



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

**ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, CÁLCULO DE AJUSTES Y PUESTA EN SERVICIO DE
LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO DE POTENCIA 23.1 MEGAWATTS HACIA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE
SWITCHEO DE 138 KILOVOLTIOS**

Manuel Enrique Martínez Blas

Asesorado por el Ing. Jorge Gilberto González Padilla

Guatemala, febrero de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, CÁLCULO DE AJUSTES Y PUESTA EN SERVICIO DE
LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO DE POTENCIA 23.1 MEGAWATTS HACIA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE
SWITCHEO DE 138 KILOVOLTIOS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MANUEL ENRIQUE MARTÍNEZ BLAS

ASESORADO POR EL ING. JORGE GILBERTO GONZÁLEZ PADILLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto García Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Luis Manuel Pérez Archila
SECRETARIO	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, CÁLCULO DE AJUSTES Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE POTENCIA 23.1 MEGAWATTS HACIA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SWITCHEO DE 138 KILOVOLTIOS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 10 de julio de 2016.

Manuel Enrique Martínez Blas

Guatemala, 17 de octubre de 2016

**Ingeniero
Gustavo Benigno Orozco
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala**

Estimado Ingeniero:

Reciba un atento saludo de mi parte, la razón de la presente es para comunicarle que he revisado y asesorado el trabajo de graduación desarrollado por el estudiante **Manuel Enrique Martínez Blas** con número de carné **2002-12888**, titulado **ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, CÁLCULO DE AJUSTES Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE POTENCIA 23.1 MEGAWATTS HACIA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SWITCHEO DE 138 KILOVOLTIOS** y luego de haber realizado las revisiones y correcciones correspondientes, he encontrado que el mismo ha sido concluido satisfactoriamente, por lo que procedo a notificar por este medio su aprobación final.

Atentamente,

Jorge Gilberto González Padilla
INGENIERO ELECTRICISTA
No. DE COLEGIADO 9055

Jorge Gilberto González Padilla
Ingeniero Electricista
Colegiado: 9055



REF. EIME 02 2017.
Guatemala, 14 de NOVIEMBRE 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, CÁLCULO DE AJUSTES Y
PUESTA EN SERVICIO DE LAS PROTECCIONES
ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE UN
PARQUE EÓLICO DE POTENCIA 23.1 MEGAWATTS HACIA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SWITCHEO DE 138
KILOVOLTIOS, del estudiante Manuel Enrique Martínez Blas
, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑADA TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



STO



REF. EIME 02. 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; MANUEL ENRIQUE MARTÍNEZ BLAS Titulado: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, CÁLCULO DE AJUSTES Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE POTENCIA 23.1 MEGAWATTS HACIA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SWITCHEO DE 138 KILOVOLTIOS, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 12 DE ENERO 2017.

Universidad de San Carlos
De Guatemala

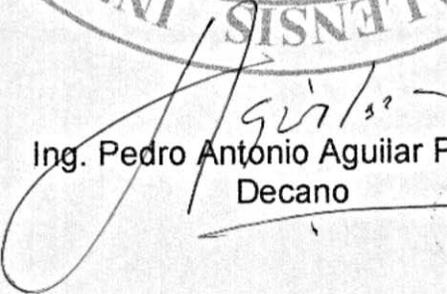


Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.086.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, CÁLCULO DE AJUSTES Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE POTENCIA 23.1 MEGAWATTS HACIA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE SWITCHEO DE 138 KILOVOLTIOS**, presentado por el estudiante universitario: **Manuel Enrique Martínez Blas**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, febrero de 2017

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la vida y ser mi fortaleza.
Mis padres	Manuel Vicente Martínez Archila y Gilda Aracely Blas de Martínez, por ser lo más importante en mi vida.
Mis hermanas	Maryori Aracely Martínez Blas y Gilda Fabiola Martínez Blas, por darme todo su apoyo.
Mi novia	Thelma Judith Aguilar y Aguilar, por apoyarme en todos los buenos y malos momentos.

AGRADECIMIENTOS A:

La Universidad de San Carlos de Guatemala	Por brindarnos la oportunidad de realizar nuestro sueño de ser un profesional.
La Facultad de Ingeniería	Por las enseñanzas recibidas en cada una de las aulas.
Mis padres	Manuel Vicente Martínez Archila y Gilda Aracely Blas de Martínez, por darme su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida.
Mi familia	Por permanecer siempre unidos en todo momento.
Mis amigos	Por brindarme el apoyo en los buenos y malos momentos sin esperar nada a cambio.
Mi asesor	Ing. Gilberto González por las enseñanzas, consejos y todo el apoyo brindado en la realización de mi trabajo de graduación.
PCM	Gracias por permitirme ingresar al campo profesional y ejercer mi carrera, y por el aprendizaje que se nos brinda día con día.

1.5.2.	Protección de respaldo.....	12
1.5.3.	Respaldo remoto	13
1.5.4.	Respaldo local.....	14
1.5.4.1.	Respaldo local de circuito.....	14
1.5.4.2.	Respaldo local por falla de interruptor	14
1.5.4.3.	Respaldo local de subestación.....	15
1.6.	Funciones de protecciones de líneas de transmisión.....	16
1.6.1.	Protección de distancia (21)	16
1.6.2.	Protección de sobre corriente instantáneo (50).....	17
1.6.3.	Protección de sobre corriente con retraso de tiempo (51)	17
1.6.4.	Protección de re cierre para corriente alterna (79).....	17
1.6.5.	Protección de sobre corriente direccional (67N).....	18
1.6.6.	Protección diferencial de línea (87L)	18
1.7.	Transformadores de instrumento	19
1.7.1.	Transformadores de corriente	20
1.7.1.1.	Transformadores de corriente para aplicaciones en protecciones	21
1.7.1.2.	El efecto de saturación y las curvas de excitación	21
1.7.2.	Transformadores de potencial.....	22
2.	PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	25
2.1.	Estudio de cortocircuito	25
2.1.1.	Objetivo de un estudio de cortocircuito	26
2.1.2.	Importancia del estudio de cortocircuito	26
2.2.	Coordinación de protecciones.....	27

2.3.	Impedancia de secuencia positiva, negativa y cero.....	28
2.3.1.	Definición.....	30
2.3.2.	Importancia.....	31
2.4.	Ajuste de las zonas de protección	31
2.4.1.	Zonas de protección	31
2.4.1.1.	Ajustes de la zona 1	32
2.4.1.2.	Ajustes de la zona 2	32
2.4.1.3.	Ajustes de la zona 3	33
2.4.1.4.	Ajustes de la zona 4	34
2.4.1.5.	Ajustes de la zona 5	34
2.4.1.6.	Descripción conforme las distintas zonas	35
2.5.	Características del relevador de distancia en plano complejo	38
2.5.1.	Relevador tipo impedancia	38
2.5.2.	Relevador tipo reactancia	39
2.5.3.	Relevador tipo mho.....	41
2.6.	Impedancia aparente vista por un relevador de distancia.....	42
2.6.1.	Representación de las potencias P y Q del sistema en un diagrama R-X	42
2.7.	Tipos de fallas	43
2.7.1.	Falla de línea a tierra	43
2.7.2.	Falla de línea a línea	44
2.7.3.	Falla de doble línea a tierra	45
2.7.4.	Falla trifásica.....	45
2.8.	Puesta en marcha	46
2.8.1.	Pruebas y puesta en servicio.....	47
2.8.2.	Tipos de pruebas en subestación.....	48

2.8.2.1.	Pruebas a los equipos de alta tensión.....	48
2.8.2.2.	Pruebas al equipo de protección, control y medición	48
2.8.2.3.	Pruebas al equipo a tensión.....	49
2.8.2.4.	Faseo de la línea de transmisión.....	50
2.8.2.5.	Toma de carga	50
3.	PROGRAMAS DE ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, PRUEBAS ELÉCTRICAS Y EL RELEVADOR SEL	51
3.1.	Aspen oneliner	51
3.1.1.	Aspectos destacados de oneliner.....	54
3.2.	Omicron test universe	55
3.2.1.	Módulos para probar funciones específicas del equipo en prueba	57
3.2.2.	Funcionalidad general	57
3.2.3.	Omicron control center – planes de pruebas para equipos en prueba multifuncionales	58
3.2.4.	Generación del informe	59
3.3.	Módulo de prueba de distancia	60
3.3.1.	Definición de las características del relevador	60
3.3.2.	Definición de las pruebas	61
3.4.	Módulo de prueba de sobre corriente.....	62
3.5.	Equipo de prueba omicron CMC-356.....	65
3.6.	Principio del funcionamiento de relevadores.....	66
3.6.1.	Relevadores digitales	66
3.7.	Relevador multifunción SEL	69
3.7.1.	Principio de funcionamiento relevador SEL.....	69
3.7.2.	Entradas analógicas	70

3.7.3.	Entradas y salidas binarias	72
3.7.4.	Elementos frontales	73
3.7.5.	Comunicaciones integradas.....	74
3.7.5.1.	Interfaz serial	74
3.7.5.2.	Interfaz ethernet.....	76
3.8.	Introducción al software AcSELerator Quickset SEL-5030.....	77
3.9.	Relevador SEL-411L	78
3.9.1.	Protección de distancia.....	79
3.9.2.	Protección diferencial de corriente de línea	80
4.	CÁLCULO DE AJUSTES Y PRUEBAS ELÉCTRICAS A RELEVADORES DE PROTECCIÓN.....	81
4.1.	Estudio de ajustes de las protecciones de la línea	82
4.1.1.	Datos de partida	82
4.1.2.	Cálculo de ajustes de las protecciones.....	83
4.1.2.1.	Protección diferencial	83
4.1.2.2.	Ajustes de zona 1	84
4.1.2.3.	Ajustes de zona 2	86
4.1.2.4.	Ajustes de zona 3	89
4.1.2.5.	Ajustes de zona 4	89
4.1.2.6.	Ajustes de zona 5	91
4.1.2.7.	Protección de sobrecorriente direccional de tierra 67N y de emergencia 51N	92
4.1.2.8.	Protección de alto voltaje 59.....	92
4.1.2.9.	Recierre 79	92
4.1.2.10.	Falla de interruptor 50BF	93
4.1.2.11.	Resumen de ajustes	94

4.2.	Resultados de pruebas eléctricas de disparo en el relevador SEL-411L	96
4.2.1.1.	Falla en plano de impedancia fase A-tierra	98
4.2.1.2.	Falla en plano de impedancia fase B-tierra	99
4.2.1.3.	Falla en plano de impedancia fase C-tierra	101
4.2.1.4.	Falla en plano de impedancia fases A-B	103
4.2.1.5.	Falla en plano de impedancia fases B-C	105
4.2.1.6.	Falla en plano de impedancia C-A	107
4.2.1.7.	Falla en plano de impedancia A-B-C..	109
4.2.2.	Protección de sobrecorriente direccional 67N	111
4.2.2.1.	Sobrecorriente direccional fase A.....	111
4.2.2.2.	Sobrecorriente direccional fase B.....	113
4.2.2.3.	Sobrecorriente direccional fase C	114
	CONCLUSIONES.....	117
	RECOMENDACIONES	119
	BIBLIOGRAFÍA.....	121

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Parque eólico	3
2.	Líneas de transmisión	4
3.	Torres de soporte	5
4.	Transmisión y distribución de energía eléctrica	6
5.	Diagrama de protección primaria	12
6.	Esquema de protección de respaldo local.....	15
7.	Transformadores de corriente	20
8.	Transformadores de potencial inductivos.....	23
9.	Secuencia positiva	29
10.	Secuencia negativa	29
11.	Secuencia cero	30
12.	Alcance de zona 1	32
13.	Alcance de zona 2.....	33
14.	Fundamentos de la protección de la falla.....	34
15.	Esquema de protección de distancia.....	37
16.	Característica general de un relevador tipo impedancia	39
17.	Característica general del relevador tipo reactancia	40
18.	Característica general del relevador tipo mho.....	41
19.	Falla de línea a tierra.....	44
20.	Falla línea a línea.....	44
21.	Falla doble línea a tierra.....	45
22.	Falla trifásica	46
23.	Pruebas y puesta en servicio	47

24.	Software aspen oneliner	52
25.	Simulación de fallas	53
26.	Esquema de los parámetros de protección de distancia.....	54
27.	Software test universe omicron.....	56
28.	Simulación en plano de distancia.....	62
29.	Prueba de sobrecorriente	63
30.	Equipo de prueba CMC 356	65
31.	Evolución de relevadores de protección	66
32.	Arquitectura de un relevador digital	68
33.	Algoritmo de un relevador digital	69
34.	Conexión de corrientes y voltajes SEL-411L	71
35.	Conexión de corrientes y voltajes con equipo CMC.....	72
36.	Relevador SEL 411L.....	73
37.	Conexión serial en relevador SEL.....	75
38.	Comunicación Ethernet en Relevadores SEL.....	76
39.	Software AcSELerator	78
40.	Funciones relevador SEL-411L	79
41.	Protección diferencial 87L.....	80
42.	Diagrama unifilar.....	81
43.	Operación de zona 1 para fallas entre fases	85
44.	Operación de zona 1 para fallas a tierra	86
45.	Operación de zona 2 para fallas entre fases	88
46.	Operación de zona 2 para fallas a tierra	89
47.	Operación de zona 4 fallas entre fases.....	90
48.	Operación de zona 4 fallas entre fase a tierra	91
49.	Configuración relevador SEL411L	96
50.	Pruebas de operación del SEL411L	97
51.	Falla en plano de impedancia fase A-tierra.....	99
52.	Falla en plano de impedancia fase B-tierra.....	101

53.	Falla en plano de impedancia fase C-tierra.....	103
54.	Falla en plano de impedancia A-B	105
55.	Falla en plano de impedancia B-C	107
56.	Falla en plano de impedancia C-A	109
57.	Falla en plano de impedancia A-B-C.....	111
58.	Sobrecorriente direccional fase A	112
59.	Sobrecorriente direccional fase B	114
60.	Sobrecorriente direccional fase C	115

TABLAS

I.	Cálculo del factor de compensación.....	36
II.	Factor <i>Ko</i> en zonas de sobre alcance	36
III.	Operación del relevador tipo impedancia	38
IV.	Operación del relevador tipo reactancia.....	40
V.	Relevadores de protección y funciones a utilizar	82
VI.	Datos generales de la línea y transformadores.....	83
VII.	Corrientes de cortocircuito	84
VIII.	Secuencia positiva y cero.....	86
IX.	Ajustes de sobrevoltaje	92
X.	Ajustes de recierre	93
XI.	Corriente de falla en barra opuesta.....	93
XII.	Ajustes de falla de interruptor.....	94
XIII.	Resumen de ajustes diferencial de fases.....	94
XIV.	Resumen de ajustes de impedancia	94
XV.	Ajustes de impedancia de fase a tierra	95
XVI.	Ajustes de sobre corriente direccional de tierra	95
XVII.	Ajustes de sobrevoltaje	95
XVIII.	Ajustes de recierre	95

XIX.	Ajustes de falla interruptor	96
XX.	Protección 21	97
XXI.	Prueba de disparo: falla tipo fase A-tierra.....	98
XXII.	Prueba de disparo: falla tipo fase B-tierra.....	100
XXIII.	Prueba de disparo: falla tipo C-tierra	102
XXIV.	Prueba de disparo: falla fases A-B.....	104
XXV.	Prueba de disparo: falla fase B-C	106
XXVI.	Prueba de disparo: Falla fase C-A.....	108
XXVII.	Prueba de disparo: Falla tipo A-B-C	110
XXVIII.	Prueba de disparo falla fase A.....	112
XXIX.	Prueba de disparo falla fase B.....	113
XXX.	Prueba de disparo falla fase C.....	114

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
POTT	Esquema de disparo transferido por sobrealcance
FO	Fibra óptica
f	Frecuencia
Hz	Hertz
Z	Impedancia
Z₀	Impedancia de secuencia cero
Z₂	Impedancia de secuencia negativa
Z₁	Impedancia de secuencia positiva
Km	Kilómetro
KV	Kilo voltios
LT	Línea de transmisión
l	Longitud
m	Metro
Ω	Ohmios
59	Protección alto voltaje
27	Protección bajo voltaje
21	Protección de distancia
67N	Protección de sobre corriente direccional
50	Protección de sobre corriente instantánea
51	Protección de sobre corriente temporizada

87L	Protección diferencial de línea
PP	Protección principal
PR	Protección respaldo
X	Reactancia
79	Re cierre
CTR	Relación de transformación de corriente
PTR	Relación de transformación de voltaje
R	Resistencia
SE	Subestación eléctrica
W	Vatio
V	Voltaje
VA	Volt amperes

GLOSARIO

Alta tensión	Son los niveles de tensión superiores a los 69 000 voltios.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Aspen onliner	Programa de estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones eléctricas.
Baja tensión	Son los niveles de tensión igual o inferior a 1 000 voltios.
CMC-356	Dispositivo de pruebas eléctricas de inyección secundaria a relevadores de protección.
Cortocircuito	Fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí.
Energía eólica	Es la energía obtenida del viento.
Línea de transmisión	Conjunto de conductores y dispositivos de fijación y soporte que sirven para transmitir electricidad.
Media tensión	Son los niveles de tensión de 1 000 a 69 000 voltios.

SEL-411L	Relevador de protección diferencial de línea de transmisión.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Sistema eléctrico	Conjunto de dispositivos eléctricos utilizados para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica.
Test universe	Programa diseñado para controlar los equipos de prueba CMC de la marca omicron.
Trifásico	Sistema eléctrico formado por tres fases eléctricas separadas por 120 grados eléctricos.

RESUMEN

Este trabajo de graduación describe el estudio de cortocircuito, el cálculo de ajustes, la configuración y las pruebas eléctricas realizadas a los equipos de protección de una línea de transmisión de un parque eólico hacia una subestación de switcheo.

Las ideas generales sobre las diferentes formas que existen de generación de energía eléctrica renovable se han desarrollado en el capítulo 1, donde también se describen las diferentes redes eléctricas que se utilizan para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. De la misma manera, se exponen los requerimientos necesarios para la protección de una línea de transmisión.

En el capítulo dos se describen los fundamentos teóricos sobre el objetivo y la importancia de un estudio de cortocircuito. Para este efecto se han considerado la coordinación de protecciones y el cálculo de ajustes de cada una de las zonas de protección cuando se presenta cualquier tipo de falla. El capítulo tres especifica los programas utilizados para realizar el estudio de cortocircuito, el cálculo de los ajustes, el manejo del equipo de inyección secundaria CMC-356 omicron.

Finalmente, en el capítulo cuatro se reúne toda la información de la memoria de cálculo, de ajustes programados en el relevador SEL-411L de la protección de la línea de transmisión del parque eólico y las pruebas eléctricas de disparo en el plano de impedancia, sobrecorriente direccional o falla del interruptor.

OBJETIVOS

General

Realizar un estudio de cortocircuito, cálculo de ajustes y puesta en servicio de las protecciones eléctricas de la línea de transmisión de un parque eólico de potencia 23.1 megawatts hacia subestación eléctrica de switcheo de 138 kilovoltios.

Específicos

1. Conocer las protecciones de la línea de transmisión de un parque eólico de energía renovable y cómo es transmitida la energía a través de las torres de interconexión.
2. Conocer la importancia de la descripción de las protecciones de líneas de transmisión para un estudio de cortocircuito, los ajustes de protección y las distintas fallas que se pueden presentar en el sistema.
3. Utilizar programas especiales, como el aspen onliner para el estudio de cortocircuito, la coordinación de protecciones, el Acseleator Quickset para programar los relevadores SEL y el test universe de omicron para configurar las plantillas de simulación de fallas.
4. Realizar un estudio de cortocircuito para calcular el valor máximo de la corriente y su comportamiento durante el tiempo que permanece la falla en el sistema, y verificar la operación de los relevadores de protección

mediante la simulación de las distintas fallas que se puedan presentar en el sistema para la puesta en servicio.

INTRODUCCIÓN

La transmisión de la energía eléctrica es el proceso de entrega de electricidad a los consumidores, es la parte de mayor importancia en la transferencia de la energía eléctrica.

La energía eléctrica hoy en día se ha convertido en un elemento importante para la economía, requiriendo que cada uno de los elementos que componen un sistema eléctrico de potencia sea lo más seguro y eficiente. Es fundamental contar con un sistema de protecciones que permita despejar, de manera pronta y oportuna, las fallas que puedan resultar en deterioro o destrucción de los equipos. Esto ha propiciado el desarrollo de equipos digitales que permiten una mejora en dichos sistemas de protección, tanto para líneas de transmisión como otros equipos de potencia, con el fin de utilizar mejor la capacidad individual de transmisión de energía eléctrica de la red.

Algunas de las principales características de los relevadores son: integrar funciones de medición, protección y comunicaciones; para poder tener un mejor control sobre el sistema. Debido al crecimiento en los sistemas eléctricos y a la nueva forma estructural del sistema, es fundamental contar con un buen esquema de protecciones que brinde la seguridad necesaria y garantice el buen funcionamiento del sistema, liberando lo más rápidamente posible las fallas.

En Guatemala, los parques eólicos buscan proporcionar energía eléctrica renovable, debido al aprovechamiento del viento. Es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y es al día de hoy la energía más eficiente de todas las energías renovables.

Por lo tanto, este trabajo se enfoca en el estudio de cortocircuito, cálculo de ajustes, calibración de los relevadores de protección, inyección primaria y puesta en marcha de las protecciones eléctricas de la línea del parque eólico 23,1 MW a la subestación de switcheo de 138 Kv.

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1. Sistema de energía eléctrica

Es una red de componentes eléctricos utilizados para generar, transmitir y distribuir la potencia eléctrica. Los sistemas eléctricos son conocidos como red eléctrica y pueden ser ampliamente divididos en: generadores, que producen la energía; sistemas de transmisión, que transmiten la energía; y los sistemas de distribución que llevan la energía a los consumidores finales.

La electricidad generada es transmitida hacia todos los consumidores a través de una red de sistemas de transmisión, compuesta generalmente de líneas de transmisión, transformadores y equipos de protección.

El propósito de los sistemas de transmisión de electricidad es la interconexión de la energía eléctrica producida en las centrales eléctricas o centrales de generación con las cargas. El sistema trifásico de corriente alterna es el que se utiliza en la mayoría de líneas de transmisión. La frecuencia de operación es 60 Hertz en casi toda América.

Las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución son uno de los elementos más importantes del sistema eléctrico, así mismo, son los más propensos a fallas debido a su longitud y exposición a la intemperie. Por lo tanto, en caso de presentarse una falla, estas deben ser liberadas de la manera más rápida posible; ya que una falla de larga duración, además de ser peligrosa para los equipos, representa un gran costo para la empresa, estas razones requieren que la liberación rápida de fallas sea indispensable.

1.2. Generación de energía eléctrica renovable

Son fuentes en que la energía disponible existe en cantidades ilimitadas, de modo que no se agotan a medida que se van utilizando. El sol, el viento, las caídas de agua y la biomasa son fuentes de energía renovable.

Existen varias fuentes de energía renovables, como son:

- Energía mareomotriz (mareas)
- Energía geotérmica (calor de la tierra)
- Energía hidráulica (embalses)
- Energía eólica (viento)
- Energía solar (Sol)
- Energía de la biomasa (vegetación)

1.2.1. Energía eólica

Es la energía obtenida del viento. Es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y es al día de hoy la energía más eficiente de todas las energías renovables.

La energía eólica es una fuente renovable, no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles, origen de las emisiones de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Además, es una energía autóctona, disponible en la totalidad del planeta, lo que contribuye a reducir las importaciones energéticas y a crear riqueza y empleo de forma local.

De todas estas ventajas, es importante destacar que la energía eólica no emite sustancias tóxicas ni contaminantes del aire, que pueden ser muy

perjudiciales para el medio ambiente y el ser humano. Las sustancias tóxicas pueden acidificar los ecosistemas terrestres y acuáticos y corroer edificios. Pueden desencadenar enfermedades del corazón, cáncer y enfermedades respiratorias. En la figura 1 se muestra un parque eólico.

Figura 1. **Parque eólico**



Fuente: *Portal educativo*. <http://www.portaleducativo.net/sexta-basico/756/Energia-renovable>.

Consulta: 10 de julio de 2016.

1.3. Cómo es transmitida la electricidad

La energía eléctrica se transporta desde los lugares donde se produce a los lugares donde se consume mediante una red eléctrica cuyos elementos principales son:

- Las líneas o tendido eléctrico
- Las torres de soporte

1.3.1. Las líneas o tendido eléctrico

Una línea de transmisión de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias.

Una línea aérea de transmisión es una línea de transmisión de potencia eléctrica suspendida por torres o postes. Dado que la mayoría del aislamiento es proporcionado por el aire, las líneas de transmisión aéreas, son el método de más bajo costo de transmisión de grandes cantidades de potencia eléctrica.

Para facilitar los intercambios de energía, todas las centrales están conectadas entre sí. Un factor importante de tener en cuenta es que la electricidad no se almacena, como algunas de las fuentes de energía primarias que se han citado sino que se produce y se consume continuamente. En la figura 2 se muestra un tendido de una línea de transmisión de salida de la subestación del parque eólico.

Figura 2. Líneas de transmisión



Fuente: elaboración propia. Subestación de energía eléctrica parque eólico.

Las centrales generadoras de electricidad se encuentran casi siempre alejadas de las grandes poblaciones, esto se debe a los problemas derivados del abastecimiento de combustible o a los propios del embalsamiento de agua que suelen hallarse en lugares alejados de las zonas habitadas; además, los consumidores finales de la electricidad se encuentran distribuidos irregularmente, casi siempre en núcleos de población urbanos o rurales.

1.3.2. Torres de soporte

Son estructuras de gran altura, normalmente construidas de acero, cuya función principal es servir de soporte de los conductores eléctricos aéreos de las líneas de transmisión de energía eléctrica. Se utilizan tanto en la transmisión y distribución eléctrica de alta y baja tensión como en sistemas de corriente continua. En la figura 3 se muestra una torre de transmisión de 138 kilovoltios.

Figura 3. **Torres de soporte**



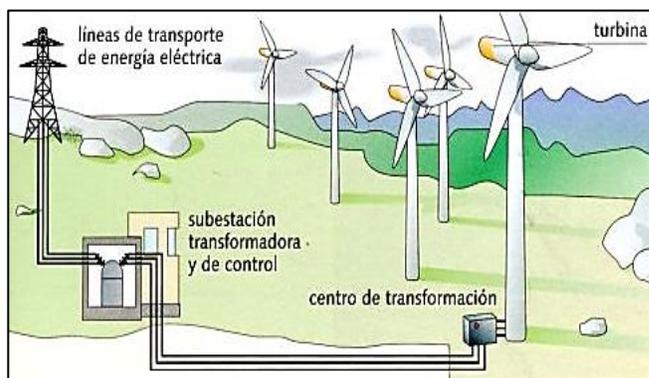
Fuente: *Subestación de energía eléctrica parque eólico*. República de Guatemala.

1.3.3. Concepto de transmisión y distribución

La figura 4 muestra el típico concepto de los sistemas de transmisión y distribución de energía de un parque eólico. Las estaciones de generación producen la energía eléctrica. El voltaje de los aerogeneradores es alrededor de 6,3 kV. Este, relativamente bajo voltaje, no es apropiado para la transmisión de energía a lo largo de grandes distancias. En la estación de generación, un transformador es utilizado para incrementar el voltaje y reducir la corriente. En la figura 4 el voltaje es incrementado a 138 kilovoltios y una línea de alto voltaje transmite la energía producida por el generador a una subestación distante. Las subestaciones están localizadas en las afueras de grandes ciudades o en el centro de varios centros de carga grandes.

Las líneas de distribución llevan la energía a lo largo de calles y avenidas. Cada línea de distribución alimenta a varios transformadores de distribución a lo largo de la línea. Los transformadores de distribución reducen el voltaje a 240/120 voltios los cuales alimentan hogares, mercados y otras cargas locales.

Figura 4. **Transmisión y distribución de energía eléctrica**



Fuente: *Transmisión de energía*. <https://www.google.com.gt-transmision+de+energia>.

Consulta: 10 de julio de 2016.

1.4. Concepto de protección de líneas de transmisión

Los sistemas de protección de líneas pueden ser de diferentes tipos. Los más comunes son protección de distancia, comparación de fases, protección diferencial longitudinal y protección por comparación direccional.

La protección de distancia es del tipo protección relativamente selectiva y las otras tres son protecciones absolutamente selectivas que requieren, para ejecutar una función principal, un sistema de telecomunicaciones entre los terminales de la línea.

1.4.1. Requerimientos de protección

Los requisitos mínimos de protección eléctrica con que deben contar las plantas generadoras que se interconectan al Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de garantizar la operación segura y confiable del sistema.

1.4.1.1. Estabilidad del sistema de potencia y velocidad de aclaración de fallas

Normalmente los sistemas están diseñados de tal forma que una o varias líneas de transmisión puedan perderse sin que ocurra ningún apagón importante, siempre y cuando se desconecte el elemento fallado en un tiempo oportuno; de lo contrario, el desbalance de energía se hace tan pronunciado en los generadores que se hace imposible recuperar su sincronismo, lo que equivale a pérdida de la estabilidad y dependiendo del sistema, puede causar un apagón extensivo.

Los tiempos mínimos requeridos para la aclaración de fallas por razones de estabilidad pueden estar entre 120 ms y 400 ms. Tiempos iguales o menores de 100 ms se logran fácilmente en alta y extra alta tensión considerando: interruptores de 40 ms (2,5 ciclos), protecciones de 40 ms y tiempos de envío y recibo de las señales de tele protección hasta de 20 ms. En el diseño de sistemas eléctricos de potencia, la norma ANSI/IEEE C37,2-2008 otorga información de lo que componen los esquemas de protección.

La alternativa a los disparos rápidos por requerimientos de estabilidad es la de construir líneas de transmisión adicionales. Esto es mucho más costoso que tener un sistema de protección completo y adecuado, especialmente si existen restricciones de servidumbre (en áreas urbanas) o de impacto ambiental para la construcción de nuevas líneas.

1.4.1.2. Seguridad, selectividad y estabilidad

Seguridad es la probabilidad de no tener un disparo indeseado. Un disparo indeseado puede ocurrir espontáneamente si un componente del sistema de protección falla o existe un mal ajuste, normalmente un buen sistema de transmisión debe ser capaz de soportar al menos un disparo indeseado.

Es aún más severo un disparo indeseado en una línea adyacente a la línea fallada. Esta condición es denominada disparo no selectivo. Es muy importante que el sistema de protección opere selectivamente. Esto significa que solamente la parte fallada debe ser desconectada y la parte sana debe permanecer en operación. El concepto de estabilidad de los sistemas de protección, frecuentemente usado en protecciones diferenciales, se aplica para indicar que la protección no debe disparar cuando ocurre una falla externa o sea fuera de su zona de protección.

1.4.1.3. Fiabilidad

La peor de las operaciones incorrectas es normalmente la falla u omisión de disparo durante un cortocircuito, lo cual puede ser debido a una falla en el sistema de potencia, de protección o del interruptor y usualmente lleva a problemas de estabilidad y apagones.

Seguramente el daño en los equipos será de consideración por lo prolongado de la permanencia de la falla, por lo cual es normal que se tomen las medidas adecuadas para evitarlo.

1.4.1.4. Confiabilidad

Es la probabilidad de que la operación sea segura y fiable; es decir, la probabilidad de no tener una operación incorrecta. Generalmente hay un compromiso entre la seguridad y la fiabilidad: el número de disparos indeseados se incrementa con aumentos de fiabilidad y el número de omisiones de disparo se incrementa cuando aumenta la seguridad.

Las operaciones incorrectas comúnmente se pueden dividir en:

- fallas de hardware
- fallas de software

La falla de hardware es producida normalmente por daño en un componente, mientras que la falla de software es producida por una falla de planeamiento, diseño (selección) o aplicación (ajustes) y usualmente no se puede descubrir fácilmente con pruebas convencionales de mantenimiento.

1.4.1.5. Velocidad

La función de la protección es aislar las fallas tan rápido como sea posible. Es permitir la continuidad del servicio, despejando cada falla antes de que esta conlleve a una pérdida general de sincronismo y el posible colapso del sistema de potencia.

1.5. Protección primaria y de respaldo

El esquema de protección de un sistema eléctrico de transmisión está formado por:

- Protección primaria
- Protección de respaldo

La protección primaria debe ser instantánea y es la que trata de aislar la mínima sección de la red ante la falla; por su parte, las protecciones de respaldo son de acción retardada, es decir, deben operar solo si falla la protección primaria.

Hay dos razones por la cual se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia: la primera es para asegurar que en caso que la protección principal falle en despejar una falla, la protección de respaldo lo haga; la segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia que la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

1.5.1. Protección primaria

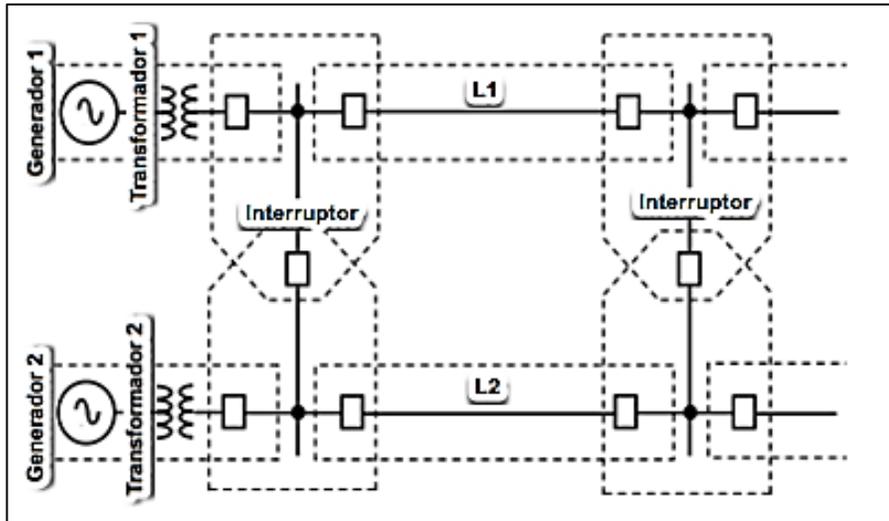
Es la primera línea de defensa. La figura 5 muestra el diagrama unifilar de una sección de un sistema de potencia. Se puede observar que se utilizan interruptores para conectar los elementos de líneas adyacentes. Usar los interruptores de esta forma permite al sistema de protección aislar completamente a un elemento fallado.

Una excepción es el caso de los bloques o unidades transformador-generador donde los generadores tienen transformadores elevadores exclusivos y se pueden omitir al interruptor entre ambos.

Las zonas indicadas con líneas de trazos son las zonas de protección primaria, esto significa que la generación de una falla dentro de una zona produce el disparo de todos los interruptores pertenecientes a la misma. Los relés de protección definen estas zonas. Las zonas de protección adyacentes se superponen para brindar una completa cobertura de la protección primaria en el sistema de potencia. Una falla en las áreas superpuestas produce el disparo de más interruptores que los necesarios para aislar la falla.

Es necesario que las áreas superpuestas sean tan reducidas como sea posible. Por razones de estabilidad y calidad del suministro, la operación de la protección primaria debe ser tan rápida como sea posible, preferentemente instantánea.

Figura 5. Diagrama de protección primaria



Fuente: Sel University. *Fundamentos de los sistemas de protección.*

<https://library.e.abb.com/public/f1b7c86bfe2148e981171ea25026ea1b/Proteccion%20lineas.pdf>.

Consulta: 10 de julio de 2016.

1.5.2. Protección de respaldo

La interrupción selectiva de una falla en un sistema eléctrico origina la intervención de los siguientes aparatos.

- Equipo para la medida de la magnitud (transformadores de corriente, transformadores de tensión con sus circuitos secundarios y elementos de protección, entre otros).
- Elementos que establecen y procesan las magnitudes medidas dando respuesta según valores predeterminados (relés, dispositivos de disparo, entre otros).
- Equipo de interrupción (interruptores incluyendo su mecanismo de control, entre otros).

- Los auxiliares correspondientes (batería y sistemas de corriente continua, compresores de aire, entre otros).
- Equipos de comunicaciones y de teleprotección.

Si uno de los elementos de la cadena falla, el sistema de protección no trabaja y la falla continúa hasta presentarse la destrucción de la parte afectada. Para evitar esto, la mayoría de las compañías utilizan el sistema de protección de respaldo en el cual otro sistema de protección y, si es del caso, otros interruptores, toman funciones de despejar la falla. Debe de haber sistemas de protección e interruptores de respaldo. La cuestión del asunto es definir qué tan sofisticado debe ser el sistema de respaldo.

A los sistemas de respaldo se les asocia una temporización suficiente para que el sistema principal opere, pero no siempre es así, como precisa más adelante, por razones de respaldo, muchas líneas de alta y extra alta tensión tienen duplicado los sistemas de protección, incluso operando al mismo tiempo (protección principal 1 y 2), donde la pérdida de seguridad no es tan esencial por la existencia del recierre y las razones ya expuestas. Sin embargo, puede no ser suficiente si el daño está en elementos comunes como puede ser el mismo interruptor.

1.5.3. Respaldo remoto

En este esquema, los interruptores y las protecciones que se encuentran en las subestaciones vecinas cumplen también funciones de respaldo. Un esquema típico es el respaldo de barras, realizada por la segunda zona de las protecciones de distancia de las líneas en las estaciones vecinas.

1.5.4. Respaldo local

Cuando un sistema de potencia se extiende, se encuentra usualmente que el respaldo remoto no es satisfactorio debido a que resulta en tiempos de despeje de falla muy prolongados, falta de selectividad en el disparo y dificultades en obtener ajustes lo suficientemente sensibles para cubrir ciertas fallas en líneas adyacentes.

Lo anterior originó la introducción del respaldo local. En este esquema, los interruptores y las protecciones de respaldo se encuentran en la misma subestación. Los tipos son:

1.5.4.1. Respaldo local de circuito

Este esquema se caracteriza por usar un sistema de protección en paralelo con el sistema de protección principal y es llamado también sistema redundante. El grado de redundancia difiere de sistema a sistema dependiendo de la filosofía utilizada para despejar la falla.

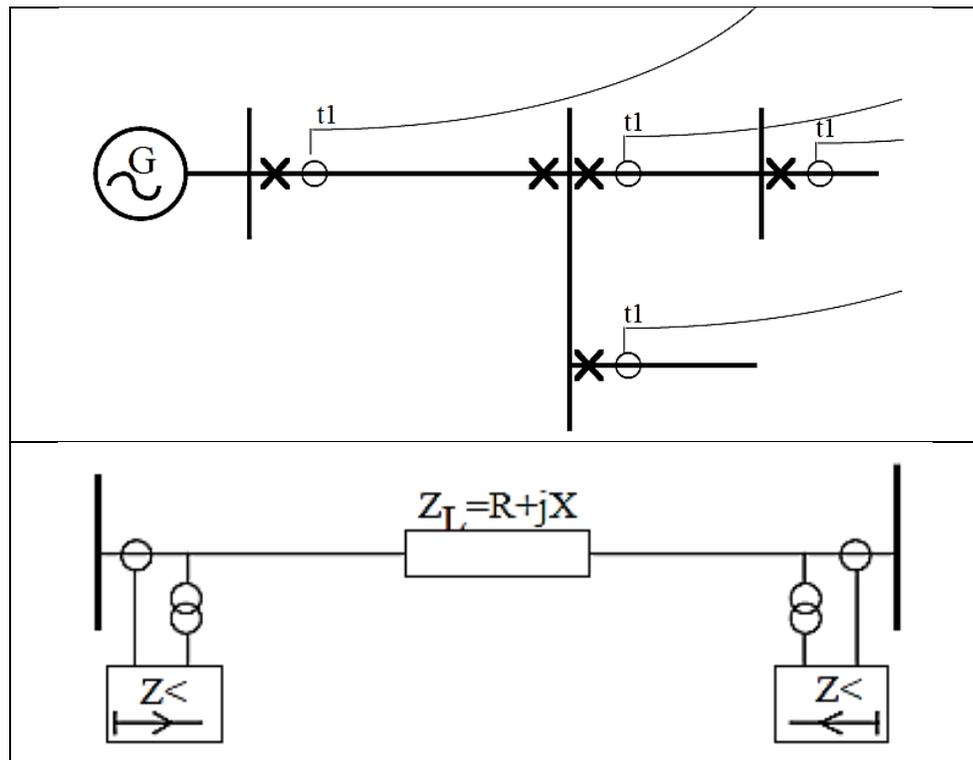
1.5.4.2. Respaldo local por falla de interruptor

Contra una falla de apertura del interruptor, que debió aclarar una falla del sistema de potencia, se utiliza una protección de falla del interruptor que asegura el disparo de los interruptores adyacentes necesarios para despejar la falla. Algunas veces, según la configuración de la subestación, es necesario lograr un despeje de falla completo.

1.5.4.3. Respaldo local de subestación

En este esquema, el respaldo se encuentra en los otros circuitos de la misma subestación y, por lo tanto, no depende del mismo circuito fallado. Un ejemplo es el relé de sobrecorriente de un alimentador de transformador, con los relés de sobrecorriente de los circuitos radiales. Otro lo conforma la zona de reversa (3 o 4) de los relés de distancia de las líneas, que normalmente se aplican como respaldo de la protección diferencial de barras. En la figura 6 se muestra un esquema de la protección de respaldo local.

Figura 6. Esquema de protección de respaldo local



Fuente: Sel University. *Fundamentos de los sistemas de protección.*

<https://library.e.abb.com/public/f1b7c86bfe2148e981171ea25026ea1b/Proteccion%20lineas.pdf>.

Consulta: 10 de julio de 2016.

1.6. Funciones de protecciones de líneas de transmisión

La protección de las líneas de transmisión está considerada como una de las aplicaciones que tiene la protección eléctrica. Esto se debe al gran volumen de información y factores que influyen para los ajustes de los relevadores. Los números ANSI se utilizan para identificar las funciones de cada elemento en el esquema de protecciones.

1.6.1. Protección de distancia (21)

La primera protección de línea utilizada en las líneas de transmisión trabajaba con el principio de sobrecorriente. Cuando los sistemas se extendieron y se convirtieron en enmallados, esta protección fue insuficiente para ser la protección principal de la línea. Fue imposible alcanzar un ajuste selectivo sin retardar notoriamente la protección.

Fue necesario entonces encontrar un principio de protección que fuera independiente de la magnitud y las variaciones de las corrientes de cortocircuito, con la impedancia de fuente (la cual varía de tiempo en tiempo con los cambios del sistema). Esta protección es la protección de distancia ya que la impedancia de la línea era independiente de las variaciones de la impedancia de la fuente. La protección de sobrecorriente todavía es utilizada como protección principal de circuitos de media y baja tensión y como protección de respaldo en los sistemas de alta tensión.

La protección de distancia mide la impedancia de carga de la línea, la cual puede ser expresada como $U_L/I_L=Z_L$, es la relación entre la tensión y la corriente vistas por el relé en su sitio de instalación. Si hay una falla, la medida de la impedancia será menor que la impedancia de carga y la protección operará.

El alcance de la protección de distancia se estudia en un plano R-X. La protección de la línea, la característica de operación de la protección y la impedancia de la carga pueden ser ilustradas. La protección de distancia es una protección relativamente selectiva, lo cual significa que la selectividad se alcanza sin una comparación del extremo remoto y así, no requiere ningún sistema de telecomunicación para su función básica. Es por ello que el ajuste de impedancia y tiempo son muy importantes.

1.6.2. Protección de sobre corriente instantáneo (50)

Este relevador opera en forma casi instantánea para un valor de corriente excesivo, indicando una falla en el aparato o circuito protegido. Su tiempo de operación es del orden de 0,05 segundos (3 ciclos).

1.6.3. Protección de sobre corriente con retraso de tiempo (51)

Este es un relevador con una característica de tiempo definida e inversa, que opera cuando la corriente en el circuito excede un valor determinado, a mayor corriente menor tiempo de la característica inversa.

1.6.4. Protección de recierre para corriente alterna (79)

Relevador que funciona cuando el ángulo de fase entre dos tensiones o corrientes o entre una tensión y una corriente alcanza un valor determinado. En la tensión de 230 kV es un recierre mono polar, los tipos de recierres en líneas de 115 kV son trifásicos, es decir, abren los tres polos del interruptor de cada extremo de la línea fallada. La protección 79 es de una sola operación, con unidad de tiempo ajustable, operando en conjunto con un relevador (25/27) que

incluya las características de bus vivo/línea muerta, bus muerto/línea viva y la verificación de sincronismo cuando hay voltaje en ambos lados del interruptor.

1.6.5. Protección de sobre corriente direccional (67N)

Cuando la coordinación de las protecciones de sobrecorrientes se hace complicada y en ocasiones imposible en líneas de transmisión con fuente de alimentación en ambos extremos, se pueden emplear relevadores de sobre corriente supervisadas por una unidad direccional. La direccionalidad simplifica el problema de selectividad y seguridad. Este relevador se aplica a líneas como respaldo para proteger equipos de la subestación, es otra forma de protección de respaldo de la propia línea. El relevador direccional de sobrecorriente de tierra (67N) es alimentado de los secundarios de los transformadores de potencial instalados en el bus.

1.6.6. Protección diferencial de línea (87L)

Las protecciones diferenciales son sistemas absolutamente selectivos. El principio básico consiste en la medida de la magnitud y del ángulo de las corrientes que entran en el área de protección. Durante condiciones normales (sin falla) la suma es cero.

Este sistema de protección requiere telecomunicación entre los terminales de línea.

El medio de transmisión más común para esta protección es el hilo piloto, lo que significa que esta protección es utilizada para líneas cortas.

Hoy en día, la protección diferencial longitudinal se ha utilizado para líneas largas usando un sistema de telecomunicaciones por microondas o preferiblemente fibra óptica.

Esta protección también requiere del sistema de telecomunicaciones para efectuar su función básica. Sin comunicación no hay protección y, por lo tanto, un sistema de protección relativamente selectivo se utiliza como complemento.

1.7. Transformadores de instrumento

Los transformadores de instrumento se usan en las subestaciones y plantas generadoras de energía eléctrica para transformar los voltajes y corriente de los circuitos primarios a valores normalizados, los cuales se usan para alimentar aparatos e instrumentos de medición y/o protección, los devanados primario y secundario están relativamente cerca en un transformador de instrumento, pero están normalmente eléctricamente aislados tal y como lo requiere el nivel de voltaje del circuito primario.

Uno de los elementos más importantes en la aplicación de los relevadores de protección son los llamados transformadores de instrumento, llamados así porque su aplicación es exclusivamente para propósitos de medición y protección de los sistemas de potencia. Las funciones principales son:

- Proveer aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan con niveles de voltaje bajos, que no presentan peligro para los equipos ni para el personal.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para que sean utilizados por los dispositivos de protección y medición.

Los valores de corriente y voltaje de los transformadores de instrumento son iguales a los del circuito primario multiplicado por el factor de relación excepto por el error de transformación.

1.7.1. Transformadores de corriente

Un transformador de corriente trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador ideal. Son destinados a entregar una corriente secundaria proporcional a la que circula por su enrollado primario, desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición.

Un transformador de corriente transforma la corriente de la línea respecto de magnitud y ángulo de fase a valores normalizados para los equipos de medición y protección, dentro de los límites de error permitido por las normas. En la figura 7 se muestran los transformadores de corriente de 138 kilovoltios.

Figura 7. **Transformadores de corriente**



Fuente: *Transformadores de corriente*. http://img.directindustry.es/images_di/photo-g/20841-3058885.jpg Artech. Consulta: 10 de julio de 2016.

1.7.1.1. Transformadores de corriente para aplicaciones en protecciones

Los transformadores de corriente, por lo general, tienen 5 amperios en el devanado secundario, eventualmente se usan transformadores con 1 amperio en el secundario para aquellos casos en que los cables de control tienen una longitud muy grande y el burden o carga, puede resultar excesivo. Esta situación, tiende a ser menos severa, en virtud del creciente uso de relevadores de estado sólido, lo que conviene es que el TC cumpla con la condición de precisión requerida. Para los transformadores de corriente aplicados a protección, su clase de excitación establece un error de relación porcentual que corresponde a un valor de 20 veces su corriente nominal secundaria.

1.7.1.2. El efecto de saturación y las curvas de excitación

La corriente de excitación, es función del voltaje secundario de excitación y la impedancia de excitación que representa los efectos del núcleo (pérdidas por histéresis) corrientes circulantes y magnetización.

La magnitud de la corriente de excitación, se obtiene aplicando un voltaje de valor conocido a las terminales del secundario del TC, manteniendo el devanado primario en circuito abierto. Si se conoce la corriente para varios valores de voltaje, se elabora lo que se conoce como la curva de excitación. El efecto que se produce por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo es la saturación. Este efecto produce un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente. Con el propósito de disminuir la probabilidad de saturación, en los transformadores de corriente, se recomienda:

- Emplear relaciones de transformación tan grandes como sea posible.
- Mantener la carga secundaria (burden) a un valor tan bajo como sea posible tratando que los cables de conexión entre el transformador y los instrumentos no tengan una longitud excesiva.

1.7.2. Transformadores de potencial

Son los transformadores utilizados para reducir tensiones primarias (normalmente del orden de los kV) a tensiones secundarias de rangos normalizados (115 - 120 volt), en forma directamente proporcional, este equipo es similar al transformador de potencia ya que ambos tienen la finalidad de cambiar el nivel de tensión. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección que se requiera energizar.

El transformador de potencial se define en términos de máxima carga (o burden) que es capaz de entregar sin exceder los valores permitidos de aumento de temperatura, pueden llegar a ser hasta diez veces superior a su burden nominal.

La exactitud de un transformador de potencial queda determinada por las caídas de tensión en los enrollados primario y secundario. Cuando el transformador de potencial tiene conectada una carga (burden) en el secundario es necesario considerar las caídas de voltaje originadas por la corriente de carga, por lo tanto, la variación de la carga influye en su exactitud. En la figura 8 se muestran los transformadores de potencial de 138 kilovoltios.

Figura 8. **Transformadores de potencial inductivos**



Fuente: *Transformadores de potencial inductivo.*

http://www.artech.com/sites/default/files/productos/inductive_voltage_transformers_transformadores_tension_inductivos_box.jpg. Consulta: 10 de julio de 2016.

2. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1. Estudio de cortocircuito

Es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla. Se puede decir que un cortocircuito es también el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta, debido a una conexión por un circuito de baja impedancia que prácticamente siempre ocurre por accidente. La magnitud de la corriente de cortocircuito es mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el mismo. Aun en las instalaciones con las protecciones más sofisticadas se producen fallas por cortocircuito.

La magnitud de la corriente que fluye a través de un cortocircuito depende principalmente de dos factores:

- Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito
- La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución

En condiciones normales de operación, la carga consume una corriente proporcional al voltaje aplicado y a la impedancia de la propia carga. Si se presenta un cortocircuito en las terminales de la carga, el voltaje queda aplicado únicamente a la baja impedancia de los conductores de alimentación y a la impedancia de la fuente hasta el punto de cortocircuito, ya no oponiéndose la impedancia normal de la carga y generándose una corriente mucho mayor.

2.1.1. Objetivo de un estudio de cortocircuito

Es calcular el valor máximo de la corriente y su comportamiento durante el tiempo que permanece el mismo. Esto permite determinar el valor de la corriente que debe interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se interrumpe la circulación de la corriente.

2.1.2. Importancia del estudio de cortocircuito

Es importante considerar en la operación y planificación de los sistemas eléctricos; su comportamiento en condiciones normales, sin embargo, es relevante observarlo en el estado transitorio; ante una contingencia. Esta condición transitoria en las instalaciones se debe a distintas causas y una variedad de ellas está fuera del control humano.

Los equipos y sistemas pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla, donde es necesario definir equipos y esquemas de protección adecuados al momento de diseñar las instalaciones, de tal forma que se asegure el correcto desempeño de la red eléctrica, apoyada por los dispositivos de monitoreo, detección y señalización.

Verificar las corrientes ante fallas permite obtener información necesaria para seleccionar correctamente la capacidad de los equipos en función de los requerimientos mínimos que deben cumplir y así soportar los efectos de las contingencias. La presencia de fallas es una situación indeseable en un sistema eléctrico, pero lamentablemente no se pueden prever, donde se presentan eventualmente teniendo diversos orígenes; por lo que, ante estas condiciones,

debe estar en posibilidad de conocer las magnitudes de las corrientes de cortocircuito en todos los puntos de la red.

La finalidad de un estudio de cortocircuito es:

- Determinar las capacidades de interrupción de los elementos de protección como son interruptores, fusibles, re-conectores.
- Realizar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- Realizar estudios térmicos y dinámicos que consideren los efectos de las corrientes de cortocircuito en algunos elementos de las instalaciones: sistemas de barras, tableros, cables.
- Calcular las mallas de puesta a tierra, seleccionar conductores alimentadores.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual la corriente de falla se presenta en el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

2.2. Coordinación de protecciones

La coordinación de un sistema eléctrico de potencia consiste de un organizado estudio de tiempo-corriente de todos los dispositivos desde los centros de generación hasta las subestaciones de distribución, es una comparación del tiempo donde los dispositivos operan cuando ciertos niveles anormales de corriente pasan a través de los dispositivos de protección.

Determina las características, valores y ajustes de dispositivos de protección que aíslen a una falla o sobrecarga originada en cualquier parte del sistema. Los dispositivos y ajustes seleccionados deberán proveer satisfactoriamente la protección contra sobrecargas en los equipos e interrumpiendo cortocircuitos lo más rápido posible.

La selección de relaciones de instrumentos de transformación, características y ajustes de los relés de protección provee otra información pertinente para la provisión de una protección óptima y selectividad o coordinación de estos dispositivos.

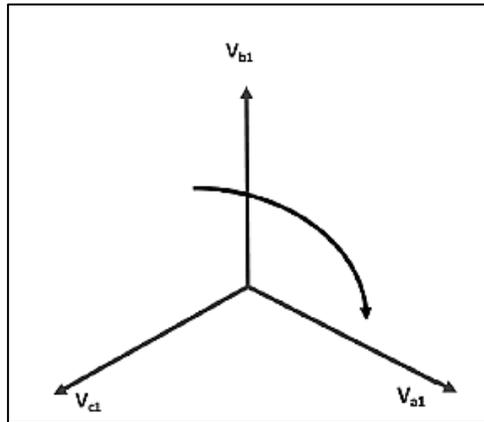
2.3. Impedancia de secuencia positiva, negativa y cero

Las constantes eléctricas de una línea de transmisión representarán el elemento más importante necesitado para la operación de una red eléctrica. Esto comprende a la impedancia de secuencia positiva, negativa e impedancia de secuencia cero.

El valor de impedancia de secuencia cero es importante, es un parámetro para ajustar las protecciones de un sistema de potencia, hacer estudios de sobretensiones, parametrización de equipos, cálculo de impedancias de secuencia. Su estimación es valiosa, principalmente para las protecciones de fallas a tierra y coordinación de aislamiento.

Los componentes de secuencia positiva son formados por tres vectores de igual magnitud con diferencias de fase de 120° y con la misma secuencia de fase que los vectores originales. En la figura 9 se muestra el esquema de secuencia positiva.

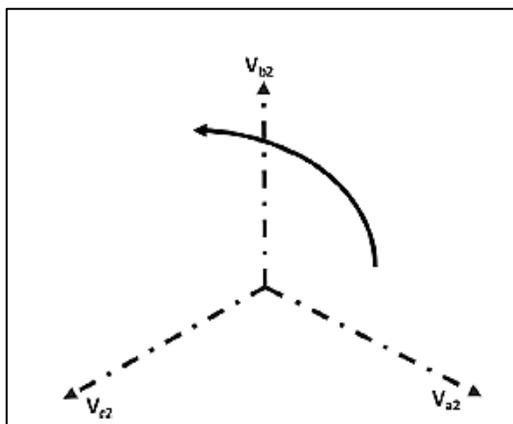
Figura 9. **Secuencia positiva**



Fuente: elaboración propia.

Los componentes de secuencia negativa son formados por los vectores de igual magnitud, con diferencia de fase de 120° y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales. En la figura 10 se muestra el esquema de secuencia negativa.

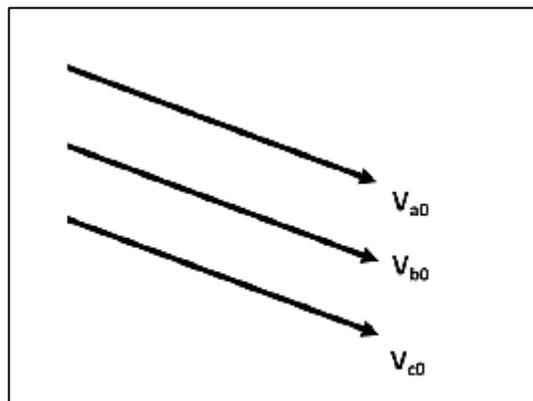
Figura 10. **Secuencia negativa**



Fuente: elaboración propia.

Los componentes de secuencia cero son formados por tres vectores de igual magnitud y con una diferencia de fase nula. En la figura 11 se muestra el esquema de secuencia cero.

Figura 11. **Secuencia cero**



Fuente: elaboración propia.

2.3.1. Definición

Es la medición de los parámetros eléctricos de una línea de transmisión que están definidos como las constantes que muestran los valores de impedancia entre dos subestaciones separadas por una línea de transmisión en la red del sistema eléctrico. Las impedancias de línea a línea pueden ser calculadas con aceptable exactitud, pero las impedancias de línea a tierra tienen que ser medidas porque el cálculo no se ajusta a la condición real de la resistividad del terreno, la resistencia de una tierra específica con tubos metálicos, cables y otras partes metálicas en la tierra.

2.3.2. Importancia

Es importante el conocimiento de las impedancias de las líneas de transmisión para el correcto ajuste de los relevadores de protección. Los relevadores de protección de distancia son elementos para la confiabilidad del sistema de transmisión de energía eléctrica. La impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia cero o factor de compensación residual de la impedancia homopolar son algunos de los ajustes más importantes de cada relevador. Si uno de estos parámetros es ajustado, medido o calculado de manera incorrecta, toda la inversión en protección desde los transformadores de instrumento, pasando por los relevadores hasta el interruptor de potencia, no estaría siendo utilizada tan eficiente como podría ser.

2.4. Ajuste de las zonas de protección

Deben permitir alcanzar el final de la zona protegida, la cual corresponde no solamente a la línea de transmisión que se está protegiendo, sino también a las líneas adyacentes que conforman el sistema eléctrico.

2.4.1. Zonas de protección

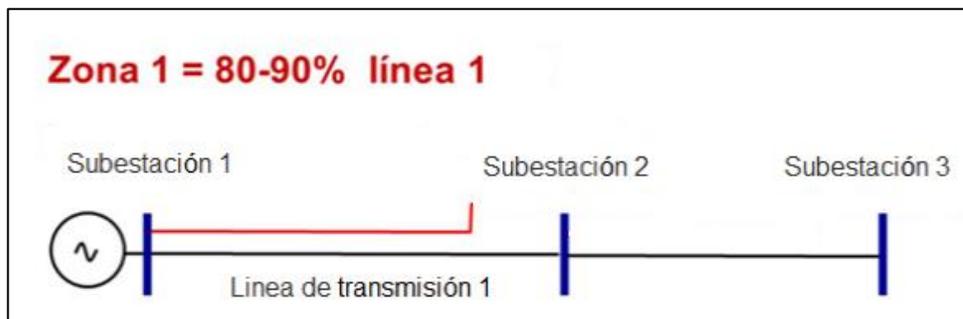
Una protección de distancia tiene 5 zonas con un mínimo permitido de tres zonas. La primera zona es instantánea y las otras son retardadas o temporizadas. La norma IEEE C37,1 -2008 otorga la información para las protecciones de las líneas de transmisión.

2.4.1.1. Ajustes de la zona 1

Es importante que la primera zona no se sobrealcance; se ajusta entre el 80 % y el 90 % de la longitud de la línea. El margen de seguridad es entre el 10 % y el 20 %. Algunas veces es necesario tener un margen mayor para tener en cuenta el efecto de la impedancia mutua en las líneas paralelas.

Este margen se requiere por las tolerancias de las impedancias de línea, la imprecisión de los transformadores de instrumentación y sistemas de protección. La figura 12 muestra el alcance de dicha zona.

Figura 12. Alcance de zona 1

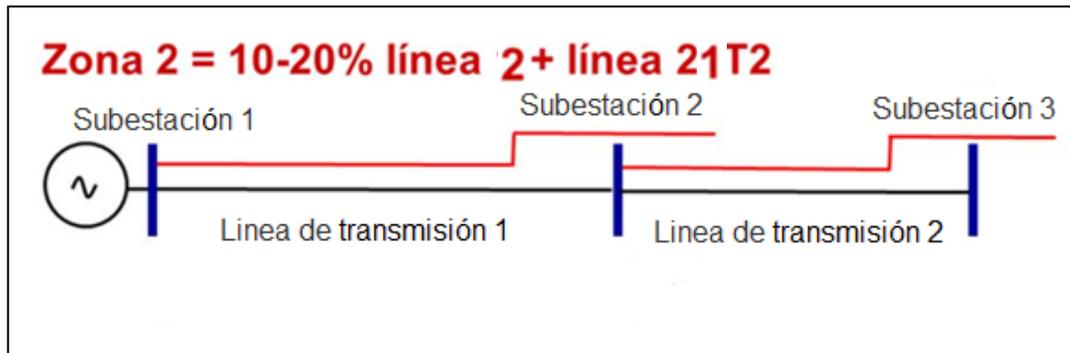


Fuente: elaboración propia.

2.4.1.2. Ajustes de la zona 2

La principal función de la segunda zona será la de cubrir el margen de seguridad de la primera zona y normalmente se ajusta como mínimo al 120 % de la línea y como máximo que no alcance el 80 % de la línea adyacente más corta (para que no traslape la zona 2 de dicha línea adyacente). La zona 2 se retarda entre 0,3 y 0,5 segundos. La figura 13 muestra el alcance de dicha zona.

Figura 13. Alcance de zona 2



Fuente: elaboración propia.

2.4.1.3. Ajustes de la zona 3

Existen diferentes tendencias para el ajuste de la zona 3. La necesidad de ciertos estudios de coordinación ajusta la zona 3 del 100 % al 120 % de la línea protegida más la línea adyacente más larga lo cual brinda respaldo remoto a las líneas adyacentes. En otros estudios se ajusta entre el 200 % y 250 % de la línea protegida. El tiempo se retarda entre 0,6 s y 1,0 s.

Cuando la línea termina en un transformador, el alcance de la tercera zona se limita al 80 % de la impedancia del transformador, el tiempo de retardo debe ser coordinado con el sistema de protección del otro lado del transformador.

El alcance de las zonas se ve limitado por la impedancia de las fallas y la contribución de corriente de falla desde el extremo opuesto de la protección.

Particularmente el alcance de las zonas 2 y 3 se ve afectado por la inyección de corriente de falla por la subestación del extremo remoto. Estos efectos deben ser considerados para el ajuste de la protección de distancia.

Cuando una línea es energizada, la zona instantánea (zona 1) normalmente cubre más del 100 % de la línea por un corto tiempo, después del cual, el alcance se reduce a entre el 80 % y el 90 % de la línea. En la figura 14 se muestra una falla franca en la línea de transmisión.

Figura 14. **Fundamentos de la protección de la falla**



Fuente: elaboración propia.

2.4.1.4. **Ajustes de la zona 4**

La función de la cuarta zona es la que protege la línea en un 200 % de su longitud, con mira hacia adelante y su protección es temporizada. El 100 % es la zona protegida y el 100 % restante están enfocados en la línea adyacente. La actuación tiene un retardo de 60 ciclos (1 segundo en el disparo).

2.4.1.5. **Ajustes de la zona 5**

La función de la quinta zona es la de dar respaldo a otra línea adyacente, con un tiempo de 120 ciclos (2 segundos en el disparo).

2.4.1.6. Descripción conforme las distintas zonas

En líneas de doble circuito o entre líneas cercanas se presenta un fenómeno conocido como el acople mutuo de secuencia cero el cual distorsiona la medida de los relés de distancia durante la aparición de una falla monofásica.

La corriente de falla que circula en este caso por una fase de uno de los circuitos induce tensión y corriente a través del acople electromagnético que existe con su circuito paralelo. Solo el circuito de secuencia cero participa de manera importante porque las inducciones a través de los circuitos de secuencia positiva y negativa se suman y se anulan entre fases.

Las diferentes configuraciones del acople dependiendo de la localización de la falla, y si el circuito paralelo comienza y termina en la misma subestación, o si tiene terminales diferentes. Incluso en el caso que esté fuera de servicio puede tener efecto si ambos extremos del circuito paralelo se encuentran aterrizados.

Los efectos en la protección de distancia pueden resultar en un sobre alcance de las zonas 1 causando disparos indeseados o en bajo alcance de las zonas 2, dañando los esquemas de tele protección y respaldo previstos.

Para superar esto, las protecciones de distancia están previstas con ajustes diferentes para el factor de compensación para falla a tierra ($<k_0$), el cual se emplea para considerar la impedancia de secuencia cero de la línea y, bajo condiciones normales (sin efectos de acople mutuo), se calcula de la tabla I:

Tabla I. **Cálculo del factor de compensación**

$k_o = \frac{Z_{OL} - Z_L}{3Z_L}$	K_o : factor de compensación de falla a tierra
	Z_{OL} : impedancia de secuencia cero de la línea
	Z_L : impedancia de la línea

Fuente: elaboración propia.

Este ajuste se conserva para las zonas de bajo alcance (típicamente la zona L) y, como práctica, solo se debe aterrizar la línea paralela en un extremo cuando se encuentre en mantenimiento.

Para las zonas de sobre alcance se ajusta como se muestra en la tabla II:

Tabla II. **Factor K_o en zonas de sobre alcance**

$k_o = \frac{Z_{OL} - Z_L}{3Z_L} + \frac{Z_{OM}}{3Z_L}$	Z_{OM} : impedancia mutua de secuencia cero
---	---

Fuente: elaboración propia.

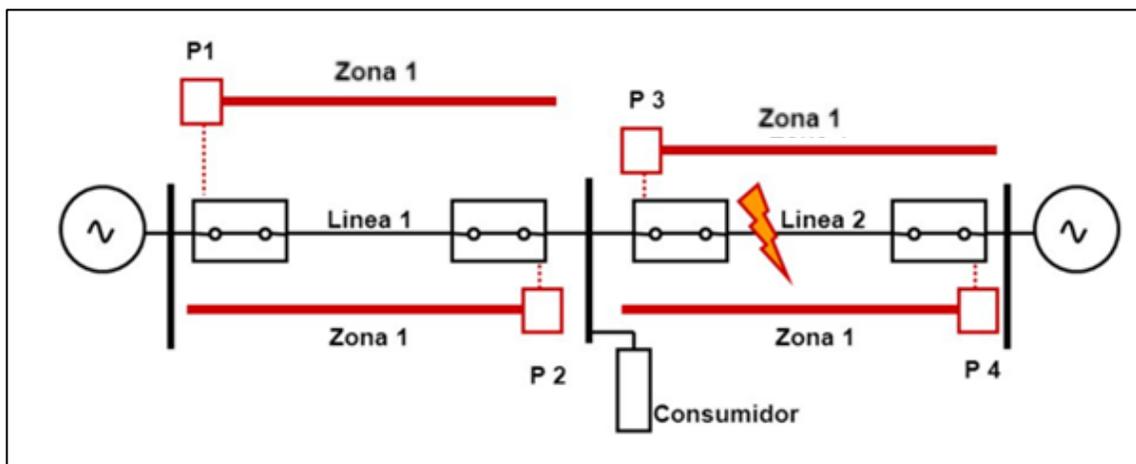
Se verán ahora las distintas clases de protecciones de distancia. Antiguamente se distinguían entre esquemas completos y esquemas conmutables. Un esquema completo tiene una unidad de medida por cada fase y cada zona, mientras que el esquema conmutable tiene una unidad común de medida para todas las fases y todas las zonas. El esquema conmutable debe tener elementos de arranque que darán la información a la unidad de medida diciendo cuales de las fases o zonas están involucradas y deben ser medidas

Cuando se miden fallas fase-fase, solamente las impedancias de secuencia positiva y negativa de la línea se tienen en consideración. Cuando

una falla a tierra es medida, se debe considerar la impedancia de secuencia cero de la línea. En un esquema conmutable esto se organiza normalmente en la misma lógica de la conmutación de fases y zonas. En un esquema completo, el cubrimiento de fallas entre fases o entre fases y tierra se efectúa con elementos de medida independientes.

Las protecciones numéricas de distancia por su forma constructiva no les aplica esta separación y se podría decir que sus rutinas de procesamiento son una mezcla entre esquemas completos y esquemas conmutados donde lo importante se centra en la confiabilidad y velocidad de la protección más que en especificar sus características de operación. La figura 15 muestra un esquema de protecciones de líneas de distancia.

Figura 15. **Esquema de protección de distancia**



Fuente: elaboración propia.

2.5. Características del relevador de distancia en plano complejo

Aquí se verá la diversidad de características de operación de los relevadores de distancia cuando se representan en plano complejo. A continuación, se presentan algunos tipos comunes de los relevadores de distancia forma de su característica en plano complejo.

2.5.1. Relevador tipo impedancia

La característica de un relevador tipo impedancia es una circunferencia con centro en el origen de coordenadas como se muestra en la figura 16. El valor de la impedancia de arranque (Z_{ar}) es independiente al ángulo de la impedancia de falla, es decir, que carece de direccionalidad.

La ecuación representa la condición de operación de este tipo de relevadores, la cual se muestra en la tabla III.

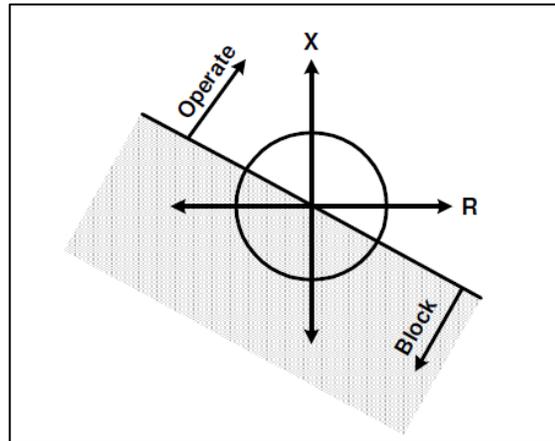
Tabla III. Operación del relevador tipo impedancia

$Z_r \leq Z_{ar}$	Z_{ar} = impedancia de arranque del relevador
	Z_r = impedancia vista por el relevador

Fuente: elaboración propia.

Este relevador se recomienda para la protección de líneas medianas de 115 kV, complementado con un elemento direccional de potencia.

Figura 16. **Característica general de un relevador tipo impedancia**



Fuente: *Introducción a los sistemas de protección y control.*

https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/110853/mod_resource/content/1/A_I_M_introduccion_sistemaprot.pdf. Consulta: 10de julio de 2016.

2.5.2. **Relevador tipo reactancia**

La característica de un relevador tipo reactancia es una línea recta paralela al eje real del plano complejo como se muestra en la figura 15. Esta característica muestra que la componente resistiva de la impedancia no tiene efecto en el funcionamiento del relevador; este responde solamente a la componente reactiva. Cualquier punto debajo de la característica de funcionamiento, por arriba o abajo del eje R, se situará en la región del par positivo.

Su condición de operación está dada por la ecuación que se muestra en la tabla IV.

Tabla IV. **Operación del relevador tipo reactancia**

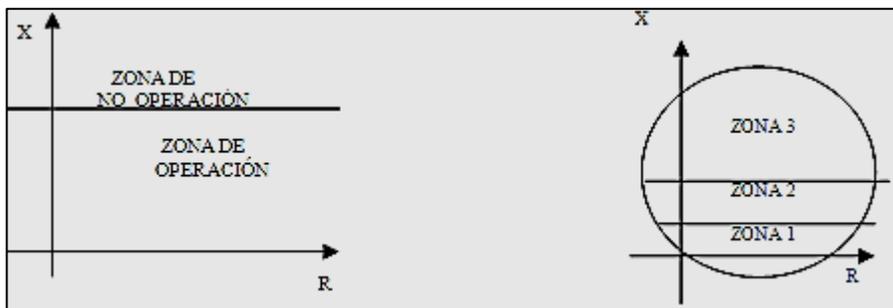
$X_r < X_{ar}$	X_{ar} = es la reactancia de arranque, parámetro de ajuste
	X_r = reactancia vista por el relevador ante una falla

Fuente: elaboración propia.

Estos relevadores solo verifican la componente reactiva de la impedancia de falla, y no son afectados por la resistencia de falla, lo que los hace recomendables para la protección de líneas cortas y para la protección contra cortocircuitos a tierra en los que la resistencia de falla puede tener valores muy elevados.

Estos relevadores son sensibles a operar con las impedancias de carga con factores de potencia cercanos a la unidad; para evitar los disparos indeseables se debe de implementar un elemento de arranque que sea direccional para que limite el alcance del relevador en la dirección del eje real.

Figura 17. **Característica general del relevador tipo reactancia**



Fuente: *Subestaciones de alta y extra alta tensión, H.M.V.*

<http://librosingenieriaelectrica.blogspot.com/2016/03/subestaciones-de-alta-y-extra-alta.html>.

Consulta: 10 de julio de 2016.

2.5.3. Relevador tipo mho

Por medio de una corriente de polarización puede sacarse del centro un círculo característico del relevador mho, de tal manera que este encierre el origen del diagrama R-X o bien que el origen esté fuera del círculo.

La característica de un relevador tipo mho es una circunferencia que cruza por el origen de coordenadas, tal como se presenta en la figura 17. Este tipo de relevador no responde a fallas que se presentan en la línea situada detrás del relevador, estos relevadores son considerados direccionales porque solo operan ante fallas que se presentan en la dirección de disparo del relevador.

Estos relevadores se recomiendan para la protección de líneas largas de 110 kV y 220 kV y su característica puede desplazarse con respecto al origen de coordenadas, de tal manera que este encierre el origen del diagrama R-X o bien que el origen esté fuera del círculo mediante una corriente de polarización.

Figura 18. **Característica general del relevador tipo mho**



Fuente: *Subestaciones de alta y extra alta tensión, H MV.*

<http://librosingenieriaelectrica.blogspot.com/2016/03/subestaciones-de-alta-y-extra-alta.html>.

Consulta: 10 de julio de 2016.

2.6. Impedancia aparente vista por un relevador de distancia

En general la relación tensión/corriente que miden los relevadores de distancia es conocida como impedancia aparente vista por el relevador.

2.6.1. Representación de las potencias P y Q del sistema en un diagrama R-X

La impedancia aparente Z medida como la relación de tensión/corriente está formada por una componente resistiva (R) y una reactiva (X). Sin embargo, algunas veces la información que se desea representar en el diagrama R-X, está expresada en función de potencia (P y Q). Es fácil pasar estas magnitudes al plano complejo R-X con el uso de las ecuaciones de transformación dados por la ecuación.

$$P = \frac{(KV)^2 R}{R^2 + X^2} \quad \text{y} \quad Q = \frac{(KV)^2 X}{R^2 + X^2}$$

La potencia real (P) y la potencia reactiva (Q) están expresadas en megawatts y megavars, respectivamente. La tensión de la línea (kV) está expresada en kilovoltios. Los valores de resistencia (R) y la reactancia (X) estarán expresados en ohms primarios, de la línea a neutro. Por lo tanto, con el uso de estas ecuaciones es posible transformar, cualquier punto representado por un conjunto de coordenadas (R, X) del diagrama del plano complejo R-X, a un punto representado por otro conjunto de coordenadas (P, Q) en un diagrama de coordenadas P-Q.

2.7. Tipos de fallas

Los sistemas eléctricos de potencia están sometidos a diversos fenómenos que producen distintos tipos de fallas eléctricas de forma imprevista y sorpresiva, entre los fenómenos causantes de una falla eléctrica, se pueden mencionar: viento, incendios, la caída de una estructura, descargas.

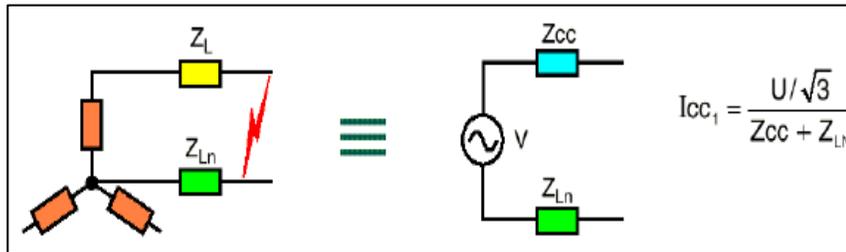
Estos fenómenos pueden originar diversos tipos de fallas como: falla simple de línea a tierra, falla de línea a línea, falla doble línea a tierra y falla trifásica. A continuación, se explicarán cada una de estas fallas que se presentan en la red eléctrica.

2.7.1. Falla de línea a tierra

La falla del aislamiento entre una de las fases y la tierra, es conocida como falla simple de línea a tierra y ocurre cuando una de las tres fases energizadas de un sistema trifásico hace contacto con la tierra del sistema.

Esta es una falla asimétrica debido a que provoca que por el sistema de transmisión circulen corrientes desequilibradas, la fase fallada sufre una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente. Este tipo de falla es la que tiene más probabilidad de ocurrencia en comparación con las siguientes. En la figura 19 se muestra la falla de línea tierra.

Figura 19. **Falla de línea a tierra**



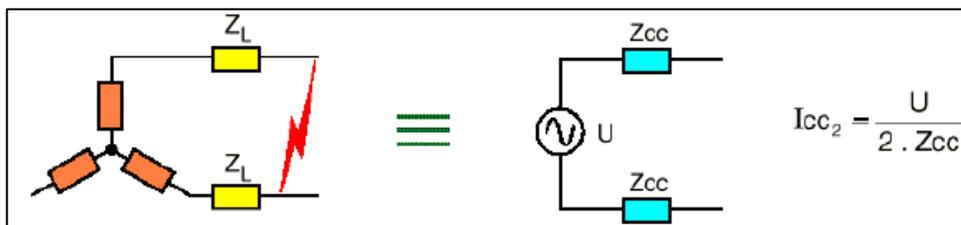
Fuente: *Análisis de fallas de protecciones eléctricas*. [https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_\(Fallas_1.pdf](https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_(Fallas_1.pdf).

Consulta: 10 de julio de 2016.

2.7.2. **Falla de línea a línea**

La falla del aislamiento entre dos de las tres fases es conocida como falla de línea a línea y se produce cuando hacen contacto físico dos conductores energizados de las tres fases de un sistema trifásico, sin tocar la tierra del sistema, provocando una caída de tensión y un aumento significativo de la corriente en las dos fases falladas. En la figura 20 se muestra la falla línea a línea.

Figura 20. **Falla línea a línea**



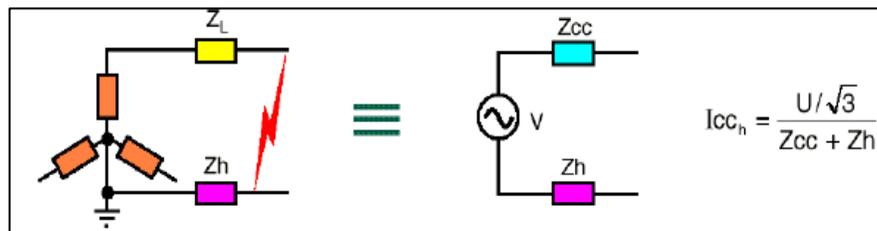
Fuente: *Análisis de fallas de protecciones eléctricas*. [https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_\(Fallas_1.pdf](https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_(Fallas_1.pdf).

Consulta: 10 de julio de 2016.

2.7.3. Falla de doble línea a tierra

La falla simultánea del aislamiento entre dos conductores de fase y la tierra es conocida como falla doble línea a tierra. Esta se presenta cuando dos conductores energizados de un sistema trifásico tocan tierra simultáneamente. Esta falla también se puede considerar como dos fallas de línea a tierra simultáneas. En la figura 21 se muestra una falla doble línea a tierra.

Figura 21. Falla doble línea a tierra



Fuente: *Análisis de fallas de protecciones eléctricas*. [https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_\(Fallas_1\).pdf](https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_(Fallas_1).pdf).

Consulta: 10 de julio de 2016.

2.7.4. Falla trifásica

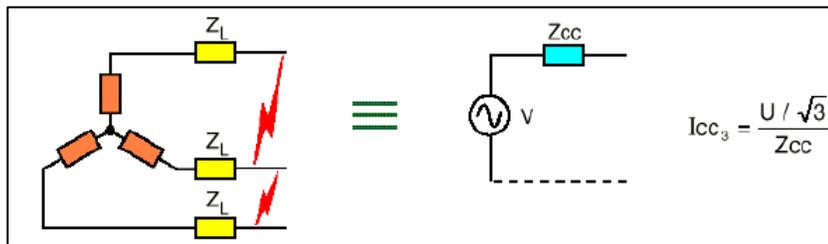
La falla del aislamiento entre las tres fases se conoce como falla trifásica. Las fallas trifásicas simétricas tienen una probabilidad de ocurrencia muy baja, cuando suceden generalmente es por descuido del personal de mantenimiento.

Los conductores de las tres fases se cortocircuitan con un juego de conductores aislados que tienen contacto efectivo con la tierra del sistema para protección del liniero, contra la energización inadvertida de la línea, mientras se trabaja en red, teniendo contacto con los conductores de fase. Una vez

terminados los trabajos, hay ocasiones en las que el liniero se olvida de quitar las puestas a tierra y cuando se conecta el interruptor ocurre una falla trifásica simétrica.

Este tipo de falla es la que tiene menor probabilidad de ocurrencia de los tipos de fallas anteriormente descritas, la mayoría de las fallas que se consideran trifásicas, inician como fallas de simple línea a tierra o de línea a línea, instantes después se involucran las fases no falladas. La figura 22 muestra una falla trifásica.

Figura 22. **Falla trifásica**



Fuente: *Análisis de fallas de protecciones eléctricas*. [https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_\(Fallas_1.pdf](https://www.u-cursos.cl/usuario/834c0e46b93fd72fd8408c492af56f8d/mi_blog/r/Clase_9-10_(Fallas_1.pdf).

Consulta: 10 de julio de 2016.

2.8. Puesta en marcha

Son los pasos a seguir para poner en funcionamiento una subestación eléctrica, conjuntamente con los equipos de transformación y transmisión de la energía eléctrica.

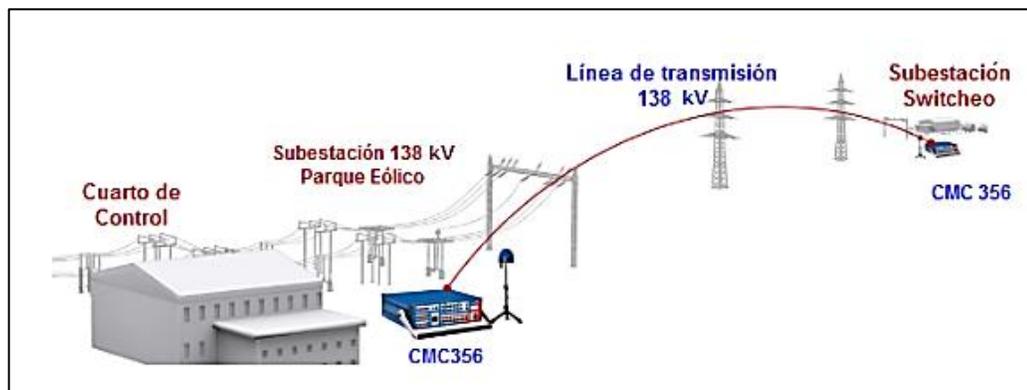
2.8.1. Pruebas y puesta en servicio

Durante el proceso de instalación del equipo de una subestación y sobre todo al final, que es cuando se procede a la puesta en servicio de la instalación, es necesario efectuar una serie de pruebas para determinar el estado final de los aislamientos, los circuitos de control, la protección, medición señalización, alarmas y finalmente el funcionamiento del conjunto de la subestación.

El conjunto de datos obtenidos de las pruebas sirve de antecedente para que, a lo largo de la instalación, el personal de mantenimiento tenga una base para determinar el grado de deterioro que van sufriendo los diferentes equipos así como tener un punto de referencia para comparar las nuevas lecturas obtenidas en los equipos después de una reparación.

En la figura 23 se muestra un esquema general de la subestación del parque eólico durante las pruebas de puesta en servicio de la línea de transmisión de longitud de 6.6 kilómetros y voltaje de 138 kilovoltios.

Figura 23. Pruebas y puesta en servicio



Fuente: elaboración propia.

2.8.2. Tipos de pruebas en subestación

Las pruebas se pueden incluir en cinco fases: tres pruebas iniciales y dos pruebas finales:

- Pruebas al equipo de alta tensión
- Pruebas al equipo de protección, medición y control
- Pruebas al equipo con su tensión nominal de operación
- Faseo de la línea de transmisión
- Toma de carga de la subestación

2.8.2.1. Pruebas a los equipos de alta tensión

El tipo de pruebas a realizar dependerá del equipo de que se trate y de sus funciones, gran parte de las pruebas las especifican los propios fabricantes, como pruebas de fábrica, algunas de las cuales se vuelven a efectuar, una vez instalado el equipo, pero ahora con el nombre de pruebas de campo.

2.8.2.2. Pruebas al equipo de protección, control y medición

Una vez terminada la construcción de una subestación es conveniente efectuar una serie de verificaciones y pruebas, entre las cuales se pueden considerar las siguientes:

- Tableros de protección y control
- Cable de control
- Control y alarmas
- Protecciones

- Verificación del programa de telecontrol y pruebas

2.8.2.3. Pruebas al equipo a tensión

Una vez verificadas las pruebas anteriores con el equipo des energizado, se procede a realizar una serie de nuevas pruebas, pero ahora con los diferentes equipos energizados a la tensión nominal. Hay que tener en cuenta lo siguiente:

- Antes de aplicar la tensión nominal, se deben comprobar las pruebas realizadas al equipo, en especial de rigidez eléctrica y compararlas con las pruebas de los fabricantes.
- Que los relés estén a su máxima sensibilidad para evitar daños.
- Inspección a toda la subestación para constatar que todo se encuentra listo, con todos los cables, y conectados a tierra.
- Los tableros de protección, control y alarmas deben estar en condiciones de operación y no deben tener bloqueos de ningún tipo.
- Todos los circuitos de operación y control deben ser revisados en su operación para que no ocurra falsos contactos, bloqueos, entre otros.

La subestación se comienza a energizar a tensión nominal, la zona de baja tensión se mantiene durante una hora para asegurar que los aislamientos estén en buen estado.

Se procede a conectar los transformadores de potencia por el lado de baja tensión. Se conectan los transformadores por separado. Luego de operar a baja tensión, se comienzan a cerrar todos los interruptores de alta tensión, dejando abiertas las cuchillas que conectan la alta tensión para comprobar las fases con el sistema.

2.8.2.4. Faseo de la línea de transmisión

Es el procedimiento mediante el cual se comprueba que las fases del sistema de alta tensión, que alimenta un extremo de la subestación, coinciden exactamente con las fases que se encuentran en la subestación del otro extremo.

2.8.2.5. Toma de carga

Una vez hechas las pruebas al equipo, faseada de la línea de transmisión y probada con tensión nominal, se procede a la toma de la carga, para lo cual se polarizan los relevadores que lo necesiten y se calibran las protecciones y los equipos de medición para que funcionen correctamente con la carga normal de cada circuito de la subestación.

3. PROGRAMAS DE ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO, PRUEBAS ELÉCTRICAS Y EL RELEVADOR SEL

3.1. Aspen oneliner

Es un programa de estudio de cortocircuito y coordinación de relevadores de protección basada en un software y una herramienta de productividad que dibuja el trazado y el retrazado de curvas de relé y diagramas de una sola línea, puede cambiar la configuración de los ajustes del relé, la red y muestra los resultados del cambio inmediatamente.

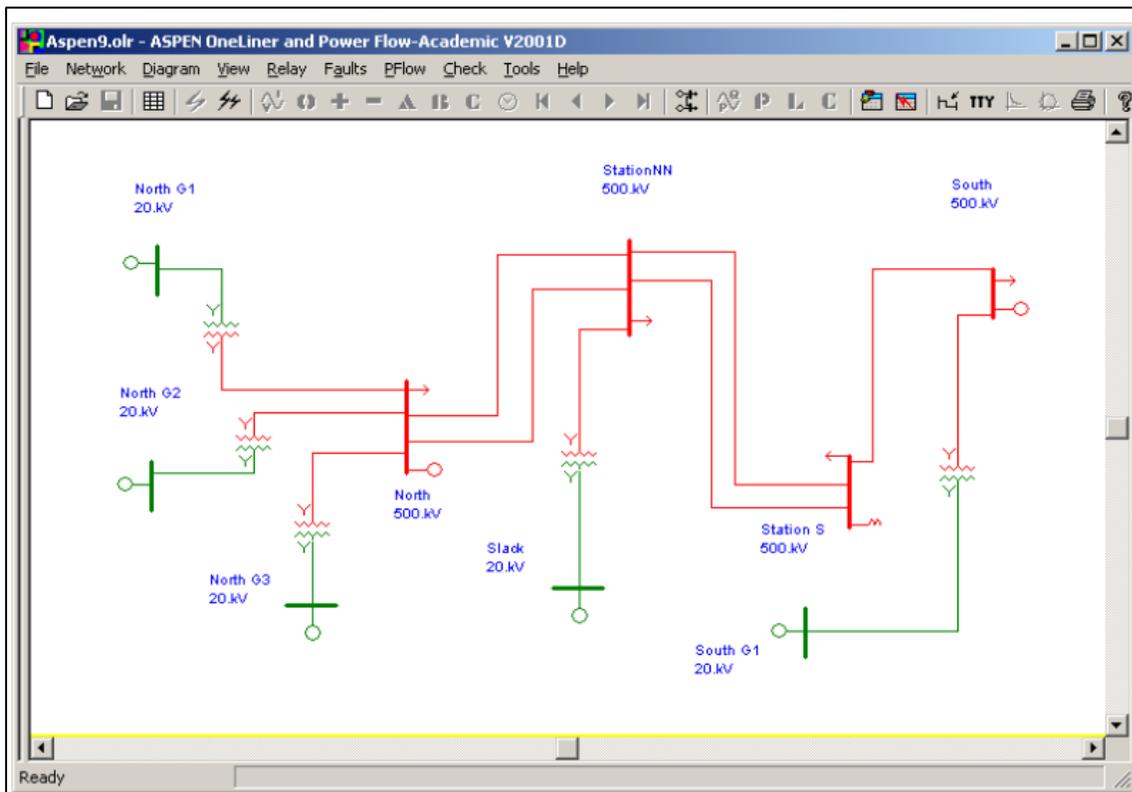
La figura 24 muestra un diagrama aspen oneliner, donde se puede adherir un sistema nuevo de generación y transmisión de energía para aportar al sistema la potencia y no afectar al sistema. Para obtener los valores de cortocircuito se realizan simulaciones de fallas en la barra, en la línea de transmisión, en los transformadores de potencia y así obtener dichos valores para calcular los ajustes de protección.

Entre los procedimientos para agregar dispositivos al sistema y simular las fallas, hay que tener en cuenta lo siguiente:

- Iniciar un diagrama oneliner sencillo, comenzando con el dibujo de una barra. Hacer clic derecho, seleccionar el nuevo bus e ingresar nombre y valores de entrada del bus en kV nominal.
- Para añadir un generador en el bus, hacer clic derecho en el bus, elegir 'nuevo' y luego 'generador'. Introducir los parámetros del generador, hacer clic en 'aceptar' y 'hecho'.

- Adición de una línea requeriría al menos dos barras. Hacer clic en una de las barras. Se verá un menú emergente, elegir 'nueva línea'.
- Hacer clic derecho sobre la línea de transmisión, seleccionar 'nuevo grupo de relé'. Dependiendo de qué tipo de valor se desea insertar a la línea, 'OC' para el relé de sobre corriente y 'DS' para el relevador de distancia.
- Una falla puede ser simulada en la línea de transmisión. El relé debe ser resaltado en rojo. Tener en cuenta que no debe incluir la línea resaltada para que no afecte en la simulación y ver las corrientes y tensiones.

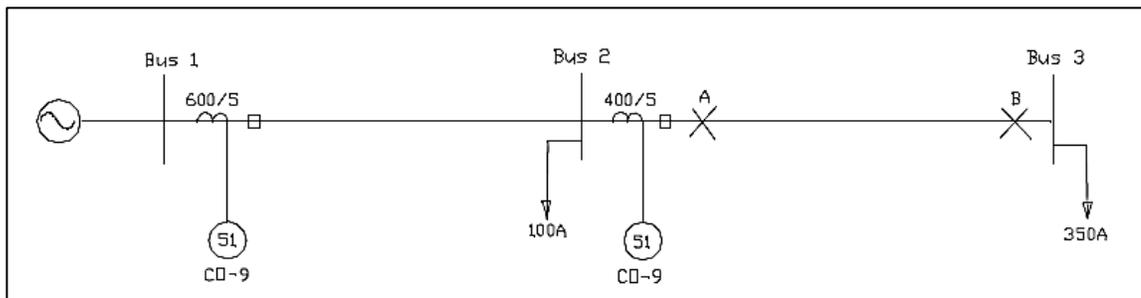
Figura 24. **Software aspen oneliner**



Fuente: *OneLiner - aspen, Inc.* www.aspenoneliner.com consulta: 29 de agosto de 2016.

En la figura 25 se ve un esquema de fallas para realizar una simulación con dos relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso que protegen las secciones adyacentes de un sistema. La barra 3 está en el extremo de la línea. Aproximadamente 7 000 amperios de corriente de falla fluirán en un primer fallo en el punto A y aproximadamente 5 000 amperios de corriente de falla fluirán por una falla en la línea de extremo en el punto B. La corriente de carga en la barra 2 es 100 A y la corriente de carga en la barra 3 es 350A. Ambas corrientes de carga son en factor de potencia unitario. Se simula esta situación utilizando el software aspen, un trazador de líneas y simular las fallas antes mencionadas. Tener en cuenta las curvas de relé y los tiempos de actuación. Visualizar la fase, voltajes y corrientes de secuencia para cada línea de barra y después de simular ambos fallos.

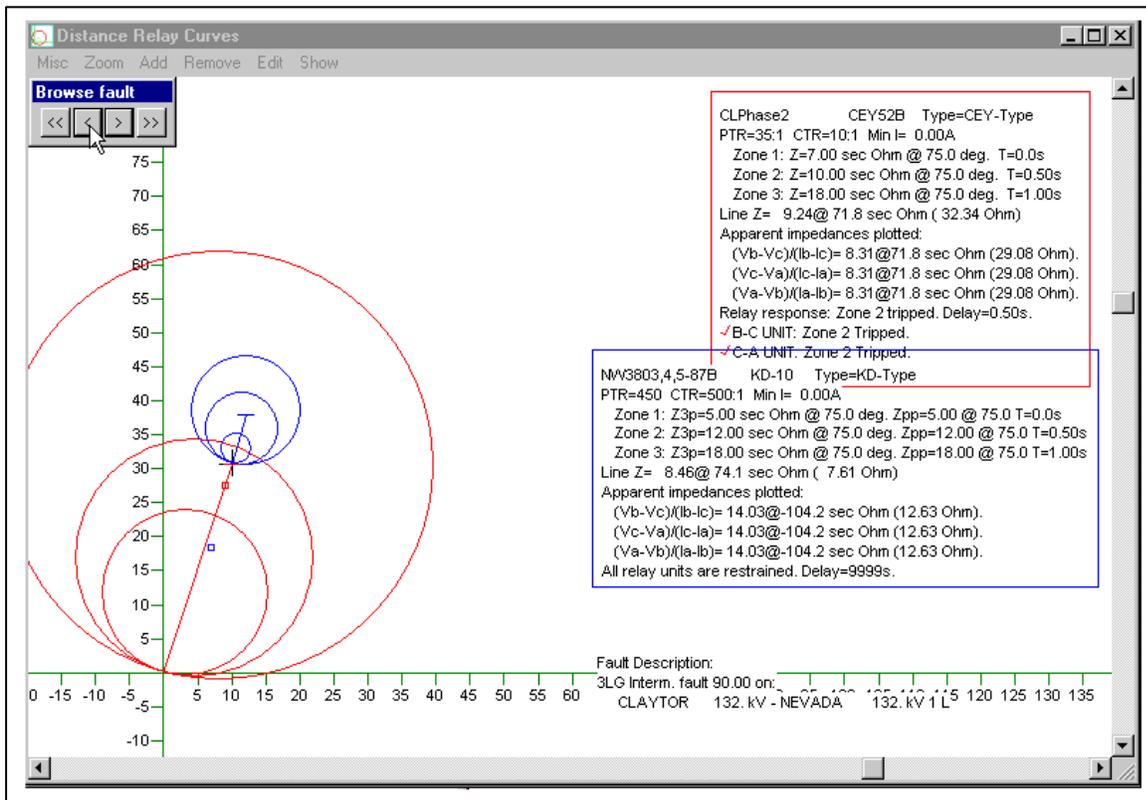
Figura 25. **Simulación de fallas**



Fuente: *OneLiner - aspen, Inc.* www.aspenoneliner.com consulta: 29 de agosto de 2016.

En la figura 26 se muestra una gráfica con los parámetros de la protección de distancia que se obtienen para ajustar los relevadores de protección.

Figura 26. Esquema de los parámetros de protección de distancia



Fuente: OneLiner - aspen, Inc. www.aspenonliner.com consulta: 29 de agosto 2016.

3.1.1. Aspectos destacados de oneliner

- Fácil de usar interfaz gráfica interactiva en Windows Vista, 7, 8 y 10.
- Simulación de los generadores de corriente limitada para plantas eólicas y solares.

- Simulación detallada de fusibles, reconectores y relés de sobrecorriente.
- Viene con una extensa biblioteca de relevadores que pueden ser editados por el usuario.
- Simulación detallada de los relés de distancia utilizando parámetros y la lógica de funcionamiento.
- Simulación de línea diferencial de esquemas de protección.
- Simulación de los sistemas de protección de comunicación asistida por relés.
- Tienen incorporado el programa cortocircuito que simula todos los tipos clásicos de fallo (fallos de barra, y cerca de entrada, línea de gama, línea de salida y fallos intermedios), así como fallas simultáneas (colecciones arbitrarias de fallas clásicas, además de fase abierta y bus a bus fallos).
- La comprobación automática de sobrecorriente y coordinación de relé de distancia, además de la comprobación automática de relés de sobre corriente y ajustes instantáneos.

3.2. Omicron test universe

El compromiso de omicron con la innovación también puede verse en su potente conjunto de aplicaciones test universe diseñado para controlar los equipos de prueba CMC desde un PC. La figura 27 muestra la pantalla inicial del software del test universe, de omicron.

Figura 27. **Software test universe omicron**



Fuente: *Omicron electronics*. <https://www.omicronenergy.com>. Consulta: 29 de agosto de 2016.

La funcionalidad de omicron test universe incluye:

- Cómodas pruebas manuales controladas desde un PC.
- Pruebas con módulos de software optimizados para funciones específicas del equipo en prueba.
- Pruebas genéricas con la posibilidad de crear pruebas para requisitos especiales.
- Combinación de todos estos elementos en planos generales de pruebas.

- Uso de plantillas de prueba predefinidas facilitadas por omicron, pruebas manuales. Resulta muy fácil realizar rápidas pruebas manuales controladas por PC gracias al módulo QuickCMC, ajustando los valores de tensión y corriente, ángulos de fase, frecuencias, etc. Además, este módulo realiza cálculos estándar del sistema de potencia, permitiendo la introducción de los ajustes en componentes simétricas, valores de potencia, impedancias.

3.2.1. Módulos para probar funciones específicas del equipo en prueba

Además de las pruebas manuales controladas por PC, el software test universe de omicron proporciona varias posibilidades de pruebas automatizadas en módulos dedicados especialmente diseñados para funciones individuales de los equipos en prueba; para probar relés de sobrecorriente, de distancia o diferenciales.

En estos módulos una representación gráfica específica de la característica del dispositivo de protección (diagrama I/t, plano de impedancia, entre otros) permite la definición gráfica de las especificaciones de la prueba, así como la visualización de los resultados directamente en el diagrama característico del relé.

3.2.2. Funcionalidad general

Para crear y realizar pruebas especiales no contempladas por los módulos relacionados con funciones, el software test universe incluye también módulos de prueba genéricos. Estas pruebas, pueden ser:

- Secuencias de estados de salida controladas por tiempo o la reacción del relé, objeto de la prueba, con evaluaciones basadas en mediciones de tiempo.
- Rampa lineal o por pulsos de magnitudes eléctricas con evaluación basada en el nivel de arranque o reposición. Además de los módulos de prueba genéricos, omicron ofrece una amplia variedad de software adicional que funciona con los equipos de prueba CMC (soluciones de prueba IEC 61850, software de simulación de la red, entre otros).

3.2.3. Omicron control center – planes de pruebas para equipos en prueba multifuncionales

Para probar las muchas funciones de los relés digitales, omicron control center (OCC) permite la combinación de funciones de prueba individuales en un plan general de pruebas.

Al realizar una prueba cada función incrustada será ejecutada de forma secuencial y se creará automáticamente un informe general de la prueba que incluye los resultados de todas las funciones probadas. Puesto que los documentos de prueba contienen las especificaciones completas de la prueba (es decir, el comportamiento nominal (ajustes) del equipo en prueba, las tolerancias y los puntos de prueba con los cuales se efectuará la verificación), dicho documento constituye la base para la repetición de la misma prueba.

Pruebas que se han creado una vez, pueden repetirse para pruebas de mantenimiento. Así se garantiza una calidad constante de las pruebas y la posibilidad de efectuar una comparación directa de los resultados, además de ahorrar tiempo a la hora de realizar pruebas rutinarias.

3.2.4. Generación del informe

Todos los módulos de prueba del software test universe tienen un elemento común: la función de informes. Cada módulo ofrece un informe de prueba totalmente formateado. Dependiendo de qué módulo haya generado los resultados, los datos se representan en formato de tabla y/o gráfico. Si se utilizan varios módulos en OCC para componer una prueba, cada módulo añade sus datos específicos al informe global. Una vez analizadas las pruebas, los resultados de la prueba y las evaluaciones se introducen automáticamente para completar el informe.

Los informes se pueden imprimir, guardar en un archivo o en una base de datos o exportar fácilmente a aplicaciones de Office estándar utilizando el formato de texto enriquecido (RTF).

Es fácil personalizar los informes de las pruebas de acuerdo con las necesidades individuales. El contenido visible de los informes de prueba puede definirse independientemente de los datos registrados, con solo seleccionar o cancelar la selección de opciones de la lista. Los datos registrados siempre estarán disponibles, independientemente de si el usuario elige incluirlos en los informes. Los ajustes para el informe se generan de forma rápida y fácil, se guardan con un nombre de formulario y se vuelven a cargar posteriormente; es posible también incluir fácilmente elementos específicos de la empresa como los logotipos.

Exportación de los resultados de las pruebas: además de los formatos estándar para exportación TXT y RTF para la reutilización de los datos, como en Microsoft Word, los documentos de omicron control center proporcionan los dos tipos de formato siguientes para un posprocesamiento externo más

completo de los datos de las pruebas: la exportación de datos en el conocido formato CSV y en XML (*extensible markup language*). La exportación de datos CSV y XML también está disponible en todos los módulos de prueba en el modo autónomo. XML es un formato de datos basado en caracteres que soporta un método de uso libre para interconectar los datos de la prueba con cualquier base de datos de terceros (*Microsoft Access o Microsoft SQL Server*).

3.3. Módulo de prueba de distancia

Este módulo proporciona las funciones necesarias para definir y realizar pruebas de los relés de distancia por medio de evaluaciones de los elementos de impedancia y usando definiciones de disparo simple en el plano Z, con representación en pantalla de la característica gráfica.

3.3.1. Definición de las características del relevador

Las características y ajustes nominales del relevador pueden definirse de forma rápida y sencilla mediante un editor gráfico de características. Se pueden definir zonas de arranque, disparo, extendidas y de bloqueo usando elementos predefinidos. Se proporciona una vista general completa de todas las zonas definidas. El interfaz XRIO estándar hace posible la importación directa de los datos del relé desde el software de ajuste de parámetros del relé (si lo soporta el fabricante del relé). Los ajustes de impedancia para las zonas se pueden introducir y representar como valores primarios o secundarios.

3.3.2. Definición de las pruebas

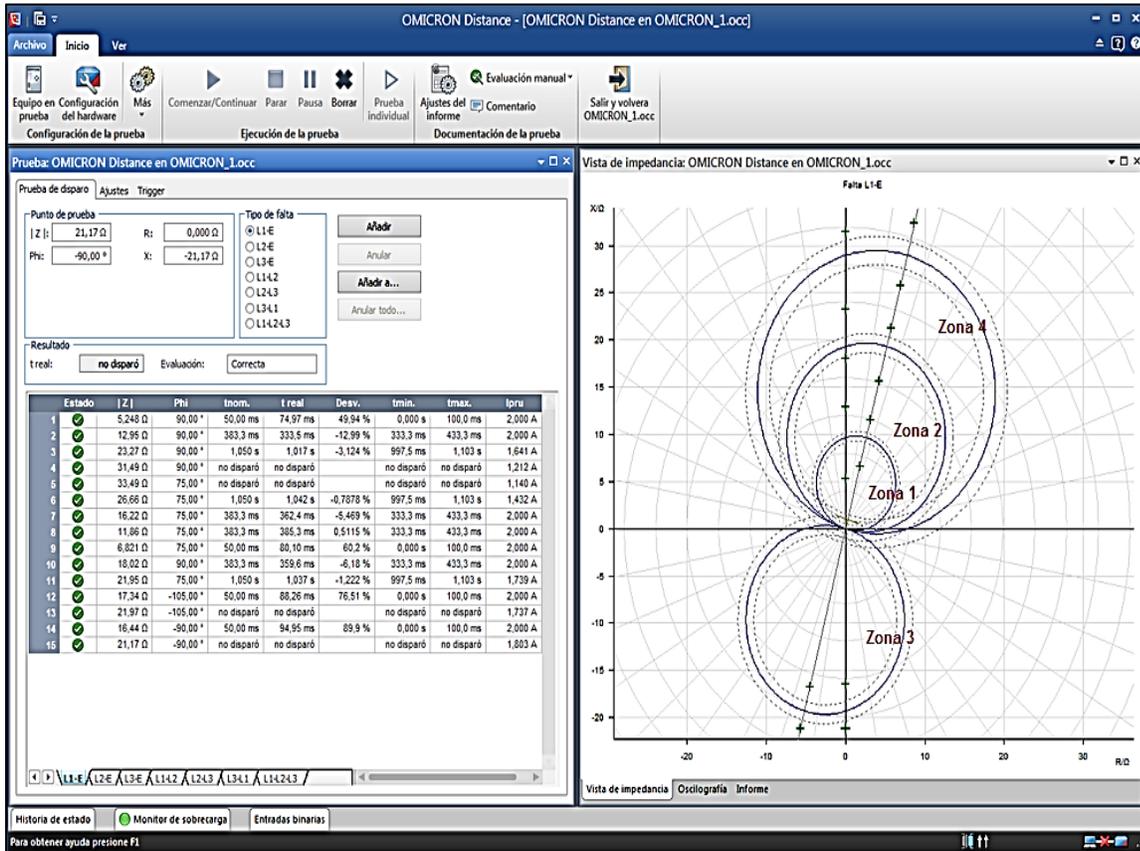
Las pruebas se definen en el plano de impedancia introduciendo los puntos de prueba en una tabla. Esta tabla está dividida de acuerdo con las diferentes condiciones de falla (L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1).

Se pueden definir puntos de prueba para varias condiciones de falla a la vez (para todas las condiciones monofásicas) o para cada condición de falla por separado. Cuando se realiza una prueba, las listas de puntos de prueba de las condiciones de falla individuales se procesan secuencialmente.

La reacción del relevador se compara con los ajustes nominales especificados y se realiza una evaluación automática (correcta o incorrecta). Los resultados se representan de forma gráfica en el plano de impedancia y de forma numérica en la tabla de puntos de prueba.

Para que pueda efectuarse un análisis más detallado de los resultados, es posible representar gráficamente las tensiones y corrientes relacionadas con un punto de prueba y la reacción del relé. Se puede medir el tiempo entre diferentes puntos utilizando los cursores. La figura 28 muestra la plantilla de prueba del plano de impedancia donde se verifican como actúan las protecciones en las distintas zonas de protección que se configuraron en el relevador de protección. Son cuatro las zonas habilitadas que se muestran en el plano de impedancia y en cada punto de falla los valores se consideran aceptables debido a que operó el relevador correctamente en cada una de las simulaciones.

Figura 28. Simulación en plano de distancia



Fuente: *Omicron electric test*. <https://www.omicronenergy.com>. Consulta: 29 de agosto de 2016.

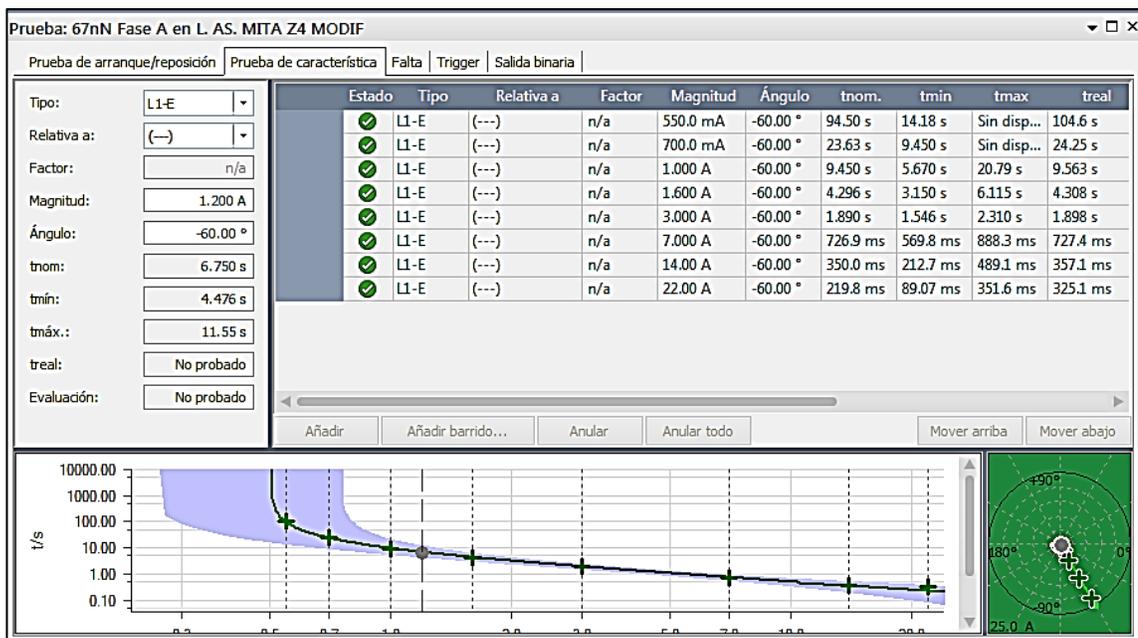
3.4. Módulo de prueba de sobre corriente

Se utiliza para las pruebas automáticas de relés de sobrecorriente direccionales y no direccionales, con evaluación automática de la característica de tiempo de disparo, los límites direccionales de las etapas de corriente y la relación de arranque/reposición.

El módulo de prueba admite la definición de sectores direccionales y de cualquier número de elementos de línea, tierra, secuencia positiva, secuencia negativa y homopolares. Para cada elemento, la característica de disparo puede seleccionarse individualmente y mostrarse en el diagrama I/t y en el diagrama direccional.

En la figura 29 se muestra la plantilla de pruebas de sobre corriente, la curva es de tiempo inverso, que se programa en el software del test universe, respecto a los valores que se tienen en el relevador en prueba. La operación del relevador es aceptable en cada uno de los puntos probados.

Figura 29. Prueba de sobrecorriente



Fuente: Omicron electric test. <https://www.omicronenergy.com>. Consulta: 29 de agosto de 2016.

En sobrecorriente el conjunto de disparos de prueba puede definirse simultáneamente para todos los tipos de falla deseados. Es posible para los siguientes tipos de falla:

- Fase-fase.
- Fase-tierra.
- Falla de fase con corriente residual suprimida (para pruebas de fase individual sin arranque a tierra).
- Secuencia negativa.

El software superpone las características de cada uno de los elementos en el diagrama I/t y en el diagrama direccional. Incluye todos los elementos que reaccionan al tipo de falla aplicada. Para cada disparo de prueba se realiza una evaluación del desempeño del relé basado en las tolerancias permitidas para la medición de la corriente y el tiempo de operación.

- Definición ilimitada de elementos de características (tipo de característica, sector direccional).
- Evaluación de cada disparo de prueba considerando todos los elementos activos.
- Disponibilidad simultánea de todos los tipos de elementos y características.
- Pruebas de todos los tipos de falla y bucles de falla juntos en un solo módulo de prueba.
- Definición de secuencias de puntos de prueba (en términos de tipo de falla, variación de la magnitud de corriente y variación del ángulo).

3.5. Equipo de prueba omicron CMC-356

Es la solución universal para probar todas las generaciones y tipos de relés de protección. Sus seis potentes fuentes de corriente (modo trifásico: hasta 64 A / 860 VA por canal) con una gran gama dinámica, hacen que el CMC 356 sea capaz de probar hasta los relés electromecánicos de alta carga con demanda de potencia muy alta.

El CMC 356 es la opción ideal para aplicaciones que requieren la más alta versatilidad, amplitud y potencia. En la puesta en servicio se realizan comprobaciones de cableado y verificación de los transformadores de corriente, mediante la inyección primaria de altas corrientes desde el equipo de prueba. La figura 30 muestra un equipo CMC omicron.

Figura 30. Equipo de prueba CMC 356

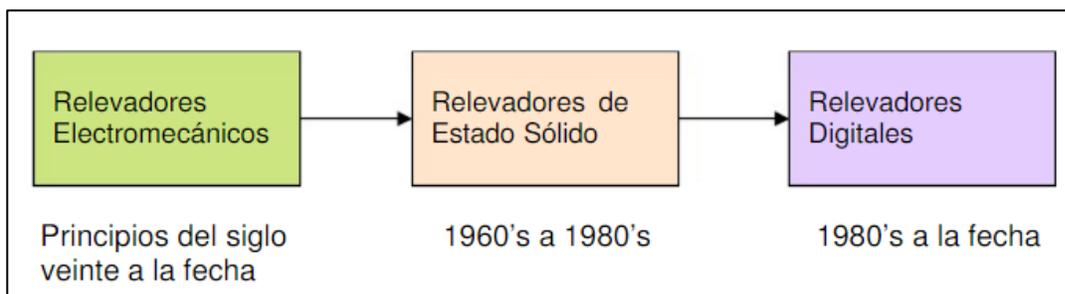


Fuente: *Omicron electric test*. <https://www.omicronenergy.com>. Consulta: 29 de agosto de 2016.

3.6. Principio del funcionamiento de relevadores

Los antecesores de los relevadores digitales son los relevadores electromecánicos y los relevadores de estado sólido. El principio de funcionamiento de cada uno de estos relevadores es diferente debido a las diferentes tecnologías que usan. En la figura 31 se muestra la evolución que han tenido los relevadores de protección.

Figura 31. Evolución de relevadores de protección



Fuente: *Relevadores digitales*. <http://doc/Introduccion-a-los-relevadores-digitales>. Consulta: 15 de septiembre de 2016.

3.6.1. Relevadores digitales

Con la aplicación de microprocesadores se han desarrollado procesadores que además de cumplir con funciones de protección, efectúan otras adicionales: medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografías.

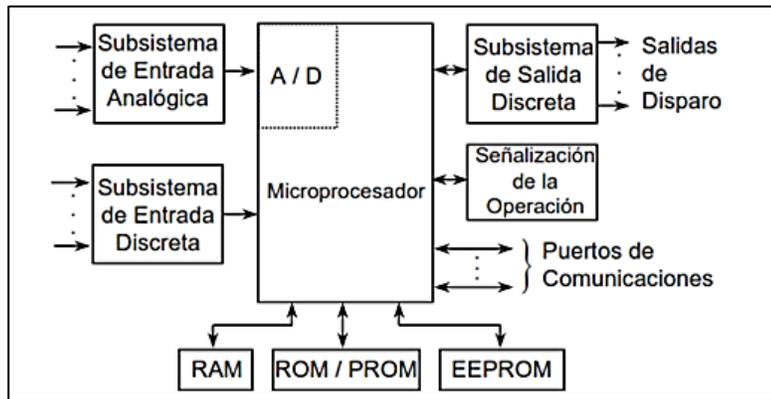
Los relevadores digitales multifunción son equipos que constantemente están innovando para lograr realizar funciones de última tecnología, entre estos se encuentran los relevadores SEL.

La tecnología digital actual ha dado lugar a los relevadores multifuncionales que cuentan con diversas funciones de protección y, además, realizan funciones de control, medición y comunicaciones. Las posibilidades de aplicación de los relevadores multifuncionales van más allá de la protección tradicional y dan la posibilidad de resolver tipos específicos de problemas de protección y control.

La aplicación de relevadores multifuncionales a los sistemas de protección, control y medición –PCyM- para sistemas de potencia dan mejores soluciones técnicas a los problemas existentes a un menor costo y con mayor confiabilidad. Los relevadores multifuncionales, utilizados en combinación con procesadores de protección por medio de lógicas programables, reducen y simplifican el alambrado y ayudan a resolver problemas de protección, control y operación.

La figura 32 muestra la arquitectura de un relevador digital, donde se visualizan las entradas y salidas analógicas, las salidas de disparo, los puertos de comunicación para manipular el relevador y las tarjetas de memoria en donde se almacenan los eventos que se producen cuando ocurren ciertas fallas en los equipos que se están protegiendo.

Figura 32. **Arquitectura de un relevador digital**



Fuente: SEL University. *Herramientas para el diseño de protecciones*.

<https://library.e.abb.com/public/f1b7c86bfe2148e981171ea25026ea1b/Proteccion%20lineas.pdf>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

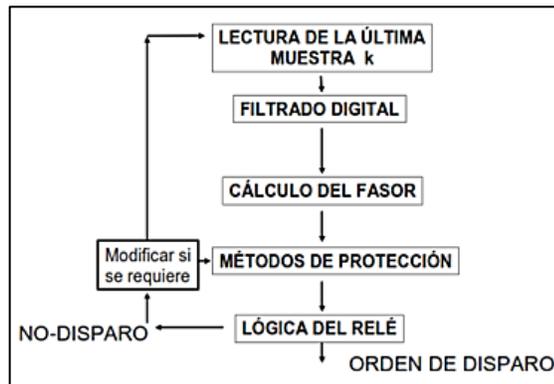
Los relevadores digitales necesitan de ajustes los cuales dependen de las características de la línea de transmisión o del equipo a proteger, esto puede realizarse mediante una interfaz serial 232; si el equipo cuenta con un puerto Ethernet se puede realizar la comunicación por este medio.

Para tener acceso a realizar ajustes en el relevador es necesario contar con un software que para los relevadores SEL se utiliza el programa AcSELeRator QuickSet, a través del mismo se pueden efectuar operaciones de servicio, configuración de funciones lógicas definidas por el usuario dependiendo de los requerimientos, lectura de eventos oscilográficos, valores instantáneos, estado del equipo y valores medidos en el momento.

Para realizar su función, el relevador de protección cuenta con un algoritmo el cual es un conjunto de operaciones matemáticas implementadas en un programa. Estas operaciones son ejecutadas sobre las últimas N muestras

de la señal de entrada muestreada. El relé toma la decisión de disparar (o no) el interruptor, basándose en el resultado de este algoritmo como se muestra en la figura 33.

Figura 33. **Algoritmo de un relevador digital**



Fuente: SEL University. *Herramientas para el diseño de protecciones.*

<https://library.e.abb.com/public/f1b7c86bfe2148e981171ea25026ea1b/Proteccion%20lineas.pdf>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

3.7. Relevador multifunción SEL

El sistema de protección, automatización y control SEL, se emplea para la protección de distancia, direccional de alta velocidad y un control total de cada uno de los campos con interruptores de potencia.

3.7.1. Principio de funcionamiento relevador SEL

El relevador digital de protección multifuncional SEL dispone de un microprocesador de tecnología avanzada, el cual detecta los valores de medida, realiza los procedimientos con base en los ajustes programados y realiza la orden a los interruptores de potencia involucrados cuando hay una anomalía.

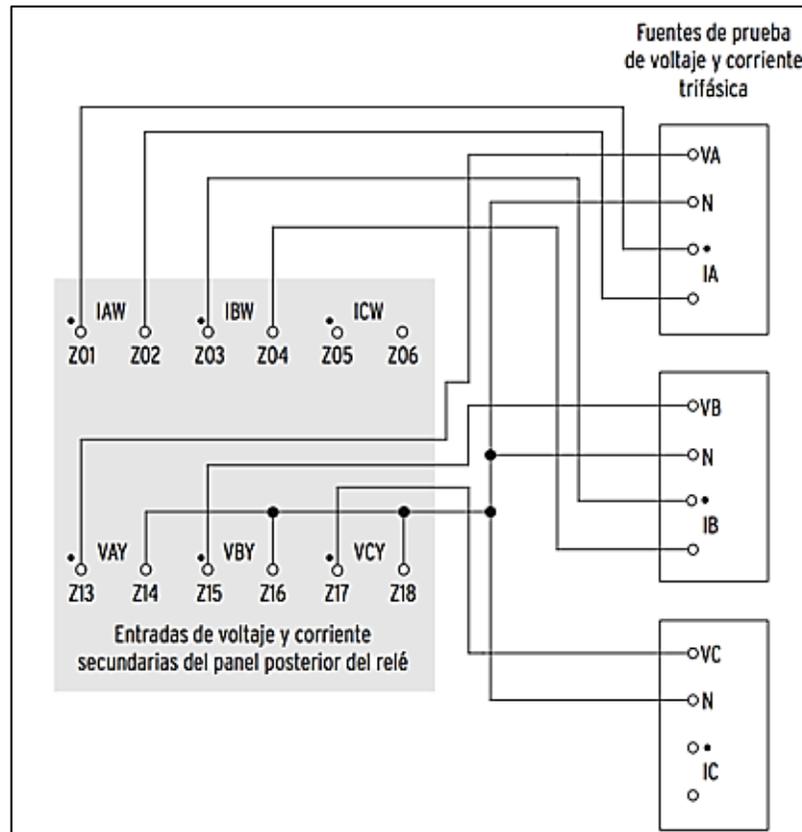
Los relevadores SEL realizan funciones adecuada para la protección de generadores, protección de transformadores y otros, los cuales cuentan con módulos flexibles de entradas y salidas y comunicaciones avanzadas, siendo una solución completa de protección y sincronización para generadores síncronos y transformadores. Estos relevadores pueden integrar con rapidez comunicaciones seriales o Ethernet con protocolos MODBUS, DNP3, IEC-61850, Mirrored Bits y otros.

3.7.2. Entradas analógicas

Las entradas de medida de los relevadores SEL dependen del modelo a requerir, los modelos son configurados con tarjetas de entrada para voltaje o corriente, los cuales se localizan en la tarjeta identificada como Z y como E en el relevador.

El relevador ofrece elementos de corriente, voltaje, frecuencia, distancia y potencia, cumpliendo con lo requerido para la protección de líneas de transmisión. La figura 34 muestra una conexión típica de las señales de corriente y voltaje para un relevador SEL-411L, dicho relevador tiene un devanado de corrientes y un devanado de voltajes que se conectan en estrella.

Figura 34. **Conexión de corrientes y voltajes SEL-411L**



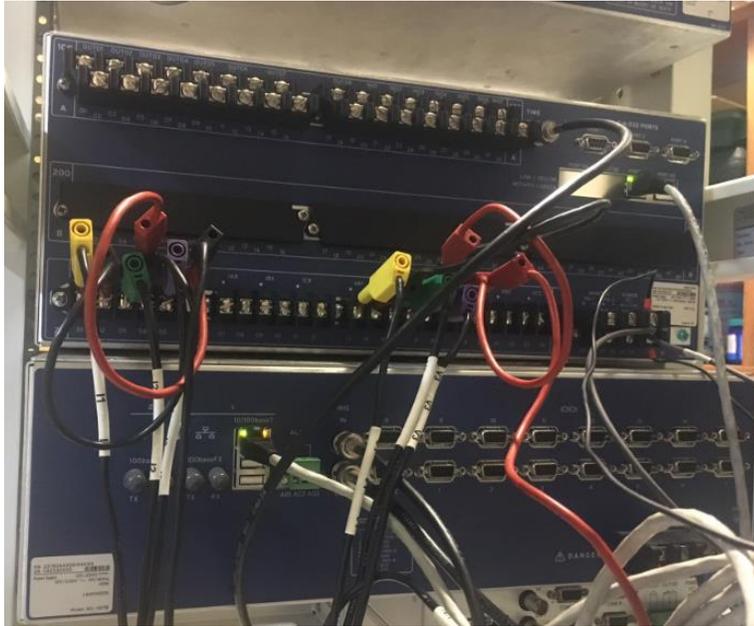
Fuente: SEL University. *Herramientas para el diseño de protecciones.*

<https://library.e.abb.com/public/f1b7c86bfe2148e981171ea25026ea1b/Proteccion%20lineas.pdf>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

En la figura 35 se muestra una conexión real que se realiza en el relevador SEL 411L para realizarse las pruebas de verificación.

Figura 35. **Conexión de corrientes y voltajes con equipo CMC**



Fuente: elaboración propia.

3.7.3. Entradas y salidas binarias

Las entradas y salidas binarias para el sistema del microprocesador se transmiten por medio de los bornes, desde aquí recibe información de la instalación o de otras unidades, las cuales el relevador utiliza para realizar o ejecutar alguna acción con base en los ajustes del relevador, y ordenar cuando sea necesario la apertura de interruptores o indicar a través de alguna alarma alguna anomalía. Las funciones de salida son generalmente órdenes al interruptor de potencia o avisos para la señalización remota de eventos y estados importantes.

3.7.5. Comunicaciones integradas

Los relevadores SEL ofrecen muchas opciones de medios de comunicación y protocolos. Las opciones versátiles de comunicación proporcionan una rápida integración en aplicaciones nuevas y en las ya existentes.

- Medios de comunicaciones
 - Ethernet10/100BASE-T
 - Ethernet100BASE-FX
 - Puertos Ethernet unitarios o duales
 - EIA-232 serial
 - EIA-485 serial

- Protocolos de comunicaciones
 - IEC61850
 - DNP3 LAN/WAN
 - DNP3 Serial
 - Telnet
 - FTP

3.7.5.1. Interfaz serial

A través del interfaz serial situado al frente del relevador se puede realizar la comunicación mediante un PC utilizando el programa AcSELeRator QuickSet. De esta manera se pueden operar todas las funciones del equipo.

Para conectarse a través del puerto serial que se encuentra en el panel frontal del relé e ingresar a los comandos del relé, se necesita lo siguiente:

- Una PC equipada con un puerto serial EIA-232.
- Cable de comunicación "SEL C234A" para conectar el puerto serial de la computadora hacia el puerto serial del relé.
- Software de emulación terminal para controlar el puerto serial de la computadora.
- La figura 37 muestra la forma de realizar la conexión serial a través de una computadora para configurar con los ajustes de protección, obtener eventos oscilográficos, visualizar las mediciones que estén en correcta secuencia de fases.

Figura 37. **Conexión serial en relevador SEL**

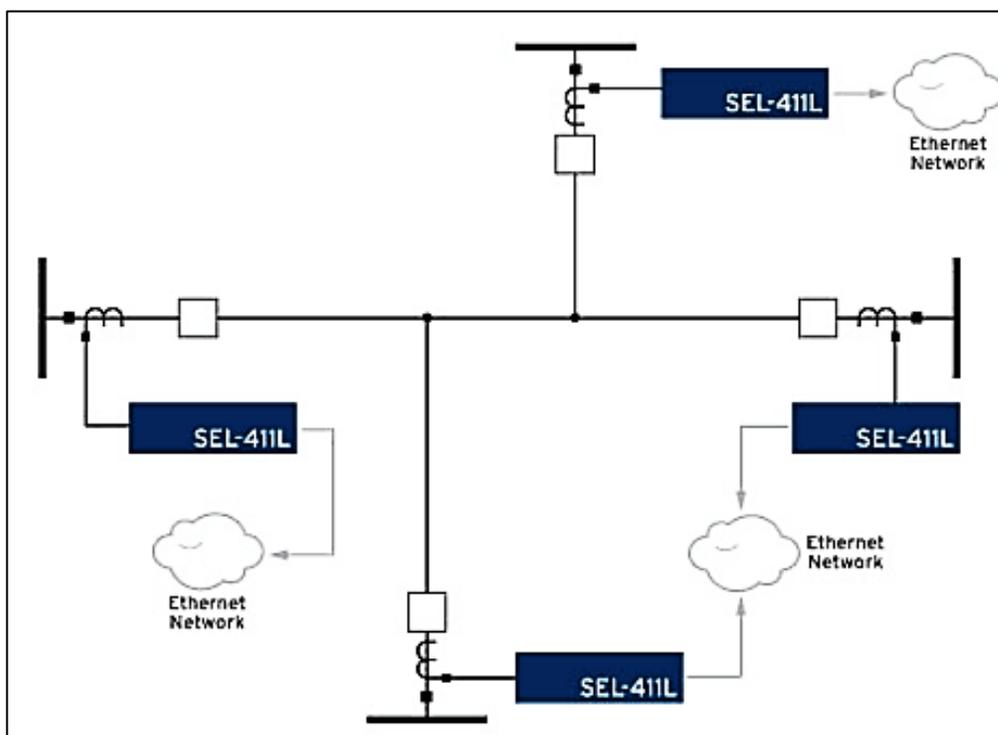


Fuente: *Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado.*
www.selinc.com/SEL-411L/. Consulta: 29 de agosto de 2016_

3.7.5.2. Interfaz ethernet

Los relevadores SEL pueden contar con un puerto ethernet para comunicación, el cual puede ser usado utilizando un conector RJ-45. Usando el puerto ethernet puede realizarse una red utilizando un switch y si el relevador cuenta con dos puertos ethernet puede realizarse una red redundante. En la figura 38 se muestra una configuración para relevadores que cuentan con una comunicación ethernet.

Figura 38. Comunicación Ethernet en Relevadores SEL



Fuente: *Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado.*
www.selinc.com/SEL-411L/. Consulta: 29 de agosto de 2016.

Para conectarse a un relevador a través de la red ethernet se necesita lo siguiente:

- Tener configurado el puerto Ethernet del relé con los parámetros de la red.
- Estar conectados a la red de comunicación.
- Software Terminal configurado para conexión TCP/IP.

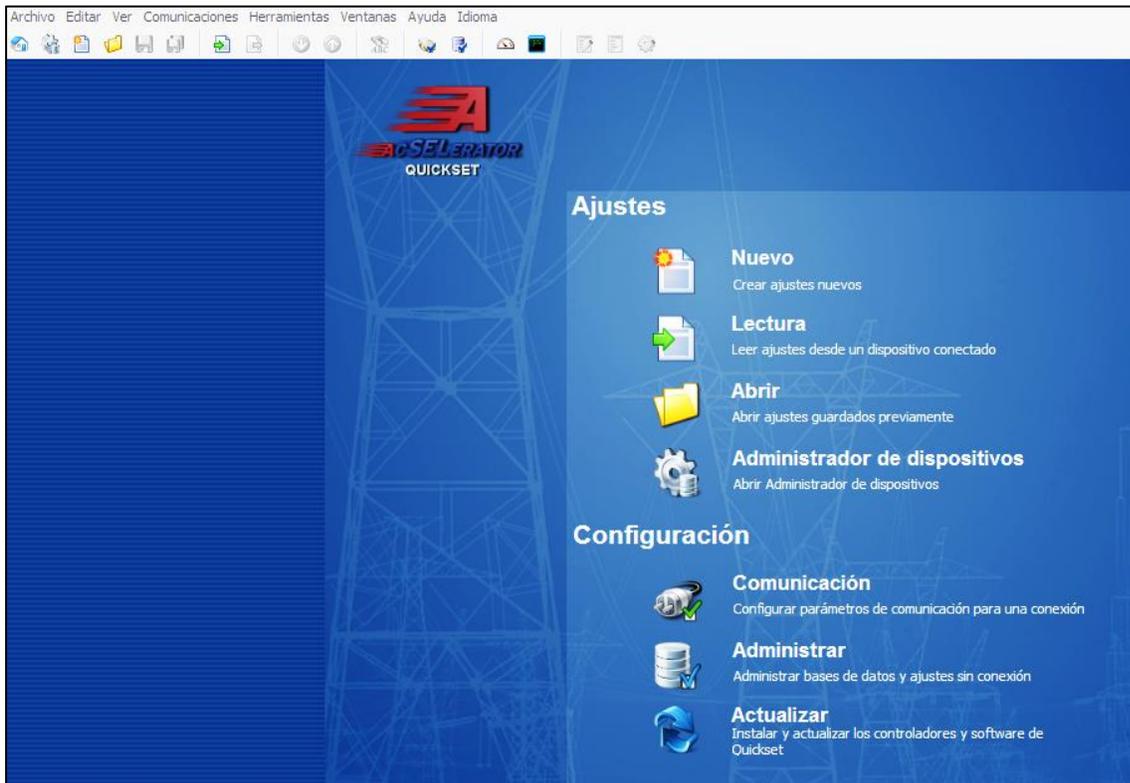
Los parámetros a configurar para la conexión terminal a través de la red ethernet son los siguientes:

- Dirección del host=IP del relé
- Número de puerto = Puerto TCP

3.8. Introducción al software AcSELerator Quickset SEL-5030

Es un software diseñado y empleado para la configuración de los diferentes relevadores SEL, a través del cual se puede descargar y enviar un ajuste, crear la configuración de un relevador sin la necesidad de estar conectados al mismo, realizar variables lógicas y matemáticas. Cuando se realiza una configuración inválida el software da una alerta. El software además cuenta con un asistente de puesta en servicio para los relevadores SEL-411L y cuando se presenta un evento el mismo se puede analizar. En la figura 39 se muestra el software donde se crea una base para ajustes nuevos, la lectura de ajustes que están configurados en el relevador, la comunicación con el relevador de protección y crear distintas bases de datos.

Figura 39. **Software AcSELerator**



Fuente: *Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado.*
www.selinc.com/SEL-411L/. Consulta: 29 de agosto de 2016.

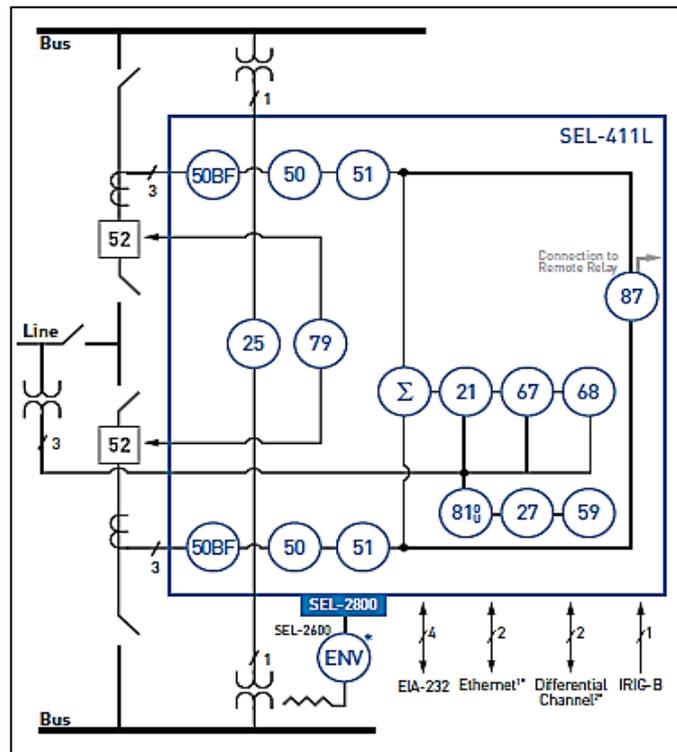
3.9. Relevador SEL-411L

Se utiliza para obtener un control completo de cualquier línea de transmisión, proporciona protección diferencial con elementos de operación de fase y secuencia, para obtener sensibilidad y operación de alta velocidad.

3.9.1. Protección de distancia

El relevador SEL-411L ofrece protección de distancia confiable con cinco zonas de elementos de distancia de fase y tierra (mho y cuadrilateral). La lógica de sobre alcance transitorio del SEL-411L optimiza el desempeño y mejora la seguridad del elemento de distancia de la zona 1. En la figura 40 se muestran las funciones, los puertos ethernet y serial, la conexión de las señales analógicas como voltajes y corrientes, y entradas digitales para la apertura y cierre de los interruptores.

Figura 40. Funciones relevador SEL-411L



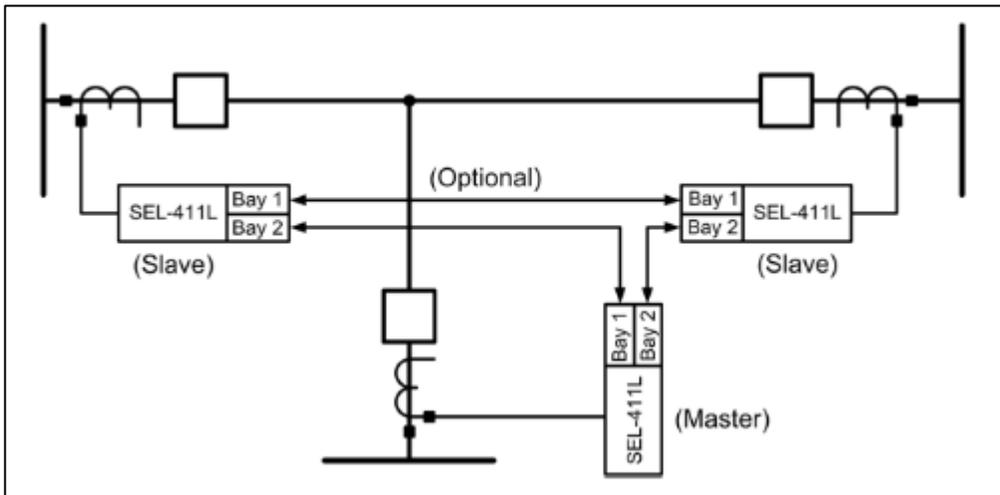
Fuente: *Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado.*

www.selinc.com/SEL-411L/. Consulta: 29 de agosto de 2016.

3.9.2. Protección diferencial de corriente de línea

El SEL-411L ofrece protección diferencial de corriente de línea de subciclo monopolar y tripolar junto con protección de distancia de respaldo confiable para sus líneas de transmisión crítica. La tecnología patentada y generalizada del plano alfa combinada con la supervisión de sobrecorriente, la detección de fallas externas, la compensación de corriente de carga opcional y la lógica de detección de disturbios, le permite al 87L funcionar con excepcional seguridad y sensibilidad. El SEL-411L soporta el intercambio de datos en una red serial o ethernet dedicada para proporcionar protección diferencial de corriente de línea para las líneas de transmisión con hasta cuatro terminales, incluso con dos interruptores por terminal. La figura 41 muestra la conexión general de la protección diferencial de la línea de transmisión.

Figura 41. Protección diferencial 87L



Fuente: *Sistema de protección, automatización y control de diferencial de línea avanzado.*

www.selinc.com/SEL-411L/. Consulta: 29 de agosto de 2016.

4. CÁLCULO DE AJUSTES Y PRUEBAS ELÉCTRICAS A RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Como punto de partida se realizó el estudio de cortocircuito con base en la simulación de fallas que se pueden presentar en el sistema cuando se encuentre en servicio la línea. De esta manera se obtuvieron los valores de corriente que se presentan en la línea de transmisión, en las barras y en las líneas adyacentes a la línea que se está protegiendo. Con los valores de cortocircuito obtenidos en la simulación, se realizó el cálculo de los ajustes para la protección de la línea de transmisión del parque eólico de 23.1 megawatts. En la figura 42 se muestra el diagrama unifilar conforme se realizó el estudio de cortocircuito.

Figura 42. Diagrama unifilar



Fuente: elaboración propia, empleando ASPEN Onliner.

4.1. Estudio de ajustes de las protecciones de la línea

Define los ajustes de las protecciones de la línea de transmisión, con el fin de ajustar los relevadores de protección, por medio de la simulación de cada una de las fallas eléctricas que se pueden presentar en el sistema eléctrico.

4.1.1. Datos de partida

Se realiza un estudio por medio del programa oneliner version 12,4. La línea parque eólico 23,1 MW Subestación de switcheo estará protegida por los relevadores indicados en la tabla V, con las funciones de protección indicadas:

Tabla V. Relevadores de protección y funciones a utilizar

Función de protección	Protección principal	Protección de respaldo
	SEL 411L	SEL 411L
Diferencial de línea 87L	Habilitada	Habilitada
Distancia de fases y tierra 21	Habilitada	Habilitada
Sobrecorriente de tierra direccional 67N	Habilitada	Habilitada
Sobrecorriente de tierra direccional 51N	Habilitada	Habilitada
Recierre	Habilitada	Habilitada

Fuente: elaboración propia.

En la tabla VI se muestran los datos generales de la línea de transmisión, la longitud de la línea en kilómetros, los valores primarios y secundarios de la impedancia de secuencia positiva y cero en ohmios, la relación de transformación de los transformadores de corriente y de voltaje, así como los valores de tensión de la subestación eléctrica del parque eólico.

Tabla VI. **Datos generales de la línea y transformadores**

Datos generales	
Línea	
Voltaje (KV)	138
Longitud (KM)	6,16
Z1 (Ω)/Primarios	2,8724 / 73,28°
Z0 (Ω)/Primarios	10,3070 / 76,97°
Z1 (Ω)/Secundarios	0,3330 / 73,28°
Z0 (Ω)/Secundarios	1,195 / 76,97°
Transformadores	
RTP	1380/1
RTC	800/5
RTC/RTP	0,1159

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. **Cálculo de ajustes de las protecciones**

Con los valores de cortocircuito se realizó el cálculo de los ajustes de protección para las distintas funciones que el relevador de protección principal y relevador de respaldo tendrán programadas para operar cuando se presente una falla en el sistema.

4.1.2.1. **Protección diferencial**

En la tabla VII se muestran las contribuciones de cortocircuito desde el parque eólico de 23.1 MW para varios tipos de falla en la barra de subestación de switcheo, así como las corrientes totales. Estas corrientes son obtenidas cuando se realiza la simulación de las fallas en el software aspen oneliner versión 12.4.

Tabla VII. **Corrientes de cortocircuito**

Falla en Barra de 138 kV. Parque eólico 23,1 MW			
	Falla trifásica	Falla entre dos fases	Falla de fase a tierra
Contribución parque eólico	1 234 A	1 068 A	1 813 A
Corriente de falla total	8 215 A	7 200 A	7 867 A

Fuente: elaboración propia.

En las tablas anteriores se encuentran las contribuciones para fallas en la barra (extremo de la línea). Se propone para la unidad de protección diferencial de fases un pick up de 720 amperios:

La corriente de falla total entre fases dividido el arranque da un valor de:

$$7\ 200 \div 720 = 10,00$$

Se propone para el arranque de sobre corriente de secuencia cero y secuencia negativa un valor de 240 amperios. La corriente para fallas a tierra dividido por el arranque da un valor de:

$$7\ 867 \div 240 = 32,78$$

Los ajustes propuestos tienen suficiente sensibilidad para las corrientes de falla esperadas.

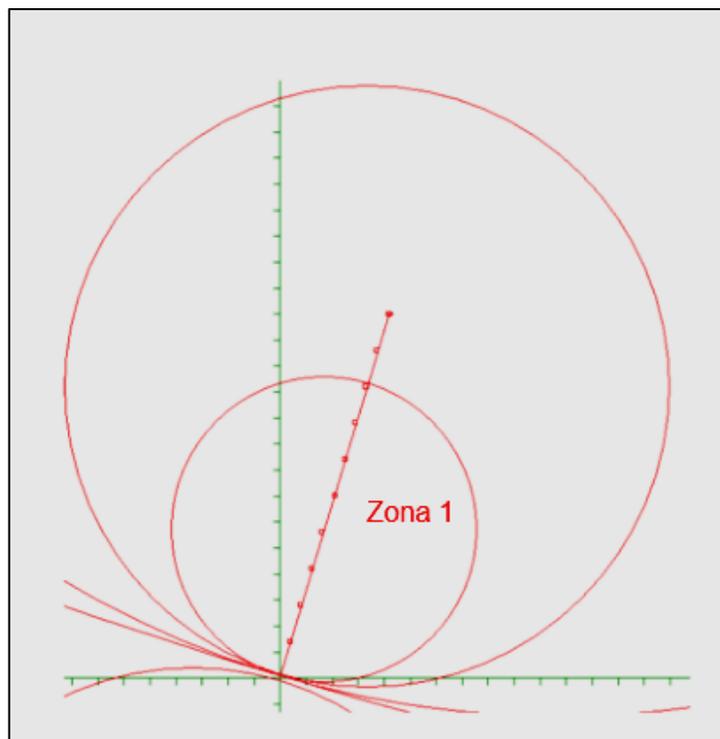
4.1.2.2. Ajustes de zona 1

Para este ajuste se utilizará el ajuste convencional de 80 % de la línea.

Alcance reactivo zona 1 para fases y tierra
= 80 % de la impedancia de línea
 $Zona1=0,80 \times 0,3330\Omega=0,27\Omega$
Alcance reactivo de zona 1 = 0,27 Ω
Resistencia para fallas a tierra = 4,70 Ω . (40,00 Ω primarios)
Tiempo de operación: 0,00 ciclos (0,00 segundos)

En la figura 43 se simulan las fallas a lo largo de la línea cada 10 por ciento, se pueden observar los ocho puntos que se realizaron para la operación de la zona 1, en el plano de fallas entre fases.

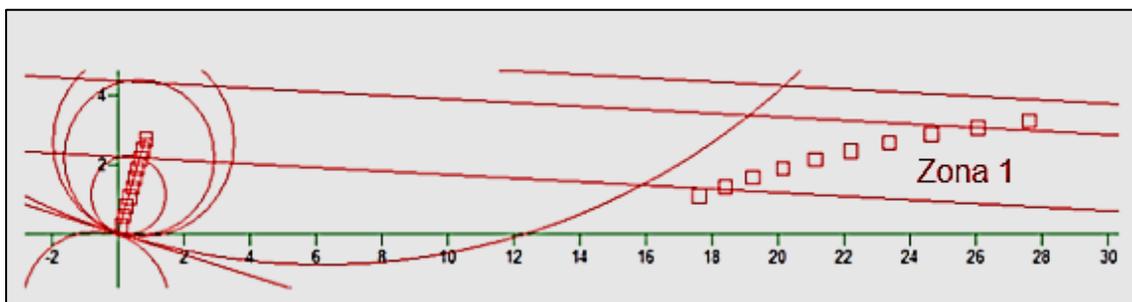
Figura 43. **Operación de zona 1 para fallas entre fases**



Fuente: *Aspen oneliner version 12.4*. http://www.aspeninc.com/web/images/downloads/SoftwareRelease/Whatsnew1LPF_V1204.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2016.

En la figura 44 se simulan las fallas a lo largo de la línea cada 10 por ciento, se pueden observar los ocho puntos que se realizaron para la operación de la zona 1, en el plano de fallas a tierra con 0, 10, 20 y 30 Ω primarios de resistencia de falla.

Figura 44. **Operación de zona 1 para fallas a tierra**



Fuente: Aspen oneliner version 12.4. http://www.aspeninc.com/web/images/downloads/SoftwareRelease/Whatsnew1LPF_V1204.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.1.2.3. Ajustes de zona 2

Los valores de impedancia en por unidad de secuencia positiva y cero se muestran en la tabla VIII, teniendo como base la potencia de 100 MVA.

Tabla VIII. **Secuencia positiva y cero**

Impedancia línea subestación switchero – subestación La Paz				
En valores PU base 100 MVA				
	R	X	Z	°
(+)	0,00494	0,01759	0,0183	74,31
(0)	0,01305	0,05875	0,0602	77,48
En valores primarios				
	R	X	Z	°
(+)	0,9408	3,3498	3,4794	74,31
(0)	2,4852	11,1884	11,4610	77,48

Fuente: elaboración propia.

Para este ajuste se calcularán dos opciones:

Opción 1:

Zona 2 (opción 1) = 120 % de la línea parque eólico 23,1MW - Switcheo

$$\text{Zona 2 (opción 1)} = 1.2 \times 0,3330 \Omega = 0,40 \Omega$$

Opción 2:

Zona 2 (opción 2) = 100 % de la línea parque eólico 23,1MW + 50 %
subestación de switcheo – subestación La Paz (línea más corta).

$$\text{Zona 2 (opción 2)} = 2,8724 + 0,50 \times 3,4794 = 4,61 \Omega \text{ primarios}$$

$$\text{Zona 2 (opción 2)} = 4,61 \times \text{CTR/PTR} = 4,61 \times 160/1\ 380 = 0,53 \Omega \text{ secundarios}$$

Se selecciona la opción 2, esta proporciona mayor cobertura y no sobre alcanza la línea más corta en barra opuesta.

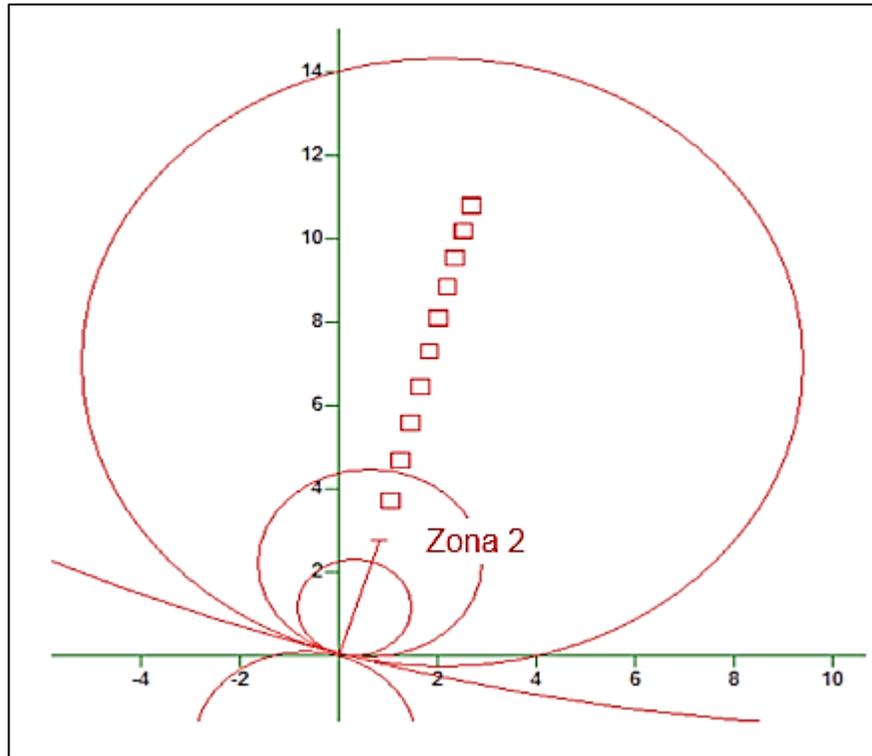
$$\text{Alcance reactivo de zona 2} = 0,53 \Omega$$

$$\text{Resistencia para fallas a tierra} = 5,50 \Omega$$

$$\text{Tiempo de operación: } 18 \text{ ciclos (0,30 segundos)}$$

En la figura 45 se puede observar la operación de la zona 2 de las protecciones del parque eólico de 23,1 MW para fallas entre subestación de switcheo – subestación La Paz, estos ajustes no sobre alcanzan esta línea. La operación de zona 2 se simula para fallas entre fase en pasos de 10 %.

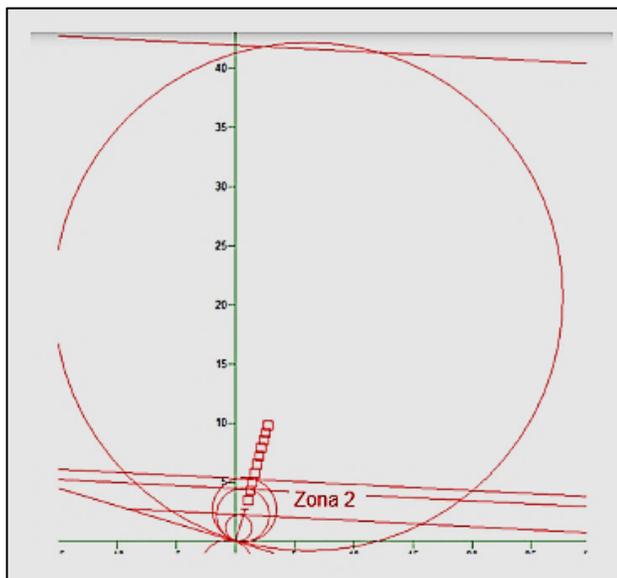
Figura 45. **Operación de zona 2 para fallas entre fases**



Fuente: Aspen oneliner version 12.4. http://www.aspeninc.com/web/images/downloads/SoftwareRelease/Whatsnew1LPF_V1204.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2016.

En la figura 46 se puede observar la operación de la zona 2 de las protecciones del parque eólico de 23.1 MW para fallas entre subestación de switcheo – subestación La Paz, estos ajustes no sobre alcanzan esta línea. La operación de zona 2 se simula para fallas a tierra en pasos de 10 %.

Figura 46. **Operación de zona 2 para fallas a tierra**



Fuente: Aspen oneliner version 12.4. http://www.aspeninc.com/web/images/downloads/SoftwareRelease/Whatsnew1LPF_V1204.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.1.2.4. Ajustes de zona 3

Esta zona no dispara y solamente forma parte de la lógica POTT y se modificará a los mismos ajustes de zona 2, pero en dirección reversa.

Alcance reactivo de zona 3 = 0,53 Ω

Resistencia para fallas a tierra = 5,50 Ω

Tiempo de operación: 18 ciclos (0,30 segundos)

4.1.2.5. Ajustes de zona 4

Con la zona 4 se le dará respaldo a la línea subestación de switcheo – subestación La Paz, este ajuste se calcula simulando fallas en esta línea, los ajustes que proporcionan este respaldo se muestran a continuación:

Alcance reactivo zona 4 para fases y tierra

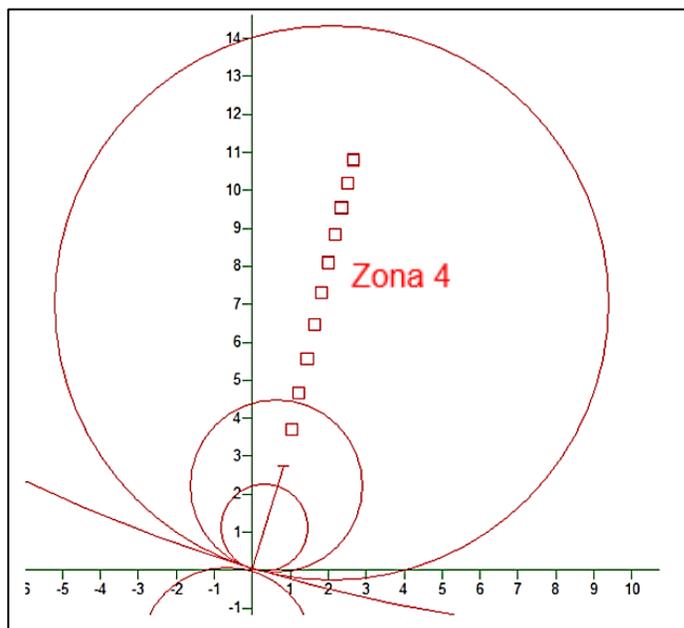
Alcance reactivo de zona 4 = 1,70 Ω

Resistencia para fallas a tierra = 7,00 Ω

Tiempo de operación: 60 ciclos (1,00 segundos)

En las figuras 47 y 48 se muestra la respuesta de las protecciones en parque eólico para fallas en la línea de switcheo –subestación La Paz, fallas de fase a fase, y fase a tierra.

Figura 47. **Operación de zona 4 fallas entre fases**

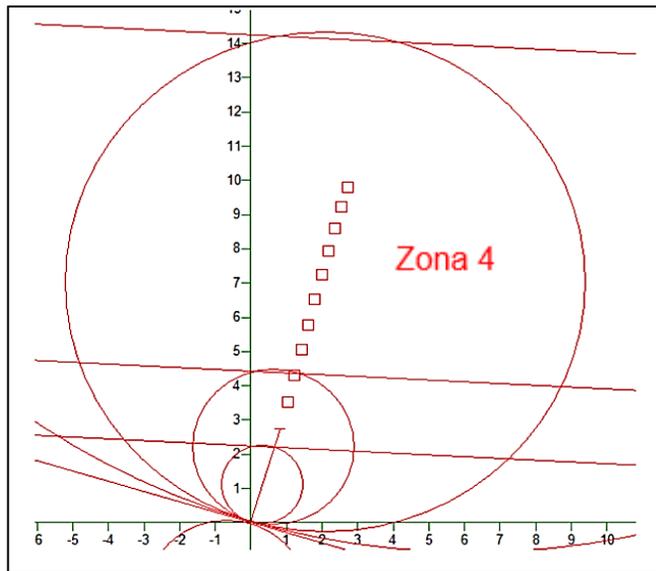


Fuente: Aspen oneliner version 12.4.

http://www.aspeninc.com/web/images/downloads/SoftwareRelease/Whatsnew1LPF_V1204.pdf.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Figura 48. **Operación de zona 4 fallas entre fase a tierra**



Fuente: Aspen onliner version 12.4. http://www.aspeninc.com/web/images/downloads/SoftwareRelease/Whatsnew1LPF_V1204.pdf. Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.1.2.6. **Ajustes de zona 5**

Con la zona 5 se le dará respaldo a la línea de subestación switchero-subestación Los Ríos, este ajuste se calcula simulando fallas en esta línea; los ajustes que proporcionan este respaldo se muestran a continuación:

Alcance reactivo zona 4 para fases y tierra

Alcance reactivo de zona 4 = $4,5 \Omega$

Resistencia para fallas a tierra = $8,00 \Omega$

Tiempo de operación: 120 ciclos (2,00 segundos)

4.1.2.7. Protección de sobrecorriente direccional de tierra 67N y de emergencia 51N

Los ajustes propuestos para estas protecciones son:

Pick up: $0,75 \text{ A secundarios} = 0,75 * \text{RTC } 160 \text{ A} = 120 \text{ amperios primarios}$

Multiplicador de tiempo / time dial = 0,90 segundos

Curva = IEC VI (SEL C2)

4.1.2.8. Protección de alto voltaje 59

Los valores por unidad de los cálculos obtenidos de sobrevoltaje se muestran en la tabla IX, con un valor de tiempo en segundos por si el voltaje se establece antes del tiempo programado y el relevador no opere.

Tabla IX. **Ajustes de sobrevoltaje**

Ajustes	
59>	1.12 P.U.
Tiempo de operación 59>	60.00 segundos para operar
59>>	1.15 P.U.
Tiempo de operación 59>>	1.00 segundos para operar

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.9. Recierre 79

Los valores de tiempo de recierre del interruptor de potencia se muestran en la tabla X. Cuando se presenta la falla en el sistema eléctrico, el relevador de protección manda la señal para la apertura del interruptor; si la falla se libera en un tiempo estipulado en segundos el relevador manda la orden de cerrar nuevamente el interruptor, si la falla se mantiene el relevador automáticamente

manda nuevamente la señal de apertura del interruptor y ya no se realiza ningún intento de recierre.

Tabla X. **Ajustes de recierre**

Ajustes	Mono polar / 1 operación
Tiempo de recierre interruptor 1	0,800 segundos

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.10. **Falla de interruptor 50BF**

La contribución del parque eólico para fallas en la barra opuesta se muestra en la tabla XI. Son los valores de corriente de cortocircuito que se obtuvieron en la simulación de fallas con aspen oneliner 12.4.

Tabla XI. **Corriente de falla en barra opuesta**

Falla en barra de 138 kV. Parque eólico			
	Falla trifásica	Falla entre dos fases	Falla de fase a tierra
Contribución parque eólico	4 820 A	4 210 A	3 281 A

Fuente: elaboración propia.

Para esta protección se propone un ajuste de pick up de 700 amperios (≈ 167 MVA) y un tiempo de operación de 6 ciclos para el redisparo y 12 ciclos para la falla definitiva de interruptor como se muestra en la tabla XII. Cuando el mecanismo o control del interruptor falla, manda una señal de bloqueo para ya no poder realizar maniobras de cierre en el interruptor, hasta que se revise y se normalice el problema de dicho fallo.

El valor de falla menor dividido por el pick up da un valor de $= 3\ 281/700=$ 4,69 veces, este ajuste tiene suficiente sensibilidad.

Tabla XII. **Ajustes de falla de interruptor**

Ajustes	Mono polar / 1 operación
Pick up	700 amperios primarios / 4,38 amperios secundarios
Redisparo	6 ciclos
Disparo definitivo	12 ciclos

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.11. Resumen de ajustes

En cada una de las siguientes tablas se muestra el resumen de cada uno de los ajustes que se calcularon y que se programarán en los relevadores de protección SEL 411L, para proteger la línea de transmisión del parque eólico.

Tabla XIII. **Resumen de ajustes diferencial de fases**

Protección diferencial de fases, tierra y secuencia negativa			
	Fases	Tierra	Secuencia negativa
Pick up	720 A primarios / 4,5 A primarios	240 A primarios / 1,5 A primarios	240 A primarios / 1,5 A primarios

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Resumen de ajustes de impedancia**

Tabla de ajustes de impedancia				
Zona	Dirección	Fase (Ω/secundarios)	Neutro (Ω/secundarios)	Tiempo (s)
Z1P/Z1MG	ADELANTE	0,32	0,32	0,00
Z2P/Z2MG	ADELANTE	1,92	1,92	0,30
Z3P/Z3MG	REVERSA	1,92	1,92	0,30
Z4P/Z4MG	ADELANTE	9,51	9,51	1,00
Z5P/Z5MG	ADELANTE	31,54	31,54	3,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. **Ajustes de impedancia de fase a tierra**

Tabla de ajustes cuadrilaterales				
Zona	Dirección	X (Ω/secundarios)	R Fase-tierra (Ω/secundarios)	Tiempo (s)
X1G	ADELANTE	0,32	4,7	0,00
X2G	ADELANTE	1,92	5,50	0,30
X3G	REVERSA	1,92	5,50	0,30
X4G	ADELANTE	9,51	14,00	1,00
X5G	ADELANTE	31,54	30,00	3,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. **Ajustes de sobre corriente direccional de tierra**

Tabla de ajuste sobrecorriente direccional de tierra 67n & 51 de emergencia			
67N	TAP	TIME DIAL	CURVA
	0,75	0,90	IEC VI / SEL C2

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. **Ajustes de sobrevoltaje**

Ajustes de sobre voltaje 59	
59>	1,12 P.U.
Tiempo de operación 59>	60,00 segundos
59>>	1,15 P.U.
Tiempo de operación 59>>	1,00 segundos

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Ajustes de recierre**

Ajuste de recierre 79	
Ajustes	Mono polar / 1 operación
Tiempo de recierre interruptor 1	0,800 segundos

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. **Ajustes de falla interruptor**

Ajustes de Falla de interruptor 50FI	
Ajustes	Mono polar / 1 operación
Pick up	700 A primarios / 4,38 A secundarios
Re disparo.	6 ciclos
Disparo definitivo	12 Ciclos

Fuente: elaboración propia.

4.2. **Resultados de pruebas eléctricas de disparo en el relevador SEL-411L**

Se realizó la programación del relevador de protección principal y protección de respaldo, configurando los ajustes de corriente, voltaje, de impedancia de la línea, las señales de disparo y alarmas para realizar las pruebas de simulación y verificar la operación correcta cuando se presente una falla. En la figura 49 se muestra la configuración del relevador por medio del puerto serial RS-232.

Figura 49. **Configuración relevador SEL411L**



Fuente: elaboración propia.

Se realizó la configuración de cada una de las pruebas para simular las fallas en la línea de transmisión por medio del software test universe omicron SR1 versión 3.2 y la conexión con el equipo CMC-356 omicron. En la figura 50 se muestran los instrumentos utilizados para realizar la simulación de fallas.

Figura 50. **Pruebas de operación del SEL411L**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Protección 21**

Módulo de prueba			
Name:	OMICRON Distance	Version:	3.00 SR 2
Test Start:	24-enero-2016 19:33:30	Test End:	24-enero-2016 19:48:00
User Name:	Manuel Martínez	Manager:	Benjamín Girón
Company:	PCM		

Resultado de pruebas

Fuente: elaboración propia.

4.2.1.1. Falla en plano de impedancia fase A-tierra

Los resultados de la simulación de fallas de distancia, en la línea de transmisión en la fase A a tierra, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XX.

Tabla XXI. Prueba de disparo: falla tipo fase A-tierra

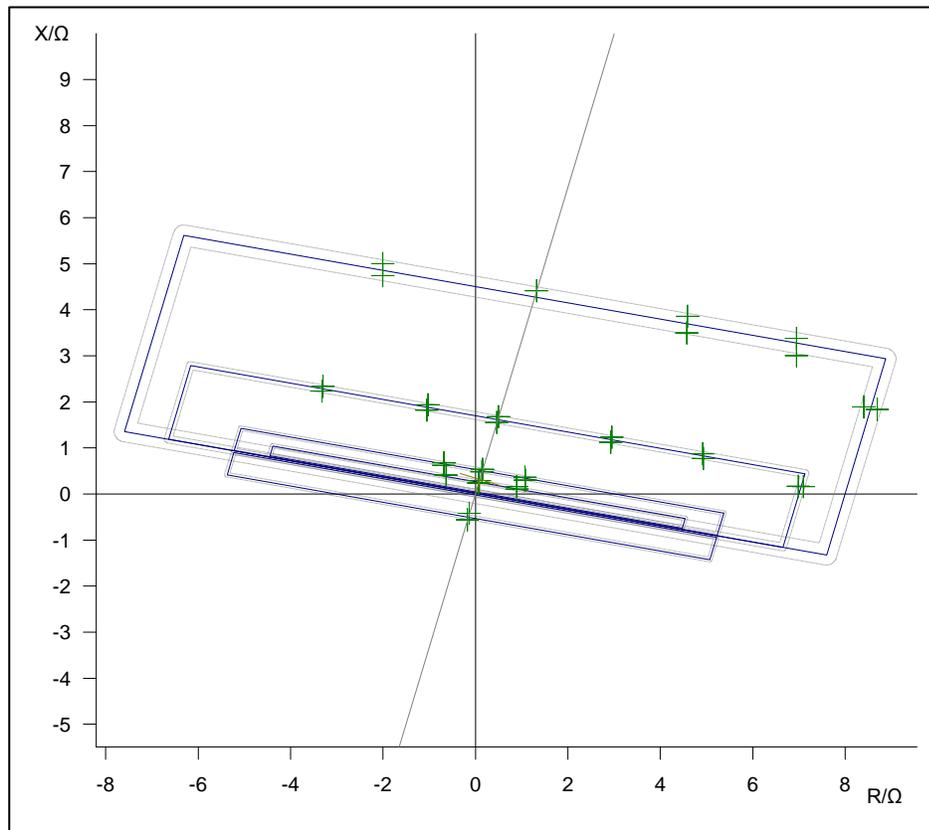
Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	VTest	Result
4,000 Ω	146,03 °	1,000 s	2,031 s	103,1 %	10,00 V	Passed
4,042 Ω	144,66 °	2,000 s	2,033 s	1,625 %	10,00 V	Passed
2,099 Ω	120,00 °	1,000 s	1,033 s	3,33 %	10,00 V	Passed
2,192 Ω	117,89 °	2,000 s	2,027 s	1,355 %	10,00 V	Passed
1,616 Ω	73,28 °	1,000 s	1,030 s	2,96 %	10,00 V	Passed
1,750 Ω	73,28 °	2,000 s	2,023 s	1,155 %	10,00 V	Passed
5,000 Ω	8,81 °	1,000 s	1,035 s	3,48 %	10,00 V	Passed
5,000 Ω	10,00 °	2,000 s	2,034 s	1,675 %	10,00 V	Passed
6,989 Ω	1,35 °	1,000 s	1,032 s	3,22 %	10,00 V	Passed
7,104 Ω	1,27 °	2,000 s	2,032 s	1,6 %	10,00 V	Passed
242,1 mΩ	73,28 °	0,000 s	29,30 ms	29,30 ms	10,00 V	Passed
300,0 mΩ	73,28 °	300,0 ms	327,2 ms	9,067 %	10,00 V	Passed
500,0 mΩ	73,28 °	300,0 ms	328,7 ms	9,567 %	10,00 V	Passed
553,6 mΩ	73,28 °	1,000 s	1,022 s	2,21 %	10,00 V	Passed
1,122 Ω	15,51 °	300,0 ms	333,8 ms	11,27 %	10,00 V	Passed
1,137 Ω	18,60 °	1,000 s	1,032 s	3,23 %	10,00 V	Passed
912,7 mΩ	6,29 °	0,000 s	34,30 ms	34,30 ms	10,00 V	Passed
912,8 mΩ	10,00 °	300,0 ms	332,9 ms	10,97 %	10,00 V	Passed
750,0 mΩ	147,36 °	300,0 ms	330,5 ms	10,17 %	10,00 V	Passed
922,5 mΩ	137,79 °	300,0 ms	332,4 ms	10,8 %	10,00 V	Passed
959,8 mΩ	135,08 °	1,000 s	1,025 s	2,5 %	10,00 V	Passed
4,604 Ω	73,28 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
5,756 Ω	37,36 °	2,000 s	2,034 s	1,715 %	10,00 V	Passed
6,000 Ω	40,00 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
7,570 Ω	23,35 °	2,000 s	2,033 s	1,63 %	10,00 V	Passed
8,886 Ω	11,91 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
5,144 Ω	112,88 °	2,000 s	2,033 s	1,645 %	10,00 V	Passed
585,0 mΩ	-106,72 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,142 Ω	20,95 °	1,000 s	1,034 s	3,39 %	10,00 V	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, en las distintas zonas de protección de distancia, en la fase A a tierra del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en el plano de impedancia de la figura 51.

Figura 51. **Falla en plano de impedancia fase A-tierra**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.
Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.1.2. **Falla en plano de impedancia fase B-tierra**

Los resultados de la simulación de fallas de distancia, en la línea de transmisión, fase B a tierra, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXI.

Tabla XXII. Prueba de disparo: falla tipo fase B-tierra

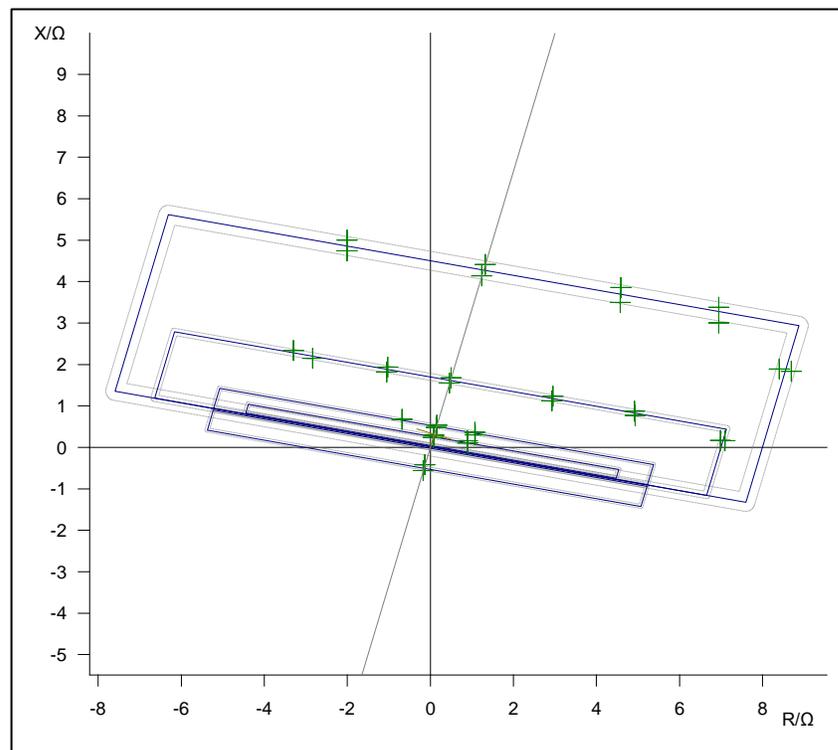
Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	VTest	Result
4,042 Ω	144,66 °	2,000 s	2,034 s	1,68 %	10,00 V	Passed
2,099 Ω	120,00 °	1,000 s	1,033 s	3,3 %	10,00 V	Passed
2,192 Ω	117,89 °	2,000 s	2,027 s	1,36 %	10,00 V	Passed
1,616 Ω	73,28 °	1,000 s	1,029 s	2,94 %	10,00 V	Passed
1,750 Ω	73,28 °	2,000 s	2,023 s	1,155 %	10,00 V	Passed
5,000 Ω	8,81 °	1,000 s	1,035 s	3,5 %	10,00 V	Passed
5,000 Ω	10,00 °	2,000 s	2,031 s	1,555 %	10,00 V	Passed
6,989 Ω	1,35 °	1,000 s	1,036 s	3,55 %	10,00 V	Passed
7,104 Ω	1,27 °	2,000 s	2,034 s	1,69 %	10,00 V	Passed
242,1 mΩ	73,28 °	0,000 s	29,10 ms	29,10 ms	10,00 V	Passed
300,0 mΩ	73,28 °	300,0 ms	326,0 ms	8,667 %	10,00 V	Passed
500,0 mΩ	73,28 °	300,0 ms	328,5 ms	9,5 %	10,00 V	Passed
553,6 mΩ	73,28 °	1,000 s	1,022 s	2,22 %	10,00 V	Passed
1,122 Ω	15,51 °	300,0 ms	334,6 ms	11,53 %	10,00 V	Passed
1,137 Ω	18,60 °	1,000 s	1,028 s	2,83 %	10,00 V	Passed
912,7 mΩ	6,29 °	0,000 s	36,40 ms	36,40 ms	10,00 V	Passed
912,8 mΩ	10,00 °	300,0 ms	334,6 ms	11,53 %	10,00 V	Passed
959,8 mΩ	135,08 °	1,000 s	1,022 s	2,24 %	10,00 V	Passed
4,318 Ω	73,28 °	2,000 s	2,029 s	1,47 %	10,00 V	Passed
4,604 Ω	73,28 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
5,756 Ω	37,36 °	2,000 s	2,034 s	1,69 %	10,00 V	Passed
6,000 Ω	40,00 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
7,570 Ω	23,35 °	2,000 s	2,034 s	1,705 %	10,00 V	Passed
7,728 Ω	25,92 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
8,619 Ω	12,67 °	2,000 s	2,035 s	1,75 %	10,00 V	Passed
8,886 Ω	11,91 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
5,144 Ω	112,88 °	2,000 s	2,032 s	1,595 %	10,00 V	Passed
5,385 Ω	111,80 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
440,4 mΩ	-106,72 °	300,0 ms	327,6 ms	9,2 %	10,00 V	Passed
585,0 mΩ	-106,72 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,551 Ω	142,83 °	1,000 s	1,033 s	3,28 %	10,00 V	Passed
3,200 Ω	22,54 °	2,000 s	2,029 s	1,45 %	10,00 V	Passed
3,142 Ω	20,95 °	1,000 s	1,034 s	3,43 %	10,00 V	Passed

Fuente: Omicron test universe SR1. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, en las distintas zonas de protección de distancia, en la fase B a tierra, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en el plano de impedancia de la figura 52.

Figura 52. **Falla en plano de impedancia fase B-tierra**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.1.3. **Falla en plano de impedancia fase C-tierra**

Los resultados de la simulación de fallas de distancia, en la línea de transmisión, de la fase C a tierra, del relevador de protección SEL-411L del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXII.

Tabla XXIII. Prueba de disparo: falla tipo C-tierra

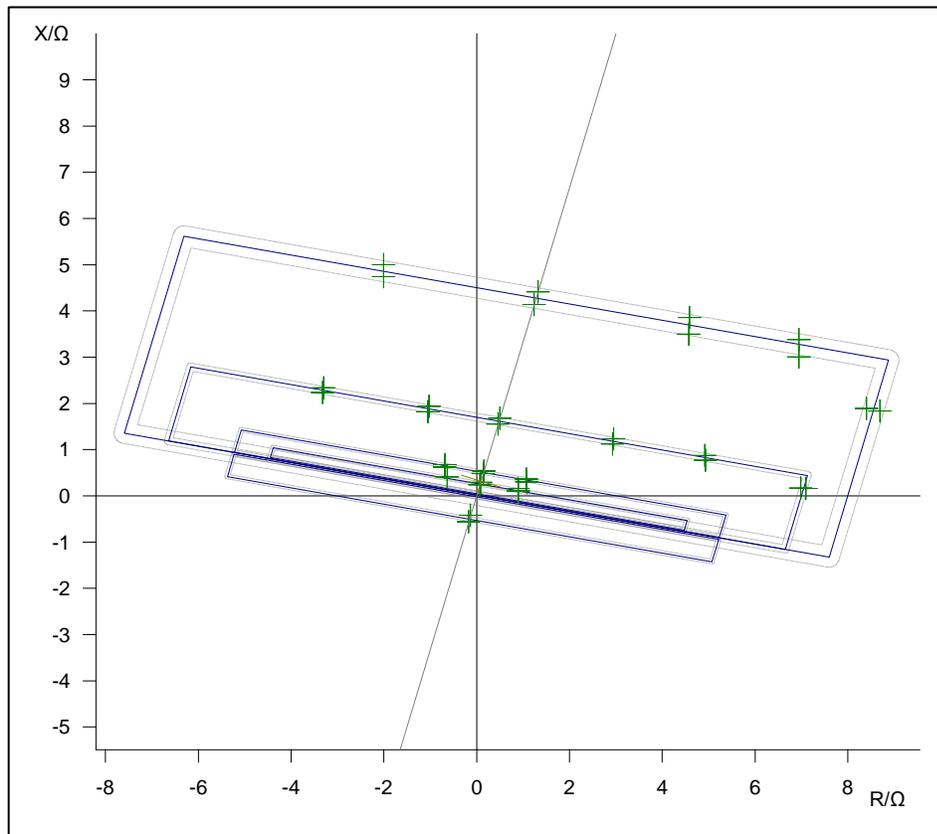
Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	VTest	Result
4,000 Ω	146,03 °	1,000 s	1,034 s	3,42 %	10,00 V	Passed
4,042 Ω	144,66 °	2,000 s	2,032 s	1,59 %	10,00 V	Passed
2,099 Ω	120,00 °	1,000 s	1,034 s	3,41 %	10,00 V	Passed
2,192 Ω	117,89 °	2,000 s	2,028 s	1,415 %	10,00 V	Passed
1,616 Ω	73,28 °	1,000 s	1,028 s	2,84 %	10,00 V	Passed
1,750 Ω	73,28 °	2,000 s	2,024 s	1,195 %	10,00 V	Passed
5,000 Ω	8,81 °	1,000 s	1,033 s	3,34 %	10,00 V	Passed
5,000 Ω	10,00 °	2,000 s	2,034 s	1,71 %	10,00 V	Passed
6,989 Ω	1,35 °	1,000 s	1,035 s	3,52 %	10,00 V	Passed
7,104 Ω	1,27 °	2,000 s	2,034 s	1,71 %	10,00 V	Passed
242,1 mΩ	73,28 °	0,000 s	28,10 ms	28,10 ms	10,00 V	Passed
300,0 mΩ	73,28 °	300,0 ms	324,9 ms	8,3 %	10,00 V	Passed
500,0 mΩ	73,28 °	300,0 ms	328,6 ms	9,533 %	10,00 V	Passed
553,6 mΩ	73,28 °	1,000 s	1,022 s	2,2 %	10,00 V	Passed
1,122 Ω	15,51 °	300,0 ms	334,3 ms	11,43 %	10,00 V	Passed
1,137 Ω	18,60 °	1,000 s	1,028 s	2,82 %	10,00 V	Passed
912,7 mΩ	6,29 °	0,000 s	35,30 ms	35,30 ms	10,00 V	Passed
912,8 mΩ	10,00 °	300,0 ms	331,7 ms	10,57 %	10,00 V	Passed
750,0 mΩ	147,36 °	300,0 ms	332,7 ms	10,9 %	10,00 V	Passed
922,5 mΩ	137,79 °	300,0 ms	327,5 ms	9,167 %	10,00 V	Passed
959,8 mΩ	135,08 °	1,000 s	1,026 s	2,61 %	10,00 V	Passed
4,318 Ω	73,28 °	2,000 s	2,030 s	1,475 %	10,00 V	Passed
4,604 Ω	73,28 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
5,756 Ω	37,36 °	2,000 s	2,033 s	1,655 %	10,00 V	Passed
6,000 Ω	40,00 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
7,570 Ω	23,35 °	2,000 s	2,037 s	1,84 %	10,00 V	Passed
7,728 Ω	25,92 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
8,619 Ω	12,67 °	2,000 s	2,037 s	1,84 %	10,00 V	Passed
8,886 Ω	11,91 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
5,144 Ω	112,88 °	2,000 s	2,035 s	1,73 %	10,00 V	Passed
5,385 Ω	111,80 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
440,4 mΩ	-106,72 °	300,0 ms	329,2 ms	9,733 %	10,00 V	Passed
585,0 mΩ	-106,72 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,200 Ω	22,54 °	2,000 s	2,028 s	1,415 %	10,00 V	Passed
3,142 Ω	20,95 °	1,000 s	1,035 s	3,53 %	10,00 V	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, en las distintas zonas de protección de distancia, en la fase C a tierra, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en el plano de impedancia de la figura 53.

Figura 53. **Falla en plano de impedancia fase C-tierra**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.1.4. **Falla en plano de impedancia fases A-B**

Los resultados de la simulación de fallas de distancia, en la línea de transmisión de la fase A a la fase B, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXIII.

Tabla XXIV. Prueba de disparo: falla fases A-B

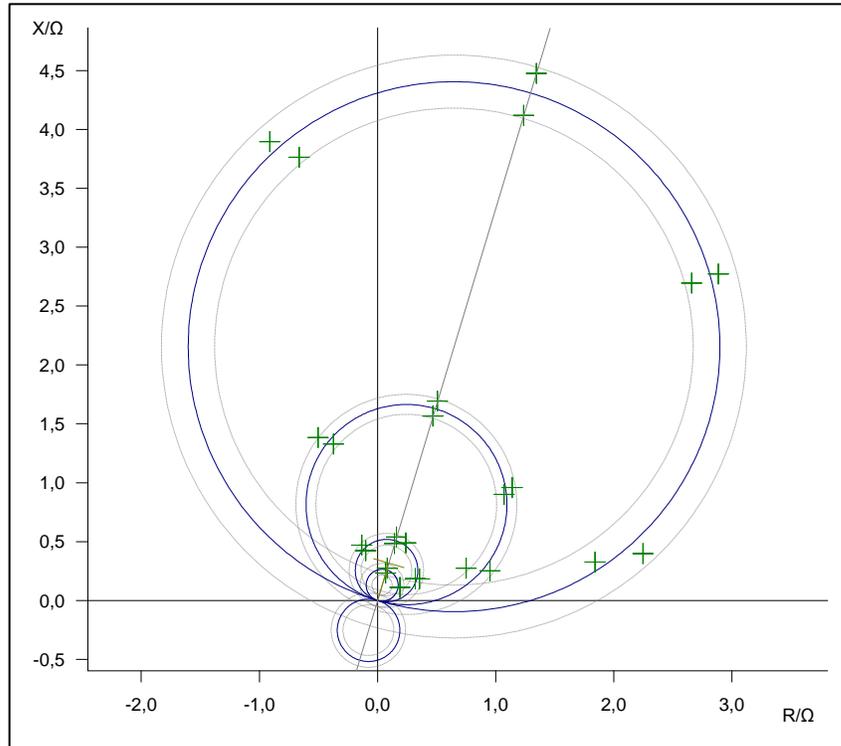
Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	VTest	Result
220,5 mΩ	30,00 °	300,0 ms	327,7 ms	9,233 %	10,00 V	Passed
241,5 mΩ	73,28 °	0,000 s	28,60 ms	28,60 ms	10,00 V	Passed
285,8 mΩ	73,28 °	300,0 ms	327,0 ms	9 %	10,00 V	Passed
503,7 mΩ	73,28 °	300,0 ms	328,6 ms	9,533 %	10,00 V	Passed
562,2 mΩ	73,28 °	1,000 s	1,024 s	2,42 %	10,00 V	Passed
369,7 mΩ	30,00 °	300,0 ms	328,5 ms	9,5 %	10,00 V	Passed
400,0 mΩ	26,81 °	1,000 s	1,024 s	2,43 %	10,00 V	Passed
545,2 mΩ	63,71 °	1,000 s	1,023 s	2,32 %	10,00 V	Passed
1,635 Ω	73,28 °	1,000 s	1,029 s	2,88 %	10,00 V	Passed
1,766 Ω	73,28 °	2,000 s	2,025 s	1,27 %	10,00 V	Passed
432,5 mΩ	103,37 °	300,0 ms	328,8 ms	9,6 %	10,00 V	Passed
485,7 mΩ	105,65 °	1,000 s	1,025 s	2,51 %	10,00 V	Passed
1,380 Ω	105,71 °	1,000 s	1,029 s	2,89 %	10,00 V	Passed
1,470 Ω	110,00 °	2,000 s	2,024 s	1,215 %	10,00 V	Passed
800,0 mΩ	20,00 °	1,000 s	1,028 s	2,79 %	10,00 V	Passed
986,2 mΩ	14,79 °	2,000 s	2,027 s	1,365 %	10,00 V	Passed
1,871 Ω	10,00 °	2,000 s	2,027 s	1,375 %	10,00 V	Passed
2,283 Ω	10,00 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
4,301 Ω	73,28 °	2,000 s	2,029 s	1,445 %	10,00 V	Passed
4,672 Ω	73,28 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,821 Ω	100,00 °	2,000 s	2,029 s	1,44 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	103,14 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,785 Ω	45,36 °	2,000 s	2,030 s	1,505 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	43,84 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
1,400 Ω	40,00 °	1,000 s	1,029 s	2,92 %	10,00 V	Passed
1,488 Ω	40,00 °	2,000 s	2,023 s	1,15 %	10,00 V	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, en las distintas zonas de protección de distancia, en la fase A y fase B del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en el plano de impedancia de la figura 54.

Figura 54. **Falla en plano de impedancia A-B**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.1.5. **Falla en plano de impedancia fases B-C**

Los resultados de la simulación de fallas de distancia, en la línea de transmisión, de la fase B y la fase C, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXIV.

Tabla XXV. Prueba de disparo: falla fase B-C

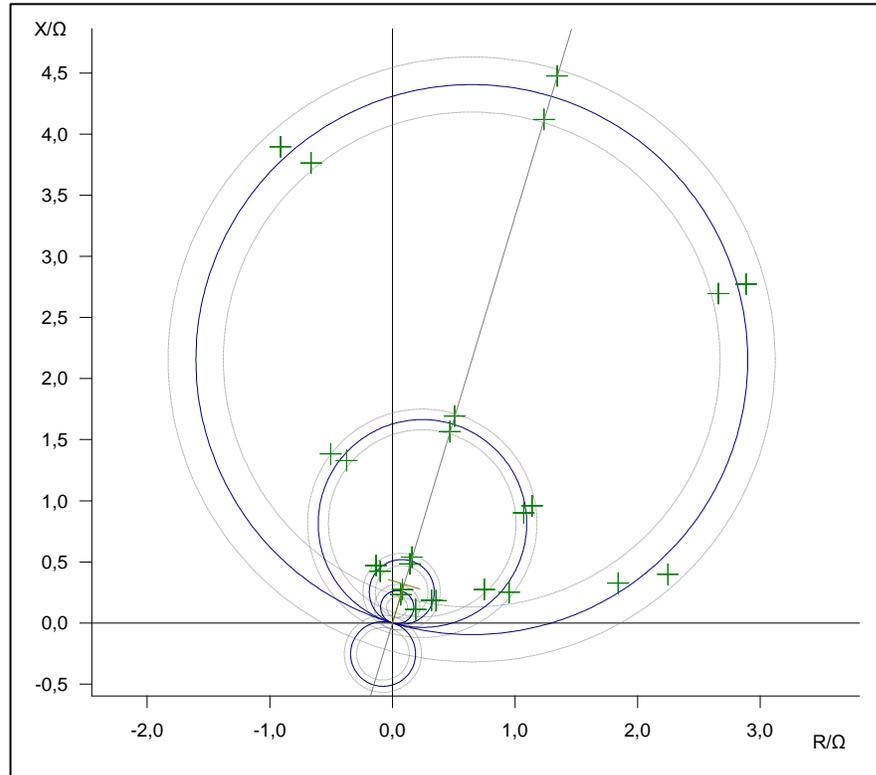
Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	VTest	Result
220,5 mΩ	30,00 °	300,0 ms	326,8 ms	8,933 %	10,00 V	Passed
241,5 mΩ	73,28 °	0,000 s	28,90 ms	28,90 ms	10,00 V	Passed
285,8 mΩ	73,28 °	300,0 ms	327,1 ms	9,033 %	10,00 V	Passed
503,7 mΩ	73,28 °	300,0 ms	328,1 ms	9,367 %	10,00 V	Passed
562,2 mΩ	73,28 °	1,000 s	1,027 s	2,71 %	10,00 V	Passed
369,7 mΩ	30,00 °	300,0 ms	328,7 ms	9,567 %	10,00 V	Passed
400,0 mΩ	26,81 °	1,000 s	1,023 s	2,33 %	10,00 V	Passed
1,635 Ω	73,28 °	1,000 s	1,030 s	2,99 %	10,00 V	Passed
1,766 Ω	73,28 °	2,000 s	2,026 s	1,31 %	10,00 V	Passed
432,5 mΩ	103,37 °	300,0 ms	328,7 ms	9,567 %	10,00 V	Passed
485,7 mΩ	105,65 °	1,000 s	1,026 s	2,61 %	10,00 V	Passed
1,380 Ω	105,71 °	1,000 s	1,030 s	2,97 %	10,00 V	Passed
1,470 Ω	110,00 °	2,000 s	2,027 s	1,375 %	10,00 V	Passed
800,0 mΩ	20,00 °	1,000 s	1,029 s	2,9 %	10,00 V	Passed
986,2 mΩ	14,79 °	2,000 s	2,027 s	1,36 %	10,00 V	Passed
1,871 Ω	10,00 °	2,000 s	2,028 s	1,41 %	10,00 V	Passed
2,283 Ω	10,00 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
4,301 Ω	73,28 °	2,000 s	2,029 s	1,45 %	10,00 V	Passed
4,672 Ω	73,28 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,821 Ω	100,00 °	2,000 s	2,029 s	1,465 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	103,14 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,785 Ω	45,36 °	2,000 s	2,030 s	1,485 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	43,84 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
1,400 Ω	40,00 °	1,000 s	1,029 s	2,92 %	10,00 V	Passed
1,488 Ω	40,00 °	2,000 s	2,027 s	1,345 %	10,00 V	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, en las distintas zonas de protección de distancia, en la fase B y la fase C, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en el plano de impedancia de la figura 55.

Figura 55. **Falla en plano de impedancia B-C**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.1.6. **Falla en plano de impedancia C-A**

Los resultados de la simulación de fallas de distancia, en la línea de transmisión, fase C y fase A, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXV.

Tabla XXVI. Prueba de disparo: Falla fase C-A

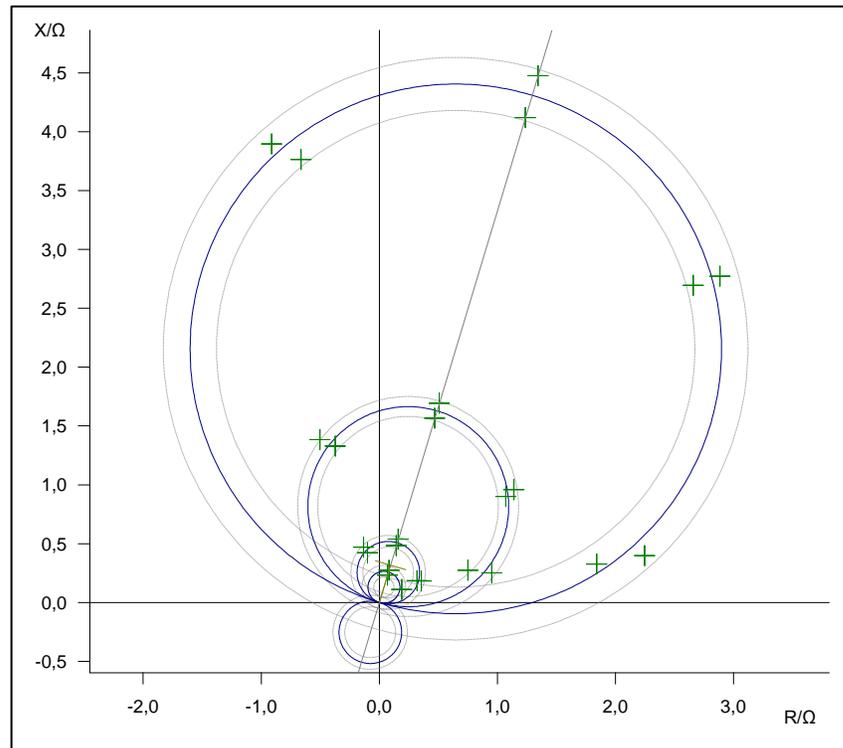
Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	VTest	Result
220,5 mΩ	30,00 °	300,0 ms	328,7 ms	9,567 %	10,00 V	Passed
241,5 mΩ	73,28 °	0,000 s	27,60 ms	27,60 ms	10,00 V	Passed
285,8 mΩ	73,28 °	300,0 ms	328,8 ms	9,6 %	10,00 V	Passed
503,7 mΩ	73,28 °	300,0 ms	328,0 ms	9,333 %	10,00 V	Passed
562,2 mΩ	73,28 °	1,000 s	1,025 s	2,49 %	10,00 V	Passed
369,7 mΩ	30,00 °	300,0 ms	328,7 ms	9,567 %	10,00 V	Passed
400,0 mΩ	26,81 °	1,000 s	1,028 s	2,75 %	10,00 V	Passed
1,635 Ω	73,28 °	1,000 s	1,030 s	2,97 %	10,00 V	Passed
1,766 Ω	73,28 °	2,000 s	2,028 s	1,385 %	10,00 V	Passed
432,5 mΩ	103,37 °	300,0 ms	329,9 ms	9,967 %	10,00 V	Passed
485,7 mΩ	105,65 °	1,000 s	1,027 s	2,66 %	10,00 V	Passed
1,380 Ω	105,71 °	1,000 s	1,029 s	2,89 %	10,00 V	Passed
1,470 Ω	110,00 °	2,000 s	2,028 s	1,41 %	10,00 V	Passed
800,0 mΩ	20,00 °	1,000 s	1,030 s	2,95 %	10,00 V	Passed
986,2 mΩ	14,79 °	2,000 s	2,027 s	1,335 %	10,00 V	Passed
1,871 Ω	10,00 °	2,000 s	2,029 s	1,465 %	10,00 V	Passed
2,283 Ω	10,00 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
4,301 Ω	73,28 °	2,000 s	2,029 s	1,45 %	10,00 V	Passed
4,672 Ω	73,28 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,821 Ω	100,00 °	2,000 s	2,030 s	1,49 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	103,14 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,785 Ω	45,36 °	2,000 s	2,030 s	1,475 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	43,84 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
1,400 Ω	40,00 °	1,000 s	1,029 s	2,87 %	10,00 V	Passed
1,488 Ω	40,00 °	2,000 s	2,024 s	1,195 %	10,00 V	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, en las distintas zonas de protección de distancia, en la fase C y fase A, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en el plano de impedancia de la figura 56.

Figura 56. **Falla en plano de impedancia C-A**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.1.7. **Falla en plano de impedancia A-B-C**

Los resultados de la simulación de fallas de distancia trifásica, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXVI.

Tabla XXVII. Prueba de disparo: Falla tipo A-B-C

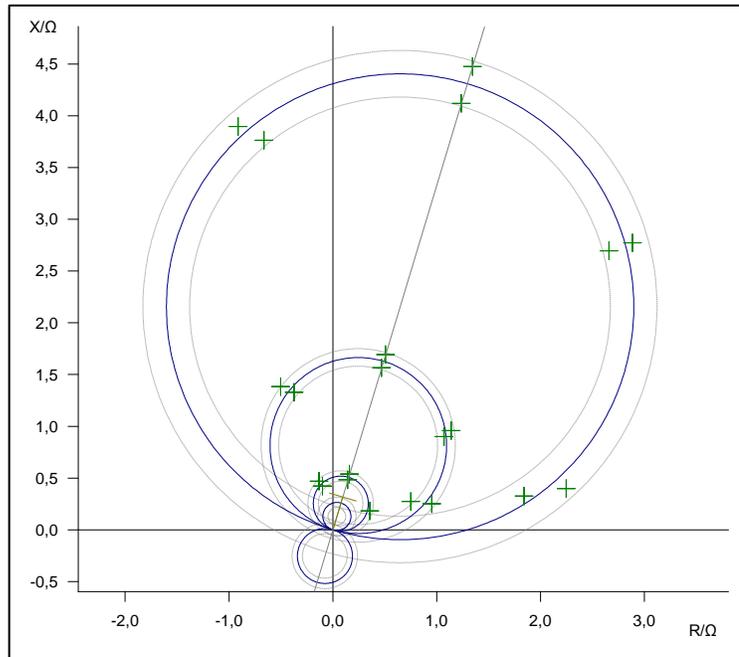
Z	Phi	t nom	t act.	Dev.	VTest	Result
503,7 mΩ	73,28 °	300,0 ms	329,2 ms	9,733 %	10,00 V	Passed
562,2 mΩ	73,28 °	1,000 s	1,023 s	2,27 %	10,00 V	Passed
400,0 mΩ	26,81 °	1,000 s	1,020 s	2,01 %	10,00 V	Passed
1,635 Ω	73,28 °	1,000 s	1,029 s	2,93 %	10,00 V	Passed
1,766 Ω	73,28 °	2,000 s	2,024 s	1,18 %	10,00 V	Passed
432,5 mΩ	103,37 °	300,0 ms	328,5 ms	9,5 %	10,00 V	Passed
485,7 mΩ	105,65 °	1,000 s	1,023 s	2,3 %	10,00 V	Passed
1,380 Ω	105,71 °	1,000 s	1,030 s	2,96 %	10,00 V	Passed
1,470 Ω	110,00 °	2,000 s	2,024 s	1,195 %	10,00 V	Passed
800,0 mΩ	20,00 °	1,000 s	1,024 s	2,4 %	10,00 V	Passed
986,2 mΩ	14,79 °	2,000 s	2,019 s	0,955 %	10,00 V	Passed
1,871 Ω	10,00 °	2,000 s	2,027 s	1,345 %	10,00 V	Passed
2,283 Ω	10,00 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
4,301 Ω	73,28 °	2,000 s	2,029 s	1,47 %	10,00 V	Passed
4,672 Ω	73,28 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,821 Ω	100,00 °	2,000 s	2,030 s	1,48 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	103,14 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
3,785 Ω	45,36 °	2,000 s	2,029 s	1,43 %	10,00 V	Passed
4,000 Ω	43,84 °	no trip	no trip		10,00 V	Passed
1,400 Ω	40,00 °	1,000 s	1,028 s	2,79 %	10,00 V	Passed
1,488 Ω	40,00 °	2,000 s	2,023 s	1,13 %	10,00 V	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, en las distintas zonas de protección de distancia, en las tres fases del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en el plano de impedancia de la figura 57.

Figura 57. **Falla en plano de impedancia A-B-C**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.2. Protección de sobrecorriente direccional 67N

Determina la dirección del flujo de corriente en una localización determinada de un sistema eléctrico de potencia; de esta forma, es posible mediante este relé conocer la dirección de la ubicación de la falla.

4.2.2.1. Sobrecorriente direccional fase A

Los resultados de la simulación de fallas de sobrecorriente direccional, en la fase A, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXVII.

Tabla XXVIII. Prueba de disparo falla fase A

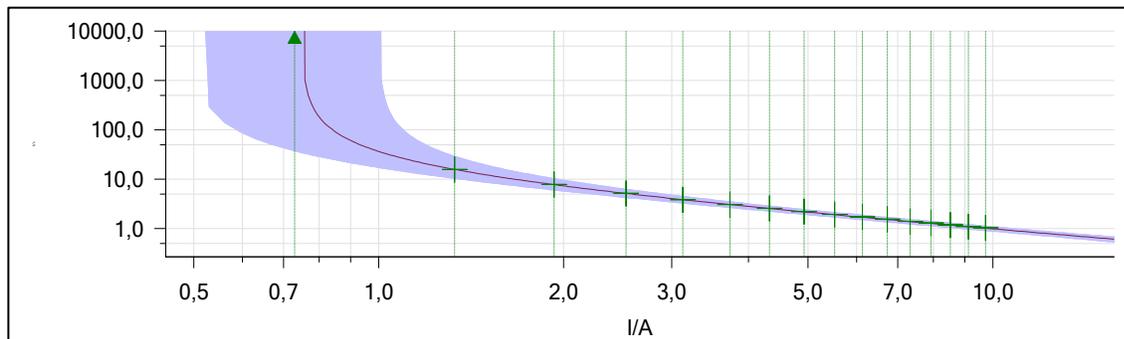
Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	t _{nom}	t _{act}	Overload	Result
L1-E	#1 Residual	0,973	0,73 A	-60,00 °	No trip	No trip	No	Passed
L1-E	#1 Residual	1,773	1,33 A	-60,00 °	15,71 s	15,76 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	2,573	1,93 A	-60,00 °	7,723 s	7,752 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	3,373	2,53 A	-60,00 °	5,119 s	5,148 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	4,173	3,13 A	-60,00 °	3,829 s	3,851 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	4,973	3,73 A	-60,00 °	3,058 s	3,081 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	5,773	4,33 A	-60,00 °	2,545 s	2,564 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	6,573	4,93 A	-60,00 °	2,180 s	2,199 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	7,373	5,53 A	-60,00 °	1,906 s	1,923 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	8,173	6,13 A	-60,00 °	1,694 s	1,712 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	8,973	6,73 A	-60,00 °	1,524 s	1,539 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	9,773	7,33 A	-60,00 °	1,385 s	1,403 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	10,573	7,93 A	-60,00 °	1,269 s	1,288 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	11,373	8,53 A	-60,00 °	1,171 s	1,192 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	12,173	9,13 A	-60,00 °	1,087 s	1,105 s	No	Passed
L1-E	#1 Residual	12,973	9,73 A	-60,00 °	1,015 s	1,030 s	No	Passed

Fuente: Omicron test universe SR1. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, de sobrecorriente direccional, de la fase A sobre la curva IEC VI/SEL C2, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la figura 58.

Figura 58. Sobrecorriente direccional fase A



Fuente: Omicron test universe SR1. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.2.2. Sobrecorriente direccional fase B

Los resultados de la simulación de fallas de sobre corriente direccional, en la fase B, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXVIII.

Tabla XXIX. Prueba de disparo falla fase B

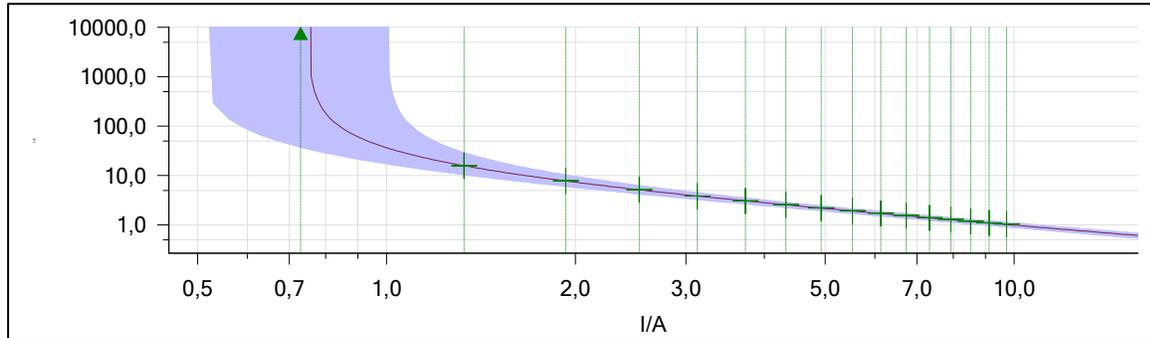
Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	t _{nom}	t _{act}	Overload	Result
L2-E	#1 Residual	0,973	0,73 A	-60,00 °	No trip	No trip	No	Passed
L2-E	#1 Residual	1,773	1,33 A	-60,00 °	15,71 s	15,77 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	2,573	1,93 A	-60,00 °	7,723 s	7,754 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	3,373	2,53 A	-60,00 °	5,119 s	5,142 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	4,173	3,13 A	-60,00 °	3,829 s	3,852 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	4,973	3,73 A	-60,00 °	3,058 s	3,080 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	5,773	4,33 A	-60,00 °	2,545 s	2,568 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	6,573	4,93 A	-60,00 °	2,180 s	2,199 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	7,373	5,53 A	-60,00 °	1,906 s	1,926 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	8,173	6,13 A	-60,00 °	1,694 s	1,715 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	8,973	6,73 A	-60,00 °	1,524 s	1,541 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	9,773	7,33 A	-60,00 °	1,385 s	1,407 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	10,573	7,93 A	-60,00 °	1,269 s	1,288 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	11,373	8,53 A	-60,00 °	1,171 s	1,191 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	12,173	9,13 A	-60,00 °	1,087 s	1,108 s	No	Passed
L2-E	#1 Residual	12,973	9,73 A	-60,00 °	1,015 s	1,034 s	No	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicron-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

Los resultados de disparos, de sobrecorriente direccional, de la fase B sobre la curva IEC VI/SEL C2, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la figura 59.

Figura 59. **Sobrecorriente direccional fase B**



Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

4.2.2.3. **Sobrecorriente direccional fase C**

Los resultados de la simulación de fallas de sobrecorriente direccional, en la fase C, del relevador de protección SEL-411L, del parque eólico a la subestación de switcheo, se muestran en la tabla XXIX.

Tabla XXX. **Prueba de disparo falla fase C**

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	t_{nom}	t_{act}	Overload	Result
L3-E	I #1 Residual	0,973	0,73 A	-60,00 °	No trip	No trip	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	1,773	1,33 A	-60,00 °	15,71 s	15,77 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	2,573	1,93 A	-60,00 °	7,723 s	7,754 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	3,373	2,53 A	-60,00 °	5,119 s	5,142 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	4,173	3,13 A	-60,00 °	3,829 s	3,852 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	4,973	3,73 A	-60,00 °	3,058 s	3,080 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	5,773	4,33 A	-60,00 °	2,545 s	2,568 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	6,573	4,93 A	-60,00 °	2,180 s	2,199 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	7,373	5,53 A	-60,00 °	1,906 s	1,926 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	8,173	6,13 A	-60,00 °	1,694 s	1,715 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	8,973	6,73 A	-60,00 °	1,524 s	1,541 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	9,773	7,33 A	-60,00 °	1,385 s	1,407 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	10,573	7,93 A	-60,00 °	1,269 s	1,288 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	11,373	8,53 A	-60,00 °	1,171 s	1,191 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	12,173	9,13 A	-60,00 °	1,087 s	1,108 s	No	Passed
L3-E	I #1 Residual	12,973	9,73 A	-60,00 °	1,015 s	1,034 s	No	Passed

Fuente: *Omicron test universe SR1*. <http://omicon-test-universe-sr1.software.informer.com/3.0/>.

Consulta: 29 de agosto de 2016.

CONCLUSIONES

1. Para realizar el cálculo de ajustes y la puesta en servicio de las protecciones eléctricas de la línea de transmisión de un parque eólico de 23,1 megawatts hacia subestación eléctrica de switcheo de 138 kilovoltios es necesario basarse en un estudio de cortocircuito del sistema.
2. El estudio de cortocircuito debe contemplar todas las posibles fallas que se puedan presentar en el sistema de protecciones de la línea de transmisión del parque eólico de 23,1 MW, con la finalidad de evitar daños en los equipos y no afectar la red eléctrica a la que se encuentra conectada.
3. Las protecciones de la línea de transmisión tienen que ser confiables, seguras y actuar con velocidad ante cualquier falla que se presente en el sistema para liberar la falla, por medio de la protección primaria y la protección de respaldo.
4. La utilización del software aspen oneliner permite efectuar todos los ajustes necesarios conforme a la línea de transmisión a proteger y la programación de los relevadores de protección SEL-411L con el software AcSELerator.
5. Las pruebas de inyección secundaria de simulación de disparos conforme a las distintas fallas que se pueden presentar en la línea de transmisión, luego de terminar la verificación de disparos en los

relevadores, permiten asegurar que la línea de transmisión estaría lista para energizarse de manera segura y confiable.

RECOMENDACIONES

1. Para mantener el servicio de la transmisión de la energía eléctrica, se recomienda realizar dos veces al año recorridos por toda la línea de transmisión para evitar que ramas u otros factores atmosféricos afecten la transmisión.
2. Realizar mantenimiento y pruebas eléctricas a los equipos de medición y de protección de la subestación eléctrica por lo menos una vez al año para verificar que no han sufrido daño conforme a las fallas que se podrían presentar en el transcurso del mismo. De igual manera, realizar pruebas eléctricas de disparo a los relevadores de protección SEL-411L para verificar que se encuentran con los mismos ajustes programados y que no han sufrido daños en sus tarjetas internas.
3. Capacitar a los operarios del parque eólico en el funcionamiento básico de los relevadores de protección, para que puedan interpretar de una manera confiable y segura, las alarmas y disparos por protección.

BIBLIOGRAFÍA

1. Arteche, S. A. *Folleto técnico de transformadores de medida servicio exterior*. Mexico, 2014. 75 p.
2. Aspen System Power. Instructions manuals. *Aspen Oneliner versión 12.4*. Brasil: 2014. 24 p.
3. BLACKBURN, J. Lewis. *Protective relaying, principles and applications*. New York: McGraw-Hill, 2005. 236 p.
4. CHECA, Luis María. *Líneas de transporte de energía*. México: Marcombo Boixareu Editors, 1988. 591 p.
5. Comisión Federal de Electricidad. *Principios de operación y ajustes de protecciones en sistemas de transmisión*. Comisión Federal de Electricidad. México: 1998. 114 p.
6. E. Mohamed. *El hawary, electrical power systems*. Technical University of Nova Scotia, 2013. 246 p.
7. GRAINGER, John ; STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 2015. 198 p.
8. H. Lee Willis; Muhammad H. Rashid. *Protective Relaying*. 3a ed. Florida: Power Distribution, 2003. 298 p.

9. *Manual de instrucciones SEL-411L relevador de protección y sistema de automatización*. [En línea]. <<https://selinc.com/es/products/411L/>>. [Consulta: 29 de agosto de 2016].
10. Mejía y Villegas, S. A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. [En línea]. <<http://librosingenieriaelectrica.blogspot.com/2016/03/subestaciones-de-alta-y-extra-alta.html>>. [Consulta: 29 de agosto de 2016].
11. MELITÓN, Ángeles. *Folleto curso protección de líneas de transmisión*. México: Universidad Nacional Autónoma, 2011. 212 p.
12. MUJAL ROSAS, Ramón M. *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. México: Edición UPC, 2002. 328 p.
13. OMICRON ELECTRONICS. *CMC 356 User Manual*. Version Test, Austria, 2012. 59 p.
14. _____. *Instructions manuals. Test Universe SR2*. Austria: 2012. 115 p.
15. SEL UNIVERSITY. *Introducción al software AcSELerator QuickSet SEL 5030*. México: Schweitzer Engineering Laboratories, 2012. 298 p.
16. Technical Resource Operation. *Transmission line reference book*. 2a ed. General Electric Company, 1982. 625 p.
17. WILEY John & Sons. *Electrical power transmission system engineering*. Turan Gonen. 2012. 102 p.