt (pu)	Volt (KV)	Angulo(Grados)
BARRA 69 KV	69	1,00	69	0
BARRA 13,8 KV	13,8	0,9815	13,55	-3,931

Tabla 14. Niveles de Voltaje en Barras – Máxima Carga

Niveles de Voltaje				
Barra	Nom (KV)	Volt (pu)	Volt (KV)	Angulo(Grados)
BARRA 69 KV	69	1	69	0
BARRA 13,8 KV	13,8	0,9921	13,69	-1.039

Tabla 15. Niveles de Voltaje en Barras – Mínima Carga

2.4.1.2 CONSUMO

CONSUMO PARA GARGA MAXIMA		
ALIMENTADORAS	POTENCIA ACTIVA[MW]	POTENCIA REACTIVA[MVAR]
Av. Universitaria	1,593	0,465
Centro	4,932	0,703
Juan X. Marco	4,541	1,138
By-Pass	2,390	0,867

Tabla 16. Consumo en barra de 13,8 Kv Máxima – Carga.

CONSUMO PARA CARGA MINIMA		
ALIMENTADORAS	POTENCIA ACTIVA [MW]	POTENCIA REACTIVA [MVAR]
Av. Universitaria	0,260	0,043
Centro	1,071	0,071
Juan X. Marco	1,579	1,059
By-Pass	0,688	0,372

Tabla 17. Consumo en barra de 13,8 kV Mínima– Carga.

2.4.1.3 CARGAS DE TRANSFORMADORES

Capacidades Transmitidas en Transformador						
Desde	Hasta	MW	MVA R	MVA	Lim MVA	%MVALimit(Max)
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	13,5	4,2	14,1	20	70,4

Tabla 18. Potencia entre barras para carga máxima

Capacidades Transmitidas en Transformador						
Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	Lim MVA	%MVALimit(Max)
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	13,6	1,5	13,8	13,8	19,6

Tabla 19. Potencia entre barras para carga mínima

2.4.1.4 POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA RECIBIDA DEL SISTEMA

Potencia recibida para carga máxima		
Barra de	Potencia activa [MW]	Potencia Reactiva[MVAR]
69 KV	13,5	4,2

Tabla 20. Potencia recibida para carga máxima

Potencia recibida para carga mínima		
Barra de	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva[MVAR]
69 KV	3,6	1,6

Tabla 21. Potencias recibidas para carga mínima

2.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

De acuerdo con los resultados obtenidos en el flujo de potencia da la subestación Terminal Terrestre podemos determinar las siguientes conclusiones:

- La potencia que consume la subestación Terminal Terrestre desde la alimentadora Nelson Mera de la subestación Milagro es de 13,5 KW y 4,2 MVAR para carga máxima y 3,6 MVA y 1,6 MVAR para carga mínima.
- El transformador tiene un porcentaje de cargabilidad 70,4 % para carga máxima y para carga mínima 19,6 por lo tanto no excede la capacidad OA del transformador de potencia.
- Los voltajes de las barras de 69 KV y 13,8 KV son de 1,00 p.u. y 0,9815 p.u. respectivamente para máxima carga y para el caso de

mínima carga los voltajes en las barras de 69 KV y 13,8 KV son de 1,00 y 0,9921 respectivamente. Podemos notar que los voltajes se encuentran dentro de los niveles permitidos esto es $\pm 5\%$ del voltaje nominal.

- De acuerdo a los estudios de flujo de carga realizados se determinó que la alimentadora "CENTRO" es la alimentadora con más demanda de energía en comparación con las otras alimentadoras

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN

Una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente.

En el Análisis de Cortocircuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- Indeseables flujos de Corrientes.
- Presencia de Corrientes de magnitudes extremadamente altas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

Para realizar el estudio de protecciones que tiene como objetivo limitar los efectos de perturbaciones en el sistema de potencia es muy importante e estudio de cortocircuito. Este estudio nos servirá para realizar una correcta coordinación de las protecciones del sistema.

Los estudios se realizaron con los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- Los estudios determinarán las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Considerando que el Sistema de la Subestación Terminal Terrestre, se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de cortocircuito considera los siguientes tipos de falla:

- Falla Trifásica a Tierra

- Falla de Línea a Tierra.

La Falla Trifásica a Tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la Falla Trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificará que la Corriente de Falla a Tierra no exceda la corriente trifásica.

3.3 DATOS DEL SISTEMA

La información básica es aplicable a todos los casos del Sistema, su aplicación depende del tipo de corriente de falla a determinar.

La Empresa Eléctrica nos facilitó los MVA de Cortocircuito y las Impedancias de Thevenin en la Barra de 69 KV y en la Barra de 13,8 KV, de la Subestación de Distribución Terminal Terrestre. La información ha sido trasladada a la base de 100MVA, 69KV y 13,8KV se indica en las siguientes tablas.

3.3.1 MVA DE CORTO CIRCUITO

3.3.1.1 DATOS DE CORTOCIRCUITO EN BARRA DE 69 KV

Tipo de Falla	Falla (p.u.)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	3,77	-77,89	3158	377
Línea a Tierra	3,69	-76,16	3084	369

Tabla 22. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 69 KV

Tipo de Falla	Falla (p.u.)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	3,27	-78,72	2741	328
Línea a Tierra	3,31	-77,44	2771	331

Tabla 23. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 69 KV

3.3.1.2 DATOS DE CORTOCIRCUITO EN BARRA DE 13.8 KV

Tipo de Falla	Falla (p.u.)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	1,35	-83,64	5681	136
Línea a Tierra	1,55	-84,92	6518	156

Tabla 24. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Máxima Generación en Barra de 13,8 KV

Tipo de Falla	Falla (p.u.)	Ángulo (Grados)	I. Falla (Amp)	MVA de Corto Circuito
Trifásica	1,321	-83,66	5529	132
Línea a Tierra	1,525	-84,90	6384	153

Tabla 25. Corrientes y MVA de Cortocircuito – Mínima Generación en Barra de 13,8 KV

3.3.2 IMPEDANCIAS EQUIVALENTES

3.3.2.1 IMPEDANCIAS - MÁXIMA GENERACIÓN

Tipo de Falla	Magnitud (p.u.)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (p.u.)	X/R
ZQQ-1	0,291475	77,89	2,908971 +J13,56885	0,0611 +J0,2850	4,664 4
ZQQ-0	0,312795	74,55	3,965913 +J14,354415	0.0833 +J0.3015	3,619 44

Tabla 26. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra 69 Kv

Tipo de Falla	Magnitud (p.u.)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (p.u.)	X/R
ZQQ-1	0,810070	83,65	0,170634 +J1,533232	0,0896 +J0,8051	8,9854
ZQQ-0	0,498588	86,98	0,049895 +J0,9482007	0,0262 +J0,4979	19,0038

Tabla 27. Impedancias Equivalentes – Máxima Generación en Barra de 13,8KV

3.3.2.2 IMPEDANCIAS - MÍNIMA GENERACIÓN

Tipo de Falla	Magnitud (p.u.)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (p.u.)	X/R
ZQQ-1	0,33579	78,72	3,127977+J15,6 77973	0.0657 +J0.3293	5,012 17
ZQQ-0	0,324975	76,13	3,708819 +J15,020955	0.0779 +J0.3155	4,050 06

Tabla 28. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 69 KV

Tipo de Falla	Magnitud (p.u.)	Ángulo (Grados)	R + JX (ohm)	R + JX (p.u.)	X/R
ZQQ-1	0,832289	83,66	0,175014 +J1,575319	0,0919 +J0,8272	9,0010
ZQQ-0	0,498588	86,98	0,049895 +J0,9482007	0,0262 +J0,4979	19,0038

Tabla 29. Impedancias Equivalentes – Mínima Generación en Barra de 13,8 KV

Estas Impedancias se aplicarán para los cálculos de la Corriente de cortocircuito en estado estable, debido a que la Empresa Eléctrica es considerada siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

3.4 DATOS DE CONDUCTORES

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.5 DATOS DE TRANSFORMADORES DE FUERZA

Igual que en el caso de los conductores los Transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.6 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos obtenidos. La falla Trifásica a tierra y línea a tierra se aplica a cada barra del sistema.

Caso de Análisis

En el ANEXO 2 se adjunta los resultados gráficos de las corridas de Cortocircuito del Caso base, que se resumen a continuación:

3.6.1 CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÁXIMA CARGA

En la tabla 29 tenemos los valores de las corrientes de fallas para carga máxima que se dan en la barra de 69 KV de la subestación Terminal Terrestre tanto en amperios como por unidad con sus respectivos ángulos y los MVA de cortocircuito.

Tipo de falla	Icc en barra de 69 kV [A]	Icc en barra de 69 kV [p.u.]	Angulo [°]	Capacidad de cortocircuito [MVA]
LLL	2930,18	3,502	-75,89	350,19
LG	2840,06	3,394	-75,42	339,42
LL	2537,61	3,033	-165,89	303,27
LLG	2755,16	3,293	105,03	329,27

Tabla 30. Corrientes de cortocircuito en la barra de 69 KV - Máxima Carga.

En el caso de la corriente de falla LLG en la barra de 69 KV se debe considerar que esta corriente de falla es la suma de las dos corrientes de las dos fases fallidas. A continuación se muestran los valores en la tabla 31.

Tipo de falla	Icc a 69 KV		
	IA[A]	IB[A]	IC[A]
LLG	80,93	2947,03	2848,17

Tabla 31. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 69 KV –Falla LLG.

En la tabla 32 tenemos los valores de las corrientes de fallas para carga máxima que se dan en la barra de 13,8 KV de la subestación Terminal Terrestre tanto en amperios como por unidad con sus respectivos ángulos y MVA de cortocircuito.

Tipo de falla	Icc en barra de 13,8 KV [A]	Icc en barra de 13,8 KV [p.u.]	Angulo [°]	Capacidad de cortocircuito [MVA]
LLL	5423,84	1,296	-83,54	129,64
LG	6134,98	1,466	-86,11	146,64
LL	4697,18	1,123	-173,54	112,27
LLG	7039,49	1,683	90,54	168,26

Tabla 32. Corrientes de cortocircuito en la barra de 13,8 KV - Máxima Carga.

En el caso de la corriente de falla LLG en la barra de 13,8 KV se debe considerar que esta corriente de falla es la suma vectorial de las dos corrientes de las dos fases fallidas. A continuación se muestran los valores en la tabla 33.

Tipo de falla	Icc a 13,8 KV		
	IA[A]	IB[A]	IC[A]
LLG	336,8	5730,1	6054,9

Tabla 33. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 13,8 KV –Falla LLG.

3.6.2 CORRIENTE DE FALLA EN CADA BARRA – MÍNIMA CARGA

En la tabla 34 tenemos los valores de las corrientes de fallas para carga máxima que se dan en la barra de 69 KV de la subestación Terminal Terrestre tanto en amperios como por unidad con sus respectivos ángulos y los MVA de cortocircuito.

Tipo de falla	Icc en barra de 69 KV [A]	Icc en barra de 69 KV [p.u.]	Angulo [°]	Capacidad de cortocircuito [MVA]
LLL	2511,2	3,001	-78,1	300,11
LG	2532,37	3,026	-77,46	302,64
LL	2174,76	2,599	-168,1	259,90
LLG	2553,57	3,052	103,2	305,18

Tabla 34. Corrientes de cortocircuito en la barra de 69 KV - Mínima Carga.

En el caso de la corriente de falla LLG en la barra de 69 KV se debe considerar que esta corriente de falla es la suma de las dos corrientes de las dos fases fallidas. A continuación se muestran los valores en la tabla 35.

Tipo de falla	Icc a 69 KV		
	IA[A]	IB[A]	IC[A]
LLG	21,838	2557,647	2492,525

Tabla 35. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 69 KV –Falla LLG.

En la tabla 36 tenemos los valores de las corrientes de fallas para carga máxima que se dan en la barra de 13,8 KV de la subestación Terminal Terrestre tanto en amperios como por unidad con sus respectivos ángulos y MVA de cortocircuito.

Tipo de falla	Icc en barra de 13,8kV [A]	Icc en barra de 13,8kV [p.u.]	Angulo [°]	Capacidad de cortocircuito [MVA]
LLL	5068,15	1,211	-84,86	121,14
LG	5830,3	1,394	-86,3	139,35
LL	4389,15	1,049	-174,86	104,91
LLG	6855,3	1,639	91,74	163,85

Tabla 36. Corrientes de cortocircuito en la barra de 13,8 KV - Mínima Carga.

En el caso de la corriente de falla LLG en la barra de 13,8 KV se debe considerar que esta corriente de falla es la suma de las dos corrientes de las dos fases fallidas. A continuación se muestran los valores en la tabla 37.

Tipo de falla	Icc a 13,8KV		
	IA[A]	IB[A]	IC[A]
LLG	90,9	5450,8	5706,6

Tabla 37. Corrientes de cortocircuito por fase en la barra de 13,8KV –Falla LLG.

Finalmente mostraremos los valores máximos y mínimos de corrientes de fallas que se obtuvieron en el estudio de cortocircuito tanto en la barra de 69 KV como en la barra de 13,8 KV.

Falla en la barra	69 KV		13,8 KV	
	I _{max}	I _{min}	I _{max}	I _{min}
Amp	2930,18	2174,76	6134,98	4389,15
p.u.	3,502	2,599	1,466	1,049
Tipo de falla	LLL	LL	LG	LL

Tabla 38. Corrientes de Falla Máximas y Mínimas Permisibles de la Subestación Eléctrica Terminal Terrestre.

3.7 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El presente estudio de Corto Circuito preparado para la Subestación Terminal Terrestre nos ha permitido cumplir los siguientes objetivos:

- Determinar la magnitud de las corrientes de Falla Trifásicas y de Línea a Tierra en cada barra del sistema, tanto para máxima como mínima generación.
- Al realizar el estudio de cortocircuito, la máxima corriente de falla que se da en la barra de 69 KV es de 2930,18 [A] y 3,502 [p.u.] provocada por la falla trifásica. Para la condición de carga mínima la corriente de falla es de 2174,76 [A] y 2,599 [p.u.] provocada por la falla de línea a línea.
- En la barra de 13,8 KV la máxima corriente de falla que se da en la es de 6134,98 [A] y 1,466 [p.u.] provocada por la falla de una fase a tierra. Para la condición de carga mínima la corriente de falla es de 4389,15 [A] y 1,049 [p.u.] provocada por la falla de línea a línea.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. Standard IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993, IEEE Std 241-1990, and IEEE Std 242-1986.

El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiada en la siguiente parte de este trabajo relacionada con la coordinación de las protecciones.

CAPÍTULO 4

PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

La elección del sistema de protección en la subestación eléctrica es fundamental, tanto para garantizar un correcto desempeño económico y funcional de la subestación como para minimizar los problemas causados por las condiciones anómalas del servicio o por propios fallos.

En los estudios realizados en el capítulo 2 y 3 de flujo de carga y condiciones de cortocircuito en la Terminal Terrestre nos proporcionan una base para el ajuste y coordinación de las Protecciones del Sistema. En el estudio de las protecciones para la Subestación Terminal Terrestre se realizara con los siguientes objetivos:

- Determinar los ajustes de los equipos de protección del sistema, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.
- Determinar la coordinación de las Protecciones de la Subestación Terminal Terrestre con la protección del Sistema de la Empresa Eléctrica

En el estudio se procederá a realizar permitirá el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

4.1 ESQUEMAS DE PROTECCIONES

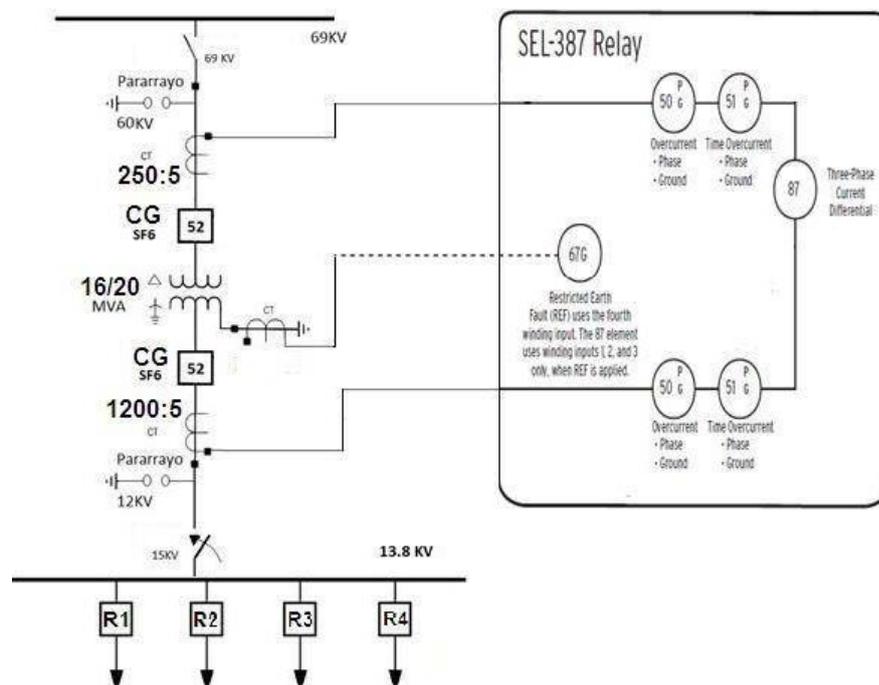


Figura 4.1 Esquema de Protecciones del Transformador de Potencia

El esquema de protecciones del transformador de potencia de la subestación Terminal Terrestre comprende un reléSEL-387 que sirve para su protección primaria y la protección secundaria de la red. Este relé posee las funciones 87, 67, 50, 51, 50N y 51N y en caso de falla ordena la apertura a los contactos del interruptor a gas SF6 (GCB – Gas CircuitBreaker).

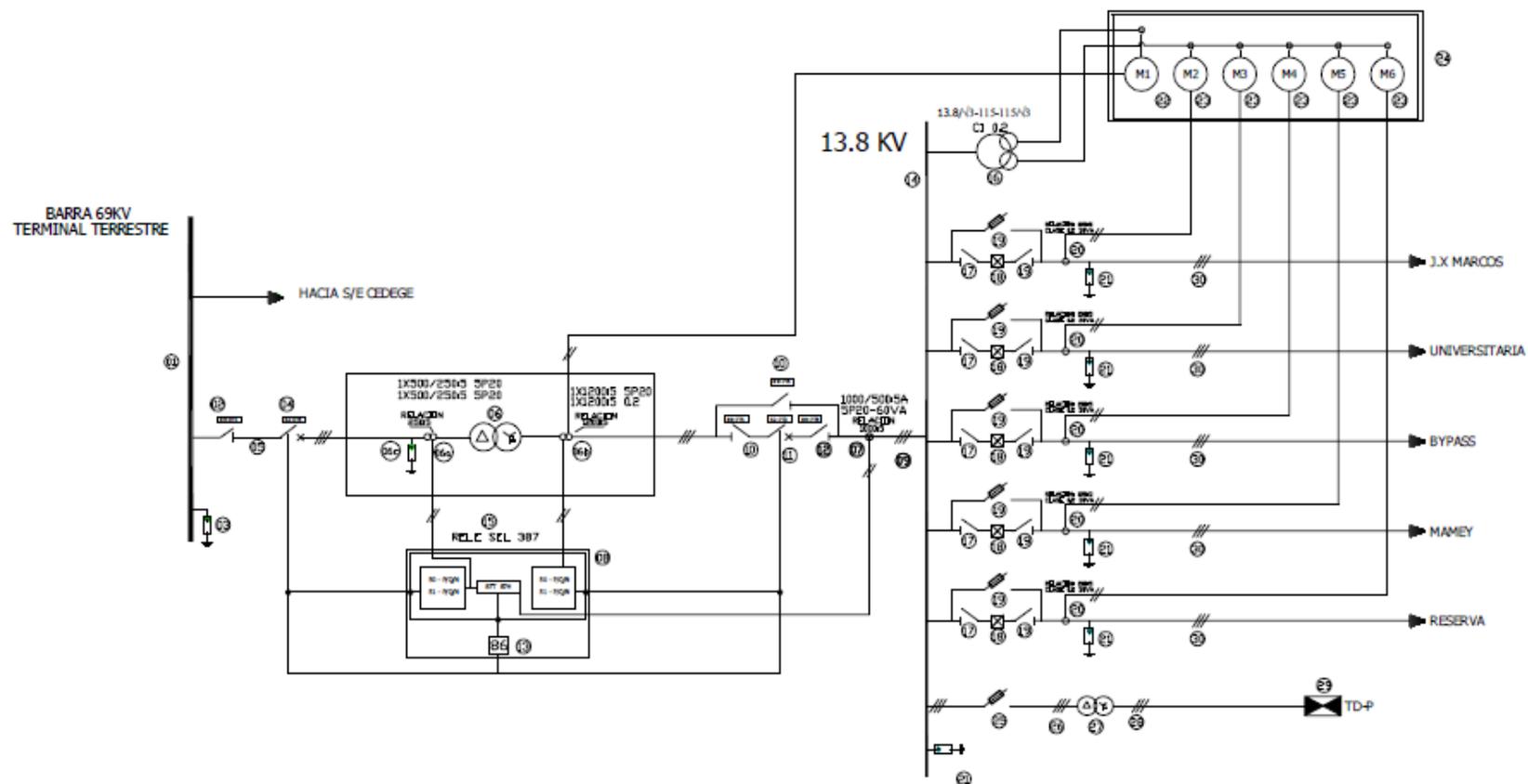


Figura 4.2 Esquema de protecciones de la Subestación TERMINAL TERRESTRE

4.2 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

4.2.1 CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR

A continuación se presentará la curva ANSI del transformador de la Subestación Terminal Terrestre. Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar un transformador sin sufrir daño, cuando es sometido a un esfuerzo mecánico y térmico ocasionado por una corriente de cortocircuito. La clasificación del transformador de la S/E Terminal Terrestre es de categoría III.

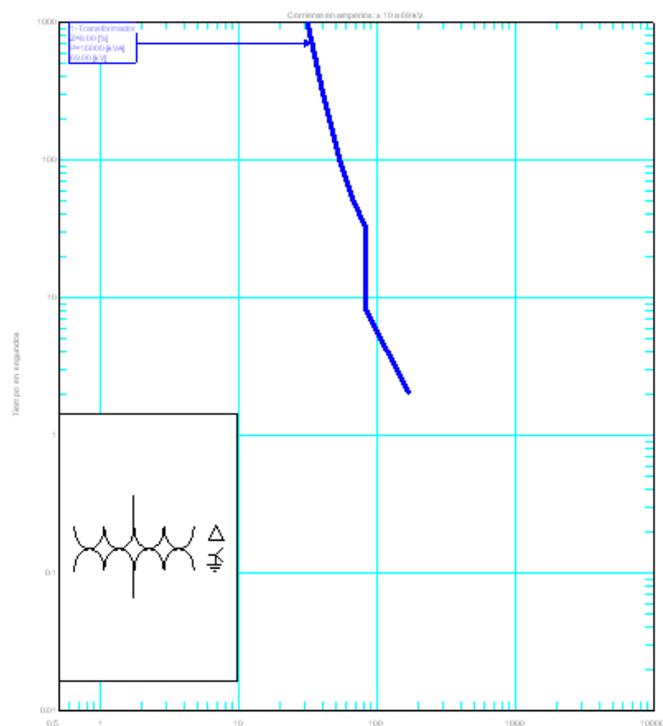


Figura 4.3 Curva de daño del transformador de la S/E Terminal Terrestre.

La protección del Transformador se la realiza utilizando el relé SEL-387 el cual es un relé digital orientado para la Administración y protección de Transformadores.

Entre sus características se incluyen cuatro entradas de corriente trifásica con protección independiente de diferencial restringida y no restringida, características programables de diferencial de pendiente unitaria o dual, monitor de interruptor de circuito, monitor de voltaje de batería y ecuaciones de control SEL-LOGIC.

Las funciones principales del Relé aplicadas para la protección son las siguientes:

- Protección diferencial.
- Sobre-corriente de tiempo inverso.
- Sobre-corriente Instantáneo.
- Protección direccional

La figura 4.3 Muestra la característica de disparo de la protección diferencial.

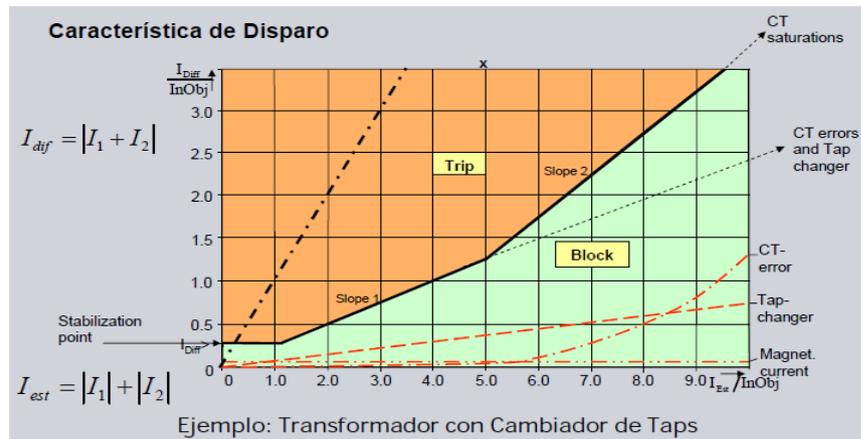


Figura 4.4 Característica de disparo de la protección diferencial

4.2.2 CÁLCULO DE AJUSTES PARA EL RELÉ 87T

El relé 87T que es una Protección Diferencial del Transformador, es un dispositivo microprocesador de protección contra cortocircuitos internos del transformador que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (CT's) situados en ambos lados del elemento a transformador y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus CT's de alta y baja. El esquema de conexión para protección diferencial 87T se muestra a continuación.

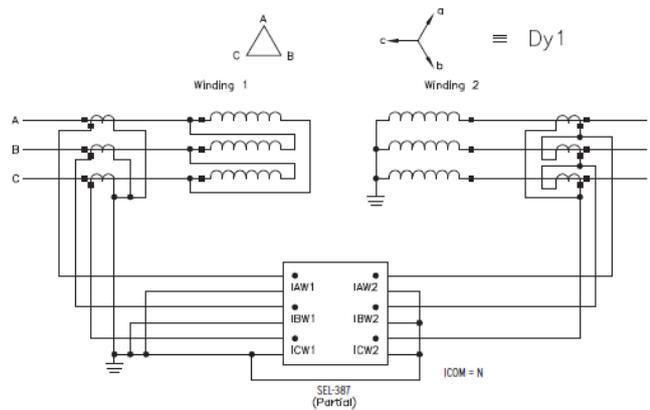


Figura 4.5 Esquema de conexión del relé SEL - 387(protección diferencial)

Para el ajuste se consideran las conexiones y valores nominales del transformador. El Lado de Alta (69 kV Delta) y el Lado de Baja (13,8kV Estrella) con 8% de impedancia y 16/20 MVA OA/FA.

En cuanto al desfaseamiento el lado de Alta adelanta al lado de Baja en 30°. Dicha compensación se lo verificó de acuerdo a las conexiones de los CT's vistas en la placa del Transformador de Poder.

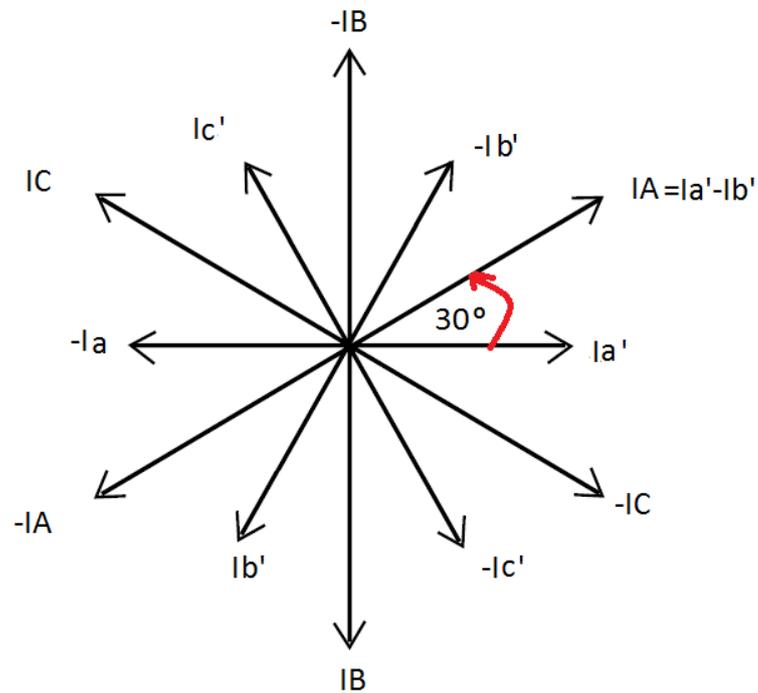


Figura 4.6 Diagrama fasorial de las corrientes del primario y secundario del transformador

Máxima corriente de carga a 20 MVA

$$I_H = \frac{\text{MVA en FA}}{\sqrt{3} \times V_H}$$

$$I_H = \frac{20000}{\sqrt{3} \times 69} = 167.34 \text{ A}$$

$$I_L = \frac{\text{MVA en FA}}{\sqrt{3} \times V_L}$$

$$IL = \frac{20000}{\sqrt{3} \times 13.8} = 836.739A$$

Relaciones de CT

De acuerdo a la placa del transformador, se tiene en el lado de alta la relación de CT de 250/5, la cual puede soportar corrientes de falla con precisión de 20. Recordemos que la corriente de máxima falla en el lado de 69 Kv es 2930.18A, lo que evidencia una relación de CT aceptable.

En cuanto al lado de Baja tensión se tiene una relación de CT de 1200/5 con precisión de 5, para corriente de máxima de falla de 6134.98A.

A continuación comprobaremos mediante las siguientes ecuaciones que la relación de los CT's es correcta:

$$I_{HF} \frac{5}{250} = 2930.18 \frac{5}{250} = 58,50 [A] < 100[A]$$

$$I_{LF} \frac{5}{1200} = 6134.98 \frac{5}{1200} = 25.56[A] < 100[A]$$

Corrientes de Carga en el lado secundario del CT con máxima capacidad del transformador de 20 MVA

$$I_{hs} = \frac{IH}{TC \text{ en alta}}$$

$$I_{hs} = 167.34 * \left(\frac{5}{250}\right) = 3.3486$$

$$ILS = \frac{IL}{TC \text{ en baja}}$$

$$ILS = 836.739 * \left(\frac{5}{1200}\right) = 3.486 \text{ A}$$

Ajuste

$$I_{hr} = I_{hs} * fac = 3.3486 * 1 = 3.3486 \text{ A}$$

$$I_{lr} = I_{ls} * fac = 3.3486 * \sqrt{3} = 6.0379 \text{ A}$$

Por lo tanto, el ajuste de toma 87T-1 para el lado alto y 87T-2 para el lado bajo

$$87T-1 = 3.35A$$

$$87T-2 = 6.04 \text{ A}$$

Porcentaje de Restricción de Armónicas por la corriente de magnetización.

La relación de transformación entre la corriente primaria límite asignada y la corriente primaria asignada da como resultado el factor de seguridad para los

aparatos de medida relativo al núcleo. De acuerdo con este factor, la corriente primaria límite asignada está sujeta a ciertos límites de error.

En los transformadores de corriente para protección convencional se utiliza la letra "P" (indica protección), la clase de precisión indica el límite superior del error compuesto para la corriente límite de precisión asignada.

En los transformadores modernos la intensidad de las armónicas es muy bajo y de acuerdo a la norma ANSI C57.110, un 5% o menos es deseable para la restricción del relé.

Clase de Precisión	Error de corriente para la corriente primaria asignada	Desplazamiento de fase para la corriente primaria asignada(minutos)	Error compuesto para la corriente límite de precisión (%)
5P	±1	±60	5
10P	±3	-	10

Tabla 39. Límites de error para transformadores de corriente convencionales para protección.

Porcentaje por regulación de voltaje

Si el transformador tiene cambiador de derivaciones es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. El rango del cambiador de tomas en carga es de +/- 10% de acuerdo a la placa del transformador de poder. Para estos cambios de taps o funcionamiento en vacío la protección no debe ser afectada por las condiciones de operación del transformador.

Porcentaje por error de los CT's

Como se tiene conocimiento, la relación de transformación de corriente de los CT's no es lineal en cuanto se van acercando al codo de operación, esto implica errores que los CT's pueden tener en su relaciones de transformación. Para este caso en particular considerando la magnitud de las corrientes de falla y las relaciones de transformación de los CT'S se considera un factor límite de precisión (ALF), igual a 20, el porcentaje escogido de acuerdo a la norma IEC 60044 para protección diferencial es del 5%.

Porcentaje de restricción en cuanto al desacoplamiento entre los CT's

Las razones de los CT'S no siempre arrojan valores secundarios iguales a comparar. El porcentaje Missmatch se determina asumiendo que el relé utilizado tiene TH: 3 Y TL: 6, para obtener un error de desacoplamiento pequeño, como se muestra a continuación:

$$M = 100 * \frac{\left(\frac{IHS}{ILS} - \frac{TH}{TL} \right)}{S}$$

$$M = 100 * \frac{\left(\frac{3.348}{6.037} - \frac{3.35}{6.04} \right)}{0.554} = 0.81154$$

$$M = 0.81154\%$$

Entonces vemos que el porcentaje de error intrínseco de la selección del TAP para la corriente nominal.

Se muestra la suma de cada restricción a continuación para la selección de la pendiente de la curva de disparo del 87

RESTRICCIONES	PORCENTAJE
Error de CT S	5%
Mismatch	0.81154%
Inrush	5%
Tap	10%
Suma:	20.811%

Tabla 40. Resumen de los porcentajes de las restricciones

Por lo tanto, seleccionamos una pendiente de porcentaje de 30%.

Curva de porcentaje diferencial	Porcentaje de la pendiente	Incremento de porcentaje de la pendiente	Corriente de operación mínima	Incremento
Pendiente de % lineal ajustable	15 a 60%	5%	0.2 a 1.0 por unidad de la toma	0.1
Pendiente variable 30%	-	-	Fija a 0.3 por unidad de la toma	-
Pendiente variable 35%	-	-	Fija a 0.35 por unidad de la toma	-
Pendiente variable del 15%, 25% o 40%	-	-	Fija a 0,3 por unidad de la toma	-

Tabla 41. Característica diferencial de porcentaje

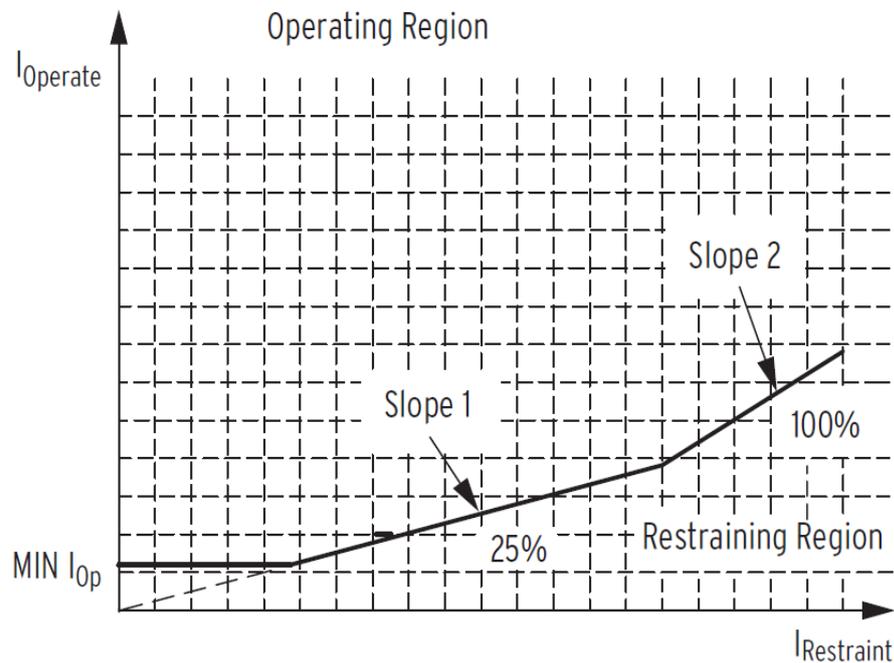


Figura 4.7 Característica de la protección diferencial – SEL 387

La curva característica del relevador SEL-387, ver figura 4.2.4, es del tipo diferencial de porcentaje. El relé permite ajustarla, ya sea como de simple slope, característica diferencial de porcentaje, o como de slope dual, característica diferencial de porcentaje variable.

4.2.3 FUNCIÓN DEL RELÉ 67 G

Este relé posee un elemento de protección para fallas restringidas a tierra, REF (restricted earth fault), que proporciona detección sensitiva de fallas internas a tierra.

Dicha función permite proteger transformadores con estrella puesta a tierra o autotransformadores con un interruptor y un juego de TT/CC en una terminal y uno o dos interruptores y juegos de TT/CC en las otras terminales.

La corriente de polarización se obtiene desde el neutro del T/C y se introduce por medio de la entrada del enrollado 4 (Winding 4), mientras que la corriente de operación es derivada desde la corriente residual, calculada para los enrollados protegidos. Por medio de un elemento direccional se determina si la falla es interna o externa, y el disparo es supervisado por umbrales de corriente de secuencia cero y un ajuste de retención por corriente de secuencia positiva.

4.2.4 AJUSTES SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA Y TEMPORIZADA DE FASE (51P Y 50P)

Los elementos de sobrecorriente controlados por torsión, incluso un elemento instantáneo, uno de tiempo definido y uno de tiempo inverso para cada fase, secuencia negativa y corrientes residuales de tierra proporcionan una protección minuciosa de sobrecorriente en cada entrada de devanado. La característica de corriente combinada suma las corrientes de dos CTs para aplicaciones de sobrecorriente de anillo-barra y de interruptor y medio.

Este relevador también proporciona protección contra sobrecorrientes mediante los siguientes elementos de sobrecorriente no direccional, para cada enrollado/terminal:

- Sobrecorriente de fase (50P/51P): tres niveles instantáneos, de tiempo definido y tiempo inverso.
- Sobrecorriente residual (50N/51N): instantánea, de tiempo definido y tiempo inverso.
- Sobrecorriente de secuencia negativa (50Q/51Q): instantánea, de tiempo definido y tiempo inverso.
- Además, cuenta con una función de sobrecorriente especial:
Sobrecorriente combinada (51PG: tiempo inverso, fase y tierra) para las corrientes sumadas de los enrollados 1 y 2 y los enrollados 3 y 4.

Los ajustes de pickup y las características de los elementos de sobrecorriente, son independientes de los ajustes de los elementos diferenciales.

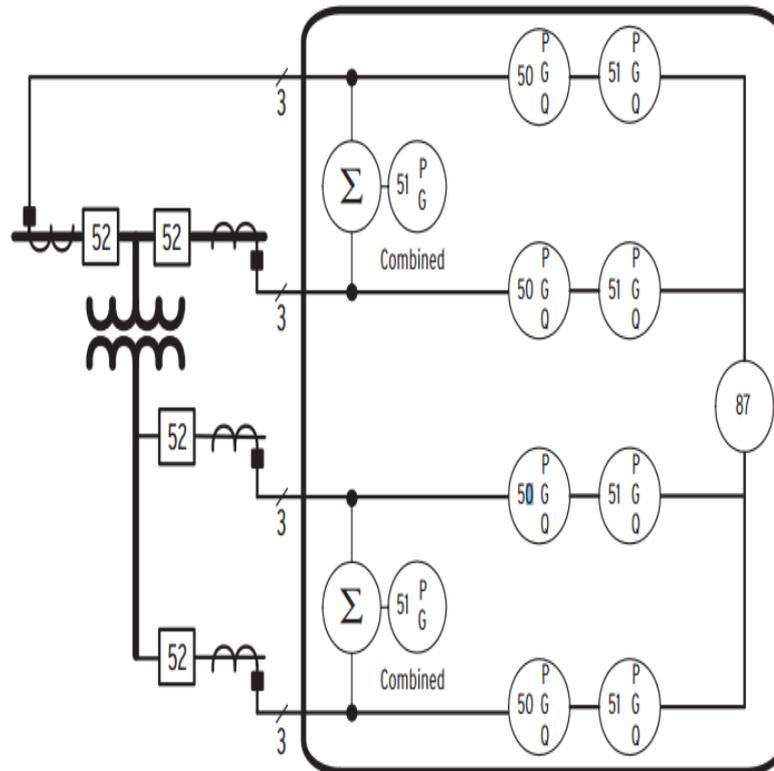


Figura 4.8 Protección de sobrecorriente

4.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS RECONECTADORES

En la Subestación Terminal Terrestre, se utiliza los reconectores en vacío como medio de aislamiento e interrupción. Lo cual sirve como el dispositivo de protección del alimentador primario que permite aislar el alimentador en caso de falla permanente, en este caso protege las alimentadoras.

Algunas de las funciones de este reconector son las siguientes:

- La eliminación de una falla en la red de distribución y la optimización de un área de la falla.

- Interruptor con aislamiento sólido, producto favorable para el medio ambiente contra los efectos Gas Invernadero.
- La más avanzada tecnología con Mecanismo de accionador magnético
- Varias coordinaciones de la protección y control remoto por controlador digital incorporado RTU
- Cierre manual mecánico con dispositivo de cierre manual
- Fuente de cierre manual del dispositivo y la energía lateral de la carga



Figura 4.9 Reconectador en vacío

Para realizar el ajuste del reconector en la Subestación Terminal Terrestre se utilizaron los siguientes parámetros:

ITEM	RATING	ITEM	RATING
RATED VOLTAGE (KV)	15/27/38	BASIC IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE (KV 1.2x50)	110/150/170
RATED CURRENT (A)	630	CONTROL CUBICLE	OPERATION VOLTAGE
FREQUENCY	50/60		CONTROL POWER
SHORT CIRCUIT INTERRUPTING CURRENT (KA)	12.5(R.M.S)		PERMEABLE VOLTAGE
MAKING CURRENT CAPACITY(KA)	32.5(PEAK)		POWER FRECUENCY WITH STAND VOLTAGE
OPENING TIME (CYCLE)	≤ 3.0(0.05sec)		BASIC IMPULSE WITH STAND VOLTAGE (KV 1.2x50)
CLOSING TIME (CYCLE)	≤ 5(0.1sec)	WEIGHT (Kg)	TANK
POWER FRECUENCY	DRY:50/60/70		CONTROL CUBIDE
WITHSTAND VOLTAGE(KV)	WET.45/50/60		COMMUNICATION PORT
			RS232,RS485/422

Tabla 42. Ajustes del Reconector en vacío

Las características del reconector son las siguientes:

La primera tecnología independiente en Corea y certificado por KEMA Tipo de prueba

- Sin interruptor de presión de gas

- No hay ningún dispositivo de liberación de gas
- Sin la válvula de llenado de gas
- Norma IEC, zona contaminada pesada aplicable

Favorable con el Medio Ambiente

- Gas libre de aceite

Operación Segura

- Interruptor: 10000 tiempos de operación
- Mecanismo: 10000 tiempos de operación
- La eliminación del tanque explosión causa de arco interno

4.4 CONCLUSIONES DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACION DE DISTRIBUCION

En los estudios realizados para la Protección de la Subestación de Terminal Terrestre, nos da como resultado lo siguiente:

- Se determinaron los ajustes del relé SEL 387 y también se explicaron y detallaron las funciones de las protecciones para el transformador de potencia.
- Se efectuó el ajuste de la protección diferencial (87T) de tal manera que nos garantiza una correcta operación del relé SEL 387 en caso

de fallas en el transformador. El ajuste del relé diferencial realizado nos dio como resultado lo siguiente:

Restricciones	Porcentaje
Error de CT`S	5%
Mismatch	0.811%
Inrush	5%
Tap	10%
Suma:	20.81%

Tabla 43. Porcentajes de restricción

CAPÍTULO 5

COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCION

Los dispositivos de protección que se utilizan para la subestación ya sea relés, interruptores fusibles etc. serán seleccionados de acuerdo a las curvas características, tiempo-corriente de cada dispositivo.

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones.

El objetivo de este capítulo es lograr una correcta coordinación de las protecciones con la ayuda del programa computacional CYMTCC 4.5 Rev 13, el cual dispone de una extensa gama de elementos de protección con sus respectivas graficas tiempo-intensidad y los estudios de flujo de carga y cortocircuito realizados en capítulos anteriores.

5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.

La Subestación Terminal Terrestre, sus alimentadoras y el sistema de distribución en general, se encuentran automatizados por equipos de protección que cumplen la labor de interrupción del sistema ante cualquier eventualidad, falla o mala operación del sistema.

Los Principios generales para el ajuste y la coordinación de la protección en la subestación son los siguientes:

Sensibilidad y velocidad

Se debe definir la operación de los relés de protección para detectar las fallas, el funcionamiento anormal del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. El ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características:

1. Sensibilidad para detectar estas condiciones por muy incipientes que éstas sean.
2. Velocidad para detectar estas condiciones lo más prontamente posible. En una protección unitaria que comprende solo una zona de protección, la sensibilidad como límite distinguir la operación normal de la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como límite o meta detectar las fallas con la mínima corriente de falla, la cual se produce con la mínima generación en el extremo de las zonas vecinas a la zona protegida.

La velocidad de una protección está ligada al tiempo de operación de los siguientes componentes:

- 1) El tiempo de operación del Relé que debe ser de dos ciclos. Cuando se aplica un esquema de tele protección se debe agregar el tiempo de transmisión de las señales.
- 2) El tiempo de operación del Interruptor que varía entre dos y cuatro ciclos, según el nivel de tensión. El criterio antes mencionado es aplicable a la protección primaria que debe actuar sin ninguna temporización. Para la protección secundaria se tiene los siguientes límites:
 - El tiempo de crítico de extinción de la falla por razones de estabilidad

- El tiempo que los equipos e instalaciones soportan un cortocircuito sin daño físico y sin afectar la seguridad de las personas. Es una buena práctica generalizada utilizar 500 ms en los diseños de seguridad de las puestas a tierra; y de otra parte, es también una práctica aplicar este mismo tiempo como límite de exigencia por cortocircuito a los equipos, con la finalidad de cuidar su vida útil. Por esta razón, es recomendable limitar los tiempos de extinción de las falla por parte de las protecciones a 500 ms. Se debe notar que este tiempo incluye la apertura del interruptor.

Selectividad de la protección

La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección; pero también requiere una actuación debidamente coordinada.

La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección será la total selectividad con la máxima sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incrementa una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos.

Fiabilidad y seguridad de la protección

Con la finalidad de asegurar una buena fiabilidad de la protección, se recomienda que la protección principal sea redundante; es decir, se debe tener dos relés de protección físicamente diferentes (protección primaria y secundaria), los cuales deben operar de manera independiente uno del otro y contar con baterías de alimentación diferentes. Estas protecciones actuarán en paralelo; es decir, cualquiera de ellas efectuará la acción de disparo de los interruptores.

Cuando la seguridad de la protección que otorga un elemento puede ser insuficiente, se recomienda emplear dos elementos de protección que deben actuar en forma simultánea para efectuar una acción de disparo a un interruptor. Es decir, los contactos de estos elementos deben ser conectados en serie para que la acción sea válida.

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección se debe considerar lo siguiente:

1. Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos; y en consecuencia, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones para este ajuste.

2. Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones graduadas serán ajustadas y coordinadas de acuerdo a lo establecido en el presente documento.
3. Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos serán ajustadas de acuerdo a los criterios de cada proyecto y siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías proporcionadas por éstos.

5.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES.

Un fusible es un dispositivo empleado para proteger un circuito eléctrico mediante la fusión de uno o varios elementos destinados para este efecto, interrumpiendo el flujo de la corriente eléctrica cuando esta sobrepasa el valor de la corriente de fusión del fusible dentro de un tiempo determinado. Los componentes que conforman un cortocircuito fusible se muestran en la figura 5.1, la parte que sirve como elemento de protección para la desconexión del cortocircuito es el elemento fusible, el cual se construye de una sección transversal determinada hecha de una aleación metálica, este se funde al paso de una magnitud de corriente superior para la que fue diseñado.

Para fusibles de un solo elemento es común usar aleaciones a partir de estaño, cobre o plata. Algunos fabricantes establecen que el elemento de

temperatura de baja fusión previene el daño al tubo protector que rodea al elemento y al mismo portafusible en sobrecargas y el mejor material consecuentemente para los fusibles de un solo elemento es el estaño puro.

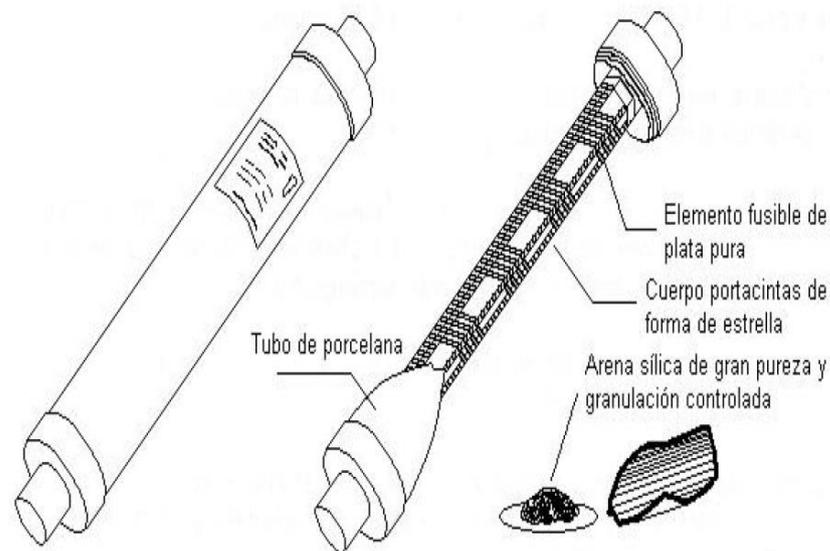


Figura 5.1 Partes de un fusible

Los fusibles de un solo elemento pueden subdividirse en dos clases: aquellos que tienen una temperatura de fusión baja, tal como los de estaño que se funde a 232 °C; y los que tienen una temperatura de fusión alta como la plata o cobre, que se funden a 960 °C y 1080 °C respectivamente.

Con curvas idénticas tiempo corriente un elemento fusible de estaño puede llevar mayor cantidad de corriente continuamente dentro de la elevación de temperatura permisible que los elementos fusibles de plata o cobre.

En fusibles con elementos dobles, las funciones eléctricas y mecánicas de las partes están relacionadas de tal manera, que la elección del material se determina por el tipo de curva que se desee obtener. Este tipo de fusibles incorpora dos elementos en serie, un extremo de cobre estañado se une por medio de una bobina de soldadura. En sobrecargas, la soldadura funde a un valor predeterminado tiempo corriente provocando la separación de los elementos fusibles. En cortocircuitos e impulsos transitorios el elemento fusible funde antes que la soldadura.

Además las características físicas, mecánicas y constructivas de los fusibles, es importante determinar los parámetros eléctricos que identifican a estos elementos de protección. De acuerdo a la norma ANSI C37. 100 1972, los cortocircuitos fusibles son identificados por las siguientes características:

- Frecuencia.
- Tensión eléctrica nominal.
- Corriente eléctrica nominal.
- Nivel básico de impulso.
- Servicio (interior o intemperie).
- Respuesta de operación (curva tiempo corriente).
- Capacidad interruptiva (simétrica y asimétrica).
- Velocidad de respuesta (en el tipo expulsión).

Así mismo, los factores que definen la aplicación de un fusible, además de las características anteriores son:

- Corriente de cortocircuito en el punto de instalación.
- Relación X/R de la impedancia equivalente (Z_e).
- Curva de daño de los elementos a proteger (conductores, transformadores, etc.).
- Curva de energización del transformador (inrush y carga fría).
- Costo.

5.2.2 CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE FUSIBLES

Para determinar el fusible apropiado para la protección se deberá tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- La corriente de la carga.
- Voltaje del sistema, tipo del sistema.
- Máxima corriente de falla en el lugar donde se coloquen.

Los fusibles de clase K soportan una corriente continua de 1.5 veces la corriente nominal como se observa en la Tabla 42.

Nominación K	Corriente continua (A)	Nominación K	Corriente continua (A)
6	9	40	60
8	12	50	75
10	15	65	95
12	18	80	120
15	23	100	150
20	30	140	190
25	38	200	200
30	45		

Tabla 44. Máxima corriente continua de tira fusibles tipo K

Para determinar el correcto fusible es necesario obtener la corriente del circuito determinar el correcto fusible, la cual debe ser hallada considerando los parámetros antes mencionados y las posibles sobrecargas como lo muestran siguientes expresiones.

Reglas para la selección de fusibles:

- 1,5 I_n para circuitos no inductivos
- 2,0 I_n para circuitos normales
- 2,4 I_n para circuitos con arranques de motores
- 3,0 I_n para circuitos con sobrecargas esperadas

En cada una de las cuatro alimentadoras encontramos transformadores de distribución los cuales se protegieron de acuerdo a su capacidad nominal, donde el voltaje utilizado es 7620V y 13800V en los ramales monofásicos y trifásicos respectivamente.

- Transformador de 75 KVA monofásico

$$I_n = \frac{75KVA}{7,62} = 9.84 A$$

$$I_{fusible} = 2 X 9.84 = 19.68 A$$

Se elige el fusible de tamaño 15 K con capacidad de corriente nominal de 23 amperios

- Transformador de 50 KVA monofásico

$$I_n = \frac{50KVA}{7,62} = 6.56 A$$

$$I_{fusible} = 2 X 6.56 = 13.12 A$$

Se elige el fusible de tamaño 6 K con capacidad de corriente nominal de 9 amperios

- Transformador de 25 KVA monofásico

$$I_n = \frac{25KVA}{7,62} = 3.28 A$$

$$I_{fusible} = 2 X 3.28 = 6.56 A$$

Se elige el fusible de tamaño 10 K con capacidad de corriente nominal de 15 amperios

5.3 CARACTERÍSTICAS DE INTERRUPTORES MAGNÉTICOS

Los interruptores magnéticos frecuentemente permiten resolver situaciones difíciles para otros tipos de interruptores, como son los mecánicos, o incluso los electrónicos (inductivos, capacitivos u ópticos).

Al igual que los fusibles, los interruptores magnéticos protegen la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos, además sirven para conexión y desconexión de la Subestación y la Alimentadora, ya sea para mantenimiento o por que ocurra una falla.

En la Subestación Terminal Terrestre existen 5reconectores electrónicos, de los cuales solo se encuentra en funcionamiento 4 con las alimentadoras Av. Universitaria, Centro, Juan X Marcos y By-Pass.El reconector electrónico en vacío y es marca ENTEC, cuya función es la de proteger el alimentador así como también el fusible de los ramales de la alimentadora.

El reconector actúa al momento de ocurrir una falla, operando así la curva rápida del reconector, si la falla es temporal esta se despeja sin ningún problema pero si la falla no se puede despejar o es de naturaleza permanente actuara el fusible fundiendo el mismo y luego haciendo que actué la curva lenta del reconector hasta despejar la falla.

5.4 ÁREAS DE PROTECCIÓN

5.4.1 LEVANTAMIENTO DE ALIMENTADORAS

Para efecto de obtención de la información necesaria se realizó el levantamiento de las 4 Alimentadoras de la S/E Terminal Terrestre.

5.4.1.1 ALIMENTADORA AV. UNIVERSITARIA

La Alimentadora AV. Universitaria tiene una ruta de salida en dirección de la AV Universitaria, la cual alimenta todo el sector de la ciudadela el Mamey y toda la parte de la vía de la AV. Universitaria como: la Universidad Técnica De Babahoyo, el Colegio Eugenio Espejo , El Hospital Del Seguro entre otros.

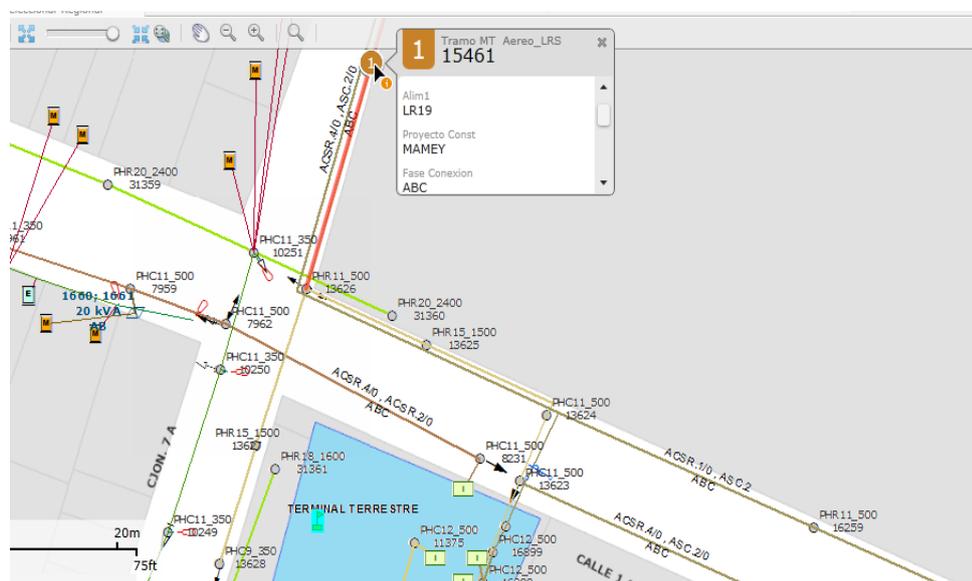


Figura 5.2 Recorrido de protección de Alimentadora AV. Universitaria.

5.4.1.2 ALIMENTADORA CENTRO

La Alimentadora Centro tiene una ruta de salida de la S/E y es la de mayor carga porque alimenta al centro de la ciudad donde hay mayor consumo debido que es un sector comercial.

Algunos de los locales alimentados por esta troncal son por ejemplo: el centro comercial 'TIA', El Municipio, El Parque de la Catedral, entre otros que son alimentados por esta alimentadora esta va hacia el centro de la ciudad, con transformadores de 50 y 45 KVA como se muestra en la figura 5.3.



Figura 5.3 Recorrido de la Alimentadora Centro.

Esta troncal tiene conductores de ACSR 3/0 y 1/0se deriva sub ramales trifásicos el cual posee derivaciones monofásicas que alimentan a la zona residencial con transformadores de 25 ,30 y 50 KVA como se muestra en la figura 5.5.

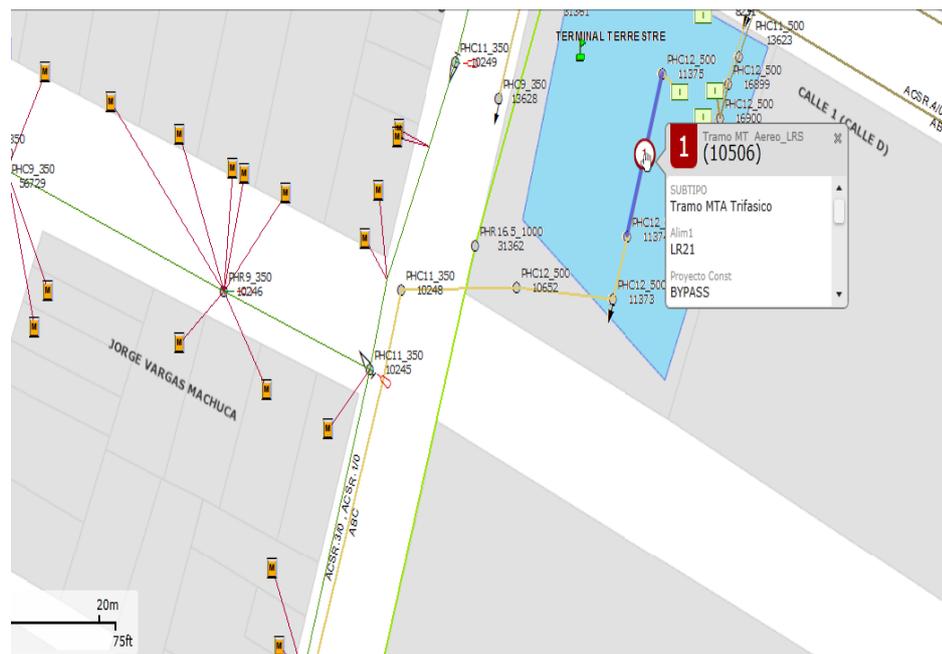


Figura 5.5 Recorrido de Alimentadora By-Pass.

5.5 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para realizar la coordinación de la Subestación Terminal Terrestre se tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Para realizar la protección en el lado del primario del transformador se utilizó el relé SEL-387 ajustado en su unidad de sobrecorriente de tiempo inverso e instantánea, también se considera que la aplicación

de este relé incluye la protección de respaldo de la barra de 13.8 KV y de la alimentadora.

- Las unidades de sobrecorriente de tiempo definido e instantánea se las ha ajustado para las corrientes máximas y mínimas de falla en las barras más cercanas al transformador, esto es tanto en el primario, como en el secundario del transformador o para la mayor corriente de contribución en la localidad de los relés.
- Se considera el estándar de IEEE para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha considerado un Intervalo de Coordinación entre 0.2 a 0.3 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución a la corriente de falla en la ubicación del Relé.

5.6 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN DE LA SUBESTACIÓN Y REDDE DISTRIBUCIÓN

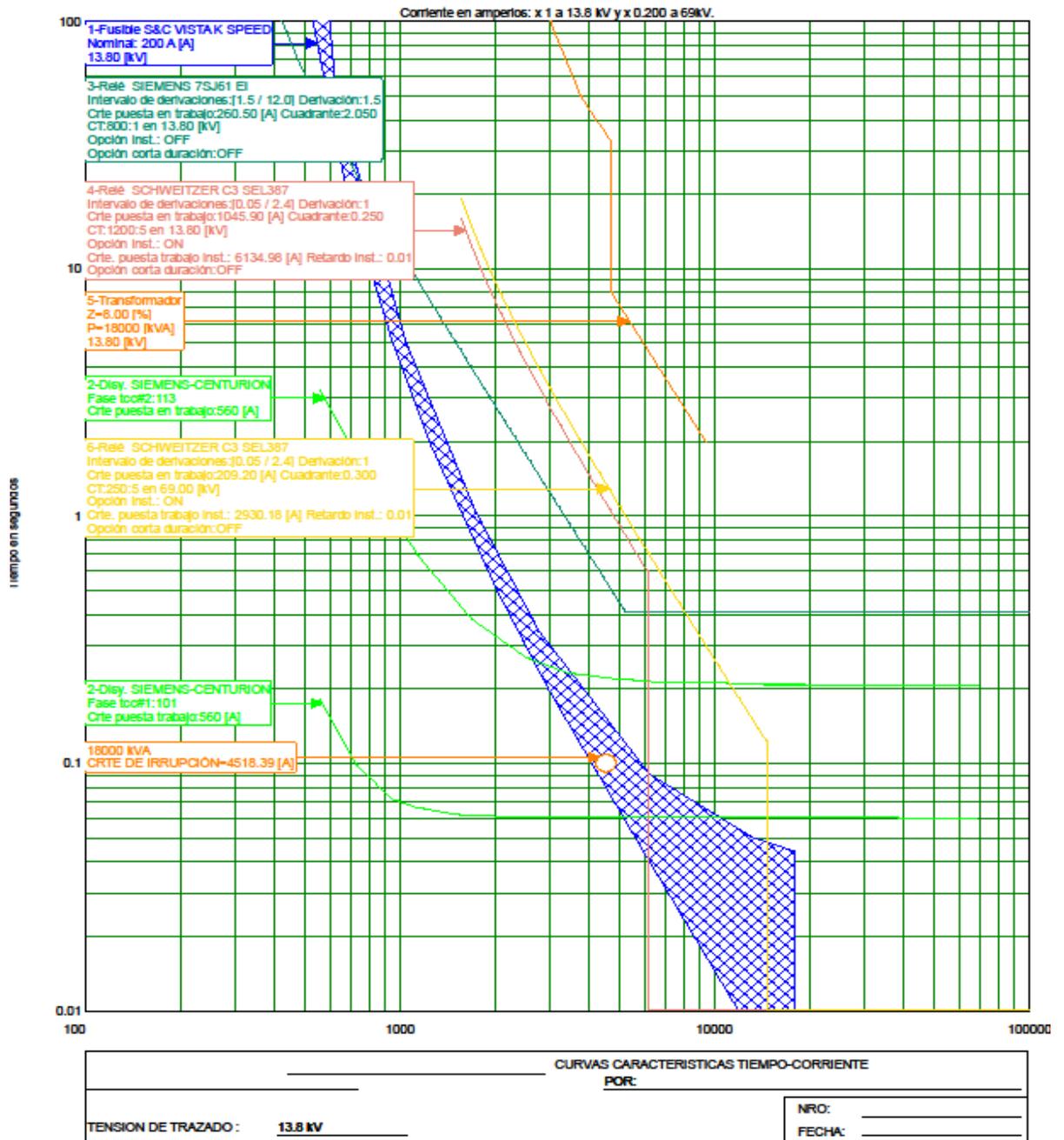


Figura 5.6 Curvas de protección en la alimentadora Centro

La protección del reconectador está en todas sus operaciones entre la curva del fusible.

Se puede observar que la curva de la función 51 del relé SEL-387 está por encima de la curva del fusible 200K, para fallas en el lado del secundario. El fusible 200 K es una protección redundante y debería de ser puenteado. Se aprecia la protección instantánea colocada en 6134,98A que es la corriente de falla máxima en el lado de 13.8KV.

Los reconectores operan solamente cuando se trata de una falla en la alimentadora o como respaldo de algún fusible.

Para cualquier corriente de falla que exista la curva rápida y lenta del reconectador se encuentra por debajo de la curva de daño del conductor de la troncal, protegiendo así este elemento del sistema, además del transformador.

5.7 CONCLUSIONES DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

- Al hacer el ajuste se calibra la corriente de arranque del 51 para que el transformador trabaje no solo en condiciones nominales, sino también sobrecargado, sin sobrepasar los límites indicados por el fabricante, además se tomó en cuenta la corriente INRUSH para evitar la operación en la energización del mismo.

- La sensibilidad de fase de los reconfiguradores detecta corrientes de falla a tierra cuando la corriente total de cualquier fase, es decir carga más falla, excede la corriente de disparo. Sin embargo, en ocasiones la corriente de disparo es relativamente alta y muchas fallas a tierra pueden pasar desapercibidas. Sobre todo cuando ocurren lejos de la subestación y su magnitud es limitada por la impedancia de la línea, resistencia de arco y resistencia de tierra.
- Para garantizar una buena coordinación es necesario y fundamental que las curvas de coordinación estén por debajo de la curva de daño del transformador, la cual representa la máxima capacidad que puede soportar un transformador cuando es sometido a un esfuerzo mecánico y térmico ocasionado por una corriente de cortocircuito.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al finalizar en presente proyecto y después de analizar los diferentes Estudios Eléctricos se plantea lo siguiente:

- 1) De acuerdo al Estudio de Flujo de Carga realizado en el capítulo 2, vemos que la Subestación Terminal Terrestre trabaja sin inconvenientes de sobrecarga, con sus voltajes y capacidades dentro de los rangos normales.
- 2) El transformador de capacidad (16/20 MVA) de la subestación Terminal Terrestre se encuentra operando para carga máxima al 70% de su capacidad límite y para carga mínima opera al 20% de su capacidad límite por lo tanto esto indica que el transformador está en un buen punto de operación, y mantiene un margen de reserva razonable.

- 3) También podemos observar que en el estudio de flujo de carga las tensiones en las barras de 69 KV y 13.8 KV está dentro de los márgenes aceptados para una buena calidad de energía.
- 4) Se determinó con el estudio de flujo de carga que la alimentadora "CENTRO" es la alimentadora con más demanda de energía en comparación con las otras 3 alimentadoras.
- 5) El estudio de Corto circuito determinó para el caso de fallas que a nivel de 69 KV la corriente más elevada es la falla trifásica y a nivel de 13.8 KV en la mayor corriente de cortocircuito es la de línea – tierra.
- 6) Al realizar el estudio de cortocircuito pudimos establecer que las características de los equipos existentes en la subestación son adecuadas para proteger al sistema ante cualquier tipo de falla, por lo tanto, este estudio es fundamental en la prevención con el fin evitar el daño de dichos equipos y brindar continuidad al sistema de energía a los diferentes usuarios.

- 7) Los estudios de flujo de carga y corto circuito realizados en la Subestación Terminal Terrestre fueron la base en el ajuste y coordinación de las protecciones de la Subestación.
- 8) Al hacer una correcta selección y coordinación de los equipos de protección nos permitirá el despeje oportuno de cualquier tipo de falla en el sistema.
- 9) El ajuste realizado al Relé SEL-387 permite brindar al sistema una correcta protección tanto en el lado primario como en el lado secundario, además permite cumplir con los criterios de selectividad y confiabilidad.
- 10) Al analizar los resultados obtenidos de la coordinación podemos concluir que todos los equipos de protección utilizados en la S/E operan en los tiempos adecuados, lo cual hará que la falla sea despejada con un tiempo oportuno protegiendo así dicha subestación.
- 11) Se recomienda realizar análisis permanentes al estudio, ya que la carga a servir en un futuro se incrementara debido a la nueva alimentadora "Terminal Terrestre" que va a ser puesta en servicio y esto hará un incremento en la carga del sistema por lo tanto realizar

estos estudios hará que se puedan tomar decisiones oportunas respecto a la coordinación y equipo de protección de la subestación.

- 12) Además se recomienda la instalación de intellirupters en las alimentadoras que poseen un alto índice de fallas, ya que este dispositivo verifica que la línea esté libre de fallas antes de iniciar una operación de cierre. Puede operar como interruptor de fallas o con las opciones adecuadas se puede integrar un sistema SCADA. Además reduce en gran medida los esfuerzos sobre los componentes del sistema, así como las disminuciones de tensión que sufren los usuarios aguas arriba de la falla. Esto hará que el sistema tenga una mejora con la continuidad de servicio.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Manual de Instrucciones, SEL-387 Current Differential and Over Current Protection Relay.
- [2] Ing. José Layana - Análisis de fallas a sistemas eléctricos de potencia.
- [3] Alstom Grid – Network Protection & Automation Guide.
- [4] J. Lewis Blackburn - Protective Relaying: Principles and Applications, Third Edition.
- [5] T.A. Short – Electric Power Distribution, HandBook.
- [6] Felipe A. Yam Pérez, Reseña y operación de los reconectores eléctricos.
- [7] McGraw-Edison Company, Manual Overcurrent Protection for Distribution System, Power System Division.

ANEXOS

ANEXO 1

Histórico de carga de las alimentadoras de la subestación Terminal Terrestre.

En este anexo se presentan extractos de los históricos de carga para las alimentadoras Av. Universitaria, Centro, Juan X. Marco y bypass, para los cuales se tomó como muestra el mes de octubre del 2013. Estos datos fueron seleccionados en base a los KW máximos y mínimos de cada día.

Alimentadora Av. Universitaria

Fecha	Hora	KW	KVAR	KVA
10/07/2013	30:00.0	260,305	42.907	263,819
10/28/2013	45:00.0	1,545.390	576.189	1,649.314
10/28/2013	30:00.0	1,555.190	591.479	1,663.877
10/28/2013	15:00.0	1,542.221	585.931	1,649.785
10/28/2013	00:00.0	1,534.661	591.639	1,644.769
10/28/2013	45:00.0	1,492.034	586.916	1,603.327
10/28/2013	30:00.0	1,470.543	581.875	1,581.515
10/28/2013	15:00.0	1,416.529	587.701	1,533.715
10/28/2013	00:00.0	1,380.606	523.043	1,476.455
10/28/2013	45:00.0	1,416.664	521.628	1,509.661
10/28/2013	30:00.0	1,468.894	548.167	1,567.864

10/28/2013	15:00.0	1,514.127	551.585	1,611.483
10/28/2013	00:00.0	1,593.121	465.000	1,659.480
10/28/2013	45:00.0	1,037.435	613.157	1,205.097
10/28/2013	30:00.0	1,050.198	607.290	1,213.154
10/28/2013	15:00.0	1,067.998	599.020	1,224.537
10/28/2013	00:00.0	1,107.202	597.713	1,258.251
10/28/2013	45:00.0	1,137.654	601.019	1,286.661
10/28/2013	30:00.0	1,160.875	602.703	1,308.013
10/28/2013	15:00.0	1,178.782	586.296	1,316.564
10/28/2013	00:00.0	1,209.449	583.610	1,342.901
10/28/2013	45:00.0	1,197.370	564.999	1,324.006
10/28/2013	30:00.0	1,239.556	557.990	1,359.370
10/28/2013	15:00.0	1,299.692	564.995	1,417.199
10/28/2013	00:00.0	1,343.785	561.019	1,456.210
10/28/2013	45:00.0	1,462.528	513.204	1,550.092
10/28/2013	30:00.0	1,472.022	566.448	1,577.272
10/28/2013	15:00.0	1,478.177	575.389	1,586.255
10/28/2013	00:00.0	1,402.943	569.833	1,514.292
10/28/2013	45:00.0	1,380.031	571.045	1,493.516
10/28/2013	30:00.0	1,386.407	567.126	1,497.921
10/28/2013	15:00.0	1,439.499	571.049	1,548.638
10/28/2013	00:00.0	1,481.598	558.758	1,583.515
10/28/2013	45:00.0	1,386.411	488.751	1,470.077
10/28/2013	30:00.0	1,370.125	482.040	1,452.463
10/28/2013	15:00.0	1,352.225	481.061	1,435.266
10/28/2013	00:00.0	1,333.992	478.830	1,417.337
10/28/2013	45:00.0	1,306.115	479.880	1,391.499
10/28/2013	30:00.0	1,295.774	479.939	1,381.834
10/28/2013	15:00.0	1,262.780	466.456	1,346.193
10/28/2013	00:00.0	1,244.467	461.167	1,327.179
10/28/2013	45:00.0	1,233.186	440.508	1,309.513
10/28/2013	30:00.0	834,662	425.835	937,046
10/28/2013	15:00.0	841,272	462.246	959,935
10/28/2013	00:00.0	845,673	502.220	983,598
10/28/2013	45:00.0	829,808	510.649	974,353

Alimentadora Centro

Fecha	Hora	KW	KVAR	KVA
10/07/2013	00:00.0	3,065.598	487.170	3,104.084
10/07/2013	45:00.0	3,145.320	504.762	3,185.593
10/07/2013	30:00.0	3,276.302	524.680	3,318.096
10/07/2013	15:00.0	3,330.885	545.640	3,375.284
10/07/2013	00:00.0	4,931.141	703.997	4,981.850
10/07/2013	45:00.0	3,322.147	504.640	3,360.273
10/07/2013	30:00.0	3,313.171	491.840	3,349.500
10/07/2013	15:00.0	3,298.074	452.941	3,329.041
10/07/2013	00:00.0	3,263.373	432.341	3,291.892
10/07/2013	45:00.0	3,222.288	417.944	3,249.292
10/07/2013	30:00.0	3,180.080	409.901	3,206.413
10/07/2013	15:00.0	3,083.570	380.558	3,107.032
10/07/2013	00:00.0	3,010.128	357.915	3,031.352
10/07/2013	45:00.0	2,948.595	354.587	2,969.851
10/07/2013	30:00.0	2,946.589	383.420	2,971.442
10/07/2013	15:00.0	2,923.040	400.550	2,950.383
10/07/2013	00:00.0	2,875.145	398.277	2,902.609
10/07/2013	45:00.0	2,867.952	396.481	2,895.237
10/07/2013	30:00.0	2,889.381	389.368	2,915.513
10/07/2013	15:00.0	2,913.162	387.086	2,938.777
10/07/2013	00:00.0	2,956.333	373.825	2,979.890
10/07/2013	45:00.0	2,948.612	380.574	2,973.086
10/07/2013	30:00.0	2,947.470	361.868	2,969.619
10/07/2013	15:00.0	2,900.599	366.765	2,923.733
10/07/2013	00:00.0	2,844.825	349.505	2,866.276
10/13/2013	30:00.0	1,342.637	112.738	1,347.394
10/13/2013	15:00.0	1,252.538	100.167	1,256.561
10/13/2013	00:00.0	1,212.771	99.155	1,216.840
10/13/2013	45:00.0	1,156.307	87.348	1,159.629
10/13/2013	30:00.0	1,101.092	86.588	1,104.507
10/13/2013	15:00.0	1,071.888	71.132	1,074.260
10/13/2013	00:00.0	1,073.339	116.694	1,079.738
10/13/2013	45:00.0	1,088.505	130.505	1,096.314
10/13/2013	30:00.0	1,105.455	149.286	1,115.536
10/13/2013	15:00.0	1,194.419	183.956	1,208.516

10/13/2013	00:00.0	1,229.290	199,497	1,245.375
10/13/2013	45:00.0	1,216.172	191,363	1,231.142
10/13/2013	30:00.0	1,218.719	193,354	1,233.970
10/13/2013	15:00.0	1,227.373	199,171	1,243.444
10/13/2013	00:00.0	1,217.880	191,992	1,232.929

Alimentadora Juan X. Marco

Fecha	Hora	KW	KVAR	KVA
10/10/2013	00:00.0	3,685.950	1,442.304	3,958.124
10/10/2013	45:00.0	3,690.691	1,446.327	3,963.984
10/10/2013	30:00.0	3,711.532	1,447.808	3,983.929
10/10/2013	15:00.0	3,747.933	1,463.076	4,023.396
10/10/2013	00:00.0	3,836.038	1,476.780	4,110.499
10/10/2013	45:00.0	4,541.440	1,138.192	4,681.896
10/10/2013	30:00.0	3,807.824	1,470.489	4,081.913
10/10/2013	15:00.0	3,768.635	1,478.369	4,048.250
10/10/2013	00:00.0	3,688.636	1,453.467	3,964.683
10/10/2013	45:00.0	3,587.654	1,435.055	3,864.115
10/10/2013	30:00.0	3,491.647	1,503.287	3,801.619
10/10/2013	15:00.0	3,240.704	1,436.072	3,544.671
10/10/2013	00:00.0	3,072.237	1,418.909	3,384.107
10/10/2013	45:00.0	3,020.494	1,421.980	3,338.495
10/10/2013	30:00.0	3,011.357	1,420.579	3,329.628
10/10/2013	15:00.0	3,046.270	1,431.858	3,366.024
10/13/2013	00:00.0	1,689.106	1,002.170	1,964.054
10/13/2013	45:00.0	1,653.220	997,548	1,930.881
10/13/2013	30:00.0	1,608.522	983,280	1,885.263
10/13/2013	15:00.0	1,609.490	1,009.074	1,899.683
10/13/2013	00:00.0	1,597.466	1,054.681	1,914.229
10/13/2013	45:00.0	1,579.156	1,059.005	1,901.404
10/13/2013	30:00.0	1,618.724	1,096.475	1,955.143
10/13/2013	15:00.0	1,717.536	1,149.836	2,066.903
10/13/2013	00:00.0	1,761.209	1,179.078	2,119.455
10/13/2013	45:00.0	1,768.264	1,182.917	2,127.458
10/13/2013	30:00.0	1,783.116	1,191.665	2,144.663
10/13/2013	15:00.0	1,790.583	1,195.796	2,153.170
10/13/2013	00:00.0	1,811.730	1,206.803	2,176.869
10/13/2013	45:00.0	1,807.333	1,196.653	2,167.592

10/13/2013	30:00.0	1,826.534	1,203.309	2,187.284
10/13/2013	15:00.0	1,848.434	1,201.237	2,204.476

Alimentadora By Pass

Fecha	Hora	KW	KVAR	KVA
10/10/2013	45:00.0	1,671.883	571.952	1,767.014
10/10/2013	30:00.0	1,679.302	579.361	1,776.437
10/10/2013	15:00.0	1,674.777	583.071	1,773.380
10/10/2013	00:00.0	1,690.204	582.410	1,787.741
10/10/2013	45:00.0	1,713.450	596.994	1,814.478
10/10/2013	30:00.0	2,390.230	865.831	2,542.797
10/10/2013	15:00.0	1,718.723	592.642	1,818.042
10/10/2013	00:00.0	1,731.103	599.592	1,832.022
10/10/2013	45:00.0	1,682.095	600.462	1,786.091
10/10/2013	30:00.0	1,612.119	612.290	1,724.515
10/10/2013	15:00.0	1,522.556	592.646	1,633.868
10/10/2013	00:00.0	1,476.454	599.657	1,593.641
10/10/2013	45:00.0	1,442.051	589.908	1,558.072
10/10/2013	30:00.0	1,439.825	589.374	1,555.801
10/10/2013	15:00.0	1,467.523	594.362	1,583.334
10/10/2013	00:00.0	1,479.535	587.655	1,591.977
10/10/2013	45:00.0	1,487.700	593.690	1,601.800
10/10/2013	30:00.0	1,515.094	595.180	1,627.816
10/27/2013	15:00.0	1,053.446	431.554	1,138.434
10/27/2013	00:00.0	1,039.512	431.781	1,125.633
10/27/2013	45:00.0	1,028.796	436.111	1,117.423
10/27/2013	30:00.0	1,015.462	442.362	1,107.654
10/27/2013	15:00.0	1,045.178	479.708	1,150.034
10/27/2013	00:00.0	1,044.615	520.153	1,167.075
10/27/2013	45:00.0	688,192	371.696	782,290
10/27/2013	45:00.0	957,967	475.880	1,069.661
10/27/2013	30:00.0	968,356	483.980	1,082.578
10/27/2013	15:00.0	981,212	482.759	1,093.547
10/27/2013	00:00.0	976,653	483.876	1,089.956
10/27/2013	45:00.0	989,050	492.472	1,104.884
10/27/2013	30:00.0	1,002.567	494.672	1,117.972
10/27/2013	15:00.0	999,943	493.469	1,115.094
10/27/2013	00:00.0	1,023.177	496.793	1,137.417

10/27/2013	45:00.0	1,023.383	492.433	1,135.706
10/27/2013	30:00.0	1,036.622	500.523	1,151.149
10/27/2013	15:00.0	1,037.899	502.858	1,153.309
10/27/2013	00:00.0	1,067.345	517.224	1,186.069
10/27/2013	45:00.0	1,074.801	507.827	1,188.738
10/27/2013	30:00.0	1,095.826	520.767	1,213.317

ANEXO2

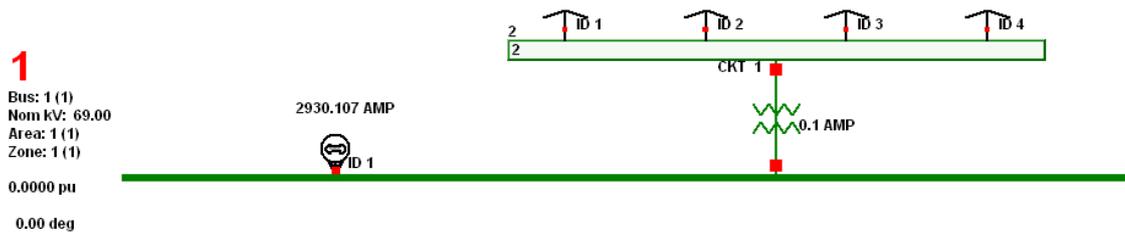
Estudio de corto circuito para Máxima carga

El estudio de Corto Circuito se realizó utilizando la herramienta computacional PowerWorld Simulator Versión 12. En los gráficos se mostrará para todas las fallas, las corrientes que circulan por cada fase.

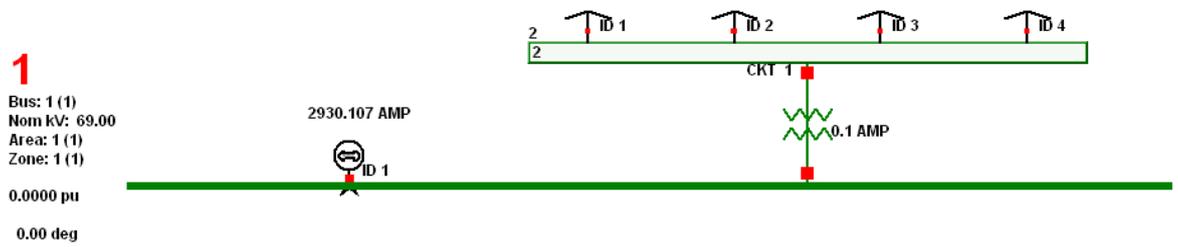
ANEXO 2.a

Fallas trifásicas a tierra.

Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.

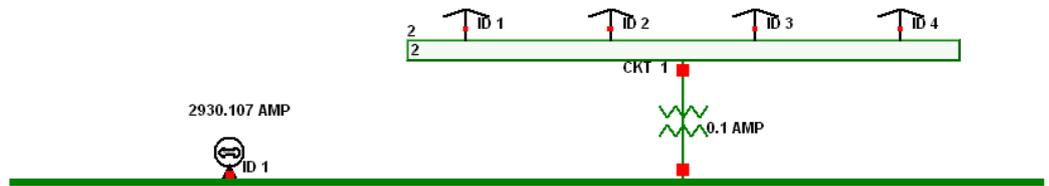


Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



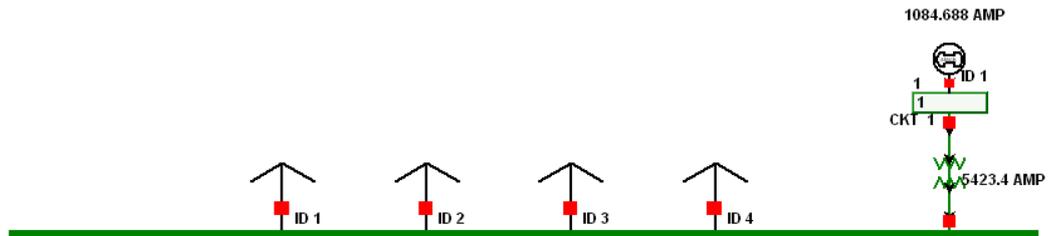
Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.

1
 Bus: 1 (1)
 Nom kV: 69.00
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)
 0.0000 pu
 0.00 deg



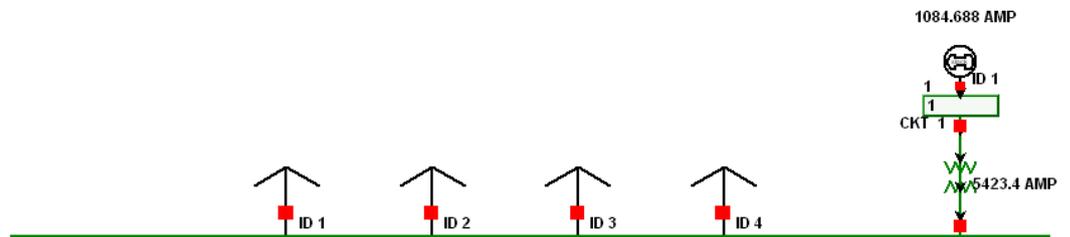
Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV- Fase A.

2
 Bus: 2 (2)
 Nom kV: 13.80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)
 0.0000 pu
 0.00 deg



Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.

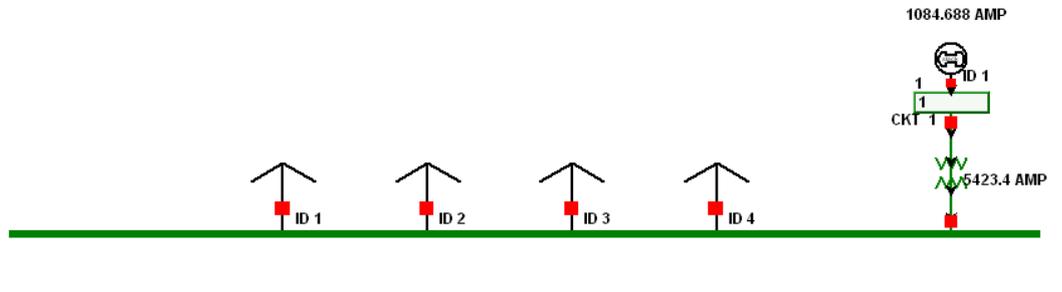
2
 Bus: 2 (2)
 Nom kV: 13.80
 Area: 1 (1)
 Zone: 1 (1)
 0.0000 pu
 0.00 deg



Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.

2

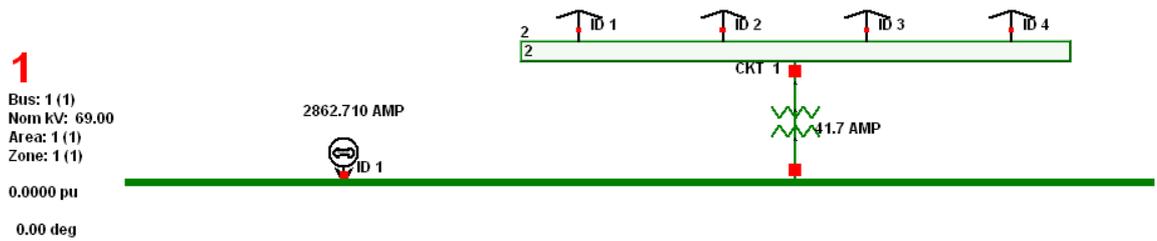
Bus: 2 (2)
Nom kV: 13.80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)
0.0000 pu
0.00 deg



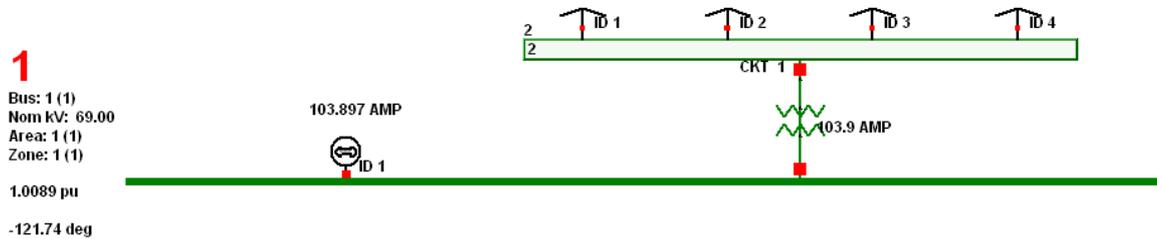
Anexo 2.b

Fallas de línea a tierra.

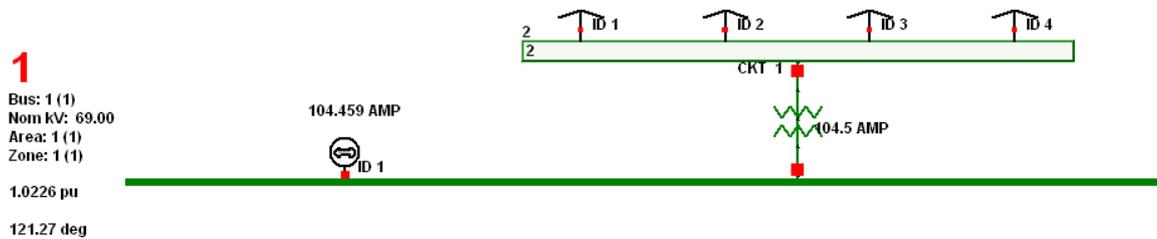
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



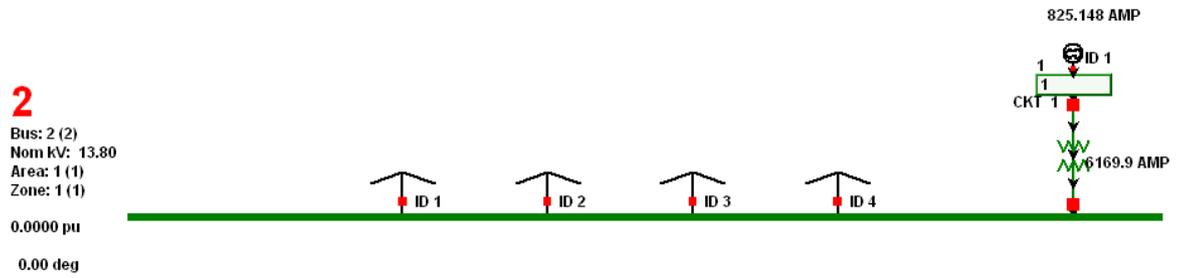
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



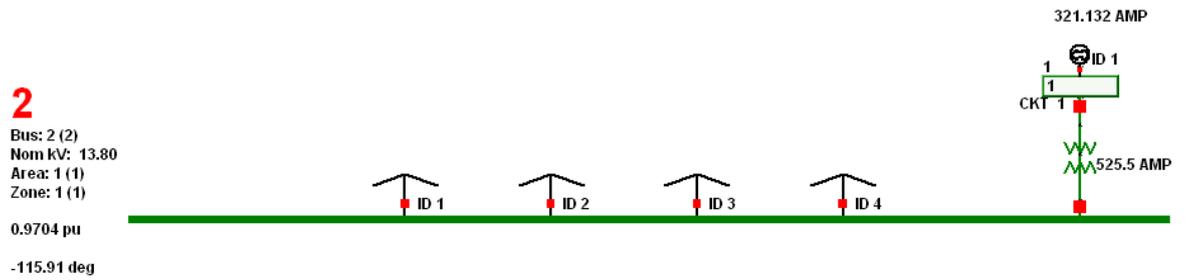
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



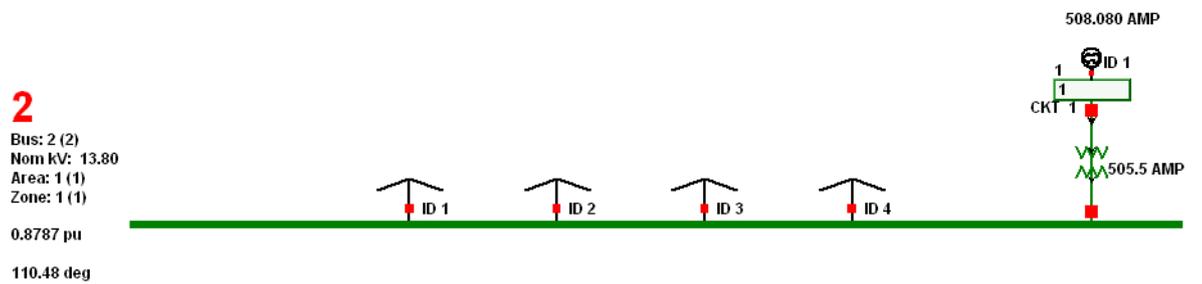
Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase A.



Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.



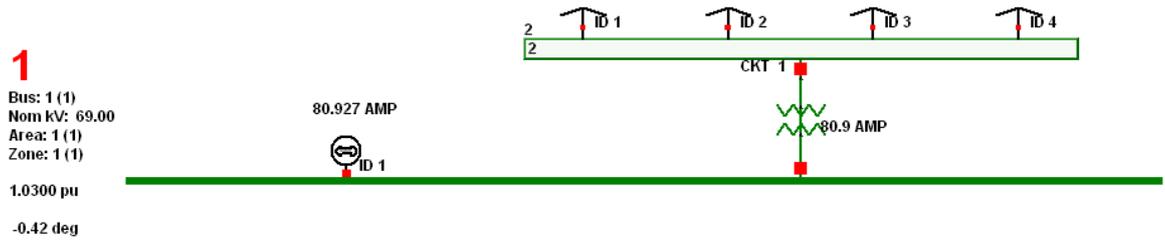
Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.



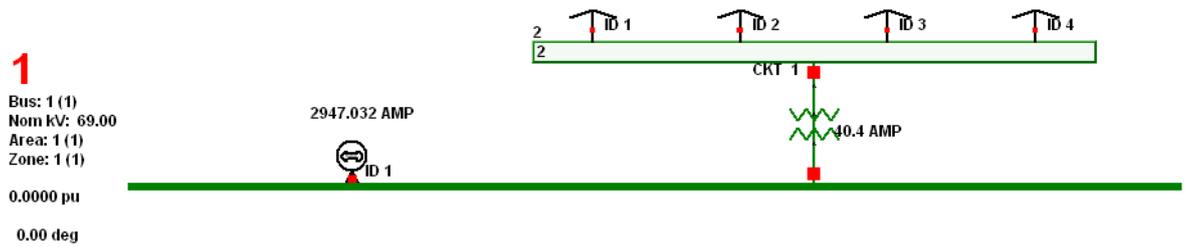
Anexo 2.c

Estudio de corto circuito. Fallas de dos líneas a tierra.

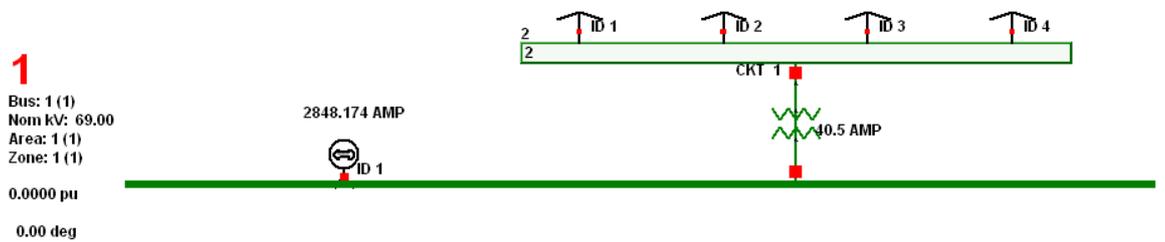
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



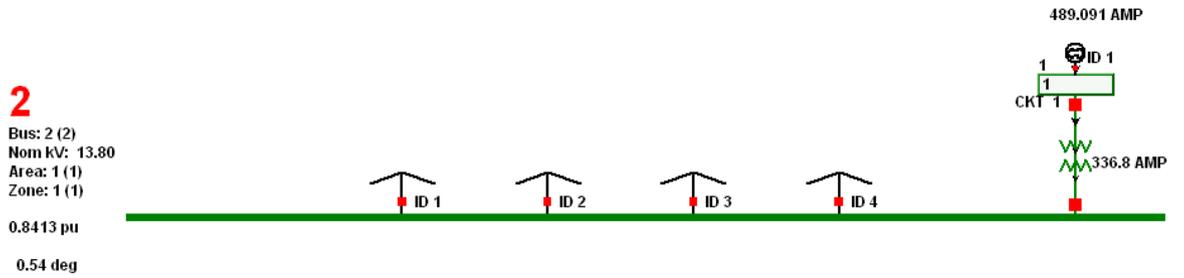
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



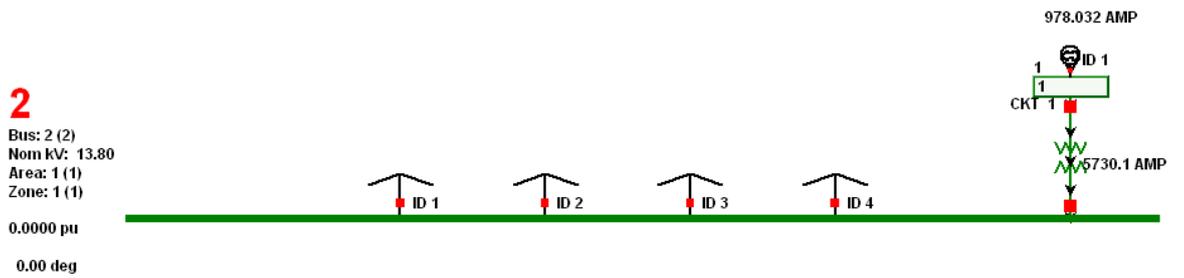
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



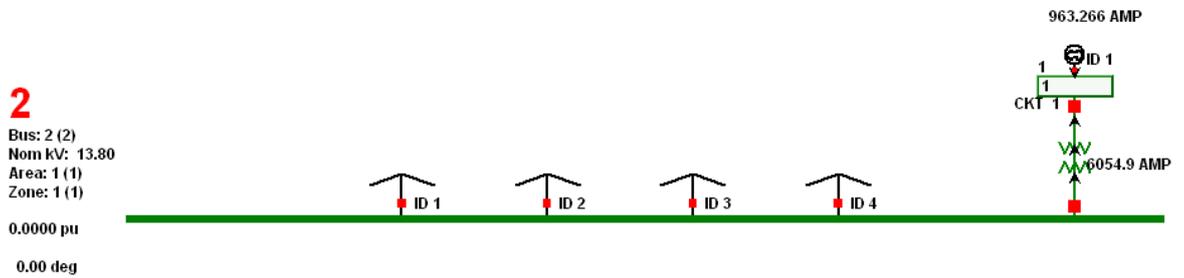
Falla LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase A.



Falla LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.



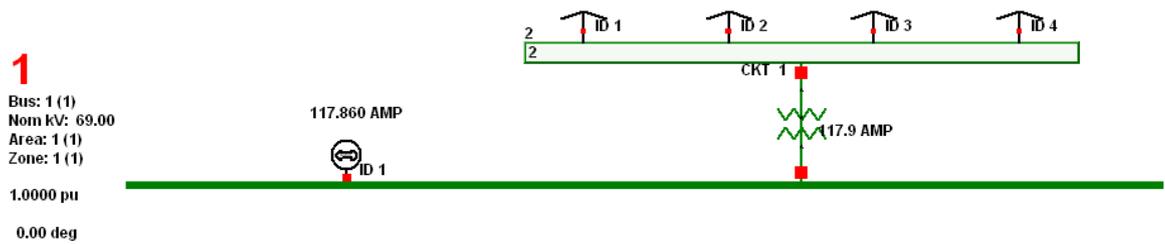
Falla LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.



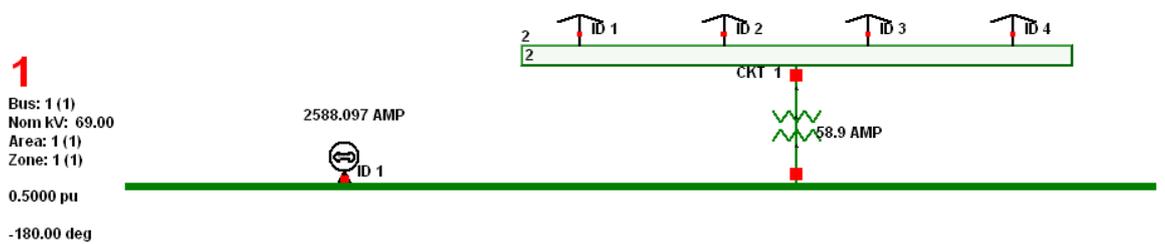
Anexo 2.d

Estudio de corto circuito. Fallas de línea a línea.

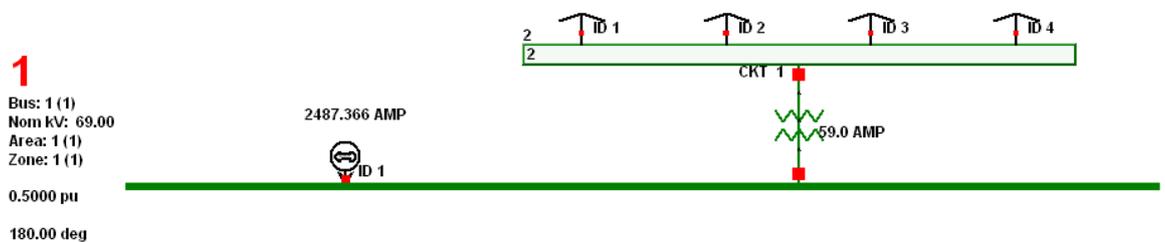
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



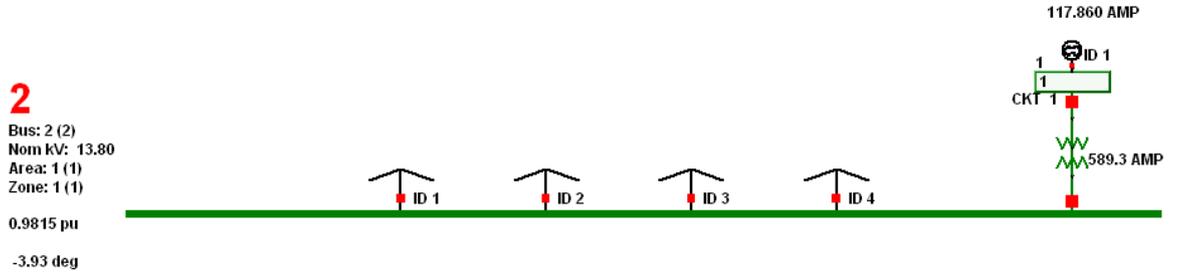
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



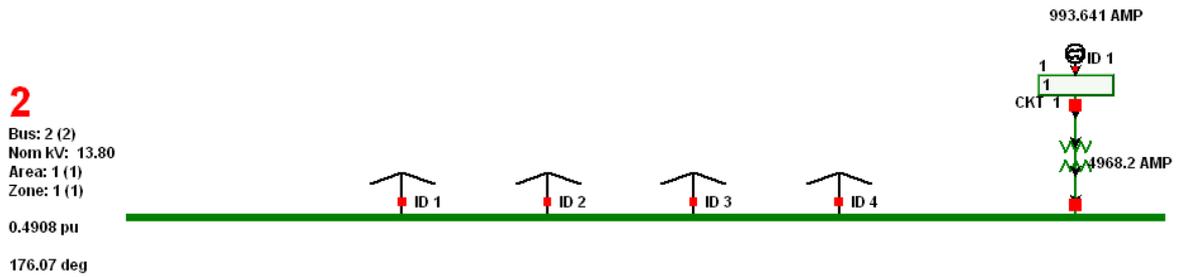
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



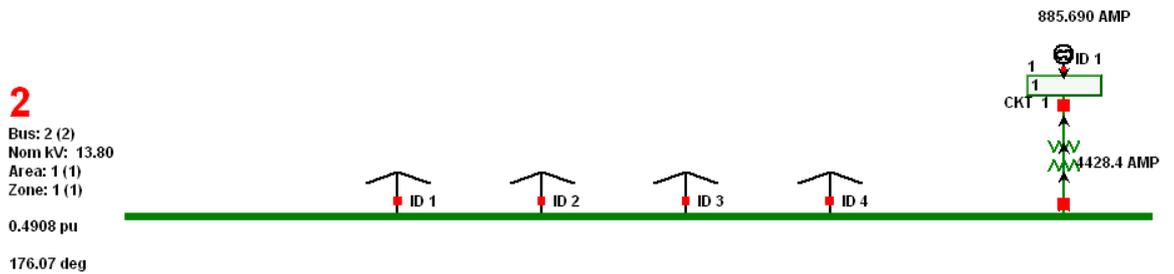
Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase A.



Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase B.



Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV - Fase C.



ANEXO 3

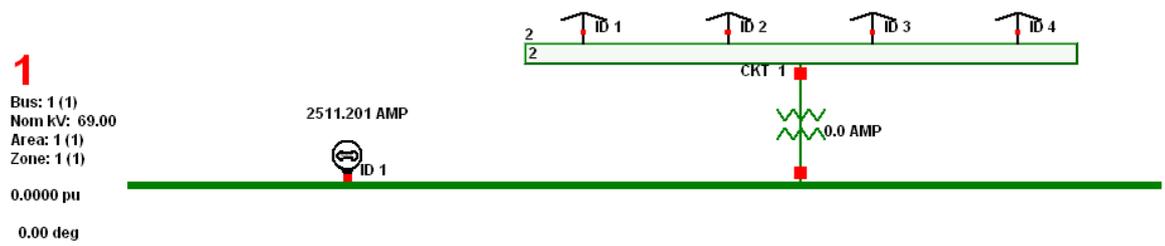
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN MÍNIMA CARGA

El estudio de Corto Circuito se realizó utilizando la herramienta computacional PowerWorld Simulator Versión 12. En los gráficos se mostrará para todas las fallas, las corrientes que circulan por cada fase.

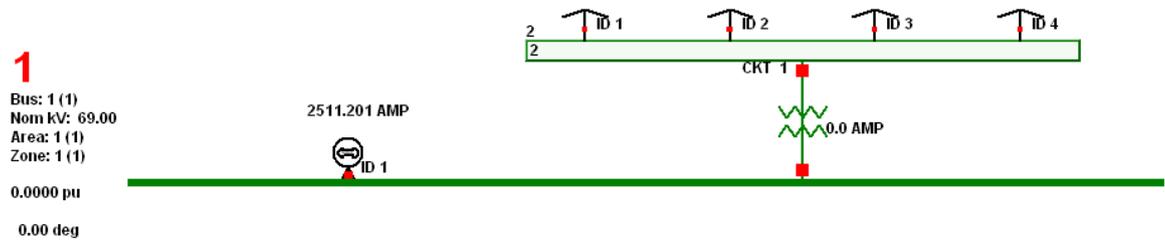
ANEXO 3.a

Fallas trifásicas a tierra.

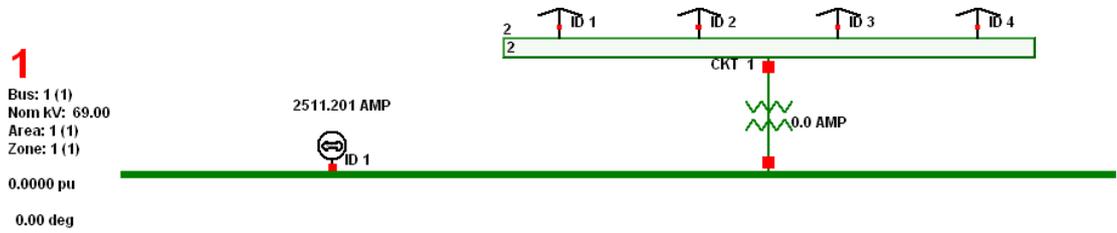
Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



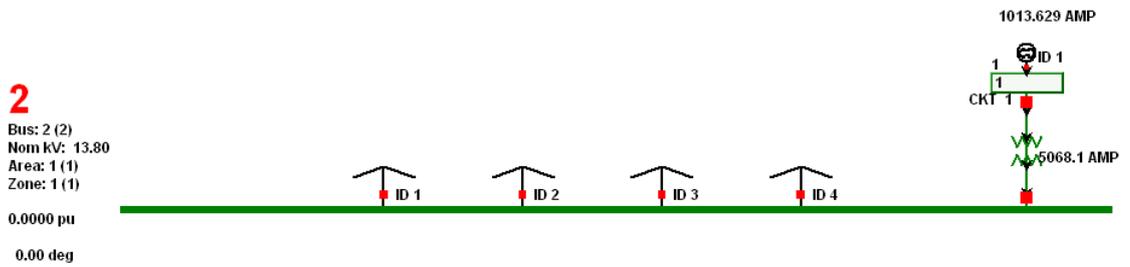
Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



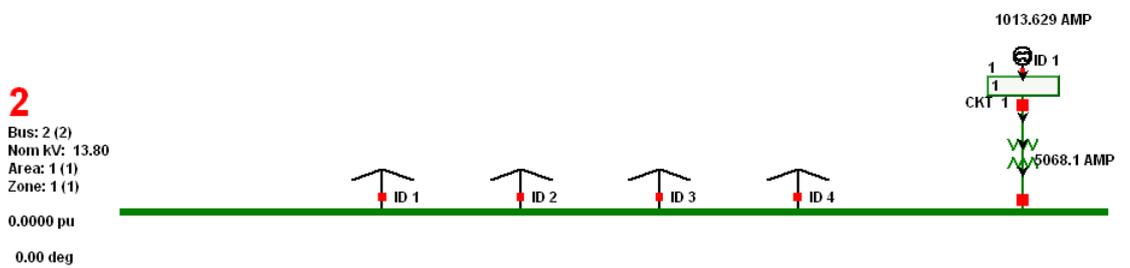
Falla LLL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



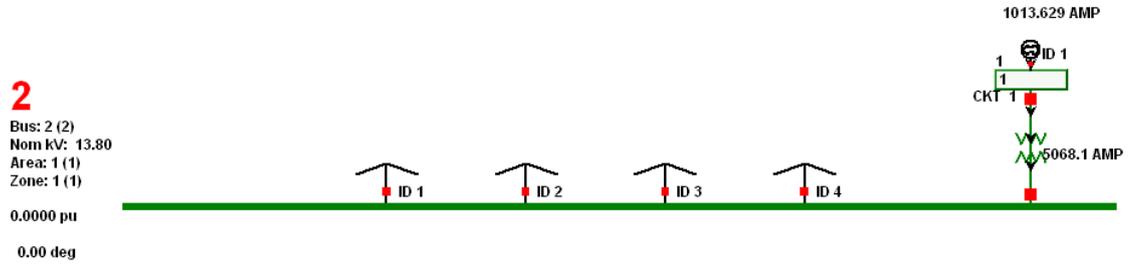
Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase A.



Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase B.



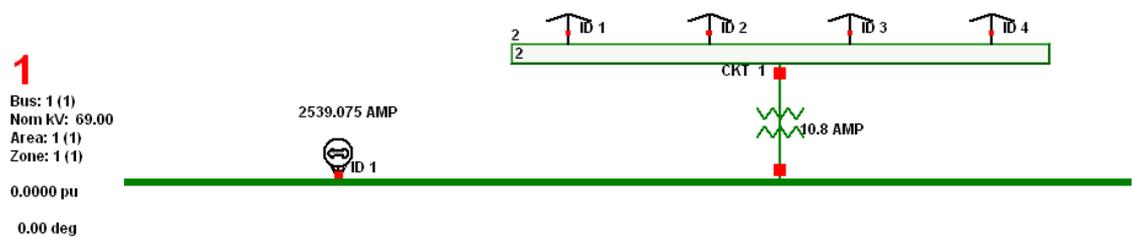
Falla LLL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase C.



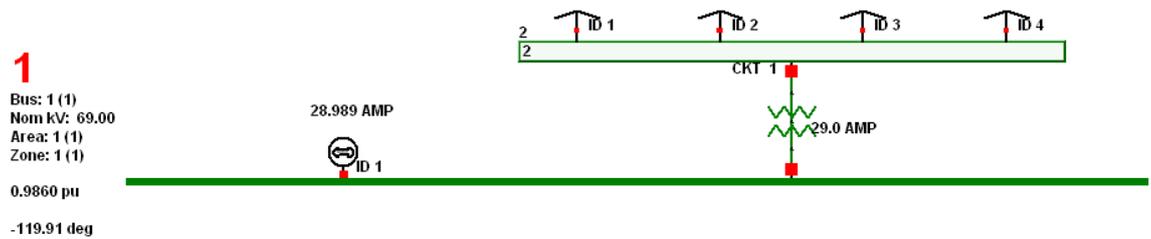
ANEXO 3.b

Fallas de línea a tierra.

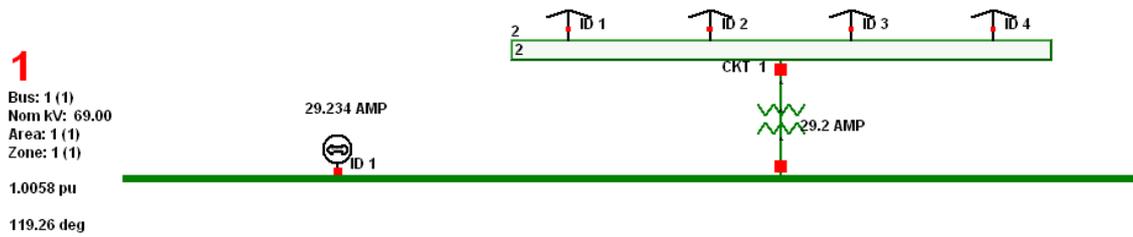
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



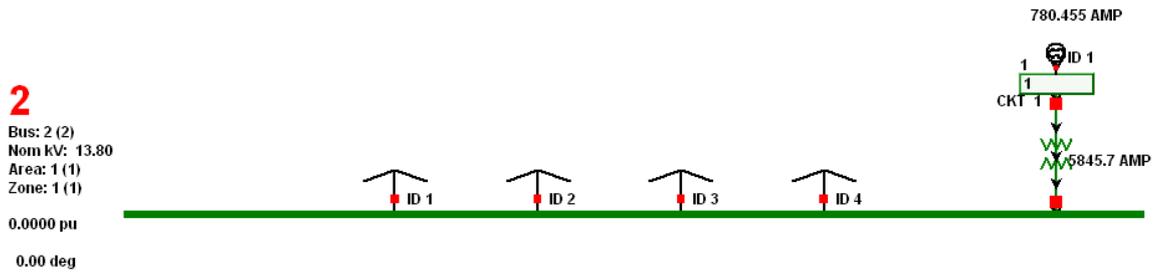
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



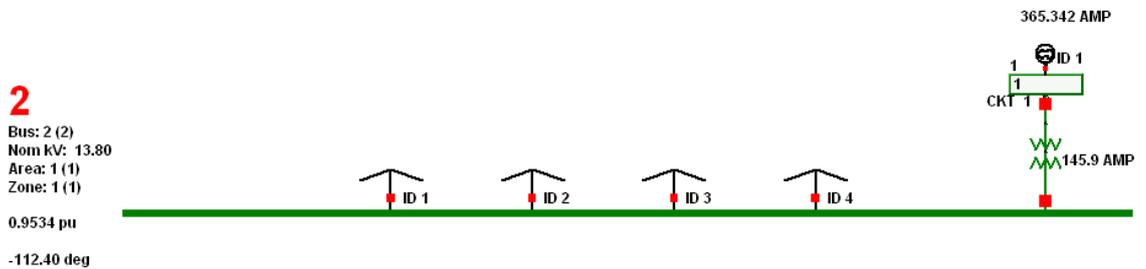
Falla LG aplicada en la barra 1 de 69 KV –Fase C.



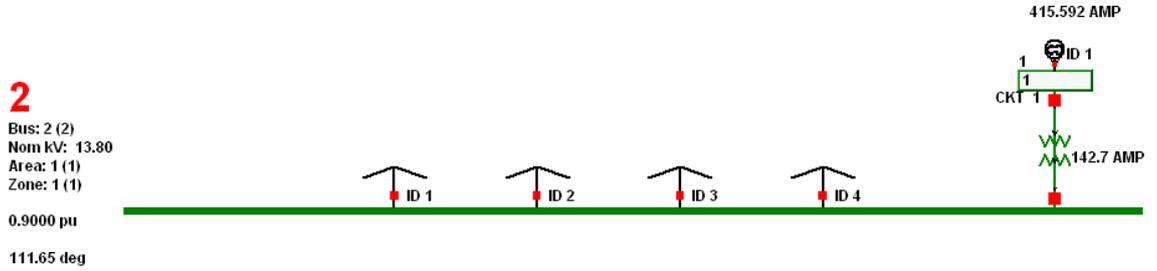
Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV –Fase A.



Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV –Fase B.



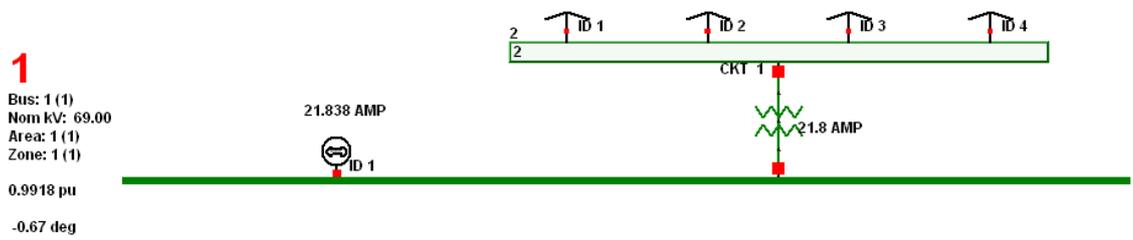
Falla LG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV –Fase C.



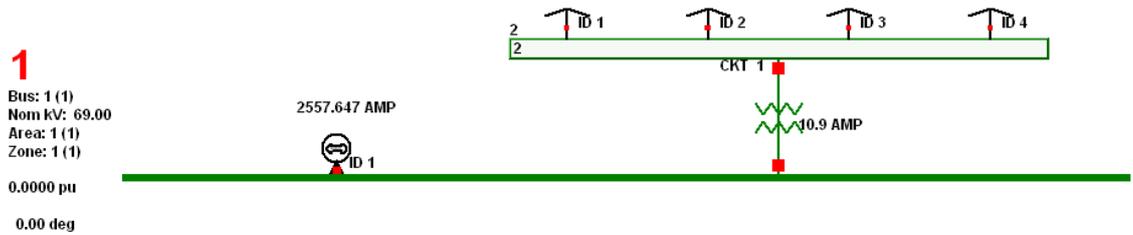
Anexo 3.c

Estudio de corto circuito. Fallas de dos líneas a tierra.

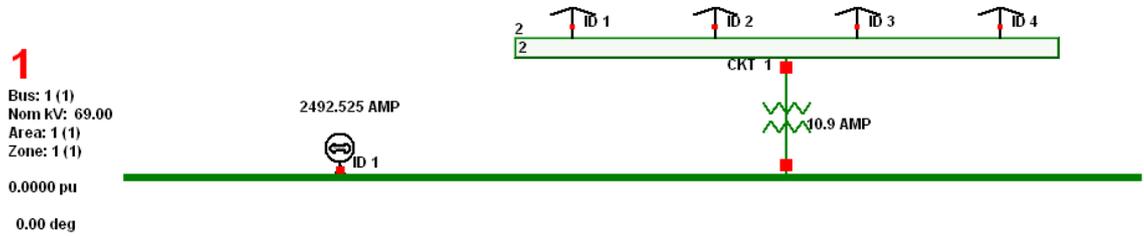
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



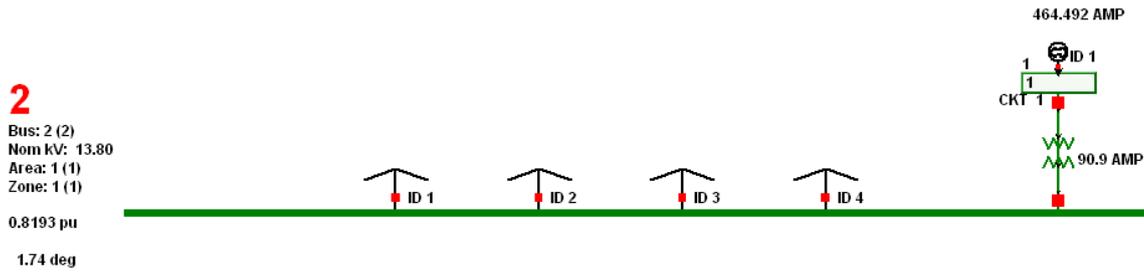
Falla LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



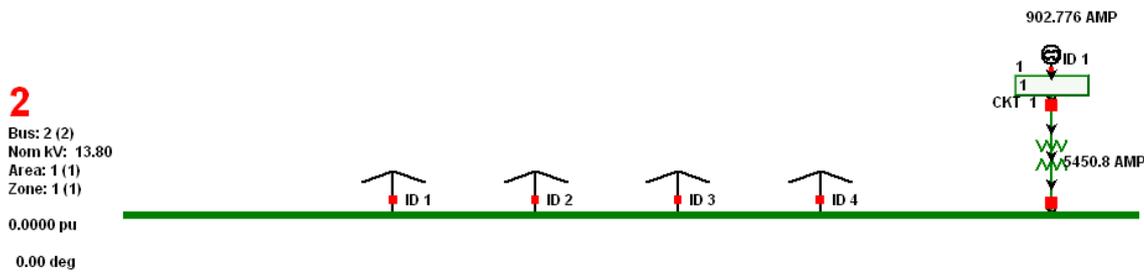
LLG aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



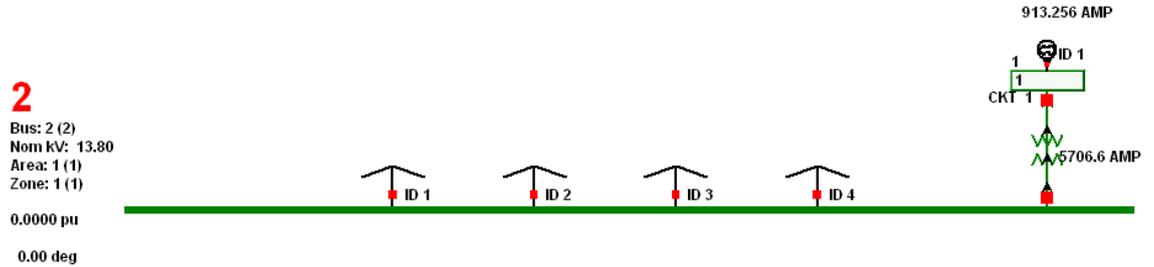
LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase A.



LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase B.

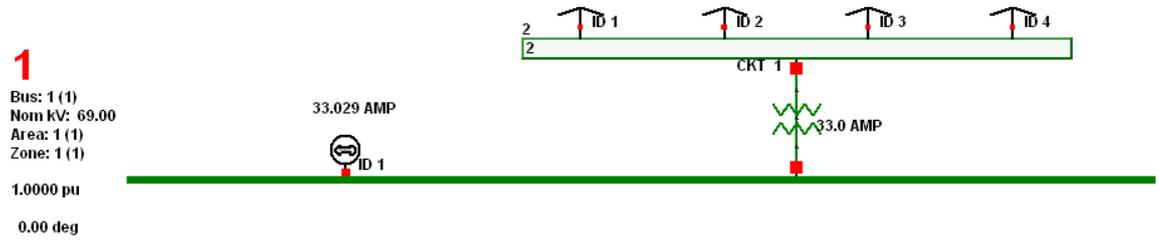


LLG aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase C.

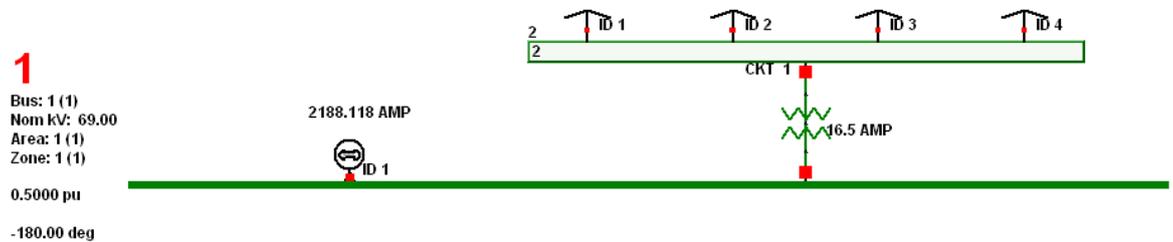


Estudio de corto circuito. Fallas de línea a línea.

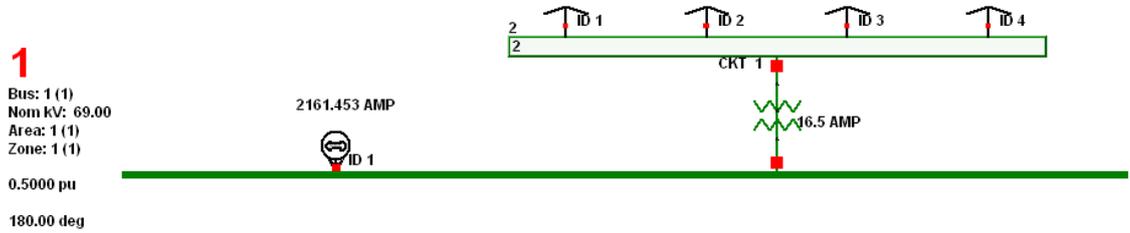
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase A.



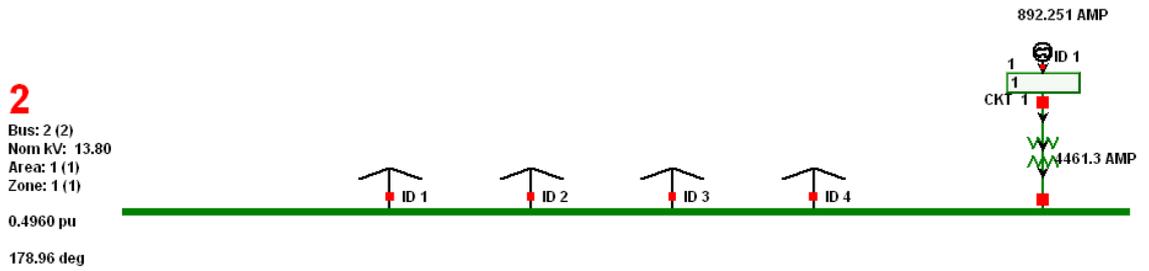
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase B.



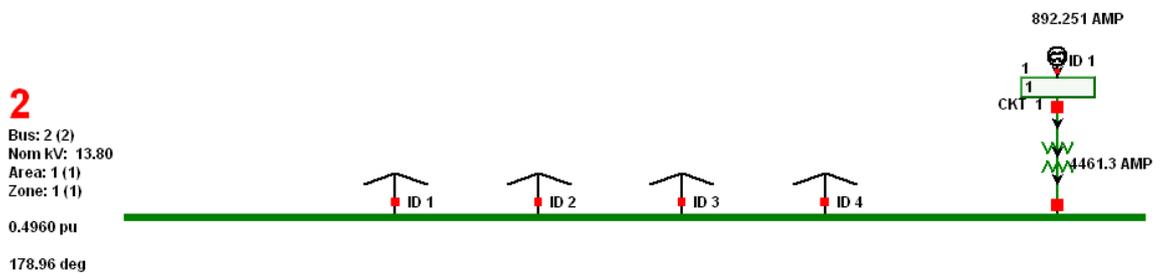
Falla LL aplicada en la barra 1 de 69 KV – Fase C.



Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase A.



Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase B.



Falla LL aplicada en la barra 2 de 13,8 KV – Fase C.

2
Bus: 2 (2)
Nom kV: 13.80
Area: 1 (1)
Zone: 1 (1)
0.4960 pu
178.96 deg

