



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE GUAYAQUIL**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL BAJO  
NORMATIVAS ANSI E IEC, SIMULADOS EN DIGSILENT POWER FACTORY**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: ANGIE SHANNEY VALDIVIESO CRUZ

JUAN CARLOS CATAGUA ALCIVAR

TUTOR: ING. ROY FREDDY SANTANA JARA, MSC

Guayaquil-Ecuador

2024

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Angie Shanney Valdivieso Cruz con documento de identificación N° 0953197969 y Juan Carlos Catagua Alcivar con documento de identificación N° 1311724049; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 21 de agosto del año 2024

Atentamente,

  
\_\_\_\_\_  
Angie Shanney Valdivieso Cruz  
C.I. 0953197969

  
\_\_\_\_\_  
Juan Carlos Catagua Alcivar  
C.I. 1311724049

# CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Angie Shanney Valdivieso Cruz con documento de identificación No. 0953197969 y Juan Carlos Catagua Alcivar con documento de identificación No. 1311724049, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: “ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL BAJO NORMATIVAS ANSI E IEC, SIMULADOS EN DIGSILENT POWER FACTORY”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 21 de agosto del año 2024

Atentamente,



---

Angie Shanney Valdivieso Cruz  
C.I. 0953197969



---

Juan Carlos Catagua Alcivar  
C.I. 1311724049

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ing. Roy Freddy Santana Jara, Msc con documento de identificación N° 0910972637, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL BAJO NORMATIVAS ANSI E IEC, SIMULADOS EN DIGSILENT POWER FACTORY”, realizado por Angie Shanney Valdivieso Cruz con documento de identificación N° 0953197969 y por Juan Carlos Catagua Alcivar con documento de identificación N° 1311724049, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 21 de agosto del año 2024

Atentamente,



Ing. Roy Freddy Santana Jara, Msc

C.I. 0910972637

## **AGRADECIMIENTO.**

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mi mamá y a mis hermanos, por su constante amor y apoyo incondicional.

De manera especial, agradezco a mis tíos Dorys Cruz y Roland Torres, quienes me han cuidado y guiado como si fueran mis propios padres. Su cariño y dedicación han sido fundamentales en mi vida.

A mi padrino, Billy Angulo, por siempre estar presente y brindarme su apoyo en los momentos más importantes.

Quiero hacer un reconocimiento especial a mi padre de crianza, Necker Farias, quien fue la persona que me motivó a estudiar la carrera de Ingeniería Eléctrica. Su pasión por la electricidad y su influencia en mi vida continúan siendo una fuente de inspiración para mí. Su memoria vive en cada paso que doy en esta carrera, y le agradezco profundamente por haberme guiado hacia este camino.

Y a mi novio, Oswaldo Medrano, por su apoyo incondicional, su ánimo en los momentos difíciles, y por ser mi compañero y mejor amigo en este viaje.

A todos ustedes, les debo gran parte de mis logros y les agradezco de corazón por estar siempre a mi lado

*Angie Shanney Valdivieso Cruz*

A mi familia, cuyo amor y apoyo incondicional han sido mi mayor fuente de fortaleza durante todo este camino. A mi esposa, María Fernanda, por su comprensión, paciencia y aliento constante, que me han dado la energía necesaria para seguir adelante, incluso en los momentos más difíciles. A mis hijos, Juan Pablo y Carlita, quienes con su alegría y curiosidad me han recordado siempre el propósito de mi esfuerzo.

Esta tesis es fruto de un esfuerzo compartido y un testimonio del amor y la unidad que nos une. Gracias por acompañarme y hacer posible este logro.

*Juan Carlos Catagua Alcivar*

## **DEDICATORIA.**

A mi mamá Miriam Cruz y a mis hermanos Necker Farias y Melanny Farias, les dedico este esfuerzo con todo mi amor y gratitud, por ser mi sostén y mi motivación en cada momento.

Dedico esta tesis a la memoria de mi querido papá, José Valdivieso, quien en paz descansa. Su recuerdo vive en mi corazón y me ha acompañado en cada paso de este camino.

También dedico este trabajo a la memoria de Necker Farias, quien fue un verdadero padre para mí. Su amor por la electricidad, su apoyo incondicional, y su deseo de verme convertida en ingeniera fueron una fuente constante de inspiración. Aunque ya no esté físicamente, su sueño de verme alcanzar esta meta vive en cada página de este trabajo.

*Angie Shanney Valdivieso Cruz*

A Dios, por permitir que esto sea posible; a mis padres, por su amor y apoyo incondicional, gracias por creer en mí. A mi familia, mi pilar fundamental, y a mi tutor de tesis, por su guía y sabiduría, gracias por orientarnos en este recorrido. A mis amigos y colegas, por su inspiración y ánimo, gracias por hacer este camino más fácil. A mi esposa, por su amor y respaldo, gracias por ser mi fortaleza en los momentos difíciles.

*Juan Carlos Catagua Alcivar*

## RESUMEN.

Este trabajo de tesis presenta un análisis detallado de cortocircuito en un sistema industrial, modelado según el diagrama presentado en la IEEE Std 141-1993, evaluando la coordinación de protecciones bajo las normativas ANSI e IEC. Utilizando el software de simulación DIgSILENT PowerFactory, se diseñó un modelo preciso del sistema eléctrico industrial que incluye generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas y dispositivos de protección. Este modelo permite realizar un análisis integral de las condiciones operativas del sistema y evaluar su comportamiento bajo diferentes escenarios de fallos.

Se llevaron a cabo cálculos de corrientes de cortocircuito para diversos tipos de fallas, tales como cortocircuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos, bajo condiciones operativas variadas. Estos cálculos se realizaron tanto manualmente como mediante simulación en DIgSILENT PowerFactory, siguiendo las normativas establecidas por la IEC 60909 y ANSI/IEEE Std 141. Los resultados obtenidos se compararon para identificar las diferencias y similitudes entre las metodologías de las normativas ANSI e IEC, destacando cómo cada enfoque influye en el dimensionamiento y protección de los sistemas eléctricos industriales.

El estudio proporciona una visión comprensiva de los parámetros críticos que afectan la estabilidad y seguridad del sistema, incluyendo la magnitud de las corrientes de cortocircuito, los tiempos de desconexión y los niveles de tensión en diferentes puntos del sistema. Se ofrecen recomendaciones específicas para mejorar la coordinación de protecciones y asegurar una operación segura de las instalaciones industriales.

Los hallazgos de este análisis permiten a los ingenieros y diseñadores de sistemas eléctricos tomar decisiones informadas sobre la selección y configuración de dispositivos de protección, optimizando así la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico industrial. Además, el estudio contribuye al conocimiento técnico al evidenciar las diferencias prácticas entre las normativas ANSI e IEC, proporcionando una base sólida para futuras investigaciones y desarrollos en el campo de la ingeniería eléctrica industrial.

## **ABSTRACT.**

This thesis presents a detailed short-circuit analysis of an industrial electrical system modeled according to the IEEE Std 141-1993 diagram. It evaluates protection coordination under ANSI and IEC standards. Using DIgSILENT PowerFactory simulation software, an accurate model of the industrial electrical system was designed, including generators, transformers, transmission lines, loads, and protective devices. This model allows for a comprehensive analysis of the system's operating conditions and its behavior under different fault scenarios.

Short-circuit current calculations were performed for various fault types, including three-phase, two-phase, and single-phase faults, under varying operating conditions. These calculations were carried out both manually and through simulation in DIgSILENT PowerFactory, following the standards established by IEC 60909 and ANSI/IEEE Std 141. The results obtained were compared to identify the differences and similarities between the ANSI and IEC standards methodologies, highlighting how each approach influences the sizing and protection of industrial electrical systems.

The study provides a comprehensive overview of the critical parameters that affect system stability and safety, including the magnitude of short-circuit currents, clearing times, and voltage levels at different points in the system. Specific recommendations are offered to improve protection coordination and ensure the safe operation of industrial facilities.

The findings of this analysis enable electrical system engineers and designers to make informed decisions regarding the selection and configuration of protective devices, thus optimizing the reliability and safety of the industrial electrical system. Additionally, the study contributes to technical knowledge by evidencing the practical differences between ANSI and IEC standards, providing a solid foundation for future research and developments in the field of industrial electrical engineering.

## **PREFACIO.**

Este trabajo de tesis representa el resultado de un largo camino de aprendizaje y dedicación en el campo de la ingeniería eléctrica. A lo largo de los años de estudio y práctica, he tenido la oportunidad de explorar y profundizar en temas críticos para la seguridad y eficiencia de los sistemas eléctricos industriales. Desde el inicio de mi carrera, siempre me ha fascinado la complejidad de los sistemas de potencia y la importancia de las normativas internacionales para garantizar su correcto funcionamiento.

La realización de esta tesis ha sido una experiencia enriquecedora, no solo por el conocimiento técnico adquirido, sino también por los desafíos enfrentados y superados. La elección del tema, "Análisis de cortocircuito en un sistema industrial bajo normativas ANSI e IEC, simulados en DIgSILENT Power Factory", responde a la necesidad de comprender y aplicar las normativas más estrictas en el diseño y protección de sistemas eléctricos, especialmente en un contexto como el ecuatoriano, donde la infraestructura eléctrica enfrenta numerosos desafíos.

A lo largo de este proyecto, he contado con el apoyo invaluable de mis familiares, amigos y mentores, quienes me han brindado su orientación, motivación y paciencia. Este trabajo no habría sido posible sin su constante respaldo, y a ellos les dedico este esfuerzo.

La combinación de simulaciones avanzadas, análisis detallados y la aplicación de normativas internacionales ha permitido generar un estudio que, espero, contribuya al desarrollo de sistemas eléctricos más seguros y eficientes en nuestro país. Esta tesis es un reflejo de mi compromiso con la ingeniería eléctrica y mi deseo de aportar soluciones que fortalezcan la infraestructura energética de Ecuador.

Finalmente, deseo que este trabajo sirva como base para futuros estudios y que inspire a otros estudiantes e ingenieros a continuar explorando y desarrollando soluciones innovadoras en el campo de la ingeniería eléctrica.

## ÍNDICE DE CONTENIDO.

<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>v</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>vi</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>viii</b>
<b>PREFACIO.....</b>	<b>ix</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>xxi</b>
<b>CAPÍTULO 1.....</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Planteamiento del Problema.....</b>	<b>2</b>
<b>1.2. Justificación.....</b>	<b>3</b>
<b>1.3. Objetivos.....</b>	<b>4</b>
1.3.1. Objetivos generales.....	4
1.3.2. Objetivos específico.....	4
<b>CAPÍTULO 2.....</b>	<b>5</b>
<b>2. ESTADO DEL ARTE Y MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....</b>	<b>5</b>
<b>2.1. Estado del Arte.....</b>	<b>5</b>
<b>2.2. Marco Teórico Referencial.....</b>	<b>7</b>
2.2.1. Fallas en sistemas eléctricos de potencia.....	7
2.2.2. Tipos de cortocircuito.....	7
2.2.2.1. Cortocircuito trifásico simétrico.....	8
2.2.2.2. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.....	8
2.2.2.3. Cortocircuito bifásico a Tierra.....	9
2.2.2.4. Cortocircuito monofásico a Tierra.....	10
2.2.3. Corriente de cortocircuito.....	10
2.2.4. Impedancia de secuencia.....	11
2.2.4.1. Secuencia Positiva.....	11
2.2.4.2. Secuencia Negativa.....	12

2.2.4.3.	Secuencia Cero.....	12
2.2.5.	IEC (COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL).....	12
2.2.5.1.	NORMA IEC 60909.....	12
2.2.6.	DIGSILENT POWER FACTORY .....	12
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>.....</b>	<b>13</b>
<b>3. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO.....</b>	<b>.....</b>	<b>13</b>
<b>3.1. Descripción del Sistema Industrial.....</b>	<b>.....</b>	<b>13</b>
3.1.1. Diagrama del Sistema. ....	.....	13
3.1.1.1. Generadores: .....	.....	13
3.1.1.2. Transformadores: .....	.....	13
3.1.1.3. Líneas de Transmisión y Distribución: .....	.....	13
3.1.1.4. Dispositivos de Protección:.....	.....	14
3.1.2. Configuración del Sistema. ....	.....	14
3.1.2.1. Capacidad de Carga: .....	.....	14
3.1.2.2. Coordinación de Protecciones:.....	.....	14
<b>3.2. Modelado en DIgSILENT POWER FACTORY .....</b>	<b>.....</b>	<b>14</b>
3.2.1. Introducción a DIgSILENT PowerFactory. ....	.....	15
<b>3.3. Proceso de Modelado. ....</b>	<b>.....</b>	<b>15</b>
3.3.1. Creación del Diagrama del Sistema:.....	.....	15
3.3.2. Configuración de Parámetros:.....	.....	16
3.3.2.1. Grid: .....	.....	16
• Sistema a 69 KV de 100 MVA.....	.....	16
• Sistema a 13.8 KV de 80 MVA.....	.....	17
3.3.2.2. Generadores: .....	.....	17
• Generador zona A.....	.....	17
• Generador zona B.....	.....	18
3.3.2.3. Transformadores: .....	.....	18
• Transformador principal de 69/13.8 KV. ....	.....	19
• Transformador de 60 MVA. ....	.....	20
• Transformador de 50 MVA. ....	.....	20
• Transformador de 50 MVA. ....	.....	21
• Transformador de 7.5 MVA. ....	.....	21

•	Transformador de 1.5 MVA. ....	22
•	Transformador de 5 MVA. ....	22
•	Transformador de 2.5 MVA. ....	23
3.3.2.4.	Líneas de Transmisión: .....	23
3.3.2.5.	Motores: .....	24
•	Motores síncronos de media tensión 4.16 kV.....	24
•	Motores asíncronos de media tensión 4.16 kV.....	25
•	Motores asíncronos de baja tensión 480 V.....	26
3.3.2.6.	Cargas: .....	27
•	Carga de 20 MW. ....	28
•	Carga de 30 MW. ....	28
•	Carga de 10 MW. ....	28
•	Carga de 2 MW. ....	29
3.3.2.7.	Fusibles: .....	29
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>31</b>	
<b>4. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL BAJO</b>		
<b>NORMATIVAS ANSI E IEC, SIMULADOS EN DIGSILENT POWER FACTORY.....</b>	<b>31</b>	
<b>4.1. Flujo de carga:.....</b>	<b>31</b>	
4.1.1. Simulación de escenarios: .....	32	
4.1.1.1. Primer escenario – Cortocircuito en la barra de 69 kV:.....	32	
• Simulación de fallas bajo la normativa IEC.....	32	
• Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.....	35	
4.1.1.2. Segundo escenario – Cortocircuito en la barra de 13.8 kV:.....	38	
• Simulación de fallas bajo la normativa IEC.....	39	
• Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.....	41	
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>44</b>	
<b>5. METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN.....</b>	<b>44</b>	
<b>5.1. Cálculos Manuales de los Escenarios. ....</b>	<b>44</b>	
5.1.1. Calcular las Impedancias en el Punto de Cortocircuito. ....	44	
5.1.1.1. TRANSFORMADORES DE LA ZONA A. ....	45	
5.1.1.2. TRANSFORMADORES DE LA ZONA B. ....	45	

5.1.2.	Escenario 1: Falla en la Barra de 69 kV. ....	46
5.1.3.	Escenario 2: Falla en la Barra de 13.8 kV.....	50
<b>5.2.</b>	<b>Coordinación de protecciones. ....</b>	<b>53</b>
5.2.1.	SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC) .....	53
5.2.1.1.	RED EXTERNA (GRID):.....	53
5.2.1.2.	TRANSFORMADOR DE 75MVA LADO DE 69KV.....	56
5.2.1.3.	TRANSFORMADOR DE 75MVA LADO DE 13,8KV.....	56
5.2.1.4.	GENERADOR 50MVA .....	57
5.2.2.	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (50/51) .....	58
5.2.2.1.	Protección de Sobrecorriente de Fase (50/51P).....	58
	• Protección de Sobrecorriente Instantánea (50P):.....	58
	• Protección de Sobrecorriente Temporizada (51P): .....	58
5.2.2.2.	Protección de Sobrecorriente en el Neutro (50/51N).....	58
	• Protección de Sobrecorriente Temporizada en el Neutro (51N):.....	58
	• Protección de Sobrecorriente Instantánea en el Neutro (50N):.....	59
5.2.3.	RED EXTERNA – Relé N1. ....	59
5.2.3.1.	Función 51 – ( $I > t$ ). ....	59
5.2.3.2.	Función 50 – ( $I \gg$ ). ....	60
5.2.3.3.	Función 51N – ( $IE > t$ ). ....	60
5.2.3.4.	Función 50N – ( $IE \gg$ ). ....	61
5.2.4.	TRANSFORMADOR PRINCIPAL LADO DE 69 KV – Relé N2. ....	61
5.2.4.1.	Función 51 – ( $I > t$ ). ....	61
5.2.4.2.	Función 50 – ( $I \gg$ ). ....	62
5.2.4.3.	Función 51N – ( $IE > t$ ). ....	62
5.2.4.4.	Función 50N – ( $IE \gg$ ). ....	63
5.2.5.	TRANSFORMADOR 13.8 KV – Relé N3. ....	63
5.2.5.1.	Función 51 – ( $I > t$ ). ....	63
5.2.5.2.	Función 50 – ( $I \gg$ ). ....	64
5.2.5.3.	Función 51N – ( $IE > t$ ). ....	64
5.2.5.4.	Función 50N – ( $IE \gg$ ). ....	65
5.2.6.	CURVAS DE PROTECCIÓN OBTENIDAS EN DIGSILENT. ....	65
<b>CAPÍTULO 6.....</b>		<b>68</b>
<b>6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>		<b>68</b>

6.1. Introducción .....	68
<b>CAPÍTULO 7.....</b>	<b>70</b>
<b>7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>70</b>
7.1. Conclusiones:.....	70
7.2. Recomendaciones:.....	71
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>72</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>75</b>
<b>A. Diagrama Unifilar Base.....</b>	<b>75</b>
<b>B. Coordinación de Protecciones 50/51P.....</b>	<b>76</b>
<b>C. Coordinación de Protecciones 50/51N.....</b>	<b>77</b>
<b>D. Reporte del Cortocircuito en la barra de 69 kV – Simulación de fallas bajo la normativa IEC.....</b>	<b>78</b>
Reporte del cortocircuito trifásico.....	78
Reporte del cortocircuito bifásico.....	79
Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.....	80
Reporte del cortocircuito bifásico a tierra.....	81
<b>E. Reporte del Cortocircuito en la barra de 69 kV – Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.....</b>	<b>82</b>
Reporte del cortocircuito trifásico.....	82
Reporte del cortocircuito bifásico.....	83
Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.....	84
Reporte del cortocircuito bifásico a tierra.....	85
<b>F. Reporte del Cortocircuito en la barra de 13.8 kV – Simulación de fallas bajo la normativa IEC.....</b>	<b>86</b>
Reporte del cortocircuito trifásico.....	86
Reporte del cortocircuito bifásico.....	87
Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.....	89
Reporte del cortocircuito bifásico a tierra.....	91
<b>G. Reporte del Cortocircuito en la barra de 13.8 kV – Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.....</b>	<b>93</b>

Reporte del cortocircuito trifásico.....	93
Reporte del cortocircuito bifásico.....	96
Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.....	99
Reporte del cortocircuito bifásico a tierra.....	102

## ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 2. 1. Ejemplo de un cortocircuito bifásico a tierra. Fuente: [10].	9
Figura 2. 2. Ejemplo de un cortocircuito monofásico a tierra. Fuente: [10].	10
Figura 3. 1. Diagrama Base Principal. Fuente: Los Autores.	15
Figura 3. 2. Configuración de parámetros de la GRID 69 kV. Fuente: Los Autores.	16
Figura 3. 3. Configuración de parámetros de la GRID 13.8 kV. Fuente: Los Autores.	17
Figura 3. 4. Configuración de parámetros del generador 1. Fuente: Los Autores.	18
Figura 3. 5. Configuración de parámetros del generador 2. Fuente: Los Autores.	18
Figura 3. 6. Configuración de parámetros del transformador principal. Fuente: Los Autores.	19
Figura 3. 7. Configuración de parámetros del transformador de 60 MVA. Fuente: Los Autores.	20
Figura 3. 8. Configuración de parámetros del transformador de 50 MVA. Fuente: Los Autores.	20
Figura 3. 9. Configuración de parámetros del transformador de 50 MVA. Fuente: Los Autores.	21
Figura 3. 10. Configuración de parámetros del transformador de 7.5 MVA. Fuente: Los Autores.	21
Figura 3. 11. Configuración de parámetros del transformador de 1.5 MVA. Fuente: Los Autores.	22
Figura 3. 12. Configuración de parámetros del transformador de 5 MVA. Fuente: Los Autores.	22
Figura 3. 13. Configuración de parámetros del transformador de 2.5 MVA. Fuente: Los Autores.	23
Figura 3. 14. Configuración de parámetros de la Línea 1. Fuente: Los Autores.	23
Figura 3. 15. Configuración de parámetros de los Motores síncronos de media tensión 4.16 kV. Fuente: Los Autores.	24
Figura 3. 16. Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de media tensión 4.16 kV. Fuente: Los Autores.	25
Figura 3. 17. Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de baja tensión 480 V. Fuente: Los Autores.	27
Figura 3. 18. Configuración de parámetros de la Carga de 20 MW. Fuente: Los Autores.	28
Figura 3. 19. Configuración de parámetros de la Carga de 30 MW. Fuente: Los Autores.	28
Figura 3. 20. Configuración de parámetros de la Carga de 10 MW. Fuente: Los Autores.	29
Figura 3. 21. Configuración de parámetros de la Carga de 2 MW. Fuente: Los Autores.	29
Figura 3. 22. Configuración de parámetros de los Fusibles. Fuente: Los Autores.	30
Figura 4. 1. Flujo de carga. Fuente: Los Autores.	32
Figura 4. 2. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en barra 69KV bajo la normativa IEC. Fuente: Los Autores.	33

Figura 4. 3. Análisis de la corriente de cortocircuito trifásica en la barra de 69KV bajo la normativa IEC. Fuente: Los Autores.....	34
Figura 4. 4. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 69KV bajo la normativa de la IEC. Fuente: Los Autores. ....	34
Figura 4. 5. Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico en la barra de 69KV bajo la normativa IEC. Fuente: Los Autores.....	35
Figura 4. 6. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en la barra de 69KV bajo la normativa IEC. Fuente: Los Autores.....	35
Figura 4. 7. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en la barra de 69KV bajo la ANSI. Fuente: Los Autores. ....	36
Figura 4. 8. Análisis de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 69KV bajo la ANSI. Fuente: Los Autores. ....	36
Figura 4. 9. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 69KV bajo la ANSI. Fuente: Los Autores. ....	37
Figura 4. 10. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en la barra de 69KV bajo la ANSI. Fuente: Los Autores. ....	37
Figura 4. 11. Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico a tierra en la barra de 69KV bajo la ANSI. Fuente: Los Autores. ....	38
Figura 4. 12. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en la Barra de 13.8 KV. Fuente: Los Autores. ....	39
Figura 4. 13. Análisis de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 13.8KV bajo la IEC. Fuente: Los Autores. ....	39
Figura 4. 14. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 13.8KV bajo la IEC. Fuente: Los Autores. ....	40
Figura 4. 15. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en la barra de 13.8KV bajo la IEC. Fuente: Los Autores.....	40
Figura 4. 16. Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico a tierra en la barra de 13.8KV bajo la IEC. Fuente: Los Autores.....	41
Figura 4. 17. Análisis de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 13.8 KV bajo la normativa ANSI. Fuente: Los Autores.....	41
Figura 4. 18. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 13.8 KV bajo la normativa ANSI. Fuente: Los Autores.....	42
Figura 4. 19. Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico en la barra de 13.8 KV bajo la normativa ANSI. Fuente: Los Autores.....	42

Figura 4. 20. Análisis de la corriente de cortocircuito bifásica a tierra en la barra de 13.8 KV bajo la ANSI 69KV. Fuente: Los Autores.....	43
Figura 5. 1. Impedancias del diagrama del Escenario 1: Falla en la Barra de 69 kV. Fuente: Los Autores.....	47
Figura 5. 2. Resultados obtenidos en MATLAB® de las Impedancias del diagrama del Escenario 1: Falla en la Barra de 69 kV. Fuente: Los Autores.....	48
Figura 5. 3. Impedancias del diagrama del Escenario 2: Falla en la Barra de 13.8 kV. Fuente: Los Autores.....	50
Figura 5. 4. Resultados obtenidos en MATLAB® de las Impedancias del diagrama del Escenario 2: Falla en la Barra de 13.8 kV. Fuente: Los Autores.....	51
Figura 5. 5. Valores de relación de los diversos TC's. Fuente: Los Autores.....	54
Figura 5. 6. Selección del TC en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores. ....	55
Figura 5. 7. Dimensionamiento de la relación 1200/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	55
Figura 5. 8. Dimensionamiento de la relación 800/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores. ....	56
Figura 5. 9. Dimensionamiento de la relación 4000/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	57
Figura 5. 10. Dimensionamiento de la relación 3000/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	57
Figura 5. 11. Dimensionamiento de la función 51 – (I > t) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	59
Figura 5. 12. Dimensionamiento de la función 50 – (I >>) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	60
Figura 5. 13. Dimensionamiento de la función 51N – (IE > t) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	60
Figura 5. 14. Dimensionamiento de la función 50N – (IE >>) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	61
Figura 5. 15. Dimensionamiento de la función 51 – (I > t) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	61
Figura 5. 16. Dimensionamiento de la función 50 – (I >>) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	62

Figura 5. 17. Dimensionamiento de la función 51N – (IE > t) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	62
Figura 5. 18. Dimensionamiento de la función 50N – (IE >>) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	63
Figura 5. 19. Dimensionamiento de la función 51 – (I > t) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores. ....	63
Figura 5. 20. Dimensionamiento de la función 50 – (I >>) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	64
Figura 5. 21. Dimensionamiento de la función 51N – (IE > t) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	64
Figura 5. 22. Dimensionamiento de la función 50N – (IE >>) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	65
Figura 5. 23. Curvas de la coordinación de la protección 50/51P en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	66
Figura 5. 24. Curvas de la coordinación de la protección 50/51 N en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	66
Figura 5. 25. Curvas de la coordinación de la protección 50/51 P en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	67
Figura 5. 26. Curvas de la coordinación de la protección 50/51 N en el software de Power Factory DigSilent. Fuente: Los Autores.....	67
Figura Anexo. 1.Diagrama Unifilar Base. Fuente: Los Autores. ....	75
Figura Anexo. 2. Coordinación de Protecciones 50/51P. Fuente: Los Autores .....	76
Figura Anexo. 3. Coordinación de Protecciones 50/51N. Fuente: Los Autores. ....	77

## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 3. 1. Configuración de parámetros de las GRID del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores.....	16
Tabla 3. 2. Configuración de parámetros de los Generadores del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores.....	17
Tabla 3. 3. Configuración de parámetros de los Transformadores del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores.....	18
Tabla 3. 4. Configuración de parámetros de los Motores síncronos de media tensión 4.16 kV del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores. ....	24
Tabla 3. 5. Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de media tensión 4.16 kV del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores. ....	25
Tabla 3. 6. Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de baja tensión 480 V del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores. ....	26
Tabla 3. 7. Configuración de parámetros de las Cargas del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores.....	27
Tabla 3. 8. Configuración de parámetros de los Fusibles del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. Fuente: Los Autores.....	30
Tabla 4. 1. Tabla de resultados de las corrientes de cortocircuito en la barra de 69KV en DIgSILENT. Fuente: Los Autores. ....	38
Tabla 4. 2. Tabla de resultados de las corrientes de cortocircuito en la barra de 13.8 KV en DIgSILENT. Fuente: Los Autores. ....	43
Tabla 5. 1. Valores de las protecciones de sobrecorrientes 50/51. Fuente: Los Autores.....	65
Tabla 6. 1. Tabla comparativa de las fallas en la barra de 69KV Fuente: Los Autores.....	68
Tabla 6. 2. Tabla comparativa de las fallas en la barra de 13.8 KV Fuente: Los Autores.....	69

## GLOSARIO.

**ANSI (American National Standards Institute):** Organización que supervisa la creación, promulgación y uso de normas y directrices consistentes en los Estados Unidos.

**Arc-Flash:** Evento peligroso que ocurre cuando la corriente eléctrica pasa a través del aire entre conductores.

**Cortocircuito:** Situación en la que la corriente eléctrica toma un camino no deseado con poca o ninguna resistencia, causando un flujo de corriente excesivo.

**Diagrama Unifilar:** Representación gráfica simplificada de un sistema eléctrico que muestra los componentes y sus interconexiones utilizando una sola línea para representar múltiples conductores.

**DIgSILENT PowerFactory:** Software de simulación y análisis de sistemas eléctricos utilizado para modelar, simular y analizar el comportamiento de redes eléctricas.

**Falla Trifásica:** Tipo de falla en un sistema eléctrico donde las tres fases están cortocircuitadas entre sí.

**Falla Bifásica:** Tipo de falla en un sistema eléctrico donde dos fases están cortocircuitadas.

**Falla Monofásica:** Tipo de falla en un sistema eléctrico donde una fase está cortocircuitada con tierra o con un conductor neutro.

**Generador Síncrono:** Máquina eléctrica que convierte energía mecánica en energía eléctrica y cuya velocidad de rotación es sincrónica con la frecuencia de la red.

**IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers):** Asociación técnica profesional que desarrolla estándares y directrices para la industria eléctrica y electrónica.

**IEC (International Electrotechnical Commission):** Organización internacional que prepara y publica normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas.

**Impedancia:** Medida de la oposición que un circuito presenta al paso de una corriente alterna, compuesto por resistencia y reactancia.

**Relé de Sobrecorriente:** Dispositivo de protección que opera cuando la corriente excede un valor preestablecido durante un tiempo específico.

**Relé Diferencial:** Dispositivo de protección que compara la corriente que entra y sale de un sistema y opera si hay una diferencia significativa, indicando una falla.

**Secuencia Positiva y Negativa:** Componentes de la corriente y voltaje en un sistema trifásico, usados para analizar fallas y desequilibrios en el sistema.

**Simulación:** Proceso de imitar el comportamiento de un sistema real usando un modelo computacional.

**Sistema Radial:** Tipo de configuración de red eléctrica donde cada consumidor está conectado a una fuente de energía única, formando una estructura en forma de árbol.

**Sistema en Anillo:** Configuración de red eléctrica donde los consumidores están conectados en un bucle cerrado, lo que permite múltiples rutas para la corriente eléctrica.

**Sistema en Malla:** Configuración de red eléctrica que proporciona múltiples rutas de energía entre los puntos de generación y carga, aumentando la confiabilidad del sistema.

**Transformador:** Dispositivo eléctrico que cambia el nivel de tensión de una corriente alterna sin modificar su frecuencia.

**Transmisión de Energía Eléctrica:** Proceso de transportar energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los centros de consumo, generalmente a través de líneas de alta tensión.

**Unidad de Impedancia:** Representación de la impedancia de un componente o circuito en términos de unidades de referencia, comúnmente usada en el análisis de sistemas eléctricos.

**Voltaje:** Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos en un circuito, que impulsa la corriente eléctrica.

**Zonas de Protección:** Partes del sistema eléctrico que son protegidas por un conjunto de dispositivos de protección coordinados, diseñados para aislar fallas dentro de esa zona.

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN.

El análisis de cortocircuitos en sistemas industriales es una actividad crítica para garantizar la seguridad, eficiencia y continuidad operativa de los equipos eléctricos. Este análisis es esencial para evaluar el rendimiento de los dispositivos de protección bajo diversos escenarios de fallas eléctricas, determinando las corrientes de cortocircuito y la capacidad de interrupción de los equipos de protección. Así se asegura que estos estén correctamente dimensionados y que salvaguarden la integridad de los equipos y sistemas eléctricos.

En el diseño de un sistema de protección contra cortocircuitos para una planta industrial, es vital prevenir y minimizar interrupciones en los procesos de producción y evitar daños en los equipos eléctricos, los cuales podrían acarrear grandes pérdidas económicas. Las normativas internacionales, como las del American National Standards Institute (ANSI) y la International Electrotechnical Commission (IEC), proporcionan directrices detalladas para el cálculo de corrientes de cortocircuito y la evaluación de sistemas de protección. Estas normativas son esenciales para garantizar que el diseño y la operación del sistema eléctrico cumplan con los más altos estándares de seguridad y eficiencia.

Para llevar a cabo este análisis de manera precisa y efectiva, se utilizan programas de simulación avanzados, como Power Factory DigSilent. Este software permite modelar con gran precisión el sistema eléctrico, proporcionando una representación detallada del sistema en estudio y permitiendo realizar simulaciones bajo diferentes escenarios de cortocircuitos. Las simulaciones detalladas son fundamentales para optimizar la seguridad y eficiencia del sistema, ya que permiten identificar y mitigar riesgos potenciales antes de que ocurran.

El análisis de cortocircuitos no solo implica el cálculo de corrientes y la evaluación de dispositivos de protección, sino también la identificación de puntos críticos en el sistema, la revisión y ajuste de configuraciones de protección, y la implementación de mejoras en el diseño del sistema eléctrico. Esto asegura que los dispositivos de protección respondan adecuadamente a las fallas, minimizando el impacto en la producción y protegiendo la infraestructura eléctrica.

La combinación de normativas internacionales y herramientas de simulación avanzadas proporciona un enfoque integral y eficiente para la gestión de riesgos eléctricos en entornos industriales. Esta integración asegura que las plantas industriales no solo cumplan con los estándares de seguridad y eficiencia, sino que también optimicen su operatividad y resiliencia ante posibles fallas eléctricas.

### **1.1. Planteamiento del Problema.**

El análisis de cortocircuitos es una práctica esencial para garantizar la seguridad y continuidad operativa de los sistemas eléctricos, dado que, en Ecuador, se presentan diversos inconvenientes asociados a fallas en las líneas de transmisión y distribución que impactan significativamente la estabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos industriales. Estos problemas subrayan la necesidad urgente de realizar estudios detallados de cortocircuitos que consideren las particularidades del sistema eléctrico ecuatoriano, así como la aplicación de normativas internacionales como ANSI e IEC.

Las fallas en las líneas de transmisión y distribución pueden tener consecuencias severas, desde interrupciones en la producción hasta daños costosos en equipos eléctricos, dado que estas fallas no solo afectan a las plantas industriales, sino también a la infraestructura eléctrica del país en general, provocando pérdidas económicas y comprometiendo la seguridad del personal y de las instalaciones. En Ecuador, la infraestructura de transmisión y distribución enfrenta desafíos que agravan estos problemas, como la obsolescencia de equipos, el crecimiento de la demanda eléctrica y las condiciones geográficas y climáticas adversas.

En la Universidad Politécnica Salesiana (UPS), Sede Guayaquil (GYE), Campus Centenario, se dispone de equipos y laboratorios adecuados para realizar estudios avanzados de análisis de cortocircuitos utilizando Power Factory DigSilent. Sin embargo, la aplicación efectiva de estas capacidades requiere un enfoque sistemático y detallado que considere los estándares internacionales y las condiciones específicas del sistema eléctrico ecuatoriano.

El problema central radica en la necesidad de evaluar y mejorar los sistemas de protección contra cortocircuitos en las plantas industriales ecuatorianas, este análisis debe incluir la determinación precisa de las corrientes de cortocircuito y la capacidad de interrupción de los dispositivos de protección, asegurando que estén correctamente dimensionados para responder adecuadamente a las fallas. Además, es crucial identificar los puntos críticos en el sistema y proponer mejoras en el diseño y configuración de los dispositivos de protección.

Las normativas ANSI e IEC proporcionan directrices esenciales para este tipo de análisis, pero su implementación en Ecuador requiere adaptaciones específicas. La falta de un análisis exhaustivo y contextualizado puede resultar en sistemas de protección inadecuados, que no solo ponen en riesgo la seguridad de las instalaciones y el personal, sino que también comprometen la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico.

## **1.2. Justificación.**

El análisis de cortocircuitos en sistemas industriales es un pilar fundamental para la seguridad y eficiencia operativa en cualquier entorno industrial. En las instalaciones de la UPS, Sede GYE, Campus Centenario, se realizó el estudio dado que maneja una gran relevancia particular, ya que la universidad cuenta con equipos y laboratorios avanzados que permiten la realización de estudios de análisis de cortocircuitos utilizando herramientas de simulación de alta precisión como Power Factory DigSilent.

La justificación de este estudio se basa en varios aspectos cruciales. En primer lugar, la seguridad es una prioridad en cualquier instalación industrial. Los cortocircuitos pueden causar daños severos a los equipos eléctricos, interrupciones en la producción y riesgos para la seguridad del personal. El análisis exhaustivo de cortocircuitos permite diseñar sistemas de protección efectivos que minimicen estos riesgos, asegurando la integridad de los equipos y la continuidad de los procesos productivos.

Además, la eficiencia operativa es esencial para la competitividad de las industrias. Un sistema eléctrico bien diseñado, que cumpla con las normativas internacionales ANSI e IEC, garantiza que los dispositivos de protección estén adecuadamente dimensionados. Esto no solo previene fallos, sino que también optimiza el rendimiento del sistema eléctrico, reduciendo costos operativos y mejorando la confiabilidad del suministro eléctrico.

La UPS, con sus modernos laboratorios y equipos, ofrece un entorno idóneo para llevar a cabo estos estudios. El acceso a herramientas avanzadas como Power Factory DigSilent permite a los estudiantes y profesionales simular diferentes escenarios de cortocircuitos con alta precisión. Estas simulaciones son vitales para entender el comportamiento del sistema eléctrico bajo condiciones de falla, identificar puntos críticos y proponer mejoras en el diseño y configuración de los sistemas de protección.

La localización del estudio en la UPS también tiene un impacto significativo en el desarrollo académico y profesional de los estudiantes. Al trabajar con herramientas y metodologías avanzadas, los estudiantes adquieren competencias técnicas y prácticas que son altamente valoradas en la industria. Esto no solo mejora su empleabilidad, sino que también contribuye al desarrollo tecnológico y económico del país, formando profesionales capacitados para enfrentar y resolver desafíos complejos en el sector eléctrico.

### **1.3. Objetivos.**

#### **1.3.1. Objetivos generales.**

Realizar un análisis de cortocircuito de un diagrama industrial de la IEEE Std 141-1993 evaluando la coordinación de protecciones, que se llevará a cabo bajo las normativas ANSI e IEC, utilizando la herramienta de simulación DigSilent POWER FACTORY.

#### **1.3.2. Objetivos específico.**

1. Diseñar modelo del diagrama industrial de la IEEE Std 141-1993 en DigSilent POWER FACTORY.
2. Realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito, evaluando diferentes escenarios de fallo y condiciones operativas.
3. Comparar los resultados de los cálculos manuales y de la simulación en DigSilent POWER FACTORY, bajo las normativas establecidas por la IEC 60909 y ANSI/IEEE Std 141.

## CAPÍTULO 2

### 2. ESTADO DEL ARTE Y MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

#### 2.1. Estado del Arte.

Los investigadores Navas y Sánchez [1], presentaron su proyecto de grado, en el cual destacaron la importancia de una configuración adecuada de las protecciones en las subestaciones de distribución para garantizar una respuesta inmediata ante cualquier falla. Este proyecto propone la actualización de las protecciones de la subestación Durán Sur, ubicada en el cantón de Guayas, Ecuador. El trabajo comenzó con el modelado de la subestación en el programa DIgSILENT PowerFactory. Este modelado permitió comparar los valores obtenidos con los datos actuales del sistema de CNEL EP para dicha subestación, identificando así las áreas donde se podrían sugerir mejoras y actualizaciones.

Navarrete V. [2] desarrolló su tesis de posgrado enfocándose en la clasificación de fallas eléctricas en líneas de transmisión mediante técnicas de procesamiento de señales dispersas y ruidosas. Para este análisis, implementó el software DIgSILENT PowerFactory como herramienta principal para el cálculo de cortocircuitos en fallas simétricas y asimétricas. Los resultados obtenidos se integraron con el software Matlab, permitiendo la reconstrucción de la señal a través del censado comprimido. Además, mediante la transformada de Wavelet, se logró una clasificación precisa de las fallas en las líneas de transmisión. Este enfoque combinó avanzadas técnicas de procesamiento de señales con simulaciones detalladas, proporcionando una metodología robusta para la identificación y clasificación de fallas eléctricas.

En 2022 Flores y Marca [3] presentaron su proyecto "Análisis de respuesta de los relés de sobre corriente en régimen permanente" como parte de su proceso para obtener el grado de Ingeniería. Este proyecto se centró en el estudio del comportamiento del relé de sobre corriente Siemens 7SJ85 cuando es expuesto a una falla en estado de régimen permanente, utilizando simulaciones para analizar su respuesta. Los investigadores compararon los resultados obtenidos en el laboratorio con los resultados simulados en el software DIgSILENT PowerFactory, evaluando así la precisión y efectividad del relé bajo condiciones controladas y simuladas.

El autor Díaz J. [4] completó su tesis de posgrado centrada en el desarrollo de un modelo para la parametrización del equipamiento eléctrico en centrales de generación hidroeléctrica. Utilizando el software de alto impacto DIgSILENT PowerFactory, Díaz modeló diversas centrales hidroeléctricas para evaluar y optimizar su funcionamiento. Este software permitió simular condiciones de cortocircuito y flujo de potencia, proporcionando datos cruciales para tomar decisiones informadas

sobre la incorporación de nuevo equipamiento o nuevas centrales a la red eléctrica. Estas simulaciones ayudaron a verificar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios, asegurando así una integración eficiente y segura de las nuevas instalaciones en la red eléctrica.

En abril del 2023 los autores Mendoza y Samaniego [5] presentaron su tesis de grado titulada "Validación del programa ATP para estudios de cortocircuitos en sistemas eléctricos de potencia". El objetivo principal de su investigación fue validar el uso del software ATP-Draw como simulador de cortocircuitos, comparando su desempeño con el reconocido programa DIgSILENT PowerFactory. Para ello, analizaron el sistema de potencia de 9 barras propuesto por la IEEE, utilizando ambos programas para simular escenarios de cortocircuito. Los resultados obtenidos se compararon mediante la fórmula del error relativo, proporcionando una evaluación detallada de la precisión y confiabilidad de ATP-Draw en relación con PowerFactory. Esta comparación permitió a los autores determinar la efectividad de ATP-Draw como una herramienta viable para estudios de cortocircuitos en sistemas eléctricos de potencia.

A principios de 2024, los investigadores Carpio y Romero [6] llevaron a cabo un minucioso estudio sobre la estabilidad de voltaje en las redes de transmisión de la Zona Costa Norte del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador. Utilizando el software de ingeniería DIgSILENT PowerFactory, el proyecto comenzó con un análisis de contingencias que identificó los puntos más vulnerables, destacándose las barras B\_Esmeraldas\_AA1\_13.8 y B\_Esmeraldas\_AA2\_13.8 como especialmente propensas a perturbaciones. Posteriormente, se profundizó en el análisis mediante la elaboración de curvas PV y QV para estas barras críticas, permitiendo evaluar la respuesta del voltaje ante incrementos de carga y la capacidad de los generadores para manejar la potencia reactiva necesaria para mantener la estabilidad del voltaje frente a variaciones de carga.

Inicialmente, se planificó comparar los resultados obtenidos con DIgSILENT PowerFactory y ETAP para validar y enriquecer el análisis. Sin embargo, la universidad no contaba con la licencia del software ETAP, por lo que decidieron enfocar las simulaciones únicamente en DIgSILENT PowerFactory. Los resultados obtenidos son cruciales para el desarrollo de estrategias que mejoren la estabilidad del voltaje y la capacidad de respuesta del sistema ante cargas dinámicas. Estos análisis permitirán proponer recomendaciones para la implementación de medidas correctivas y preventivas, como la instalación de equipos de compensación reactiva, mejoras en la infraestructura de transmisión, y la aplicación de programas avanzados de gestión de carga. Estas medidas son fundamentales para fortalecer la robustez y fiabilidad del suministro eléctrico en esta área clave del sistema energético ecuatoriano.

## **2.2. Marco Teórico Referencial.**

### **2.2.1. Fallas en sistemas eléctricos de potencia.**

Los cortocircuitos son eventos críticos en sistemas eléctricos industriales, donde la conexión accidental entre conductores permite el paso de corrientes de gran intensidad por rutas no diseñadas para ello. Estas situaciones pueden ocasionar daños severos en equipos eléctricos, representar riesgos significativos para la seguridad del personal y generar interrupciones costosas en la operación del sistema. Por lo tanto, el análisis exhaustivo de cortocircuitos es fundamental en la ingeniería eléctrica moderna para asegurar la confiabilidad y seguridad de las instalaciones industriales [7].

Comprender los cortocircuitos implica evaluar cómo la corriente elevada resultante afecta los componentes del sistema, desde generadores y transformadores hasta líneas de transmisión y dispositivos de protección. Es crucial anticipar y mitigar estos eventos mediante técnicas apropiadas de diseño y protección para mantener la operatividad continua de las instalaciones eléctricas y evitar pérdidas económicas y de producción [8].

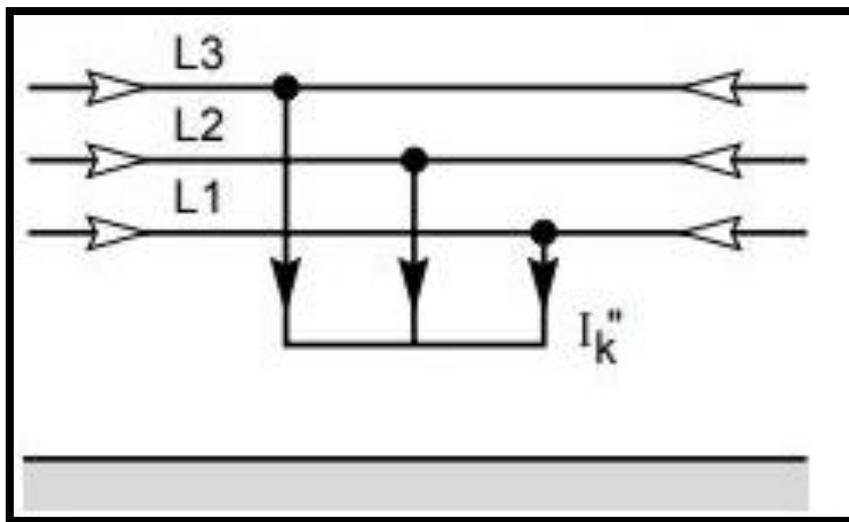
Además, el análisis detallado de cortocircuitos permite a los ingenieros identificar las condiciones subyacentes que podrían provocar estas fallas, como problemas de aislamiento, errores de diseño o falta de mantenimiento. Este conocimiento no solo facilita la implementación de estrategias preventivas más efectivas, sino que también mejora la capacidad de respuesta ante emergencias eléctricas, reduciendo así el impacto negativo en la seguridad y confiabilidad del sistema.

### **2.2.2. Tipos de cortocircuito.**

En el ámbito de los sistemas eléctricos industriales, los cortocircuitos constituyen un desafío crucial para la seguridad y la continuidad operativa. Existen diversos tipos de cortocircuitos, cada uno con características y consecuencias particulares. Los más graves son los cortocircuitos trifásicos, que surgen cuando las tres fases del sistema entran en contacto, generando corrientes de falla extremadamente altas. Los cortocircuitos bifásicos, que implican dos fases, también pueden generar corrientes elevadas, aunque su impacto suele ser menor que los trifásicos. Los cortocircuitos monofásicos, donde una sola fase se conecta a tierra o a un neutro, son los más frecuentes; aunque las corrientes de falla pueden ser menores, presentan riesgos importantes para la seguridad y la estabilidad del sistema. Por último, los cortocircuitos fase a fase sin conexión a tierra, donde dos fases entran en contacto sin involucrar tierra, pueden causar daños considerables en equipos y sistemas eléctricos. Comprender estos tipos de cortocircuitos y sus implicaciones es esencial para diseñar sistemas de protección efectivos y garantizar la operación confiable de las instalaciones industriales [9].

### 2.2.2.1. Cortocircuito trifásico simétrico.

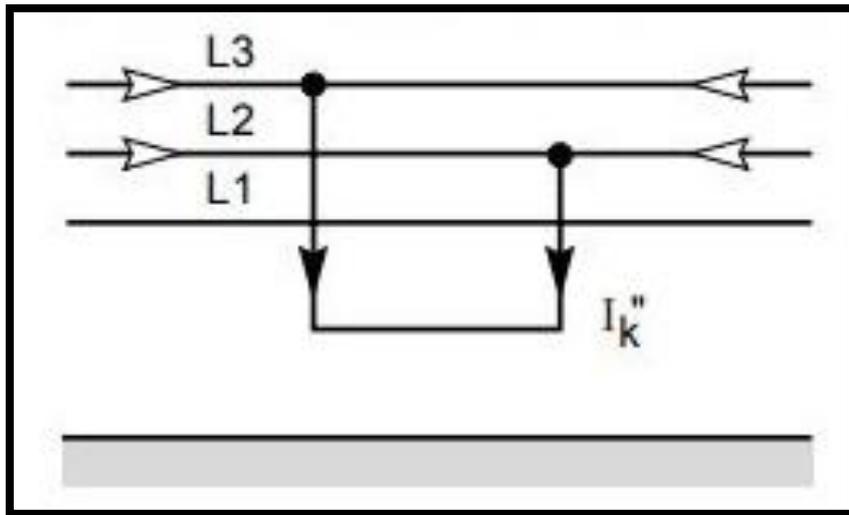
El cortocircuito trifásico simétrico ocurre cuando hay una interrupción simultánea en las tres fases del sistema eléctrico tal como se presenta en el ejemplo de la figura 2. 1. Se caracteriza por ser un evento equilibrado que afecta de manera uniforme a todas las fases. En el punto de cortocircuito, ya sea que esté conectado a tierra o no, las tensiones son nulas, y las corrientes tienen la misma magnitud, pero están desfasadas entre sí por 120 grados. Este tipo de cortocircuito se considera de alta intensidad y requiere un cálculo específico. Debido a su naturaleza equilibrada, el cálculo se simplifica al utilizar solo la red de secuencia directa [10].



**Figura 2.1.**Ejemplo de un cortocircuito trifásico simétrico. **Fuente:** [10].

### 2.2.2.2. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.

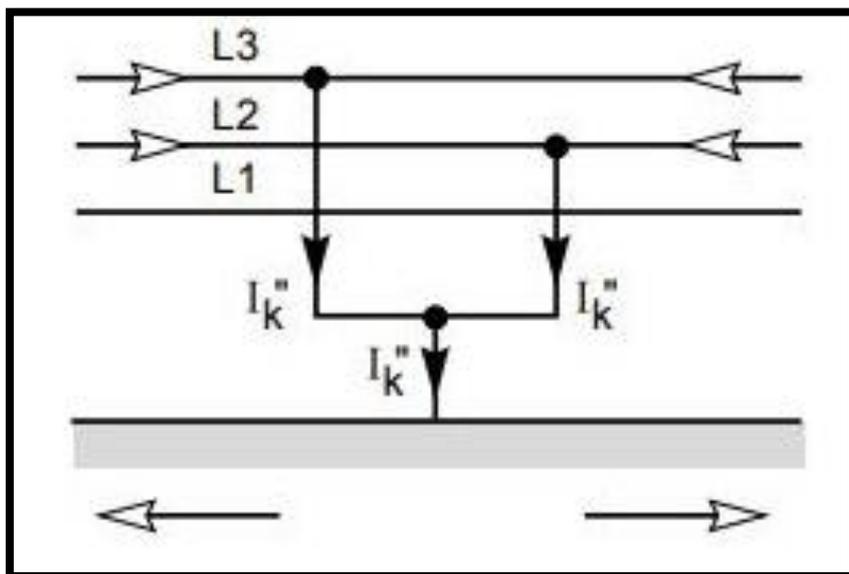
Este tipo de cortocircuito inicialmente tiene una corriente de cortocircuito simétrica, que es menor que la de un cortocircuito trifásico completo. Sin embargo, si ocurre un cortocircuito cerca de un motor síncrono o asíncrono de cierta potencia, la corriente de falla puede aumentar significativamente, incluso más que en un cortocircuito trifásico completo, en la figura 2. 2., se presenta un ejemplo. Esto se debe a que, al haber dos fallas en las tres fases del sistema, el cortocircuito ya no es equilibrado. Por lo tanto, para calcular este tipo de cortocircuito, es necesario utilizar tanto las redes de secuencia directa como las de secuencia inversa [11].



**Figura 2.2.** Ejemplo de un cortocircuito bifásico sin contacto a tierra. **Fuente:** [10].

### 2.2.2.3. Cortocircuito bifásico a Tierra.

Se trata de un cortocircuito entre dos fases y a tierra, tal como se presenta en la figura 2. 3. Este tipo de cortocircuito presenta características similares al cortocircuito bifásico sin conexión a tierra, pero en este caso hay pérdida de energía hacia tierra. Para calcular este tipo de cortocircuito, además de utilizar las redes de secuencia directa e inversa, es necesario incluir la red de secuencia homopolar debido a la pérdida de energía mencionada [11].

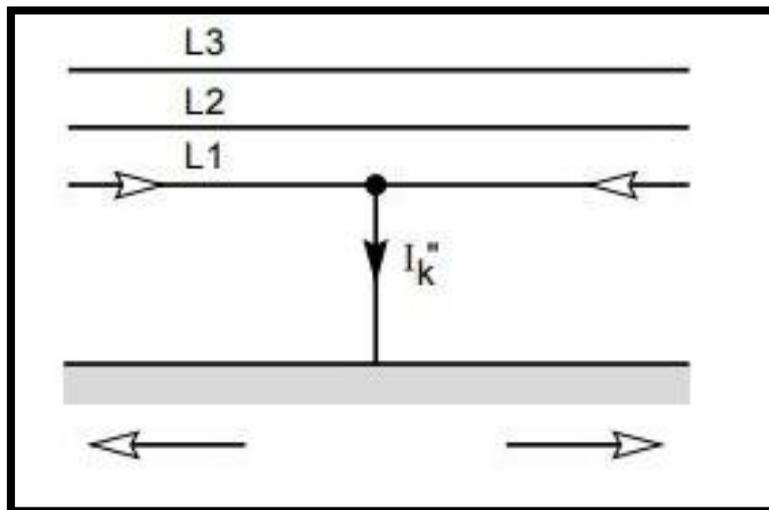


**Figura 2. 1.** Ejemplo de un cortocircuito bifásico a tierra. **Fuente:** [10].

#### 2.2.2.4. Cortocircuito monofásico a Tierra.

Este tipo de cortocircuito ocurre entre una fase y la conexión a tierra tal como se detalla en la figura 2. 4. Es común y se caracteriza por su violencia, especialmente en redes eléctricas firmemente conectadas a tierra o a través de impedancias de bajo valor. El cálculo de este tipo de cortocircuito es crucial debido a las altas corrientes involucradas y a la conexión directa a tierra, lo que facilita la evaluación de las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, así como la valoración de las posibles interferencias causadas por estas corrientes.

Para llevar a cabo el cálculo, dado su naturaleza desequilibrada y las pérdidas de energía hacia tierra, es necesario utilizar las tres redes de secuencia: directa, inversa y homopolar [10].



**Figura 2. 2.** Ejemplo de un cortocircuito monofásico a tierra. **Fuente:** [10].

#### 2.2.3. Corriente de cortocircuito.

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos con una diferencia de potencial eléctrico se conectan directamente entre sí, lo que permite que fluya una corriente excesivamente alta. Este evento sucede cuando la resistencia del circuito disminuye drásticamente, permitiendo que una gran cantidad de corriente pase a través del punto de falla.

La magnitud de la corriente en un cortocircuito depende principalmente de dos factores: las características y el número de fuentes que alimentan el cortocircuito, y la oposición o resistencia que presenta el propio circuito de distribución, conocida como impedancia. Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito incluyen los generadores locales y la generación remota de la red pública. Adicionalmente, los motores sincrónicos y de inducción, que antes de la falla actuaban como cargas, se comportan como generadores por un breve período en condiciones de cortocircuito. Esta

contribución adicional puede incrementar significativamente la magnitud de la corriente de falla. La impedancia del circuito de distribución, que se calcula a partir de la impedancia de cada componente del sistema, también juega un papel crucial en la determinación de la magnitud de la corriente de cortocircuito. Otros factores que influyen incluyen el momento, tipo y ubicación de la falla. Entre las causas más comunes de cortocircuitos en instalaciones comerciales e industriales se encuentran la ruptura o debilitamiento del aislamiento de conductores y equipos, así como los agentes ambientales.

Los efectos de las corrientes de cortocircuito son variados y pueden ser muy destructivos. Los más importantes incluyen el calentamiento de los equipos eléctricos debido al efecto Joule, esfuerzos electromecánicos en las máquinas eléctricas, y la destrucción física del lugar de la falla causada por grandes arcos eléctricos. Uno de los efectos más notables es la interrupción del suministro eléctrico, ya que los dispositivos de protección deben abrir el circuito para despejar la falla y evitar mayores daños. Incluso con un diseño cuidadoso, los sistemas de potencia siempre estarán expuestos a los daños causados por las corrientes de cortocircuito, como sobrecalentamientos y arcos eléctricos destructivos. Por lo tanto, el estudio de las corrientes de cortocircuito debe ser una parte integral del diseño de sistemas de potencia y también cuando se realicen modificaciones a sistemas existentes, para asegurar que los equipos de protección puedan aislar fallas rápidamente y minimizar los daños y riesgos.

#### **2.2.4. Impedancia de secuencia.**

La impedancia de secuencia es un concepto fundamental en el análisis de fallas en sistemas eléctricos. Se utiliza para descomponer las corrientes y tensiones en componentes simétricas, lo que facilita el análisis de cortocircuitos y otros fenómenos transitorios. La impedancia de secuencia se divide en tres categorías: secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. Cada una de estas secuencias representa diferentes condiciones operativas y de falla en el sistema eléctrico.

##### **2.2.4.1. Secuencia Positiva**

La secuencia positiva se refiere a las condiciones normales de operación del sistema eléctrico. En este estado, las tensiones y corrientes en las tres fases son iguales en magnitud, pero desfasadas 120 grados entre sí. Este comportamiento ideal se encuentra en un sistema balanceado sin fallas ni perturbaciones. La impedancia de secuencia positiva se denota como  $Z_1$  y es utilizada para analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones normales y también en algunas condiciones de falla simétrica.

#### **2.2.4.2. Secuencia Negativa**

La secuencia negativa representa condiciones de fallas asimétricas, donde las fases no están balanceadas. En este caso, las tensiones y corrientes en las fases tienen magnitudes iguales, pero están desfasadas 120 grados en el sentido inverso al de la secuencia positiva. La impedancia de secuencia negativa se denota como  $Z_2$ .

#### **2.2.4.3. Secuencia Cero**

La secuencia cero está asociada a fallas a tierra y representa un componente donde todas las fases tienen la misma magnitud y están en fase. Este tipo de secuencia ocurre cuando hay una conexión directa entre una fase y la tierra o entre dos fases y la tierra. La impedancia de secuencia cero se denota como  $Z_0$ .

### **2.2.5. IEC (COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNATIONAL)**

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) es una entidad de normalización global con origen europeo que abarca comités electrotécnicos nacionales. Su misión es promover la colaboración internacional en la normalización en los campos eléctrico y electrónico, emitiendo Normas Internacionales a través de comités técnicos y la participación de comités nacionales e organizaciones internacionales [12].

#### **2.2.5.1. NORMA IEC 60909**

La sección de la norma IEC 60909 describe un método práctico basado en el teorema de Thévenin para calcular corrientes de cortocircuito. Este enfoque implica reemplazar todas las fuentes de alimentación y máquinas con impedancias equivalentes. Su utilidad radica en su aplicabilidad a ingenieros no especializados familiarizados con componentes simétricos. Este enfoque simplificado es valioso para realizar estimaciones rápidas y aproximadas de corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos, especialmente en etapas de diseño preliminar o en situaciones donde la complejidad del sistema no requiere una precisión extrema. Sin embargo, es importante tener en cuenta sus limitaciones, ya que puede subestimar o sobreestimar las corrientes en comparación con métodos más detallados de análisis de cortocircuitos [13].

### **2.2.6. DIGSILENT POWER FACTORY**

El software DIGSILENT POWER FACTORY ofrece la capacidad de realizar simulaciones digitales de fallas eléctricas. El programa te permite realizar cálculos detallados de sistemas eléctricos utilizando modelos matemáticos, asegurándote de que cumplan con los estándares marcados por regulaciones internacionales como la IEC y ANSI [14].

## CAPÍTULO 3

### 3. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO.

#### 3.1. Descripción del Sistema Industrial.

El sistema industrial objeto de estudio está basado en un diagrama típico de la normativa IEEE Std 141-1993, también conocida como el "Red Book". Este diagrama se utiliza comúnmente en la planificación y diseño de sistemas eléctricos industriales y comerciales. A continuación, se detallan los componentes y características principales del sistema:

##### 3.1.1. Diagrama del Sistema.

El diagrama del sistema industrial incluye varios componentes esenciales que trabajan juntos para garantizar un suministro eléctrico confiable y seguro. Los principales elementos del diagrama son:

##### 3.1.1.1. Generadores:

Son las fuentes primarias de energía eléctrica en el sistema. Los generadores convierten la energía mecánica en energía eléctrica y deben estar diseñados para soportar las cargas del sistema y responder adecuadamente a las condiciones de falla (IEEE Std 141-1993) [15]. Los generadores en sistemas industriales suelen ser síncronos debido a su capacidad de mantener una velocidad constante y su sincronización con la red eléctrica (IEEE Std 399-1997) [16].

##### 3.1.1.2. Transformadores:

Estos dispositivos se utilizan para cambiar los niveles de tensión en el sistema. Los transformadores son cruciales para la transmisión eficiente de energía eléctrica y para conectar diferentes partes del sistema que operan a distintos niveles de tensión (IEEE Std 141-1993) [15]. Los transformadores pueden ser de varios tipos, incluyendo transformadores de distribución y de potencia, cada uno con especificaciones particulares para manejar diferentes niveles de voltaje y carga (IEC 60076-5:2006) [17].

##### 3.1.1.3. Líneas de Transmisión y Distribución:

Las líneas de transmisión transportan la energía eléctrica desde los generadores hasta los centros de carga. Las líneas de distribución distribuyen la energía a los consumidores finales. Estas líneas deben diseñarse para minimizar las pérdidas y mantener la estabilidad del sistema (IEEE Std 141-1993) [15]. La elección de los conductores, la configuración de las torres y el aislamiento son aspectos críticos en el diseño de estas líneas (IEC 60255-151:2009) [18].

#### **3.1.1.4. Dispositivos de Protección:**

Incluyen interruptores automáticos, relés de protección y fusibles. Estos dispositivos detectan condiciones de falla y desconectan las partes afectadas del sistema para evitar daños mayores y garantizar la seguridad (IEEE Std 141-1993) [15]. Los sistemas de protección deben estar coordinados para asegurar una respuesta rápida y adecuada a las fallas, minimizando el impacto en el resto del sistema (IEEE Std 242-2001) [19].

#### **3.1.2. Configuración del Sistema.**

El sistema industrial se configura de acuerdo con las prácticas recomendadas por la (IEEE Std 141-1993) [15], que incluye las siguientes características:

Configuración de la Red: La red puede ser radial, en anillo o en malla, dependiendo de los requisitos específicos del sistema y la importancia de la continuidad del suministro eléctrico (IEEE Std 141-1993) [15]. Las redes radiales son simples y económicas, pero menos confiables en comparación con las redes en anillo o en malla que proporcionan múltiples rutas para el flujo de energía (IEEE Std 399-1997) [16].

##### **3.1.2.1. Capacidad de Carga:**

El sistema está diseñado para manejar la carga máxima prevista, con márgenes de seguridad para acomodar variaciones en la demanda y condiciones de emergencia (IEEE Std 141-1993) [15]. Es crucial realizar estudios de demanda y proyecciones de crecimiento para dimensionar adecuadamente los componentes del sistema (IEC 60947-2) [20].

##### **3.1.2.2. Coordinación de Protecciones:**

La coordinación de los dispositivos de protección es fundamental para asegurar que cada dispositivo opere correctamente en caso de una falla, aislando únicamente la sección afectada sin desconectar innecesariamente otras partes del sistema (IEEE Std 141-1993) [15]. Esto incluye el ajuste adecuado de los relés de sobre corriente y los tiempos de respuesta de los interruptores automáticos (IEC 61850) [21].

### **3.2. Modelado en DIGSILENT POWER FACTORY**

El modelado de un sistema industrial en DIGSILENT PowerFactory [14] es una tarea fundamental para realizar análisis de cortocircuito y evaluar la coordinación de protecciones bajo normativas ANSI e IEC. A continuación se describen los pasos y consideraciones esenciales para el modelado de este sistema.

### 3.2.1. Introducción a DIgSILENT PowerFactory.

DIgSILENT PowerFactory es una herramienta avanzada de simulación y análisis de sistemas eléctricos que permite a los ingenieros diseñar, modelar y evaluar redes eléctricas complejas. Sus capacidades incluyen análisis de flujo de carga, estabilidad, cortocircuito, armónicos y estudios de protección [14].

### 3.3. Proceso de Modelado.

#### 3.3.1. Creación del Diagrama del Sistema:

El primer paso en el modelado es la creación del diagrama del sistema eléctrico, que debe reflejar fielmente el diagrama industrial basado en la IEEE Std 141-1993 [15], tal como se representa en la figura 3. 1. Este diagrama incluirá todos los componentes esenciales, como generadores, transformadores, líneas de transmisión y dispositivos de protección.

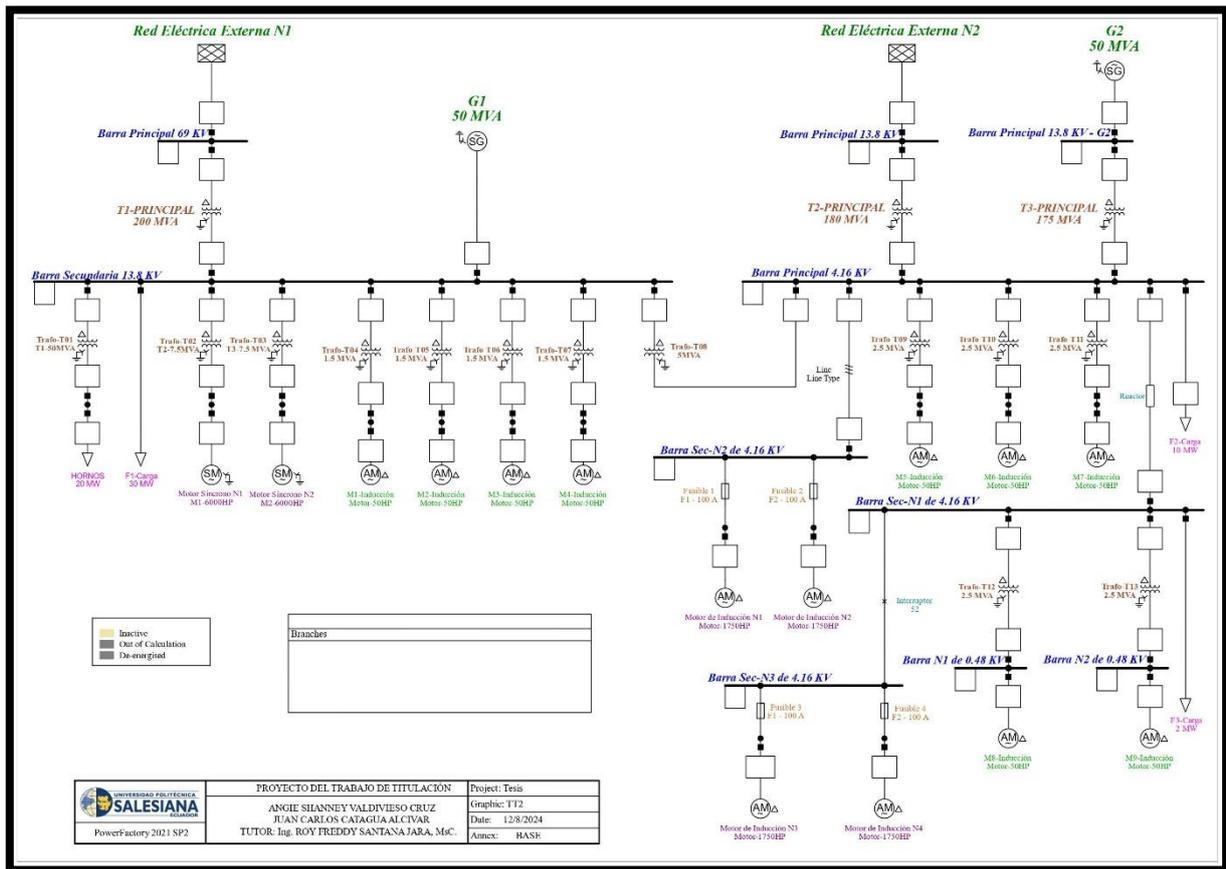


Figura 3. 1. Diagrama Base Principal. Fuente: Los Autores.

### 3.3.2. Configuración de Parámetros:

Cada componente del sistema debe configurarse con sus parámetros específicos. Esto incluye la impedancia de los generadores y transformadores, las características de las líneas de transmisión y los ajustes de los dispositivos de protección.

#### 3.3.2.1. Grid:

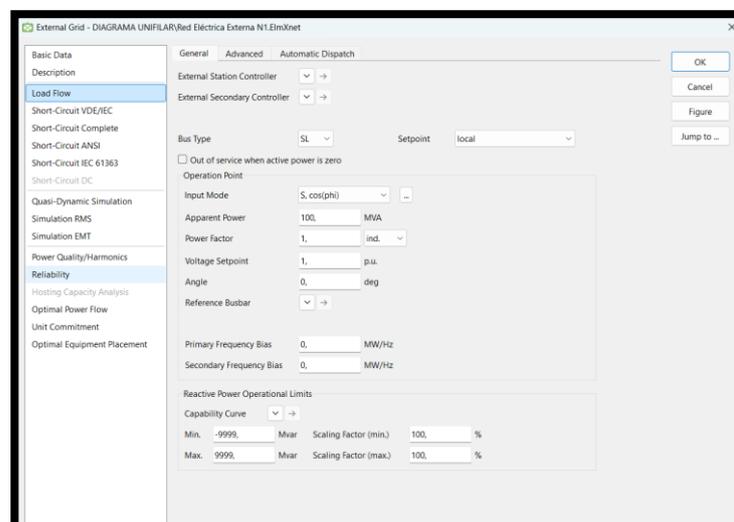
Los parámetros de las redes externas se configuraron de acuerdo con el diagrama industrial descrito en el Capítulo 4 de la norma ANSI/IEEE Std 141-1993. Los parámetros de las redes eléctricas externas se detallan en la tabla 3. 1., dichos parámetros fueron agregado al modelo base en el software de Power Factory DigSilent.

**Tabla 3. 1.** Configuración de parámetros de las GRID del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

RED ELÉCTRICA EXTERNA N1 Y & RED ELÉCTRICA EXTERNA N2						
Elemento del Capítulo 4 ANSI/IEEE Std. 141-1993	Elemento en DigSilent	Nombre Editado	Potencia (MVA)	FP	X/R	R/X
Sistema a 69 KV 1000 MVA DISPONIBLES X/R=22	External Grid	Red Eléctrica Externa N1	100	1	22	0.05
Sistema a 48 KV 1000 MVA DISPONIBLES X/R=22	External Grid	Red Eléctrica Externa N2	80	1	9	0.1

- **Sistema a 69 KV de 100 MVA.**

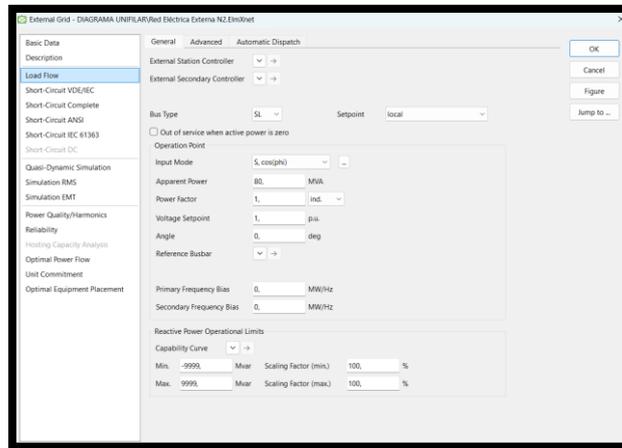
La Red Externa N1 se configuró con una potencia aparente de 100 MVA, un factor de potencia de 1.0, un setpoint de voltaje de 1.0 p.u., y un ángulo de 0 grados, tal como se muestra en la figura 3. 2.



**Figura 3. 2.** Configuración de parámetros de la GRID 69 kV. **Fuente:** Los Autores.

- **Sistema a 13.8 KV de 80 MVA.**

La Red Externa N2 se configuró con una potencia aparente de 800 MVA, un factor de potencia de 1.0, un voltaje de 1.0 p.u., tal como se da a conocer en la figura 3. 3.



**Figura 3. 3.** Configuración de parámetros de la GRID 13.8 kV. **Fuente:** Los Autores.

### 3.3.2.2. Generadores:

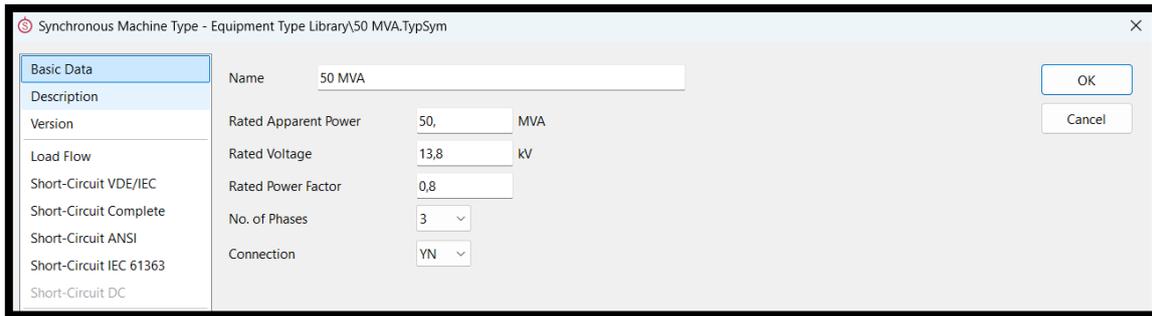
Los generadores fueron configurado como una máquina síncrona de 50 MVA, 13.8 kV, con un factor de potencia de 0.8, en un sistema trifásico con conexión YN, tal como se muestran en la tabla 3. 2.

**Tabla 3. 2.** Configuración de parámetros de los Generadores del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

<b>FUENTES DE GENERACIÓN G1 Y G2</b>						
<b>Elemento del Capítulo 4 ANSI/IEEE Std. 141-1993</b>	<b>Elemento en DigSilent</b>	<b>Nombre Editado</b>	<b>Potencia (MVA)</b>	<b>Despacho en MVA</b>	<b>KV</b>	<b>FP</b>
G1	Synchronous Machine	G1	50	35	13.8	0.8
G2	Synchronous Machine	G2	50	10	13.8	0.8

- **Generador zona A.**

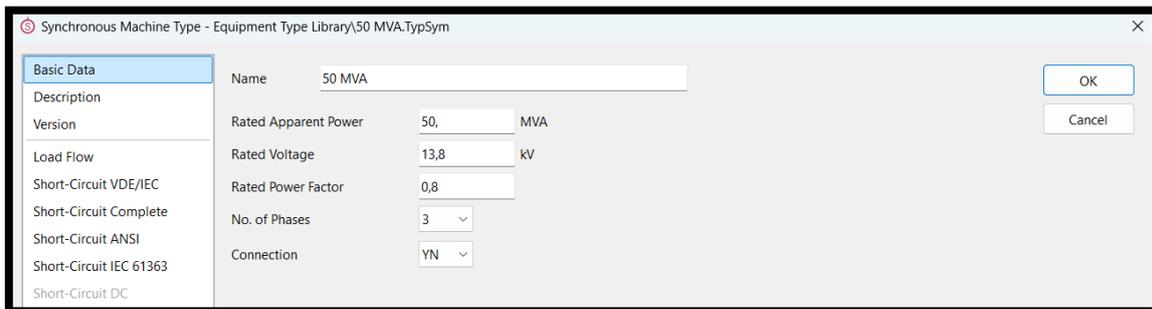
Los parámetros eléctricos del generador de la zona A que fueron agregados en el software de Power Factory DigSilent se describen en la figura 3. 4.



**Figura 3. 4.** Configuración de parámetros del generador 1. **Fuente:** Los Autores.

- **Generador zona B.**

Los parámetros eléctricos del generador de la zona B que fueron agregados en el software de Power Factory DigSilent se detallan en la figura 3. 5.



**Figura 3. 5.** Configuración de parámetros del generador 2. **Fuente:** Los Autores.

### 3.3.2.3. Transformadores:

Los transformadores de potencia del sistema fueron configurados con sus respectivas características técnicas, tales como potencia nominal, grupo vectorial, relación de transformación, y valores de resistencia y reactancia, tal como se puede apreciar en la tabla 3. 3.

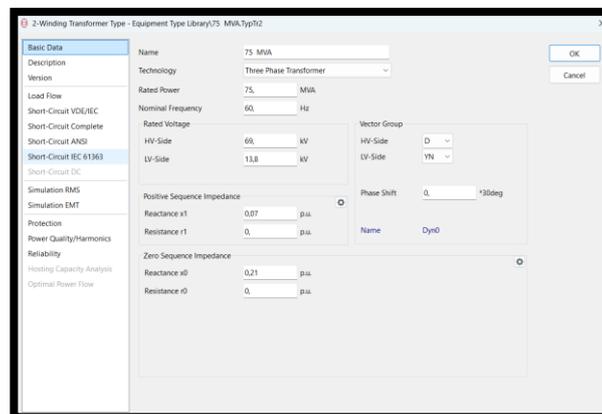
**Tabla 3. 3.** Configuración de parámetros de los Transformadores del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE TODO EL SISTEMA						
Nombre Editado	Elemento en DigSilent	Potencia (MVA)	Grupo Vectorial	Relación	Resistencia R1 (pu)	Reactancia X1 (pu)
T1-PRINCIPAL 200 MVA	2-Winding Transformer	75	DYN0	69/13.8	0	0.07
T2-PRINCIPAL 180 MVA	2-Winding Transformer	60	DYN0	13.8/4.16	0.004	0.07
T3-PRINCIPAL 175 MVA	2-Winding Transformer	50	DYN0	13.8/4.16	0	0.06

Trafo-T01 T1-50MVA	2-Winding Transformer	50	DYN0	13.8/4.16	0	0.03
Trafo-T02 T2-7.5MVA	2-Winding Transformer	7.5	DYN0	13.8/4.16	0	0.06
Trafo-T03 T3-7.5MVA	2-Winding Transformer	7.5	DYN0	13.8/4.16	0	0.06
Trafo-T04 1.5MVA	2-Winding Transformer	1.5	DYN0	13.8/0.48	0	0.06
Trafo-T05 1.5MVA	2-Winding Transformer	1.5	DYN0	13.8/0.48	0	0.06
Trafo-T06 1.5MVA	2-Winding Transformer	1.5	DYN0	13.8/0.48	0	0.06
Trafo-T07 1.5MVA	2-Winding Transformer	1.5	DYN0	13.8/0.48	0	0.06
Trafo-T08 1.5MVA	2-Winding Transformer	30	DYN0	13.8/4.16	0	0.06
Trafo-T09 1.5MVA	2-Winding Transformer	2.5	DYN0	4.16/0.48	0	0.06
Trafo-T10 1.5MVA	2-Winding Transformer	2.5	DYN0	4.16/0.48	0	0.06
Trafo-T11 1.5MVA	2-Winding Transformer	2.5	DYN0	4.16/0.48	0	0.06
Trafo-T12 2.5 MVA	2-Winding Transformer	2.5	DYN0	4.16/0.48	0	0.06
Trafo-T13 2.5 MVA	2-Winding Transformer	2.5	DYN0	4.16/0.48	0	0.06

- **Transformador principal de 69/13.8 KV.**

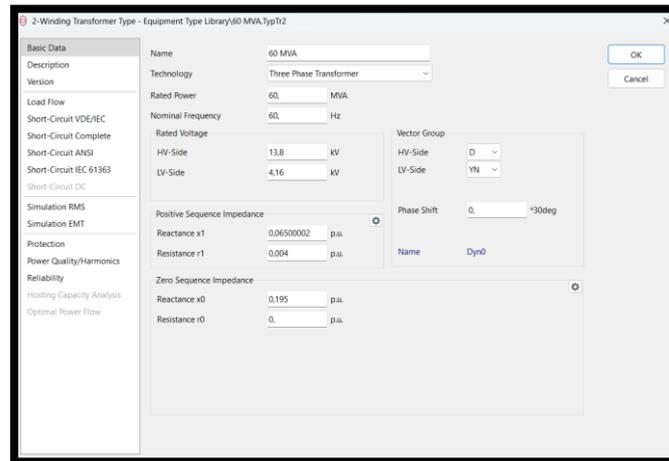
El Transformador Principal T1 se configuró con una potencia nominal de 200 MVA, una frecuencia de 60 Hz, y una relación de voltaje de 69 kV en el lado de alta tensión y 13.8 kV en el lado de baja tensión. La reactancia de secuencia positiva se estableció en 0.07 p.u. y la de secuencia cero en 0.21 p.u., con un grupo vectorial Dyn0, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se muestra en la figura 3. 6.



**Figura 3. 6.** Configuración de parámetros del transformador principal. **Fuente:** Los Autores.

- **Transformador de 60 MVA.**

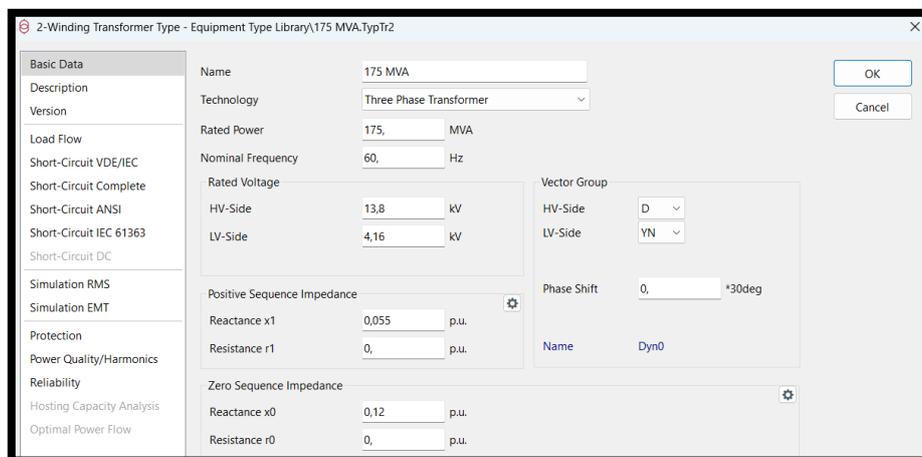
El transformador se configuró con una potencia nominal de 60 MVA, frecuencia de 60 Hz, y una relación de voltaje de 13.8 kV en el lado de alta tensión y 4.16 kV en el lado de baja tensión. La reactancia de secuencia positiva es 0.065 p.u. y la de secuencia cero es 0.195 p.u., estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se representa en la figura 3. 7.



**Figura 3. 7.** Configuración de parámetros del transformador de 60 MVA. **Fuente:** Los Autores.

- **Transformador de 50 MVA.**

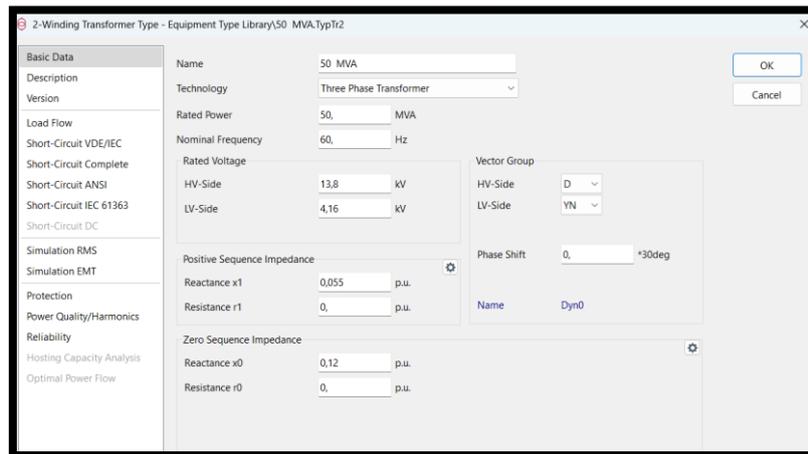
El transformador fue configurado con una potencia nominal de 50 MVA, frecuencia de 60 Hz, y voltajes nominales de 13.8 kV en el lado de alta tensión y 4.16 kV en el lado de baja tensión. La reactancia de secuencia positiva se estableció en 0.055 p.u. y la de secuencia cero en 0.12 p.u., con un grupo vectorial Dyn0 y un desfase de 30 grados, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se representa en la figura 3. 8.



**Figura 3. 8.** Configuración de parámetros del transformador de 50 MVA. **Fuente:** Los Autores.

- **Transformador de 50 MVA.**

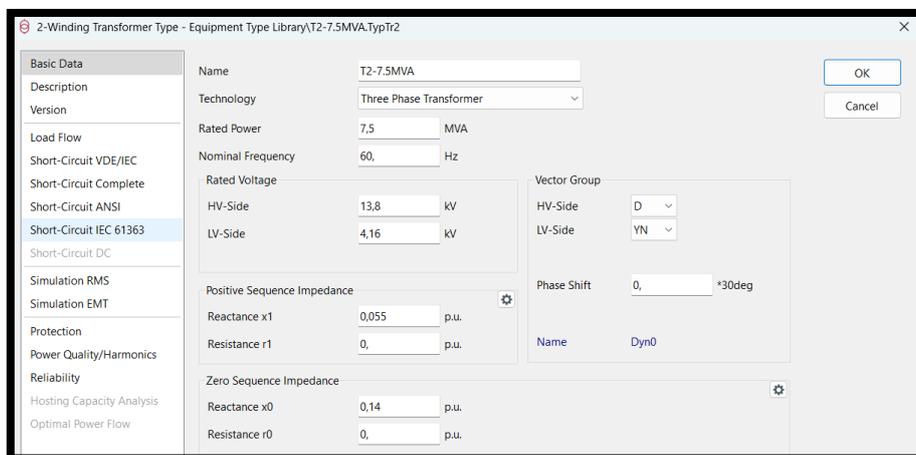
El transformador se configuró con una potencia nominal de 50 MVA, una frecuencia de 60 Hz, y voltajes de 13.8 kV en el lado de alta tensión y 4.16 kV en el lado de baja tensión. La reactancia de secuencia positiva y la de secuencia cero se establecieron ambas en 0.03 p.u., con un grupo vectorial Dyn0 y un desfase de 30 grados, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se detalla en la figura 3. 9.



**Figura 3. 9.** Configuración de parámetros del transformador de 50 MVA. **Fuente:** Los Autores.

- **Transformador de 7.5 MVA.**

El transformador se configuró con una potencia nominal de 7.5 MVA, una frecuencia de 60 Hz, y voltajes de 13.8 kV en el lado de alta tensión y 4.16 kV en el lado de baja tensión. La reactancia de secuencia positiva se estableció en 0.055 p.u. y la de secuencia cero en 0.14 p.u., con un grupo vectorial Dyn0 y un desfase de 30 grados, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se muestra en la figura 3. 10.



**Figura 3. 10.** Configuración de parámetros del transformador de 7.5 MVA. **Fuente:** Los Autores.

- **Transformador de 1.5 MVA.**

El transformador fue configurado con una potencia nominal de 1.5 MVA, frecuencia de 60 Hz, y voltajes de 13.8 kV en el lado de alta tensión y 0.48 kV en el lado de baja tensión. La reactancia de secuencia positiva es de 0.055 p.u. y la de secuencia cero es de 0.1 p.u., con un grupo vectorial Dyn0 y un desfase de 30 grados, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se da a conocer en la figura 3. 11.

**Figura 3. 11.** Configuración de parámetros del transformador de 1.5 MVA. **Fuente:** Los Autores.

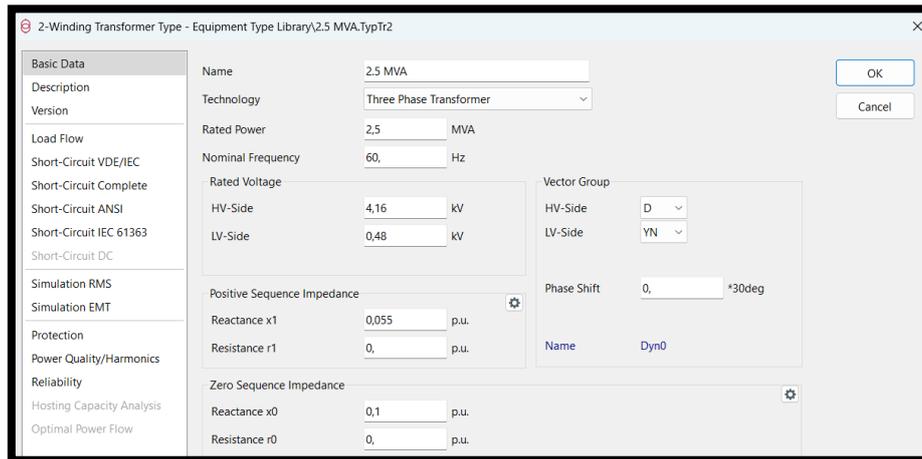
- **Transformador de 5 MVA.**

El transformador se configuró con 5 MVA, 60 Hz, y voltajes de 13.8 kV en alta tensión y 4.16 kV en baja tensión. La reactancia de secuencia positiva es 0.055 p.u. y la de secuencia cero es 0.16 p.u., con grupo vectorial Dyn0 y un desfase de 30 grados, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se muestra en la figura 3. 12.

**Figura 3. 12.** Configuración de parámetros del transformador de 5 MVA. **Fuente:** Los Autores.

- **Transformador de 2.5 MVA.**

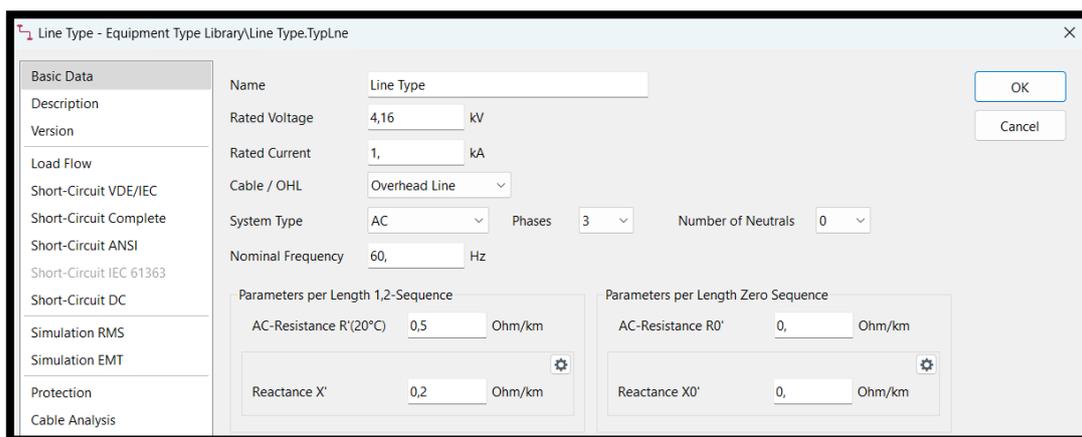
El transformador se configuró con 2.5 MVA, 60 Hz, y voltajes de 4.16 kV en alta tensión y 0.48 kV en baja tensión. La reactancia de secuencia positiva es 0.055 p.u. y la de secuencia cero es 0.1 p.u., con grupo vectorial Dyn0 y un desfase de 30 grados, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se presenta en la figura 3. 13.



**Figura 3. 13.** Configuración de parámetros del transformador de 2.5 MVA. **Fuente:** Los Autores.

### 3.3.2.4. Líneas de Transmisión:

Para las líneas de transmisión, se configuraron la longitud, la impedancia por unidad de longitud, y los parámetros de carga, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se visualiza en la figura 3. 14.



**Figura 3. 14.** Configuración de parámetros de la Línea 1. **Fuente:** Los Autores.

### 3.3.2.5. Motores:

Los motores fueron configurados según su potencia nominal, tensión, y las impedancias de secuencia positiva y negativa, y estos se dividen en tres categorías.

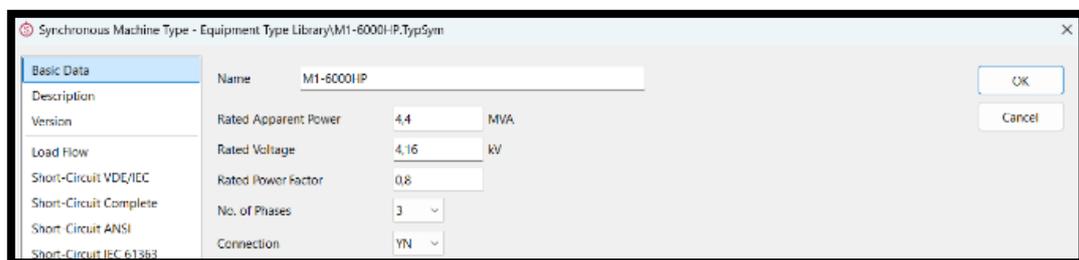
- *Motores síncronos de media tensión 4.16 kV.*

Los Motores síncronos de media tensión 4.16 kV, forman parte del modelo del Diagrama Unifilar Base y contempla parámetros técnicos que se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se visualiza en la tabla 3. 4.

**Tabla 3. 4.** Configuración de parámetros de los Motores síncronos de media tensión 4.16 kV del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

MOTORES SÍNCRONOS DE MEDIA TENSIÓN 4.16 KV						
Elemento del Capítulo 4 ANSI/IEEE Std. 141-1993	Elemento en DigSilent	Nombre Editado	Potencia Aparente Nominal (MVA)	Voltaje Nominal (kV)	FP	Despacho en MW
MOTOR SÍNCRONO DEL LADO S5	Synchronous Machine	Motor Síncrono N1 M1-6000HP	4.4	4.16	0.8	2.75
MOTOR SÍNCRONO DEL LADO S5	Synchronous Machine	Motor Síncrono N2 M2-6000HP	4.4	4.16	0.8	2.75

El motor síncrono M1-6000HP se configuró con una potencia aparente de 4.4 MVA, un voltaje de 4.16 kV, y un factor de potencia de 0.8. Está conectado en un sistema trifásico con una conexión YN, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se visualiza en la figura 3. 15.



**Figura 3. 15.** Configuración de parámetros de los Motores síncronos de media tensión 4.16 kV.

**Fuente:** Los Autores.

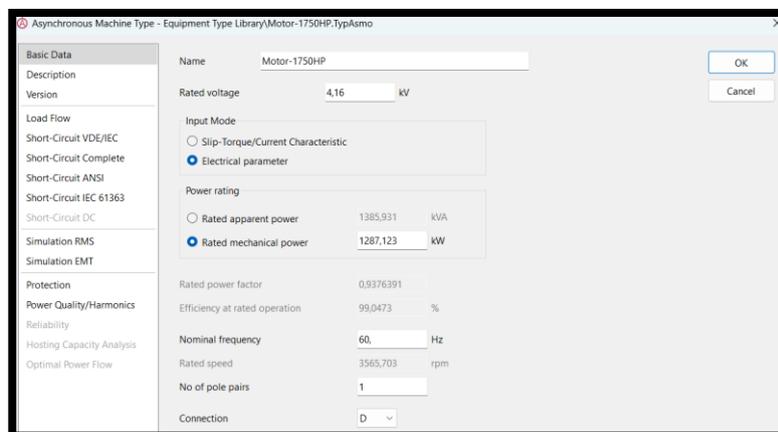
- **Motores asíncronos de media tensión 4.16 kV.**

Los Motores asíncronos de media tensión 4.16 kV, forman parte del modelo del Diagrama Unifilar Base y contempla parámetros técnicos que se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se detalla en la tabla 3. 5.

**Tabla 3. 5.** Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de media tensión 4.16 kV del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

MOTORES ASÍNCRONOS DE MEDIA TENSIÓN 4.16 KV						
Elemento del Capítulo 4 ANSI/IEEE Std. 141-1993	Elemento en DigSilent	Nombre Editado	Potencia Mecánica Nominal (KW)	Voltaje Nominal (kV)	FP	Eficiencia en porcentaje
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S7	Asynchronous Machine	Motor de Inducción N1 Motor-1750HP	1287.12	4.16	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S7	Asynchronous Machine	Motor de Inducción N2 Motor-1750HP	1287.12	4.16	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S9	Asynchronous Machine	Motor de Inducción N3 Motor-1750HP	1287.12	4.16	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S9	Asynchronous Machine	Motor de Inducción N4 Motor-1750HP	1287.12	4.16	0.94	99.05

El motor asíncrono Motor-1750HP se configuró con un voltaje de 4.16 kV, una potencia mecánica nominal de 1287.13 kW, y una potencia aparente de 1385.93 kVA. Funciona a una frecuencia de 60 Hz y una velocidad nominal de 3565.70 rpm, con 1 par de polos y una conexión en delta  $\Delta$ , estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se visualiza en la figura 3. 16.



**Figura 3. 16.** Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de media tensión 4.16 kV.

**Fuente:** Los Autores.

- **Motores asíncronos de baja tensión 480 V.**

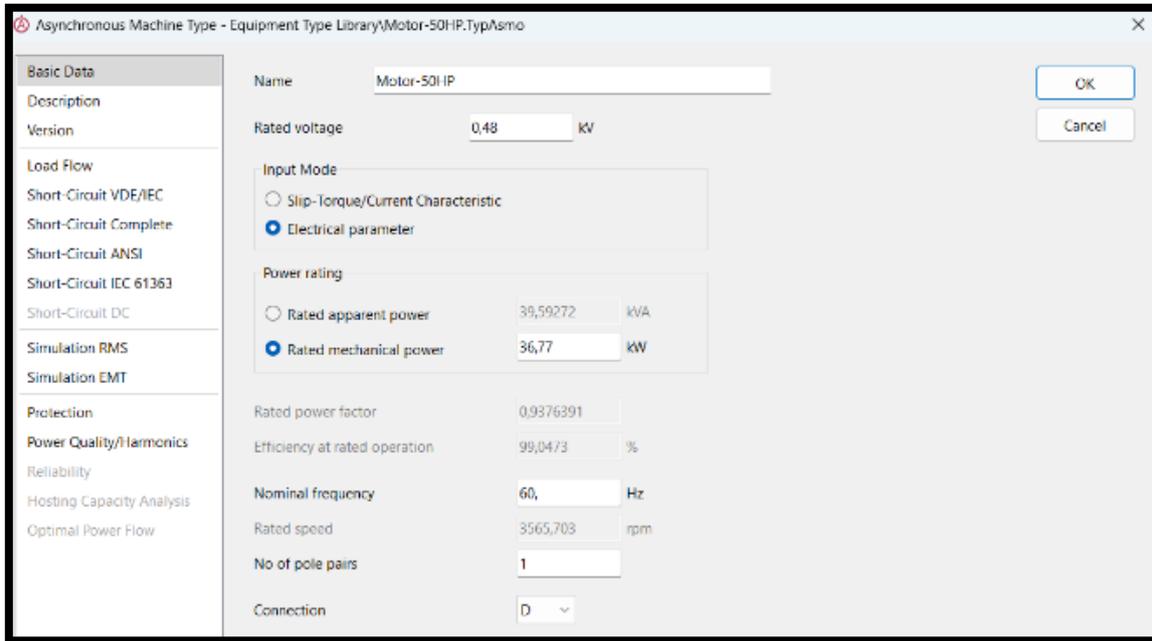
Los Motores asíncronos de baja tensión 480 V, forman parte del modelo del Diagrama Unifilar Base y contempla parámetros técnicos que se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se da a conocer en la tabla 3. 6.

**Tabla 3. 6.** Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de baja tensión 480 V del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

<b>MOTORES ASÍNCRONOS DE BAJA TENSIÓN 0.48 KV</b>						
<b>Elemento del Capítulo 4 ANSI/IEEE Std. 141-1993</b>	<b>Elemento en DigSilent</b>	<b>Nombre Editado</b>	<b>Potencia Mecánica Nominal (KW)</b>	<b>Voltaje Nominal (kV)</b>	<b>FP</b>	<b>Eficiencia en porcentaje</b>
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S6	Asynchronous Machine	M1-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S6	Asynchronous Machine	M2-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S6	Asynchronous Machine	M3-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S6	Asynchronous Machine	M4-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S8	Asynchronous Machine	M5-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S8	Asynchronous Machine	M6-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S8	Asynchronous Machine	M7-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S10	Asynchronous Machine	M8-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05
MOTOR DE INDUCCIÓN DEL LADO S10	Asynchronous Machine	M9-Inducción Motor-50HP	36.77	0.48	0.94	99.05

El motor asíncrono Motor-50HP se configuró con un voltaje de 0.48 kV, una potencia mecánica nominal de 36.77 kW, y una potencia aparente de 39.59 kVA. Funciona a una frecuencia de 60 Hz y una velocidad nominal de 3565.703 rpm, con 1 par de polos y una conexión en delta  $\Delta$ , estos

parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se visualiza en la figura 3. 17.



**Figura 3. 17.** Configuración de parámetros de los Motores asíncronos de baja tensión 480 V.

**Fuente:** Los Autores.

### 3.3.2.6. Cargas:

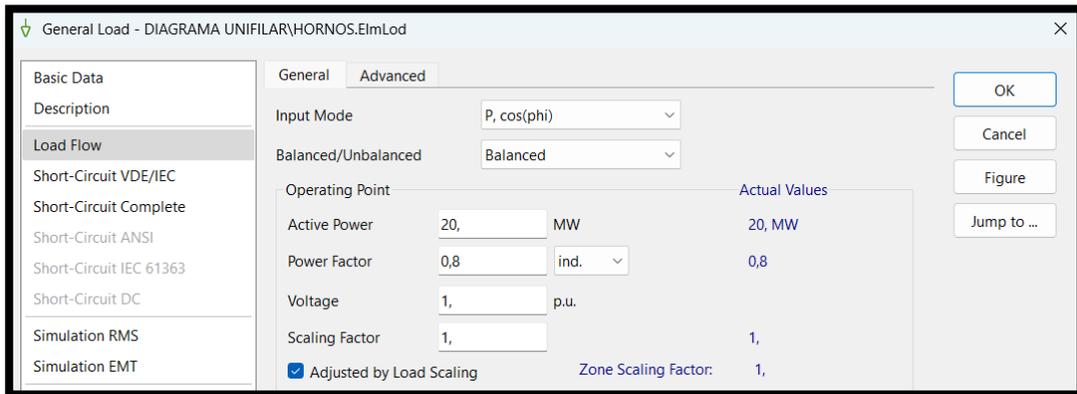
Las cargas generales en el diagrama unifilar fueron configuradas con sus respectivas potencias activas y factores de potencia, estos parámetros técnicos se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se detalla en la tabla 3. 7.

**Tabla 3. 7.** Configuración de parámetros de las Cargas del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

<b>CARGAS GENERALES EN EL DIAGRAMA UNIFILAR</b>				
<b>Elemento del Capítulo 4 ANSI/IEEE Std. 141- 1993</b>	<b>Elemento en DigSilent</b>	<b>Nombre Editado</b>	<b>Potencia Activa (MW)</b>	<b>FP</b>
F1	General Load	F1-Carga	30	0.8
F2	General Load	F2-Carga	10	0.8
F3	General Load	F3-Carga	2	0.8
25 MVA DE HORNOS	General Load	HORNOS 20 MW	2	0.8

- **Carga de 20 MW.**

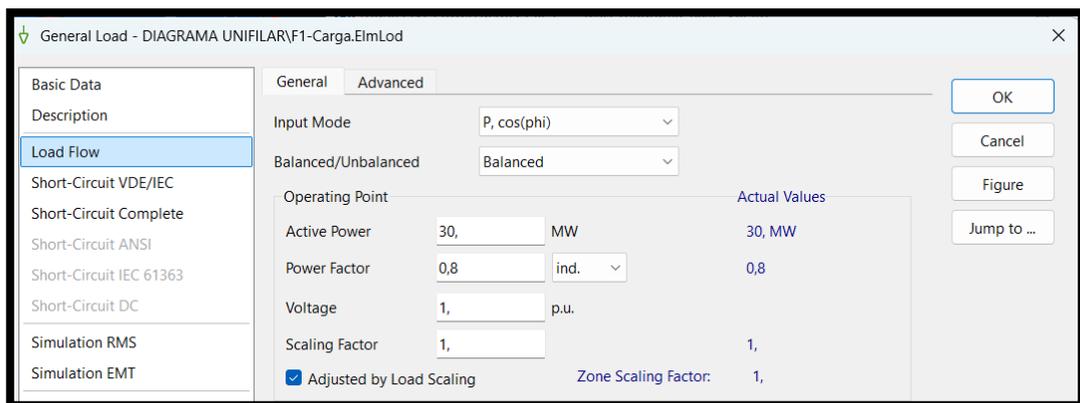
La carga HORNOS fue configurada con una potencia activa de 20 MW y un factor de potencia de 0.8 en modo equilibrado. El voltaje de operación se estableció en 1.0 p.u., y se ajustó utilizando un factor de escalado de carga de 1, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se muestra en la figura 3. 18.



**Figura 3. 18.** Configuración de parámetros de la Carga de 20 MW. **Fuente:** Los Autores.

- **Carga de 30 MW.**

La carga F1-Carga fue configurada con una potencia activa de 30 MW y un factor de potencia de 0.8 en modo equilibrado. El voltaje de operación se estableció en 1.0 p.u., y se ajustó con un factor de escalado de carga de 1, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se presenta en la figura 3. 19.

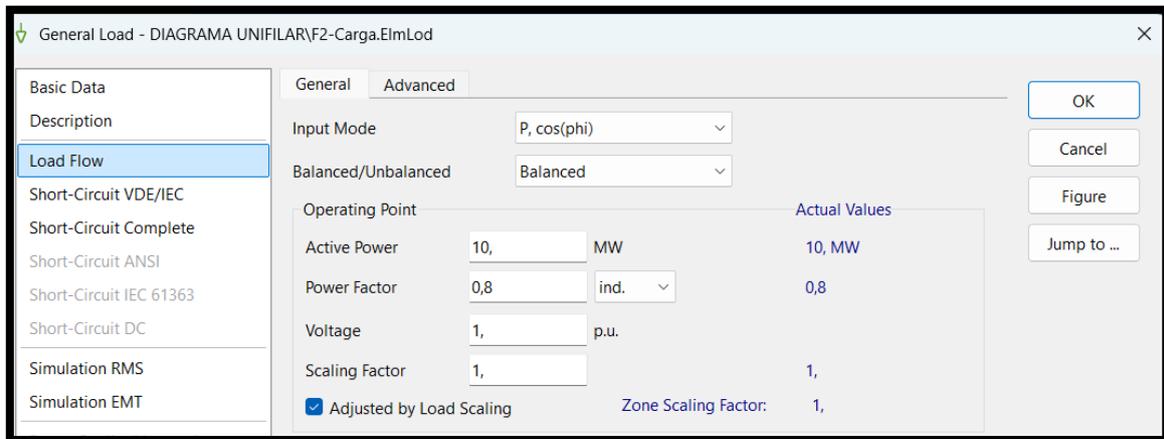


**Figura 3. 19.** Configuración de parámetros de la Carga de 30 MW. **Fuente:** Los Autores.

- **Carga de 10 MW.**

La carga F2-Carga fue configurada con una potencia activa de 10 MW y un factor de potencia de 0.8 en modo equilibrado. El voltaje de operación se estableció en 1.0 p.u., y se ajustó con un factor de

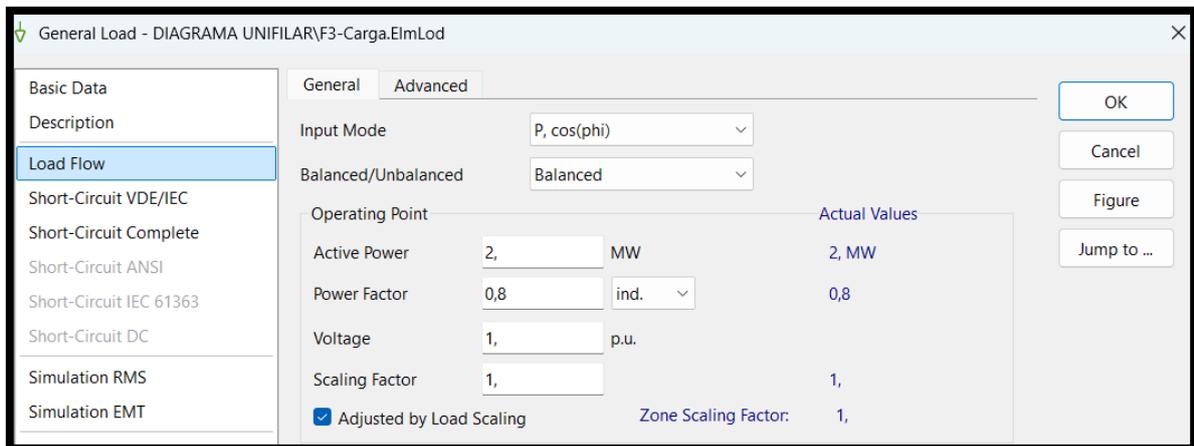
escalado de carga de 1, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se presenta en la figura 3. 20.



**Figura 3. 20.** Configuración de parámetros de la Carga de 10 MW. **Fuente:** Los Autores.

- **Carga de 2 MW.**

La carga F3-Carga fue configurada con una potencia activa de 2 MW y un factor de potencia de 0.8, en un sistema equilibrado. El voltaje de operación se estableció en 1.0 p.u., con un factor de escalado de 1, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se da a conocer en la figura 3. 21.



**Figura 3. 21.** Configuración de parámetros de la Carga de 2 MW. **Fuente:** Los Autores.

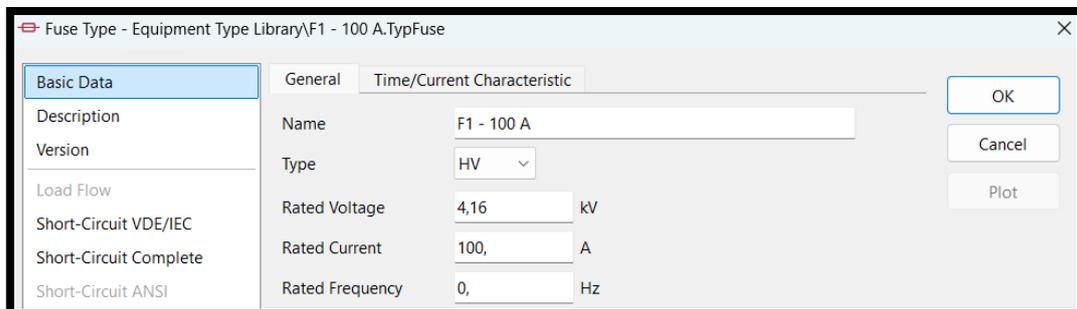
### 3.3.2.7. Fusibles:

Se configuraron los fusibles en el diagrama unifilar, especificando su amperaje y otros parámetros relevantes, cuyos parámetros técnicos se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se muestra en la tabla 3. 8.

**Tabla 3. 8.** Configuración de parámetros de los Fusibles del diagrama del capítulo 4 de la ANSI/IEEE STD 141. **Fuente:** Los Autores.

<b>FUSIBLES EN EL DIAGRAMA UNIFILAR</b>			
<b>Elemento del Capítulo 4 ANSI/IEEE Std. 141-1993</b>	<b>Elemento en DigSilent</b>	<b>Nombre Editado</b>	<b>Amperaje (A)</b>
FUSIBLE EN EL LADO DE S7	Fuse	Fusible 1 F1 - 100 A	100
FUSIBLE EN EL LADO DE S7	Fuse	Fusible 2 F2 - 100 A	100
FUSIBLE EN EL LADO DE S8	Fuse	Fusible 3 F2 - 100 A	100
FUSIBLE EN EL LADO DE S9	Fuse	Fusible 4 F2 - 100 A	100

El fusible F1 - 100 A se configuró con un voltaje nominal de 4.16 kV y una corriente nominal de 100 A. Este fusible está clasificado para alta tensión (HV) y no se especifica una frecuencia nominal, estos parámetros se agregaron en el software de Power Factory DigSilent tal como se detalla en la figura 3. 22.



**Figura 3. 22.** Configuración de parámetros de los Fusibles. **Fuente:** Los Autores.

## CAPÍTULO 4

### **4. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL BAJO NORMATIVAS ANSI E IEC, SIMULADOS EN DIGSILENT POWER FACTORY.**

En este apartado, se realiza un análisis detallado de los cortocircuitos en un sistema industrial, aplicando las normativas internacionales ANSI e IEC. Se describen los procedimientos y metodologías utilizadas para modelar y simular el comportamiento del sistema eléctrico bajo diferentes escenarios de fallas, utilizando el software DIgSILENT PowerFactory.

El estudio incluye un análisis de flujo de carga que permite evaluar el estado operativo del sistema antes de la ocurrencia de fallas, proporcionando una base sólida para entender el impacto de los cortocircuitos en las condiciones normales de operación. A continuación, se llevan a cabo simulaciones exhaustivas de escenarios de cortocircuito, tanto simétricos como asimétricos, siguiendo las directrices establecidas por las normativas IEC y ANSI. Estas simulaciones permiten comparar y contrastar la respuesta del sistema bajo ambos estándares, ofreciendo una visión integral de las capacidades y limitaciones de los dispositivos de protección instalados, así como la efectividad de las configuraciones de protección propuestas para garantizar la seguridad y continuidad operativa del sistema industrial.

#### **4.1. Flujo de carga:**

Después de configurar todos los componentes, se realizó un análisis de flujo de carga para evaluar el comportamiento del sistema bajo las condiciones configuradas, tal como se visualiza en la figura 4.1.

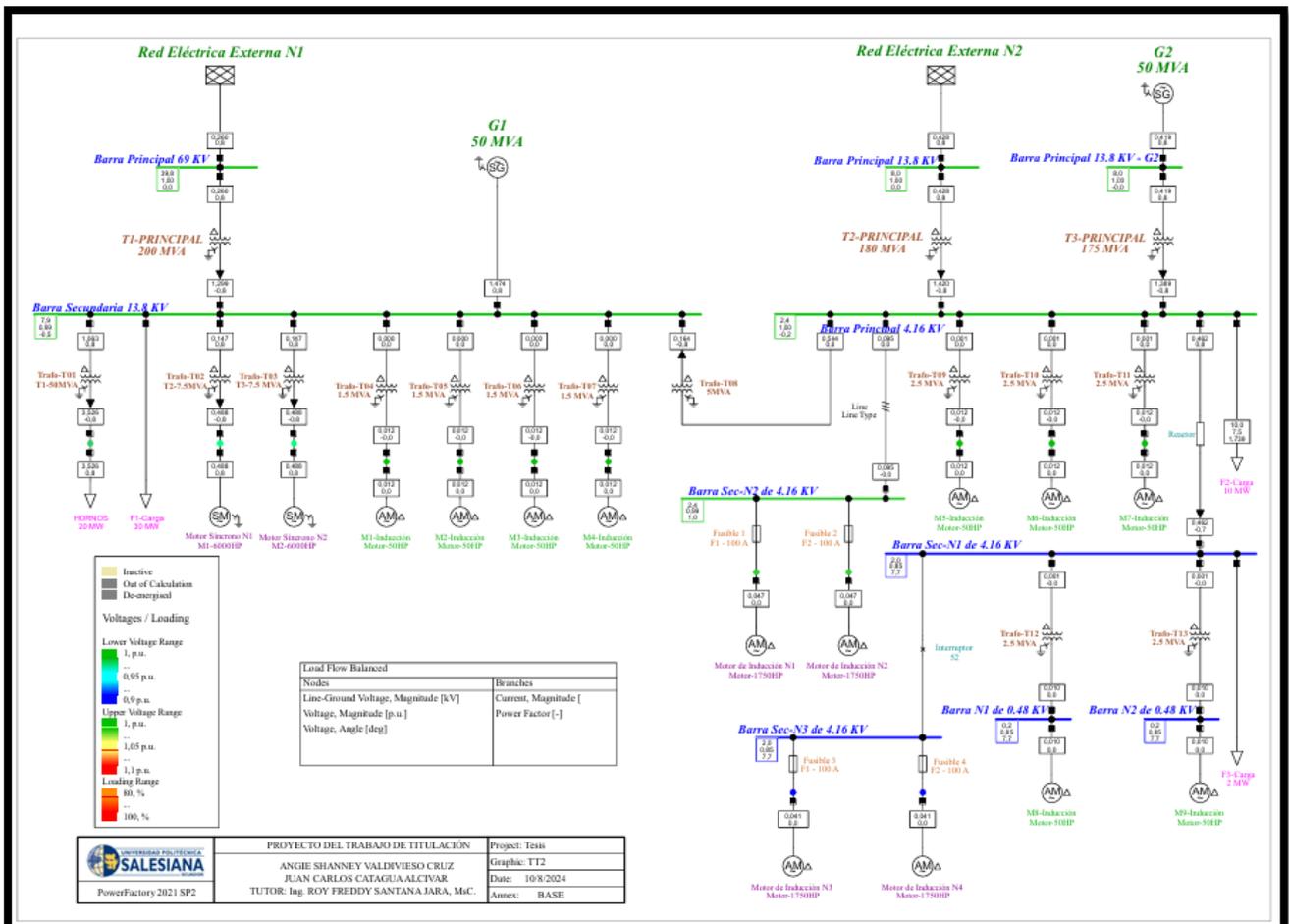


Figura 4. 1. Flujo de carga. Fuente: Los Autores.

#### 4.1.1. Simulación de escenarios:

Se llevará a cabo la simulación de los escenarios de cortocircuito en el software DIGSILENT PowerFactory, calculando las corrientes de cortocircuito bajo las normativas IEC y ANSI.

##### 4.1.1.1. Primer escenario – Cortocircuito en la barra de 69 kV:

Los escenarios de cortocircuito se llevarán a cabo en la barra de 69 kV, dado que este es el nivel de tensión más alto en el diagrama. Al realizar los cálculos en este punto, se busca analizar el impacto más significativo que un cortocircuito podría tener en el sistema, asegurando que se consideren las condiciones más críticas para garantizar la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

- *Simulación de fallas bajo la normativa IEC.*

Una vez diseñado el modelo del sistema eléctrico y ejecutado el diagrama de flujo, se seleccionó la barra de 69 kV para realizar la simulación de fallas. Para calcular las corrientes de cortocircuito, se accede a la barra en cuestión y se selecciona la opción de cálculo, eligiendo "Short-Circuit" en el menú correspondiente tal como se visualiza en la figura 4. 2.

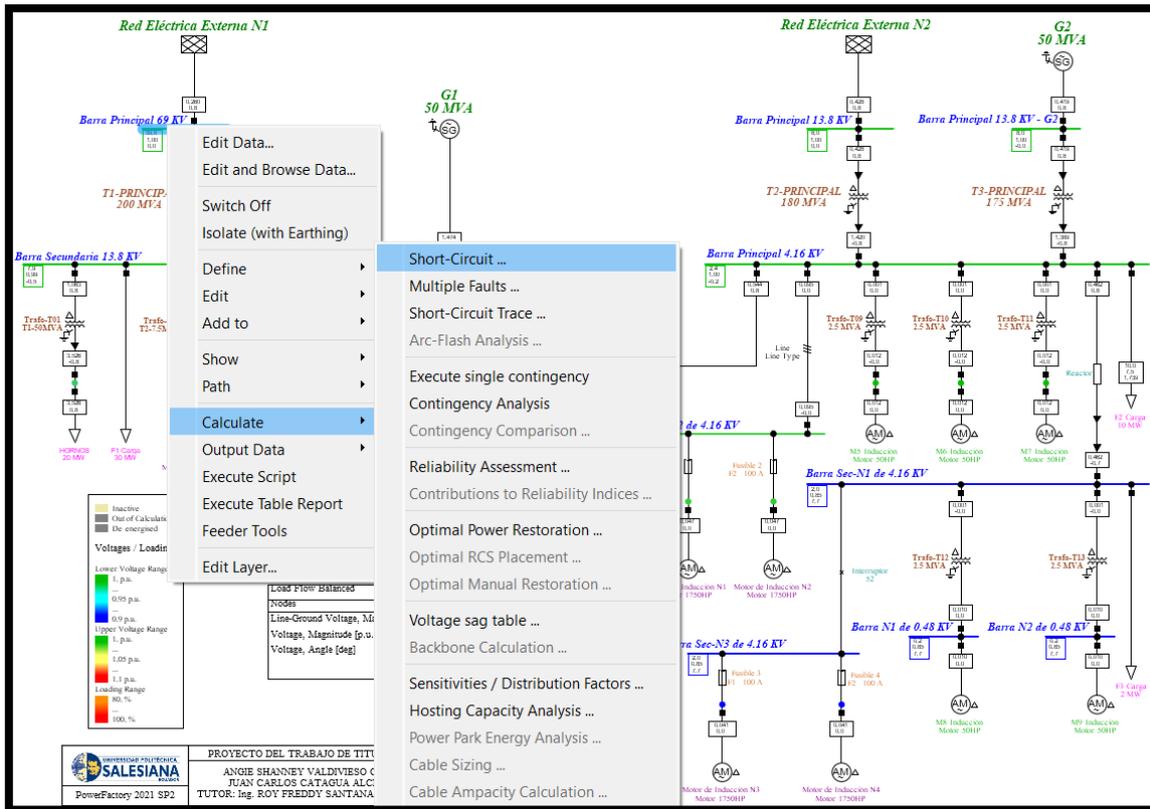
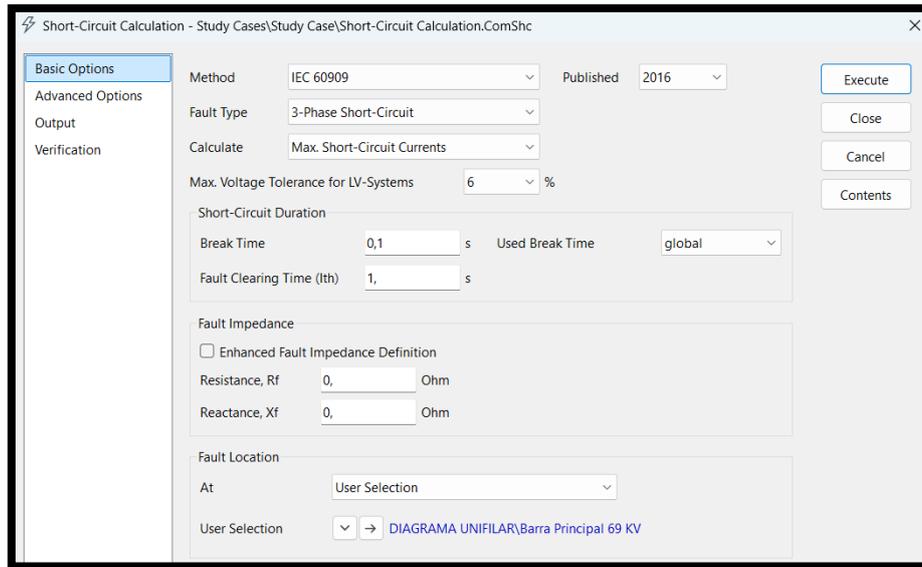


Figura 4. 2. Cálculo de las corrientes de cortocircuito en barra 69KV bajo la normativa IEC.

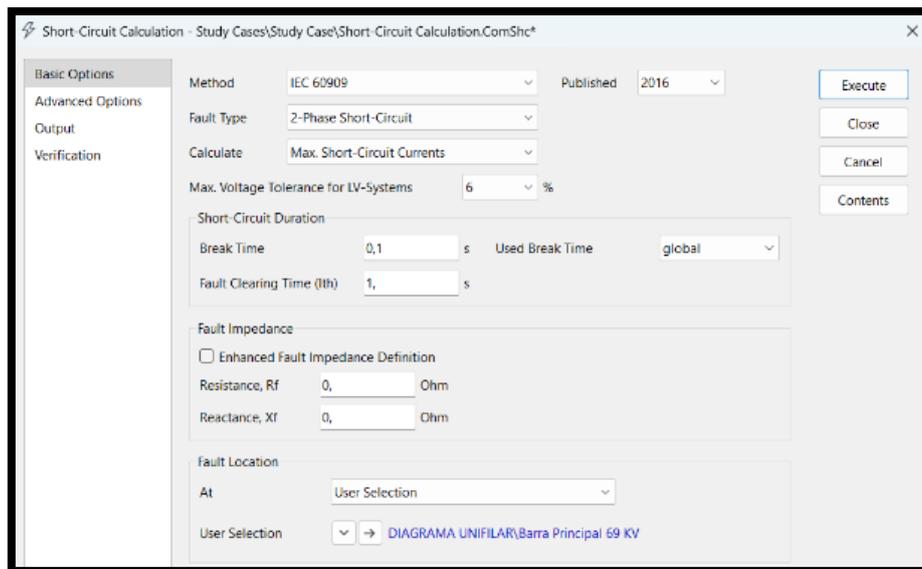
Fuente: Los Autores.

A continuación, se abrirá una ventana que permitirá seleccionar la normativa y el tipo de falla para realizar el cálculo de las corrientes de cortocircuito. En este análisis, se llevarán a cabo simulaciones para las siguientes fallas:

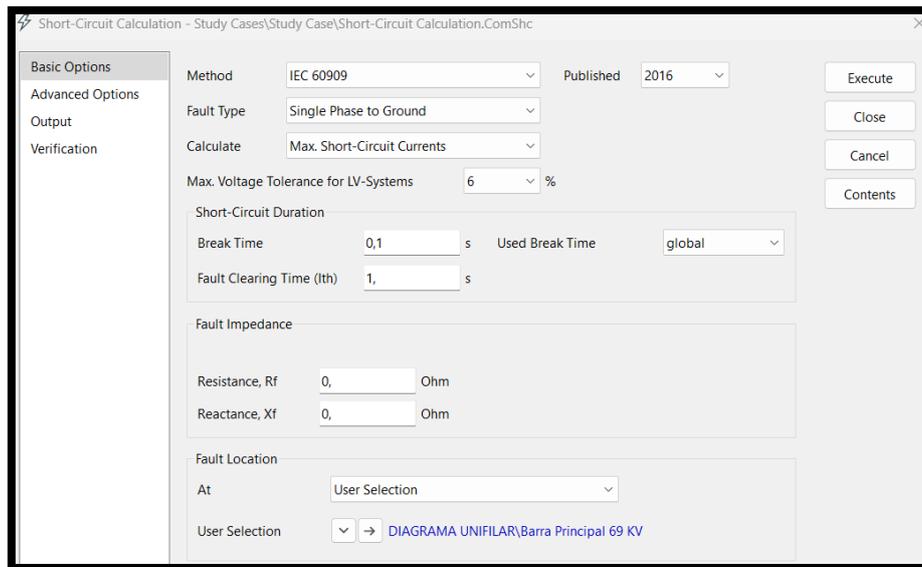
- **Falla Trifásica:** Se calcula la corriente de cortocircuito trifásica, que es la más severa y representa la máxima corriente que el sistema puede experimentar.
- **Falla Bifásica:** Se realiza el cálculo de la corriente en una falla entre dos fases, proporcionando datos importantes para evaluar la respuesta del sistema en este escenario.
- **Falla Bifásica a Tierra:** Se simula una falla entre dos fases y tierra, analizando la distribución de corriente hacia la tierra y su impacto en el sistema.
- **Falla Monofásica:** Finalmente, se calcula la corriente en una falla fase-tierra, la más común en los sistemas eléctricos.



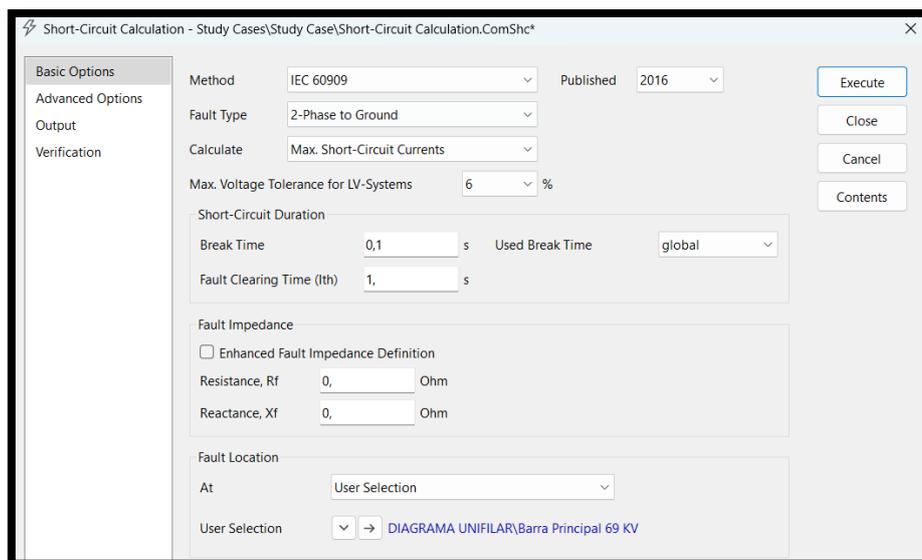
**Figura 4. 3.** Análisis de la corriente de cortocircuito trifásica en la barra de 69KV bajo la normativa IEC. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 4. 4.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 69KV bajo la normativa de la IEC. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 4. 5.** Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico en la barra de 69KV bajo la normativa IEC. **Fuente:** Los Autores.



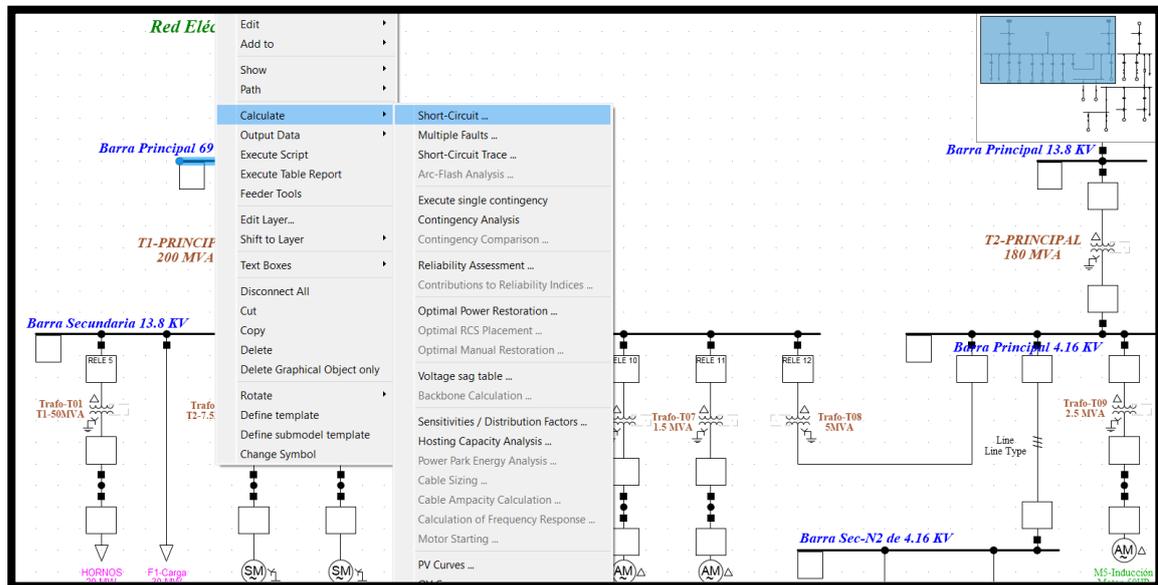
**Figura 4. 6.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en la barra de 69KV bajo la normativa IEC. **Fuente:** Los Autores.

Los reportes generados de los diversos cortocircuitos del Primer escenario – Cortocircuito en la barra de 69 kV bajo la normativa IEC se encuentran detallados en la sección de Anexos C.

- ***Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.***

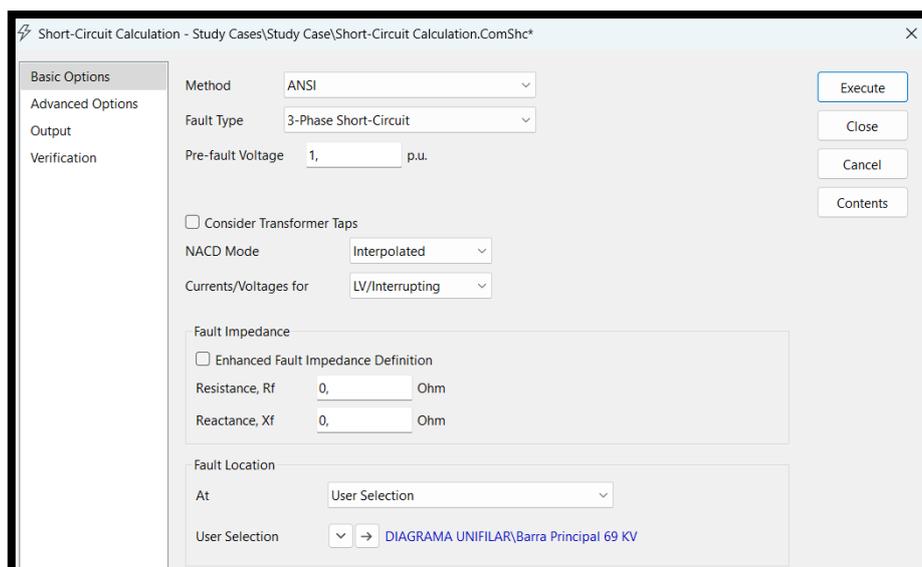
En esta sección, se procederá con el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizando las normativas establecidas por el American National Standards Institute (ANSI), implementadas mediante el software DIgSILENT PowerFactory. La normativa ANSI ofrece un enfoque específico para el cálculo

de corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos, enfocándose en los valores simétricos y asimétricos de la corriente en diferentes momentos tras el inicio de la falla.



**Figura 4. 7.** Cálculo de las corrientes de cortocircuito en la barra de 69KV bajo la ANSI. **Fuente:** Los Autores.

En el menú de opciones de DigSILENT, se selecciona la normativa ANSI para realizar los cálculos de cortocircuito. Este enfoque es esencial para obtener resultados que se alineen con las prácticas de diseño y operación estándar en América del Norte y otras regiones que siguen esta normativa.



**Figura 4. 8.** Análisis de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 69KV bajo la ANSI.

**Fuente:** Los Autores.

Short-Circuit Calculation - Study Cases\Study Case\Short-Circuit Calculation.ComShc\*

Basic Options

Method: ANSI

Advanced Options

Fault Type: 2-Phase Short-Circuit

Output

Verification

Pre-fault Voltage: 1, p.u.

Consider Transformer Taps

NACD Mode: Interpolated

Currents/Voltages for: LV/Interrupting

Fault Impedance

Enhanced Fault Impedance Definition

Resistance, Rf: 0, Ohm

Reactance, Xf: 0, Ohm

Fault Location

At: User Selection

User Selection: [DIAGRAMA UNIFILAR\Barra Principal 69 KV](#)

Execute

Close

Cancel

Contents

**Figura 4. 9.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 69KV bajo la ANSI.

**Fuente:** Los Autores.

Short-Circuit Calculation - Study Cases\Study Case\Short-Circuit Calculation.ComShc\*

Basic Options

Method: ANSI

Advanced Options

Fault Type: 2-Phase to Ground

Output

Verification

Pre-fault Voltage: 1, p.u.

Consider Transformer Taps

NACD Mode: Interpolated

Currents/Voltages for: LV/Interrupting

Fault Impedance

Enhanced Fault Impedance Definition

Resistance, Rf: 0, Ohm

Reactance, Xf: 0, Ohm

Fault Location

At: User Selection

User Selection: [DIAGRAMA UNIFILAR\Barra Principal 69 KV](#)

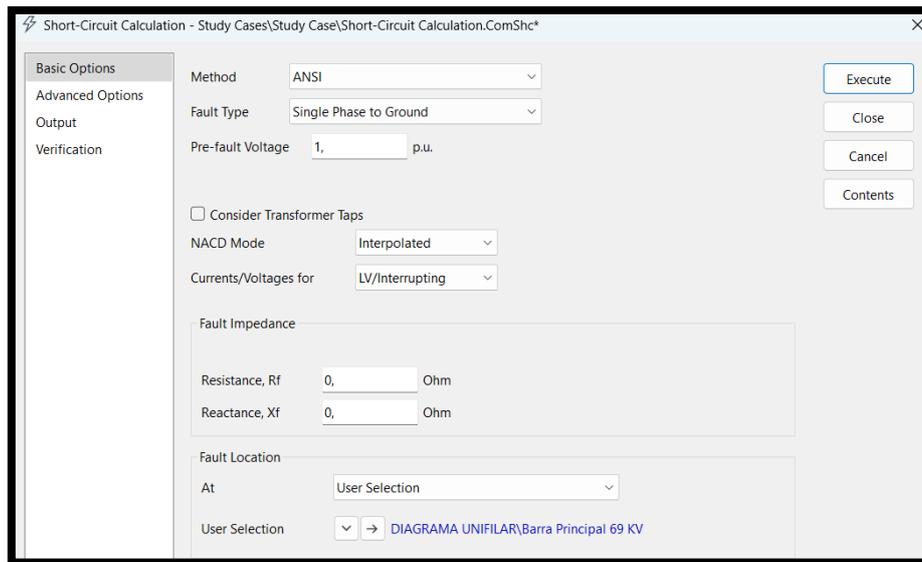
Execute

Close

Cancel

Contents

**Figura 4. 10.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en la barra de 69KV bajo la ANSI. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 4. 11.** Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico a tierra en la barra de 69KV bajo la ANSI. **Fuente:** Los Autores.

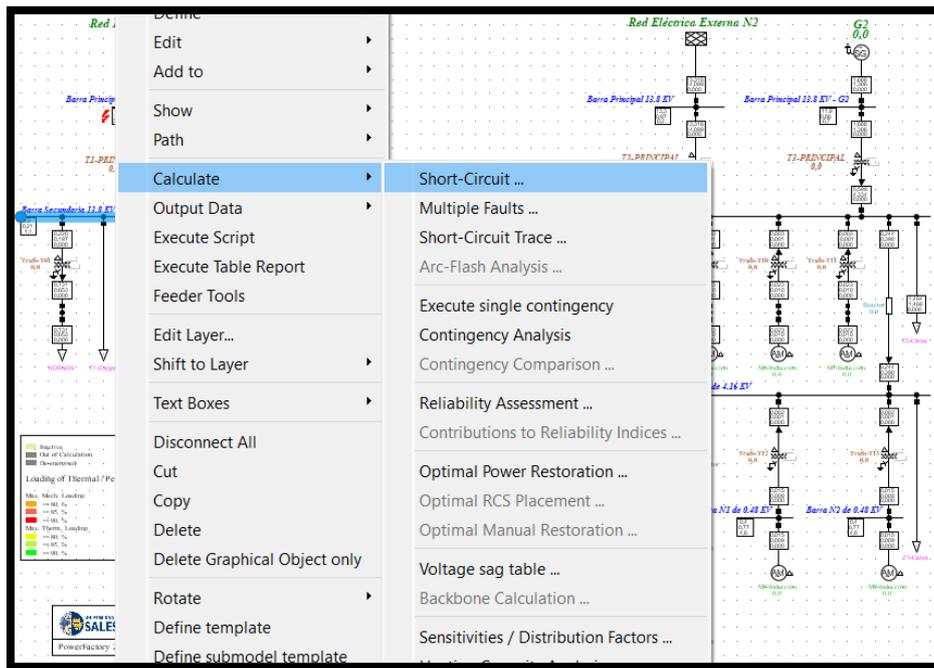
Los reportes generados de los diversos cortocircuitos del Primer escenario – Cortocircuito en la barra de 69 kV bajo la normativa ANSI se encuentran detallados en la sección de Anexos D.

**Tabla 4. 1.** Tabla de resultados de las corrientes de cortocircuito en la barra de 69KV en DIgSILENT. **Fuente:** Los Autores.

Tipo de Falla	$I_{k''}$ (kA) IEC	$i_p$ (kA) IEC	$I_{k''}$ (kA) ANSI	$i_p$ (kA) ANSI
Trifásica	4.90	13.24	4.39	6.50
Bifásica	4.26	11.52	3.82	5.88
Monofásica a Tierra	4.38	11.84	3.93	5.01
Bifásica a Tierra	2.49	6.71	2.25	2.96

#### 4.1.1.2. Segundo escenario – Cortocircuito en la barra de 13.8 kV:

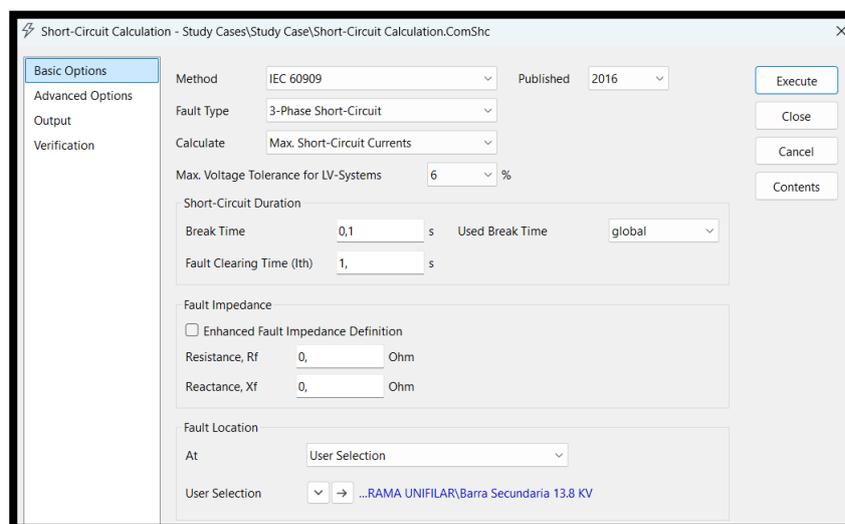
En este segundo escenario de cortocircuito, el análisis se realizará en la barra secundaria de 13.8 kV, identificada como el segundo punto más crítico del sistema. Para llevar a cabo este análisis, se seleccionará la barra en cuestión, se hará clic derecho sobre ella y se elegirá la opción para calcular la corriente de cortocircuito. Al igual que en el primer escenario, se analizarán diversas fallas, incluyendo la trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica, de acuerdo con las normativas IEC y ANSI. Este enfoque permitirá evaluar cómo se comporta el sistema bajo diferentes condiciones de falla en este nivel de tensión, y este escenario se visualiza en la figura 4. 12.



**Figura 4. 12.** Cálculo de las corrientes de cortocircuito en la Barra de 13.8 KV. **Fuente:** Los Autores.

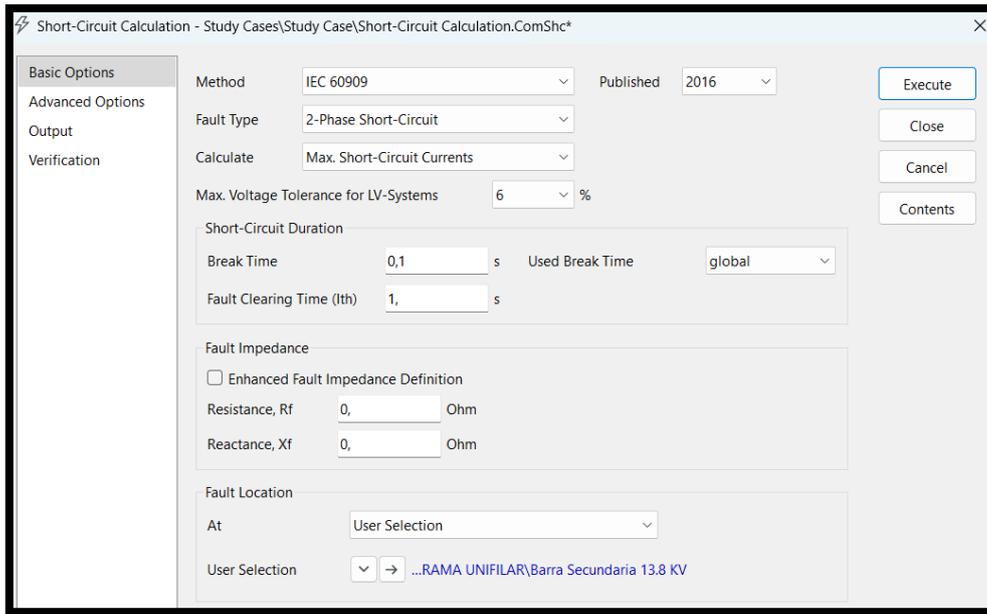
- *Simulación de fallas bajo la normativa IEC.*

A continuación, se procederá con la simulación de fallas bajo la normativa IEC, siguiendo el mismo procedimiento utilizado en el escenario 1 para extraer los reportes. Este proceso incluirá la selección de la barra correspondiente, la ejecución del cálculo de la corriente de cortocircuito, y la posterior generación de los informes detallados para cada tipo de falla: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica.



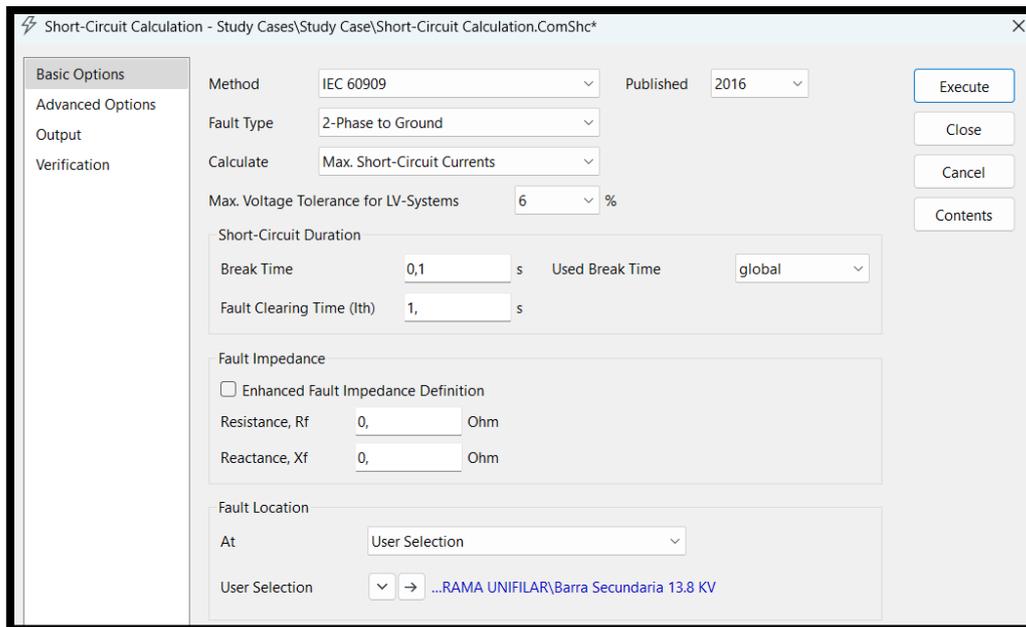
**Figura 4. 13.** Análisis de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 13.8KV bajo la IEC.

**Fuente:** Los Autores.



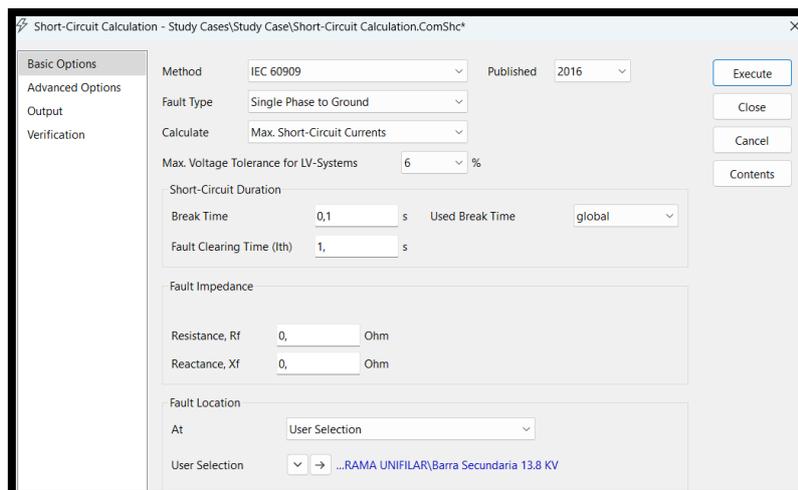
**Figura 4. 14.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 13.8KV bajo la IEC.

**Fuente:** Los Autores.



**Figura 4. 15.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico a tierra en la barra de 13.8KV bajo la

**IEC. Fuente:** Los Autores.

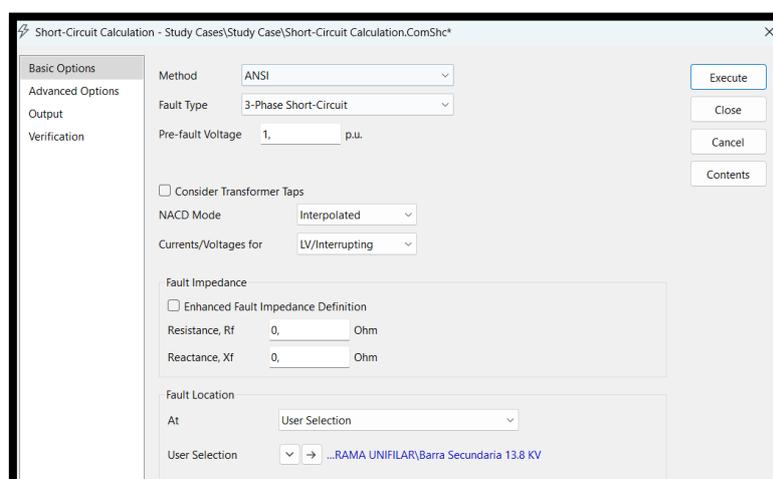


**Figura 4. 16.** Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico a tierra en la barra de 13.8KV bajo la IEC. **Fuente:** Los Autores.

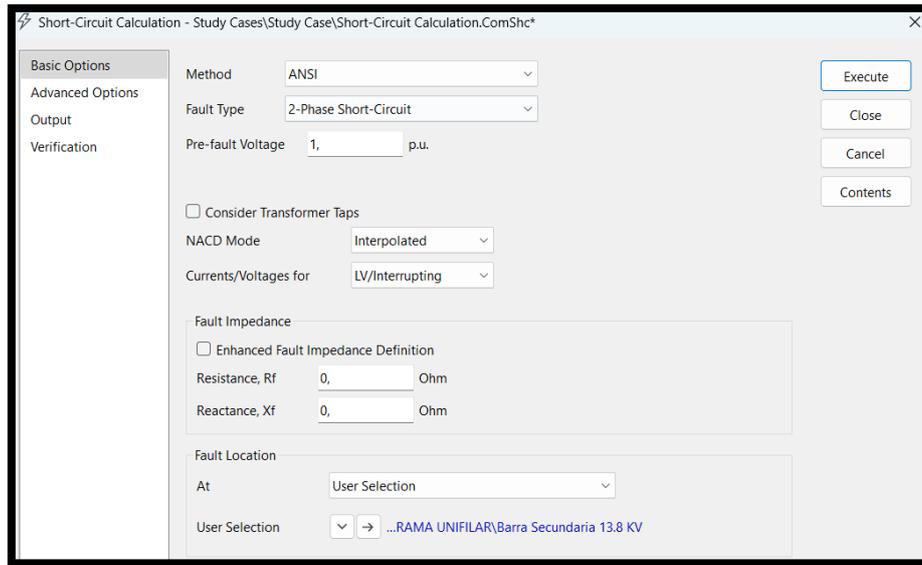
Los reportes generados de los diversos cortocircuitos del Segundo escenario – Cortocircuito en la barra de 13.8 kV bajo la normativa IEC se encuentran detallados en la sección de Anexos E.

- ***Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.***

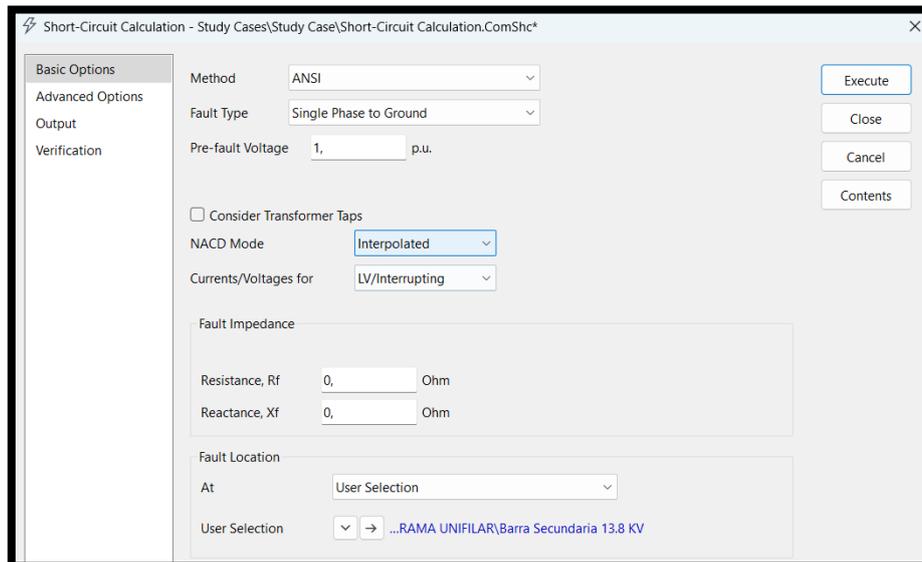
Después de completar las simulaciones bajo la normativa IEC, repetiremos el procedimiento utilizando la normativa ANSI. Al igual que antes, seleccionaremos la barra correspondiente, realizaremos el cálculo de la corriente de cortocircuito y generaremos los reportes detallados para cada tipo de falla: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica. Estos informes nos permitirán comparar los resultados entre ambas normativas, IEC y ANSI, asegurando que el sistema eléctrico cumple con los estándares internacionales de seguridad y rendimiento.



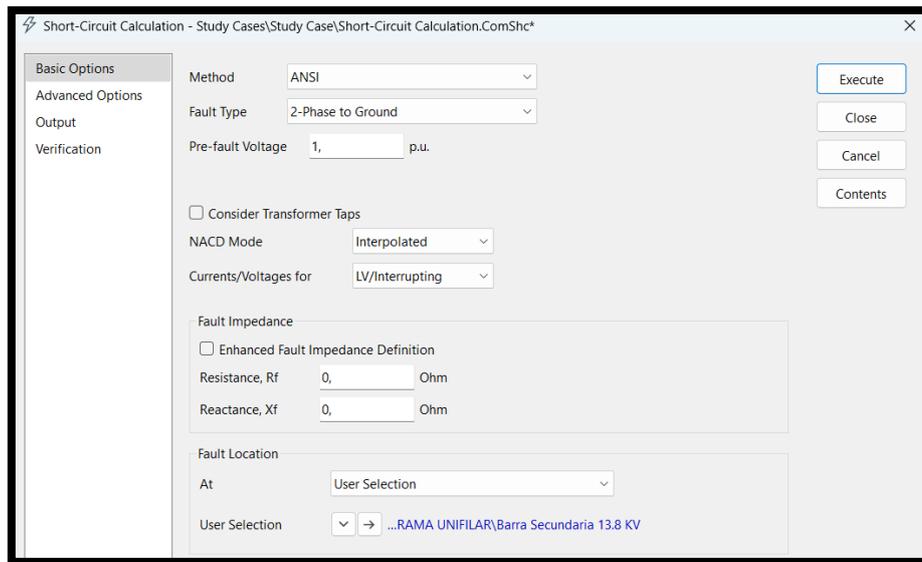
**Figura 4. 17.** Análisis de la corriente de cortocircuito trifásico en la barra de 13.8 KV bajo la normativa ANSI. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 4. 18.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásico en la barra de 13.8 KV bajo la normativa ANSI. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 4. 19.** Análisis de la corriente de cortocircuito monofásico en la barra de 13.8 KV bajo la normativa ANSI. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 4. 20.** Análisis de la corriente de cortocircuito bifásica a tierra en la barra de 13.8 KV bajo la ANSI 69KV. **Fuente:** Los Autores.

Los reportes generados de los diversos cortocircuitos del Primer escenario – Cortocircuito en la barra de 13,8 kV bajo la normativa ANSI se encuentran detallados en la sección de Anexos F.

**Tabla 4. 2.** Tabla de resultados de las corrientes de cortocircuito en la barra de 13.8 KV en DIGSILENT. **Fuente:** Los Autores.

<b>Tipo de Falla</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA) IEC</b>	<b><math>i_p</math> (kA) IEC</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA) ANSI</b>	<b><math>i_p</math> (kA) ANSI</b>
<b>Trifásica</b>	34.17	91.01	30.50	45.37
<b>Bifásica</b>	29.61	78.85	26.62	36.27
<b>Monofásica a Tierra</b>	34.56	92.05	26.85	73.88
<b>Bifásica a Tierra</b>	35.23	93.83	31.87	88.46

## CAPÍTULO 5

### 5. METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN.

#### 5.1. Cálculos Manuales de los Escenarios.

Se llevarán a cabo dos escenarios de análisis de cortocircuito en el sistema industrial, siguiendo la metodología detallada en el ítem 2 "Estado del Arte y Marco Teórico Referencial". En primer lugar, se procedió a calcular las impedancias en el punto de cortocircuito, considerando los transformadores ubicados en las zonas A y B del sistema. Este cálculo es fundamental para comprender la distribución de corrientes y tensiones durante una falla.

En el Escenario 1, se analizará una falla en la barra de 69 kV. Se realizarán cálculos para diferentes tipos de fallas, incluyendo una falla trifásica, una bifásica, una bifásica a tierra y una monofásica. Estos cálculos permitirán evaluar cómo se comporta el sistema bajo diversas condiciones de cortocircuito en esta barra específica, proporcionando una visión completa de las posibles situaciones de falla.

El Escenario 2, se centrará en una falla en la barra de 13.8 kV, donde también se considerarán las mismas categorías de fallas: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica. Al comparar los resultados obtenidos en ambos escenarios, se podrá identificar las diferencias en el comportamiento del sistema ante fallas en diferentes niveles de tensión.

Estos cálculos manuales se basan en el conocimiento adquirido del estado del arte y la teoría descrita en el marco teórico referencial, garantizando que las metodologías aplicadas estén alineadas con las mejores prácticas y estándares internacionales en el análisis de sistemas eléctricos de potencia.

#### 5.1.1. Calcular las Impedancias en el Punto de Cortocircuito.

Para el análisis del cortocircuito en el sistema eléctrico, es necesario convertir las impedancias de los diferentes componentes a un sistema común de unidades por unidad (p.u.). Se ha utilizado una base de potencia de 10 MVA para este propósito. La fórmula empleada para la conversión de las impedancias es la siguiente:

**BASE DE POTENCIA: 10 MVA.**

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

$$Z_{pu} = \frac{\text{Impedancia en por ciento} \times S_{base\text{ Nueva}}}{S_{base\text{ Vieja}}}$$

### 5.1.1.1. TRANSFORMADORES DE LA ZONA A.

#### *TRANSFORMADOR PRINCIPAL 75 MVA 69/13.8 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.07 \times 10}{75} = 0.0093 \text{ p. u.}$$

#### *TRANSFORMADORES DE 50 MVA 13.8/4.16 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.03 \times 10}{50} = 0.006 \text{ p. u.}$$

#### *TRANSFORMADOR DE 7.5 MVA 13.8/4.16 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.055 \times 10}{7.5} = 0.073 \text{ p. u.}$$

#### *TRANSFORMADOR DE 1.5 MVA 13.8/0.48 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.055 \times 100}{1.5} = 0.366 \text{ p. u.}$$

#### *TRANSFORMADOR DE 5 MVA 13.8/0.48 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.055 \times 10}{5} = 0.11 \text{ p. u.}$$

### 5.1.1.2. TRANSFORMADORES DE LA ZONA B.

#### *TRANSFORMADOR DE 60 MVA 13.8/4.16 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.065 \times 10}{60} = 0.0108 \text{ p. u.}$$

#### *TRANSFORMADOR DE 50 MVA 13.8/4.16 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.055 \times 10}{50} = 0.011 \text{ p. u.}$$

#### *TRANSFORMADOR DE 2.5 MVA 13.8/4.16 KV*

$$Z_{pu} = \frac{0.055 \times 10}{2.5} = 0.22 \text{ p. u.}$$

#### *REACTOR XI*

$$Z_{pu} = \frac{0.08 \times 10}{7.5} = 0.107 \text{ p. u.}$$

#### *CABLE 1*

$$X = 0.0902 - 0.0517 = 0.033 \text{ p. u.}$$

$$Z_{pu} = \frac{2500}{1000} \times \frac{1}{2} \times \frac{0.03}{1.71} = 0.0239 \text{ p.u.}$$

**RED EXTERNA N1**

$$Z_{pu} = \frac{1 \times 10}{100} = 0.1 \text{ p.u.}$$

**RED EXTERNA N2**

$$Z_{pu} = \frac{1 \times 10}{80} = 0.125 \text{ p.u.}$$

**MOTOR SINCRONO 6000 HP**

$$Z_{pu} = \frac{0.20 \times 10}{6} = 0.33 \text{ p.u.}$$

**MOTOR DE INDUCCIÓN**

$$Z_{pu} = \frac{0.17 \times 10}{1.75} = 0.97 \text{ p.u.}$$

**MOTOR BAJA TENSIÓN 0.4 MVA**

$$Z_{pu} = \frac{0.20 \times 10}{0.4} = 5 \text{ p.u.}$$

**MOTOR BAJA TENSIÓN 1.12 MVA**

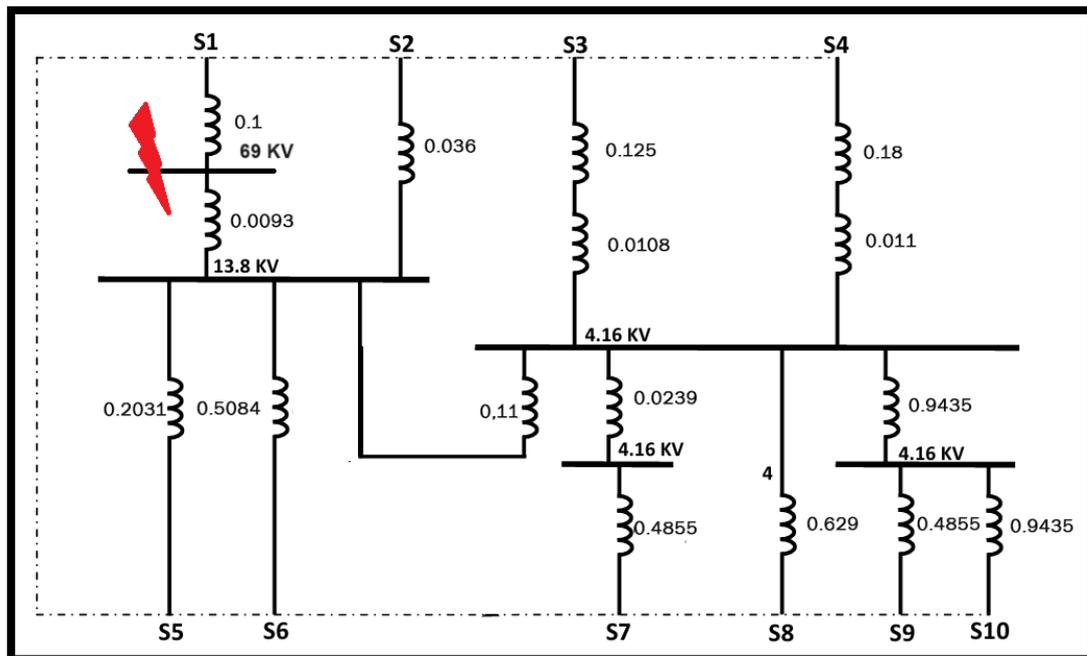
$$Z_{pu} = \frac{0.28 \times 10}{1.12} = 2.5 \text{ p.u.}$$

Una vez calculadas las impedancias por unidad (p.u.) de todos los equipos, estas se incorporan al diagrama unifilar del sistema para visualizar y analizar los escenarios de cortocircuito.

**5.1.2. Escenario 1: Falla en la Barra de 69 kV.**

En este escenario, se analizará el comportamiento del sistema eléctrico ante una falla en la barra de 69 kV. Este análisis es crucial, ya que la barra de 69 kV es un punto estratégico dentro del sistema, y una falla en esta ubicación puede tener un impacto significativo en la estabilidad y operación del sistema industrial. Para llevar a cabo este estudio, se realizarán cálculos manuales para distintos tipos de fallas: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica.

La distribución de la corriente de cortocircuito y los resultados obtenidos se representan y se detallan gráficamente en la figura 5.1, que proporciona una visión clara del comportamiento del sistema bajo las condiciones de falla simuladas en la barra de 69 kV. Esta figura es esencial para comprender visualmente cómo se distribuyen las corrientes y cómo responde el sistema ante la falla.



**Figura 5. 1.** Impedancias del diagrama del Escenario 1: Falla en la Barra de 69 kV. **Fuente:** Los Autores.

Se considera un escenario de falla en la barra de 69 kV, ya que este es el nivel de tensión más alto en el diagrama y el punto donde el cortocircuito puede tener el mayor impacto. Para calcular la impedancia total vista desde el punto de falla, se utilizó el siguiente código en MATLAB:

```
% Definir las impedancias del sistema en p.u.
Z_S1 = 0.1;
Z_S1S6 = 0.0093;
Z_S6S5 = 0.5084;
Z_S5S6 = 0.2031;
Z_S1S2 = 0.036;
Z_S2S3 = 0.125;
Z_S3S4 = 0.11;
Z_S3S7 = 0.0108;
Z_S7S8 = 0.4855;
Z_S8S9 = 0.0239;
Z_S7S9 = 0.4855;
Z_S8S10 = 0.9435;
Z_S9S10 = 0.9435;

% Calcular la impedancia total desde la falla
% 1. Impedancia desde S1 hasta S6
Z_S1_S6_total = Z_S1 + Z_S1S6;

% 2. Impedancia desde S6 hasta S5
Z_S6_S5_total = Z_S6S5 + Z_S5S6;

% 3. Impedancia desde S1 hasta S2 pasando por S6 y S5
Z_S1_S2_total = Z_S1_S6_total + Z_S6_S5_total + Z_S1S2;

% 4. Impedancia desde S1 hasta S3
```

```

Z_S1_S3_total = Z_S1_S2_total + Z_S2S3;

% 5. Impedancia desde S3 hasta S4
Z_S3_S4_total = Z_S3S4 + Z_S1_S3_total;

% 6. Impedancia desde S3 hasta S7
Z_S3_S7_total = Z_S3_S4_total + Z_S3S7;

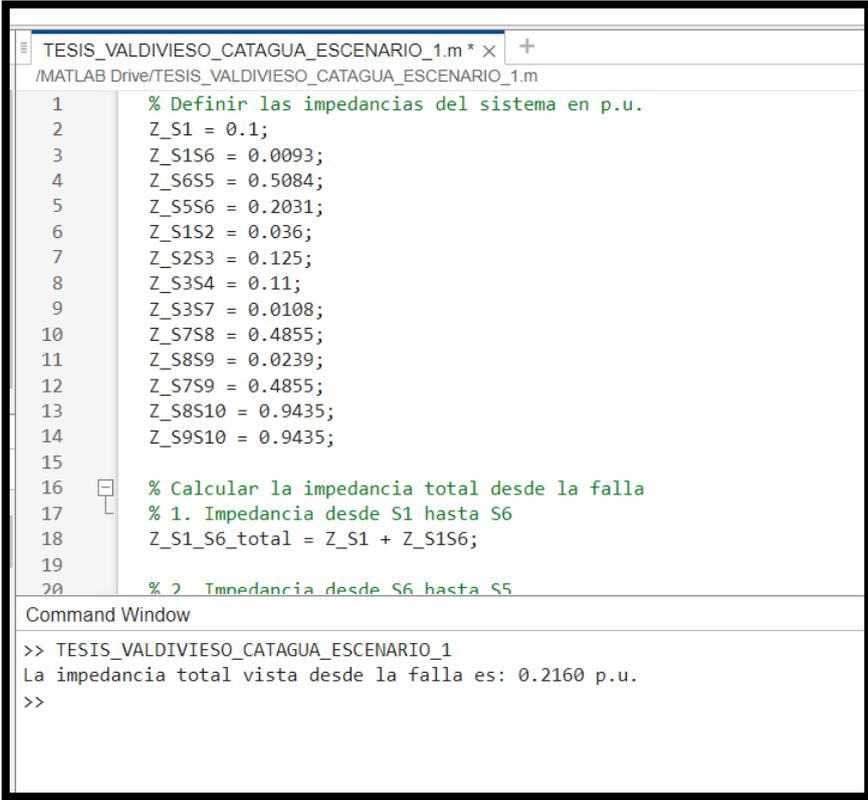
% 7. Impedancia equivalente entre S7, S8, S9
Z_S7_S8_parallel = 1 / (1/Z_S7S8 + 1/Z_S8S9 + 1/Z_S7S9);

% 8. Impedancia total desde S7 hasta S8, S9, S10
Z_S7_S10_total = Z_S3_S7_total + Z_S7_S8_parallel + Z_S8S10 + Z_S9S10;

% Mostrar el resultado final
fprintf('La impedancia total vista desde la falla es: %.4f p.u.\n', Z_S7_S10_total);

```

El resultado obtenido para la impedancia total vista desde la falla es el siguiente:



```

TESIS_VALDIVIESO_CATAGUA_ESCENARIO_1.m * x
/MATLAB Drive/TESIS_VALDIVIESO_CATAGUA_ESCENARIO_1.m
1      % Definir las impedancias del sistema en p.u.
2      Z_S1 = 0.1;
3      Z_S1S6 = 0.0093;
4      Z_S6S5 = 0.5084;
5      Z_S5S6 = 0.2031;
6      Z_S1S2 = 0.036;
7      Z_S2S3 = 0.125;
8      Z_S3S4 = 0.11;
9      Z_S3S7 = 0.0108;
10     Z_S7S8 = 0.4855;
11     Z_S8S9 = 0.0239;
12     Z_S7S9 = 0.4855;
13     Z_S8S10 = 0.9435;
14     Z_S9S10 = 0.9435;
15
16     % Calcular la impedancia total desde la falla
17     % 1. Impedancia desde S1 hasta S6
18     Z_S1_S6_total = Z_S1 + Z_S1S6;
19
20     % 2. Impedancia desde S6 hasta S5
Command Window
>> TESIS_VALDIVIESO_CATAGUA_ESCENARIO_1
La impedancia total vista desde la falla es: 0.2160 p.u.
>>

```

**Figura 5. 2.** Resultados obtenidos en MATLAB® de las Impedancias del diagrama del Escenario 1: Falla en la Barra de 69 kV. **Fuente:** Los Autores.

En esta sección, se procederá a realizar el cálculo manual de la corriente de cortocircuito simétrica  $I_{sc}$  y de la corriente pico  $I_p$ . La corriente pico representa el valor máximo instantáneo que alcanza la corriente de cortocircuito durante el primer ciclo tras la ocurrencia de una falla, y es un parámetro fundamental para el dimensionamiento adecuado de los sistemas de protección y los equipos eléctricos.

La relación entre la corriente simétrica y la corriente pico se determina utilizando el factor de asimetría  $k$ , el cual depende de diversos factores como la impedancia del sistema y la naturaleza de la falla. En sistemas eléctricos estándar, este factor suele variar entre 1.6 y 2.0. Para el presente cálculo, se ha seleccionado un factor de asimetría de 1.8, que es representativo de las condiciones más críticas que podrían presentarse en el sistema.

La ecuación utilizada para determinar la corriente pico es la siguiente:

$$I_p = k \times I_{sc}$$

### FALLA TRIFÁSICA.

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 69} = 837.1 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{1}{0.216} = 4.63$$

$$I_{k''} = I_{sc} \times I_{base}$$

$$I_{sc} = 4.63 \times 837.1 = 3874.8 \text{ A}$$

$$I_p = 1.8 \times 3874.8 = 6975.6$$

### FALLA BIFÁSICA.

$$I_{sc2} = I_{sc3} \times \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$I_{sc2} = 3874.8 \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 3354.5$$

$$I_p = 1.8 \times 3354.5 = 6038.1$$

### FALLA BIFÁSICA A TIERRA.

$$I_{sc2} = \frac{I_{sc3}}{\sqrt{3}} = \frac{3874.8 \text{ A}}{\sqrt{3}} = 2237.12$$

$$I_p = 1.8 \times 2237.12 = 4026.82$$

### FALLA MONOFÁSICA.

$$I_{sc} = \frac{V_{nom}}{Z_{eq} + Z_n}$$

$$I_{sc} = \frac{1 \text{ p.u.}}{0.216 + 0.1} = 3.16$$

$$I_{sc1} = I_{sc} \times I_{base}$$

$$I_{sc1} = 837.1 \times 3.16 = 2649.04$$

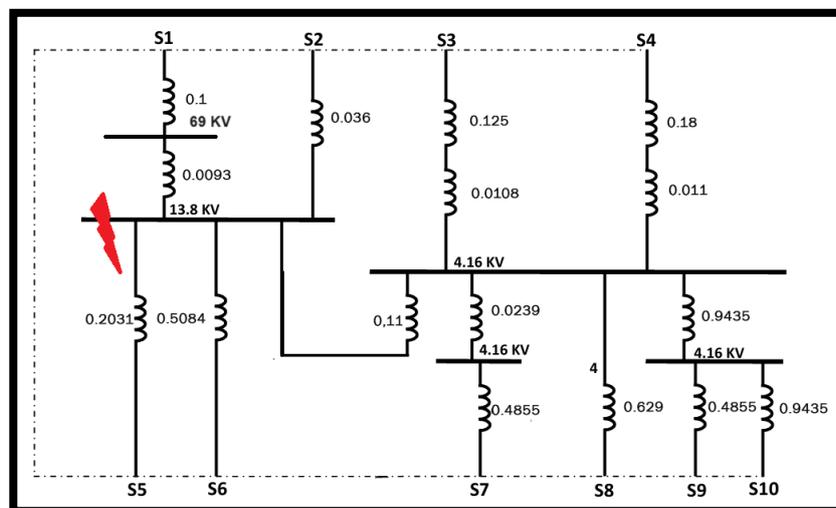
$$I_p = 1.8 \times I_{sc1}$$

$$I_p = 1.8 \times 2649.044 = 4768.28$$

#### 5.1.3. Escenario 2: Falla en la Barra de 13.8 kV

En este segundo escenario, se llevará a cabo un análisis exhaustivo de la respuesta del sistema ante una falla en la barra de 13.8 kV. Este nivel de tensión es fundamental en la distribución de energía dentro del sistema industrial, y una falla en esta barra puede afectar directamente la operatividad de las cargas conectadas a ella. Los cálculos manuales se realizarán para diversos tipos de fallas: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica.

Los resultados obtenidos para este escenario se ilustran y se detallan en la figura 5.3, que proporciona una representación visual del comportamiento del sistema bajo las condiciones de falla en la barra de 13.8 kV. Esta figura es clave para comprender cómo se distribuyen las corrientes de falla en este nivel de tensión y cómo el sistema responde ante distintos tipos de cortocircuitos.



**Figura 5. 3.** Impedancias del diagrama del Escenario 2: Falla en la Barra de 13.8 kV. **Fuente:** Los Autores.

Se considera un escenario de falla en la barra de 69 kV, ya que este es el nivel de tensión más alto en el diagrama y el punto donde el cortocircuito puede tener el mayor impacto. Para calcular la impedancia total vista desde el punto de falla, se utilizó el siguiente código en MATLAB:

```
% Definir las impedancias del sistema en p.u.
Z_S1 = 0.1;      % Impedancia en S1
Z_S1S6 = 0.0093; % Impedancia entre S1 y S6
Z_S5 = 0.2031;  % Impedancia en S5
Z_S6 = 0.5084;  % Impedancia en S6

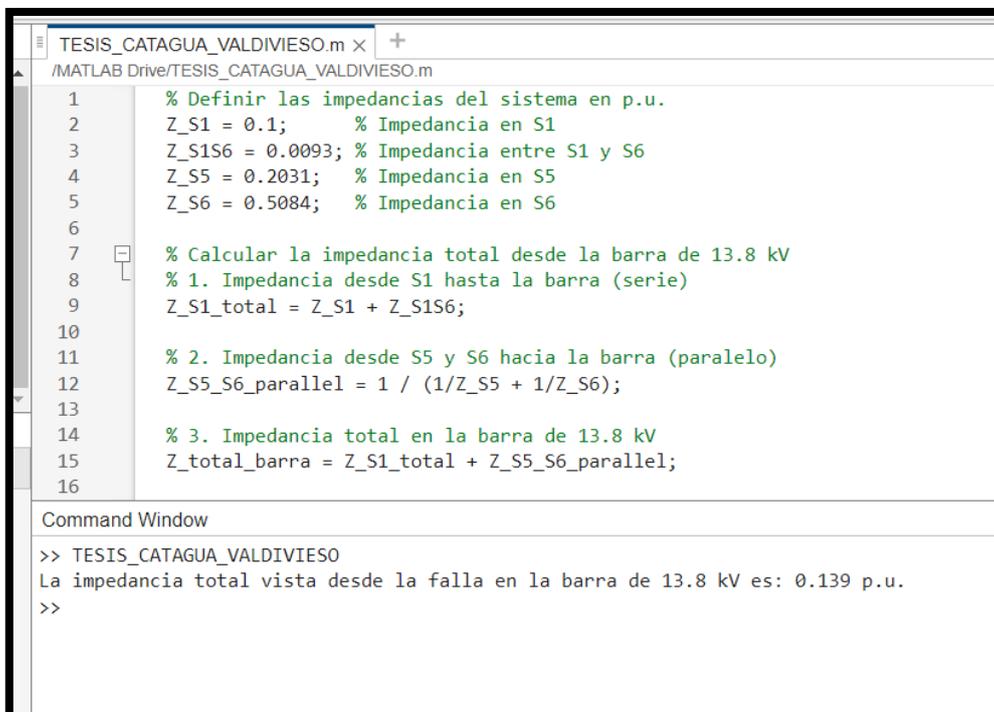
% Calcular la impedancia total desde la barra de 13.8 kV
% 1. Impedancia desde S1 hasta la barra (serie)
Z_S1_total = Z_S1 + Z_S1S6;

% 2. Impedancia desde S5 y S6 hacia la barra (paralelo)
Z_S5_S6_parallel = 1 / (1/Z_S5 + 1/Z_S6);

% 3. Impedancia total en la barra de 13.8 kV
Z_total_barra = Z_S1_total + Z_S5_S6_parallel;

% Mostrar el resultado final
fprintf('La impedancia total vista desde la falla en la barra de 13.8 kV es: %.4f
p.u.\n', Z_total_barra);
```

El resultado obtenido para la impedancia total vista desde la falla es el siguiente:



```

TESIS_CATAGUA_VALDIVIESO.m x +
/MATLAB Drive/TESIS_CATAGUA_VALDIVIESO.m
1      % Definir las impedancias del sistema en p.u.
2      Z_S1 = 0.1;      % Impedancia en S1
3      Z_S1S6 = 0.0093; % Impedancia entre S1 y S6
4      Z_S5 = 0.2031;  % Impedancia en S5
5      Z_S6 = 0.5084;  % Impedancia en S6
6
7      % Calcular la impedancia total desde la barra de 13.8 kV
8      % 1. Impedancia desde S1 hasta la barra (serie)
9      Z_S1_total = Z_S1 + Z_S1S6;
10
11     % 2. Impedancia desde S5 y S6 hacia la barra (paralelo)
12     Z_S5_S6_parallel = 1 / (1/Z_S5 + 1/Z_S6);
13
14     % 3. Impedancia total en la barra de 13.8 kV
15     Z_total_barra = Z_S1_total + Z_S5_S6_parallel;
16
Command Window
>> TESIS_CATAGUA_VALDIVIESO
La impedancia total vista desde la falla en la barra de 13.8 kV es: 0.139 p.u.
>>
```

**Figura 5. 4.** Resultados obtenidos en MATLAB® de las Impedancias del diagrama del Escenario 2: Falla en la Barra de 13.8 kV. **Fuente:** Los Autores.

Este resultado será utilizado para determinar las corrientes de cortocircuito y evaluar las condiciones del sistema bajo este escenario de falla.

### FALLA TRIFÁSICA.

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4183.70 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{1}{0.139} = 7.19$$

$$I_{k''} = I_{sc} \times I_{base}$$

$$I_{k''} = 7.19 \times 4183.70 = 30080.78 \text{ A}$$

$$I_p = 1.8 \times 30080.78 = 54145.41$$

### FALLA BIFÁSICA.

$$I_{sc2} = I_{sc3} \times \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$I_{sc2} = 30080.78 \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 26050.72$$

$$I_p = 1.8 \times 26050 = 46891.30$$

### FALLA BIFÁSICA A TIERRA.

$$I_{sc2} = \frac{I_{sc3}}{\sqrt{3}} = \frac{30080.78 \text{ A}}{\sqrt{3}} = 17367.14$$

$$I_p = 1.8 \times 17367.14 = 3126.06$$

### FALLA MONOFÁSICA.

$$I_{k''} = \frac{V_{nom}}{Z_{eq} + Z_n}$$

$$I_{k''} = \frac{1 \text{ p.u.}}{0.139 + 0.1} = 4.18$$

$$I_{sc1} = I_{sc} \times I_{base}$$

$$I_{sc1} = 4183.70 \times 4.18 = 17505.01$$

$$I_p = 1.8 \times I_{k''}$$

$$I_p = 1.8 \times 17505.01 = 31509.01$$

## 5.2. Coordinación de protecciones.

En este ítem se aborda la coordinación de protecciones para las diferentes zonas del sistema donde se realizaron los cálculos de cortocircuito. La correcta selección y ajuste de los transformadores de corriente (TC) es fundamental para garantizar una protección efectiva en todo el sistema.

### 5.2.1. SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)

Para la selección de las protecciones, es crucial calcular la corriente nominal de los diferentes componentes del sistema eléctrico. A continuación, se presentan los cálculos realizados para cada uno de los elementos clave:

#### 5.2.1.1. RED EXTERNA (GRID):

La corriente nominal en la red externa se calcula utilizando la fórmula:

$$I_n = \frac{S(MVA)}{\sqrt{3} \times V}$$

Sustituyendo los valores específicos:

$$I_n = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 69 \text{ KV}} = 836.74 \text{ A}$$

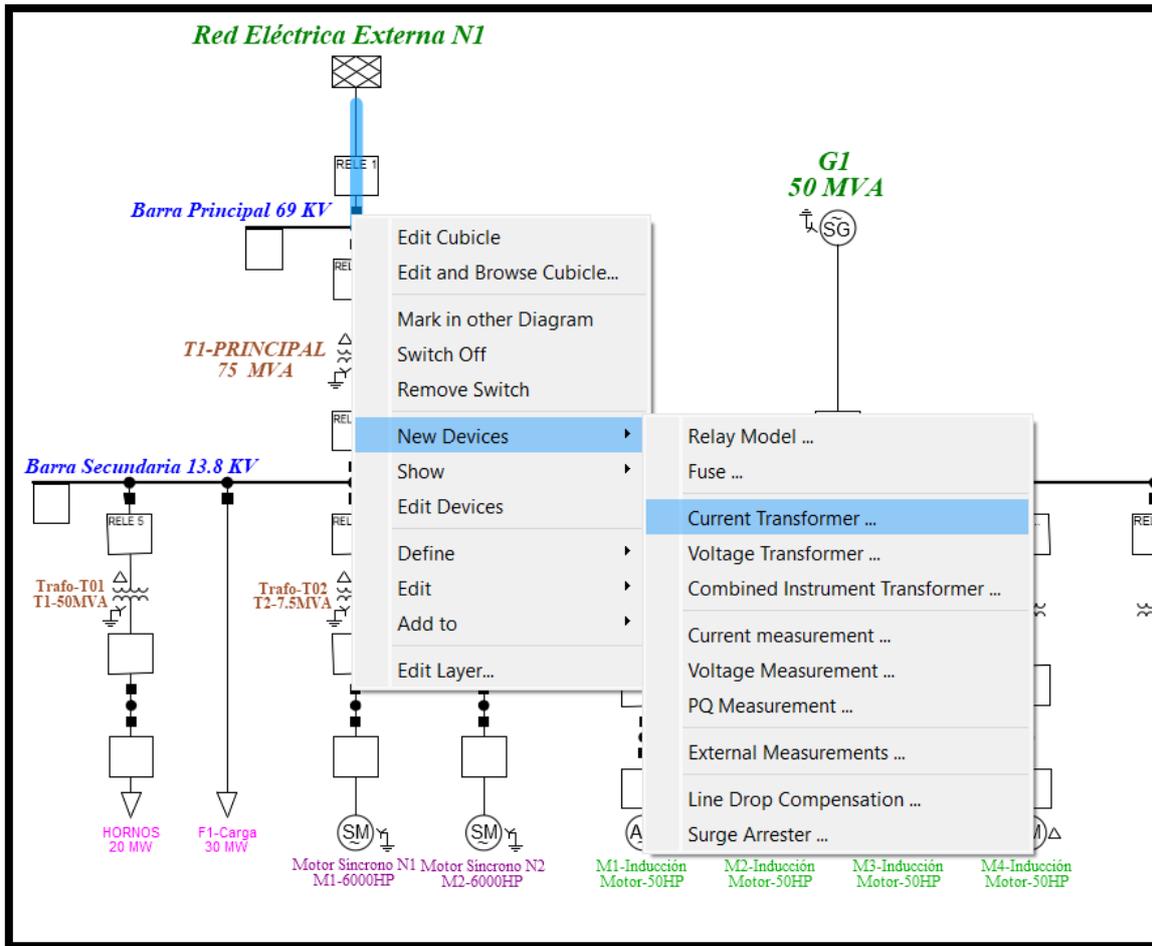
Según las recomendaciones de la norma ANSI, se selecciona un TC con una relación de 1200/5, tal como se aprecia en la figura 5. 5.

ANSI/IEEE C57.13-1978		IEEE STANDARD REQUIREMENTS FOR	
<b>Table 9 Ratings for Current Transformers with One or Two Ratios</b>			
Current Ratings (A)			
Single Ratio		Double Ratio With Series-Parallel Primary Windings	Double Ratio with Taps in Secondary Winding
10:5	800:5	25 X 50:5	25/50:5
15:5	1200:5	50 X 100:5	50/100:5
25:5	1500:5	100 X 200:5	100/200:5
40:5	2000:5	200 X 400:5	200/400:5
50:5	3000:5	400 X 800:5	300/600:5
75:5	4000:5	600 X 1200:5	400/800:5
100:5	5000:5	1000 X 2000:5	600/1200:5
200:5	6000:5	2000 X 4000:5	1000/2000:5
300:5	8000:5		1500/3000:5
400:5	12 000:5		2000/4000:5
600:5			

**Figura 5. 5.** Valores de relación de los diversos TC's. **Fuente:** Los Autores.

Una vez calculado y seleccionado el TC adecuado, se procede a incorporarlo en la simulación en DIgSILENT PowerFactory. Para hacerlo, se sigue el siguiente procedimiento:

- **Agregar el TC en DIgSILENT:**
  - Hacer clic derecho sobre la red externa en el diagrama.
  - Seleccionar la opción "**New Devices**" (Nuevos dispositivos) en el menú contextual.
  - Escoger la opción "**Current Transformer**" (Transformador de Corriente) para agregar el TC al sistema.
  
- **Dimensionamiento del TC:**
  - Configurar las características del TC, como la relación de transformación (en este caso, 1200/5 como se visualiza en la figura 5. 6.), asegurando que las especificaciones se ajusten a las necesidades de protección del sistema.



**Figura 5. 6.** Selección del TC en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

Y dimensionamos los TC's tal como se detallan en las figuras 5. 7. y 5. 8.

The dialog box is titled "Current Transformer Type - Equipment Type Library\TC'S 69KV.TypeCt\*". It has the following fields and tables:

- Name:** TC'S 69KV
- Primary Taps A:**

1	1200
---	------
- Secondary Taps A:**

1	5,
---	----

Buttons for "OK" and "Cancel" are visible on the right side.

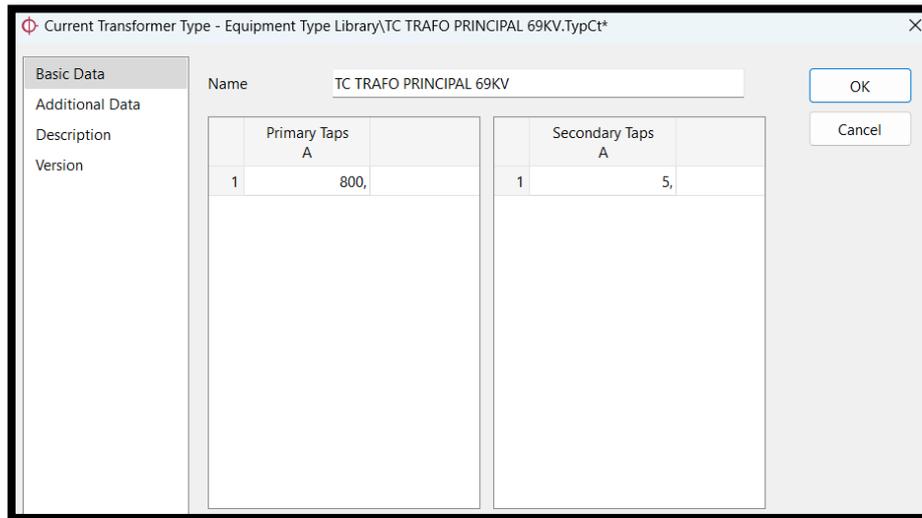
**Figura 5. 7.** Dimensionamiento de la relación 1200/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

### 5.2.1.2. TRANSFORMADOR DE 75MVA LADO DE 69KV

$$I_n = \frac{S(MVA)}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_n = \frac{75 MVA}{\sqrt{3} \times 69KV} = 627.55 A$$

$$TC \rightarrow 800/5$$



**Figura 5. 8.** Dimensionamiento de la relación 800/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

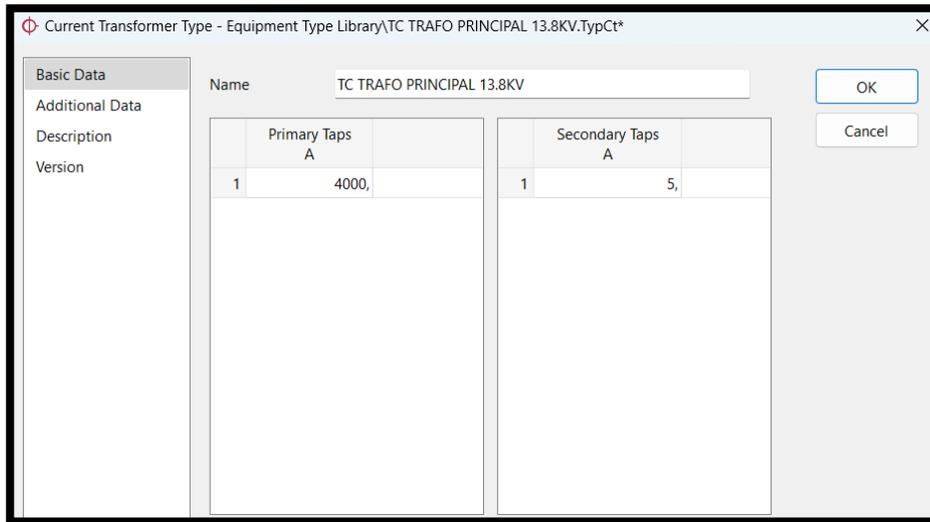
### 5.2.1.3. TRANSFORMADOR DE 75MVA LADO DE 13,8KV

$$I_n = \frac{S(MVA)}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_n = \frac{75 MVA}{\sqrt{3} \times 13.8 KV} = 3137.77 A$$

$$TC \rightarrow 4000/5$$

Y se procede a dimensionar el TC tal como se observa en la figura 5. 9.



**Figura 5. 9.** Dimensionamiento de la relación 4000/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

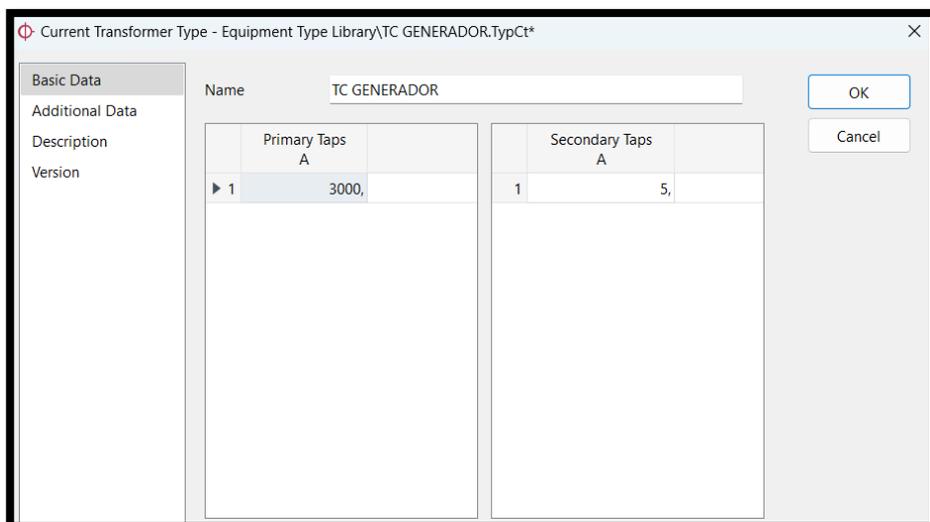
#### 5.2.1.4. GENERADOR 50MVA

$$I_n = \frac{S(MVA)}{\sqrt{3} \times V}$$

$$I_n = \frac{50 MVA}{\sqrt{3} \times 13.8 KV} 2091.84 A$$

$$TC \rightarrow 3000/5$$

Y se procede a dimensionar el TC tal como se indica en la figura 5. 10.



**Figura 5. 10.** Dimensionamiento de la relación 3000/5 del TC en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

## 5.2.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE (50/51)

Una vez seleccionados los transformadores de corriente (TC), procedemos al cálculo de las protecciones de sobrecorriente (50/51P) del relé. Estas protecciones son fundamentales para garantizar la operación segura del sistema eléctrico bajo condiciones de sobrecarga y cortocircuito.

### 5.2.2.1. Protección de Sobrecorriente de Fase (50/51P)

- **Protección de Sobrecorriente Instantánea (50P):**

La protección instantánea (50P) se ajusta utilizando la corriente de cortocircuito trifásica  $I_{cc3\phi}$  en la zona donde está ubicado el TC. Esta corriente se obtiene del análisis de cortocircuito realizado en el diagrama.

- **Protección de Sobrecorriente Temporizada (51P):**

Para la protección temporizada (51P), se utiliza la corriente de carga  $I_{carga}$  en la zona donde se ubica el TC. Esta corriente se obtiene del flujo de carga en el diagrama.

El valor de ajuste de la 51P se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{51P} = I_{carga} \times 1.2$$

Donde:

- $I_{51P}$  es la corriente de ajuste de la protección temporizada.
- $I_{carga}$  es la corriente de carga en el punto de instalación del TC.
- 1.2 es un factor de seguridad que incrementa el umbral de disparo para evitar desconexiones innecesarias por sobrecargas momentáneas.

### 5.2.2.2. Protección de Sobrecorriente en el Neutro (50/51N)

- **Protección de Sobrecorriente Temporizada en el Neutro (51N):**

La protección 51N se ajusta para actuar en el 40% del valor configurado para la protección 51P. El ajuste se realiza con la siguiente fórmula:

$$I_{51N} = 0.4 \times I_{51P}$$

Donde:

- $I_{51N}$  es la corriente de ajuste de la protección temporizada en el neutro.
- 0.4 es el factor de ajuste que asegura la sensibilidad adecuada para detectar fallas a tierra.

- **Protección de Sobrecorriente Instantánea en el Neutro (50N):**

La protección instantánea 50N se configura utilizando la corriente de cortocircuito monofásica  $I_{cc\phi 1}$  en la zona de interés. Esta protección se activa de inmediato al detectar un valor que exceda el umbral ajustado.

$$I_{50N} = I_{cc\phi 1}$$

Donde:

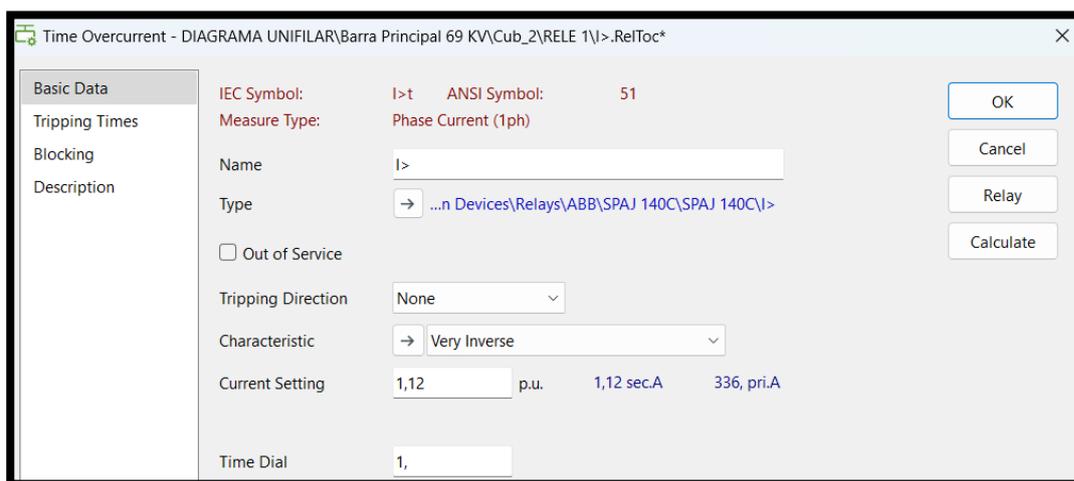
- $I_{51N}$  es la corriente de ajuste de la protección instantánea en el neutro.
- $I_{cc\phi 1}$  es la corriente de cortocircuito monofásica.

Este procedimiento asegura que las protecciones de sobrecorriente (50/51P y 50/51N) estén correctamente dimensionadas y ajustadas, brindando la seguridad necesaria para la operación continua y confiable del sistema eléctrico.

### 5.2.3. RED EXTERNA – Relé N1.

#### 5.2.3.1. Función 51 – (I > t).

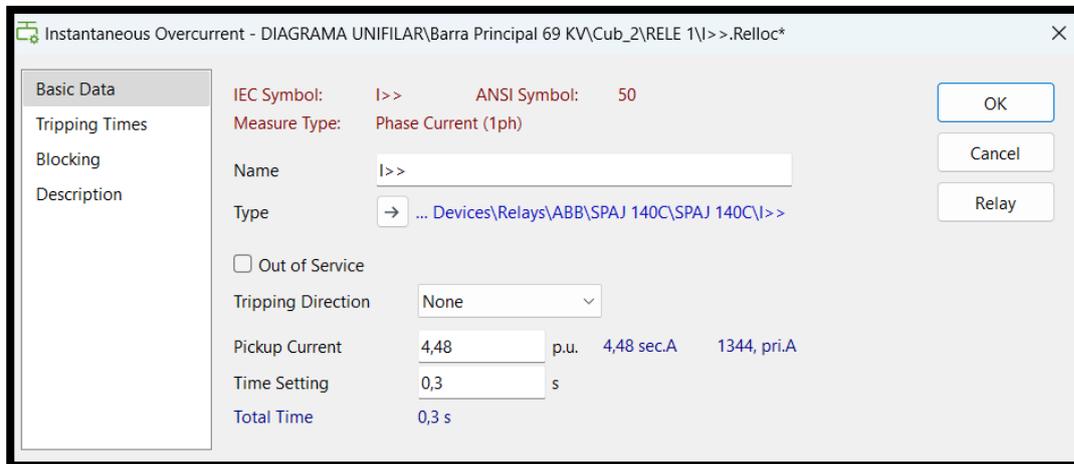
Para configurar la función 51 – (I > t) del Relé N1, se tomó el valor de los 336 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se muestra en la figura 5. 11.



**Figura 5. 11.** Dimensionamiento de la función 51 – (I > t) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

### 5.2.3.2. Función 50 – (I >>).

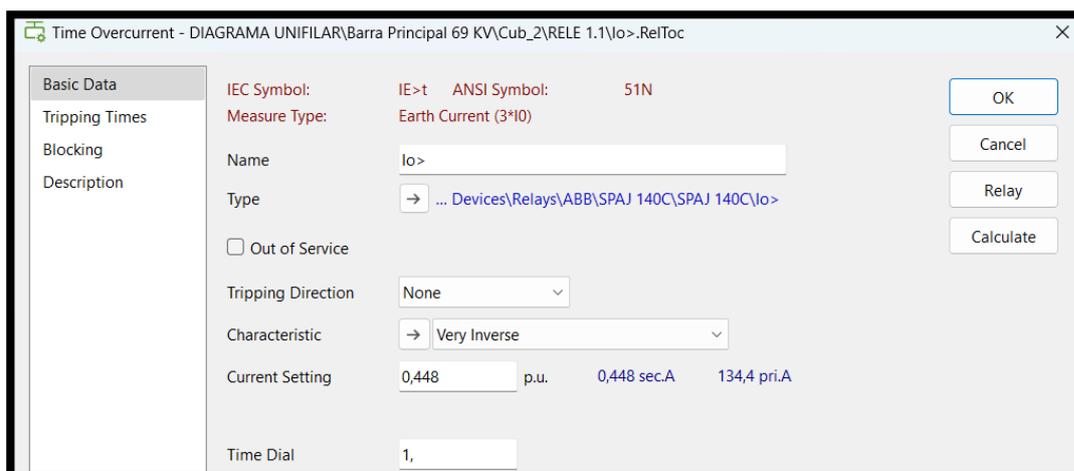
Para configurar la función 50 – (I >>) del Relé N1, se tomó el valor de los 1334 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, así como se detalla en la figura 5. 12.



**Figura 5. 12.** Dimensionamiento de la función 50 – (I >>) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

### 5.2.3.3. Función 51N – (IE > t).

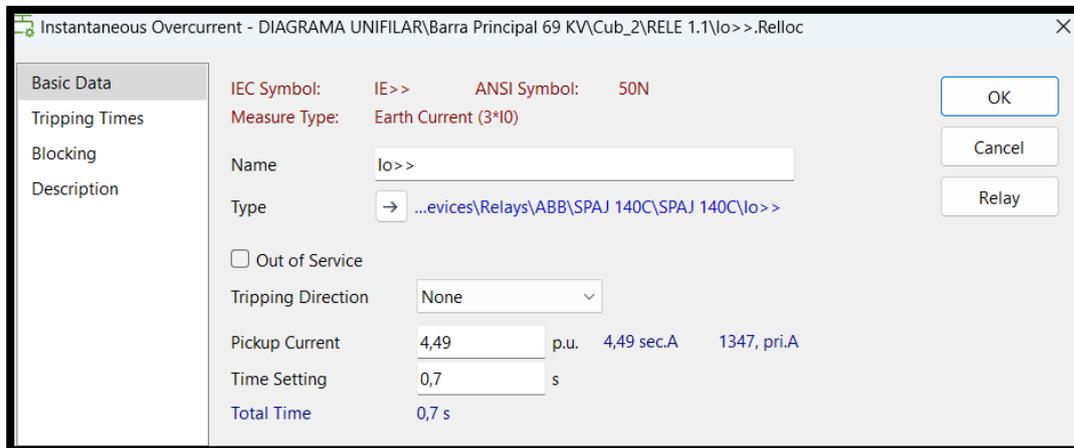
Para configurar la función 51N – (IE > t) del Relé N1, se tomó el valor de los 134,4 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se indica en la figura 5. 13.



**Figura 5. 13.** Dimensionamiento de la función 51N – (IE > t) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

### 5.2.3.4. Función 50N – (IE >>).

Para configurar la función 50N – (IE >>) del Relé N1, se tomó el valor de los 1347 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se aprecia en la figura 5. 14.

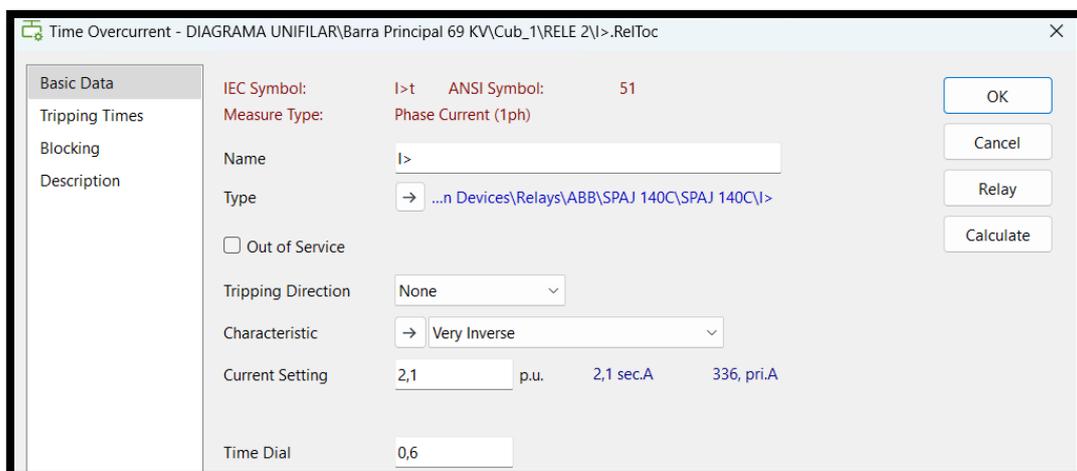


**Figura 5. 14.** Dimensionamiento de la función 50N – (IE >>) del Relé N1 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

## 5.2.4. TRANSFORMADOR PRINCIPAL LADO DE 69 KV – Relé N2.

### 5.2.4.1. Función 51 – (I > t).

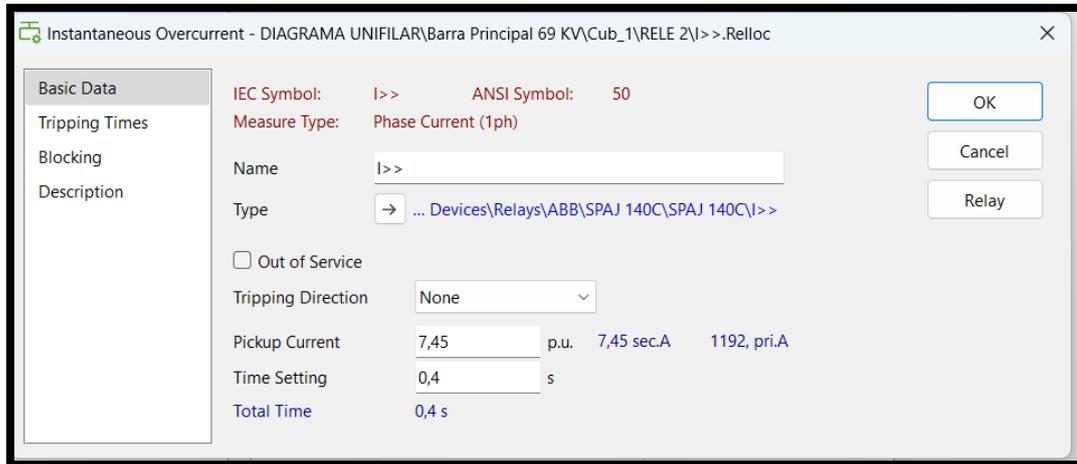
Para configurar la función 51 – (I > t) del Relé N2, se tomó el valor de los 336 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se observa en la figura 5. 15.



**Figura 5. 15.** Dimensionamiento de la función 51 – (I > t) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

#### 5.2.4.2. Función 50 – (I >>).

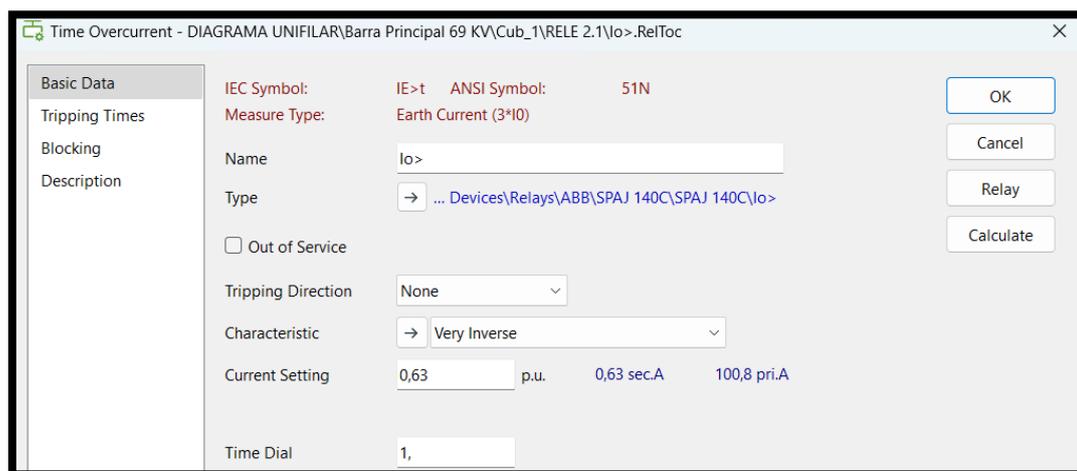
Para configurar la función 50 – (I >>) del Relé N2, se tomó el valor de los 1192 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, así como se especifica en la figura 5. 16.



**Figura 5. 16.** Dimensionamiento de la función 50 – (I >>) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

#### 5.2.4.3. Función 51N – (IE > t).

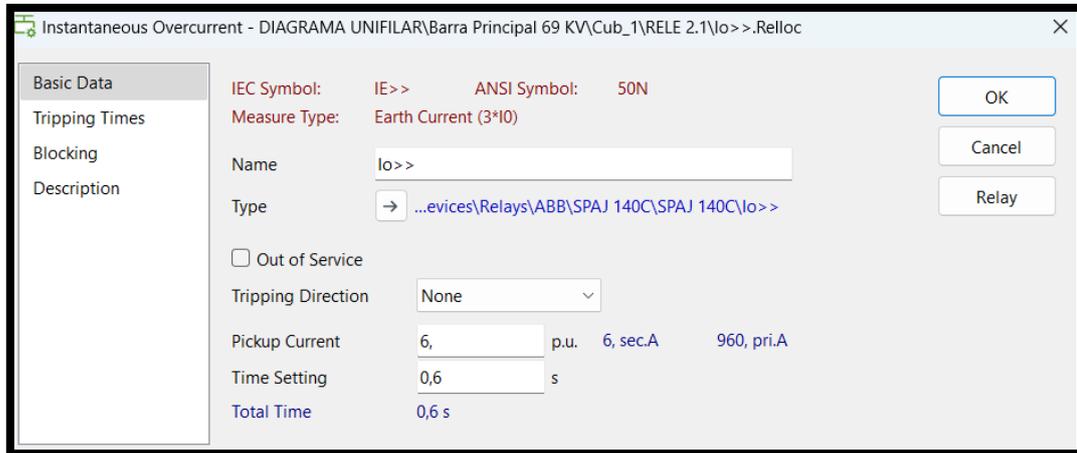
Para configurar la función 51N – (IE > t) del Relé N2, se tomó el valor de los 100,8 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se muestra en la figura 5. 17.



**Figura 5. 17.** Dimensionamiento de la función 51N – (IE > t) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

#### 5.2.4.4. Función 50N – (IE >>).

Para configurar la función 50N – (IE >>) del Relé N2, se tomó el valor de los 960 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se detalla en la figura 5. 18.

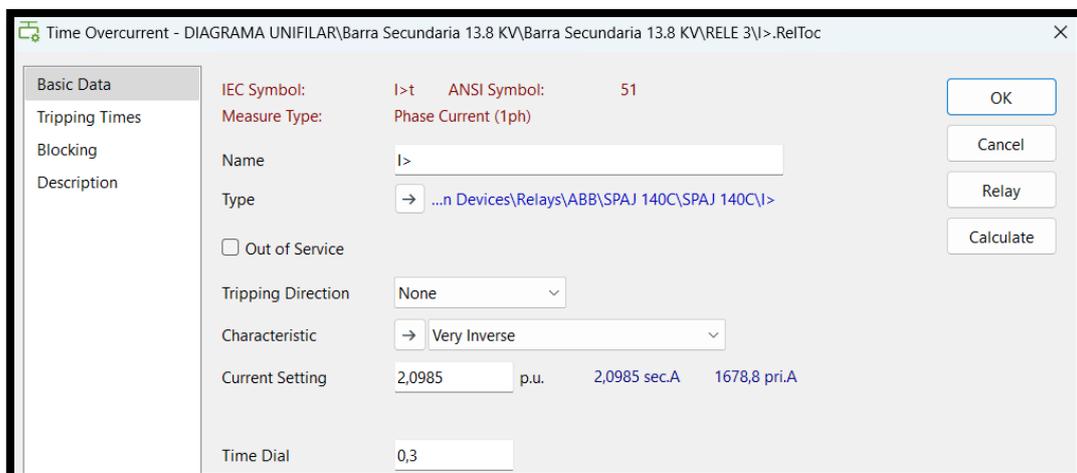


**Figura 5. 18.** Dimensionamiento de la función 50N – (IE >>) del Relé N2 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

#### 5.2.5. TRANSFORMADOR 13.8 KV – Relé N3.

##### 5.2.5.1. Función 51 – (I > t).

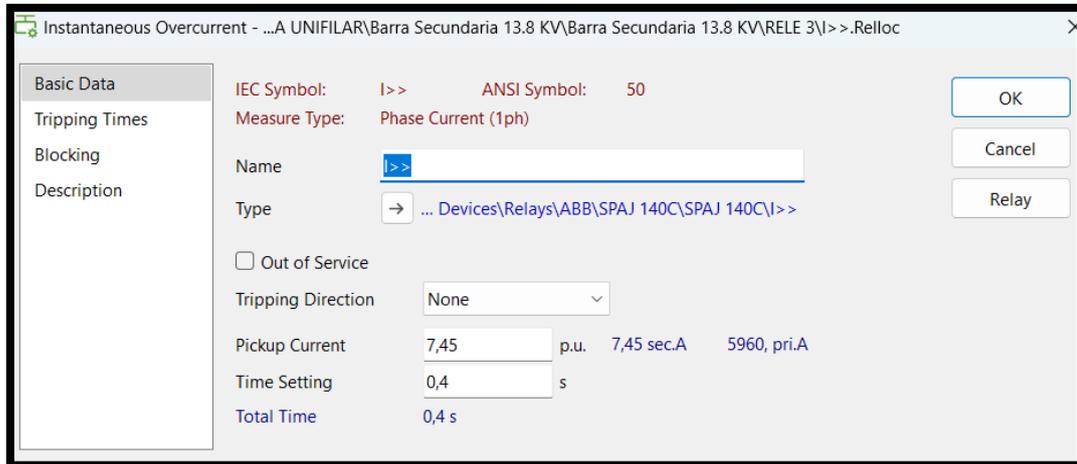
Para configurar la función 51 – (I > t) del Relé N3, se tomó el valor de los 1678,8 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se indica en la figura 5. 19.



**Figura 5. 19.** Dimensionamiento de la función 51 – (I > t) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

### 5.2.5.2. Función 50 – (I >>).

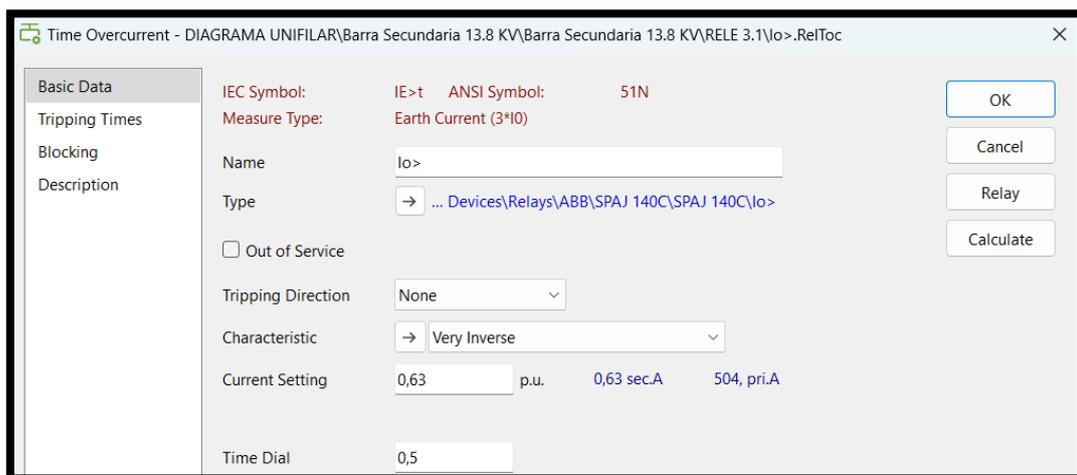
Para configurar la función 50 – (I >>) del Relé N3, se tomó el valor de los 5960 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, así como se aprecia en la figura 5. 20.



**Figura 5. 20.** Dimensionamiento de la función 50 – (I >>) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

### 5.2.5.3. Función 51N – (IE > t).

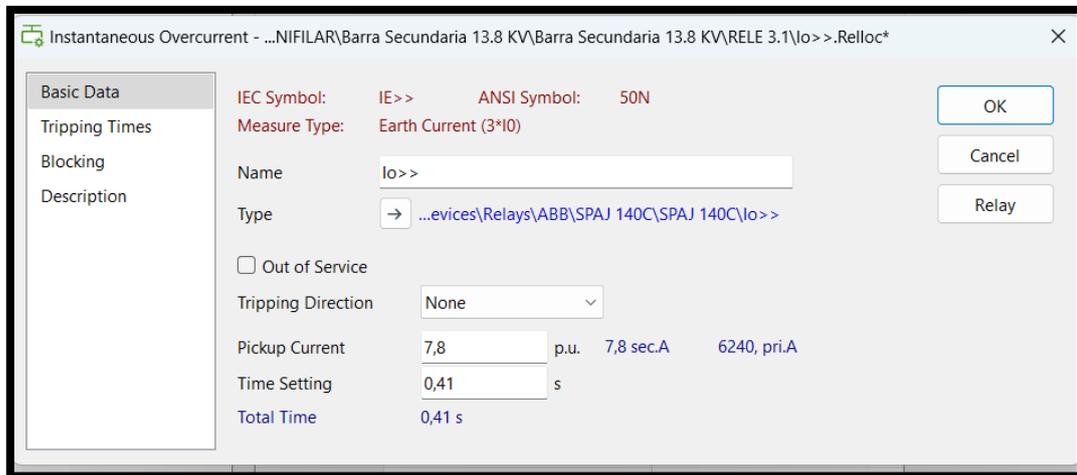
Para configurar la función 51N – (IE > t) del Relé N3, se tomó el valor de los 504 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se observa en la figura 5. 21.



**Figura 5. 21.** Dimensionamiento de la función 51N – (IE > t) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

#### 5.2.5.4. Función 50N – (IE >>).

Para configurar la función 50N – (IE >>) del Relé N3, se tomó el valor de los 6240 amperios del lado primario y con esto se setea el valor de la corriente en p. u., así como el valor del Dial, estos valores se ingresan en el software de Power Factory DigSilent, tal como se especifica en la figura 5. 22.



**Figura 5. 22.** Dimensionamiento de la función 50N – (IE >>) del Relé N3 en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

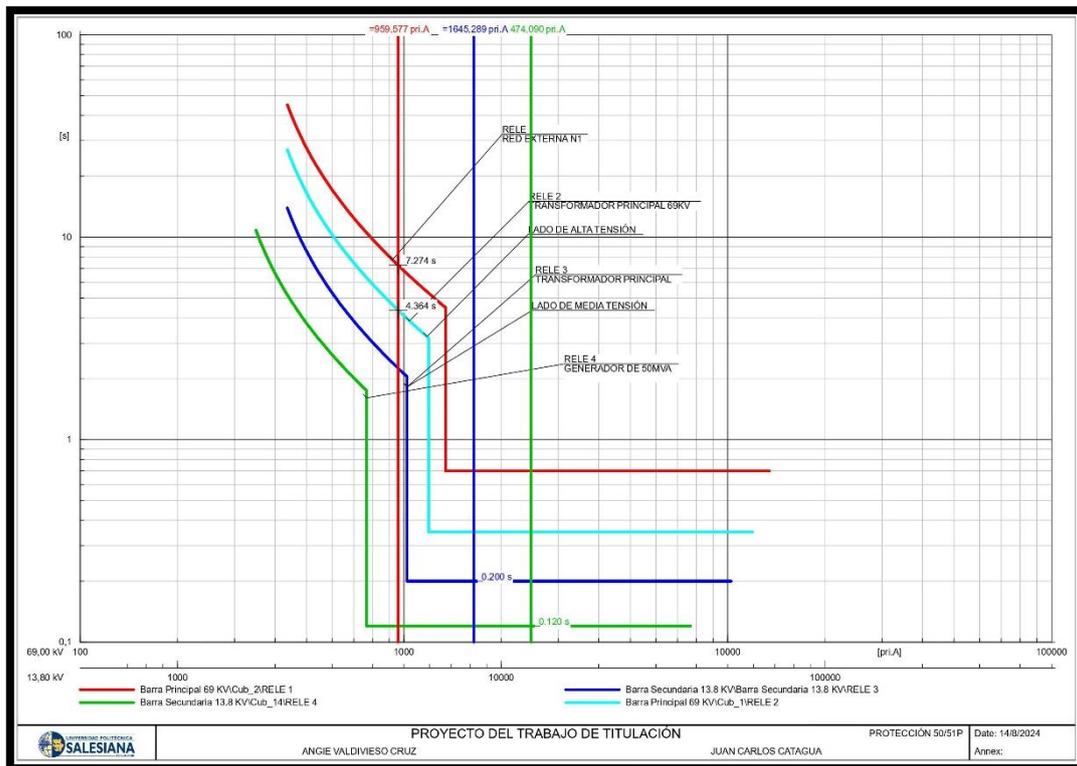
Una vez realiza los seteos de los valores de amperaje en cada relé se procedió a realizar una tabla simplificado de los resultados obtenidos a partir de la coordinación, y estos resultados se muestran en la tabla 5. 1.

**Tabla 5. 1.** Valores de las protecciones de sobrecorrientes 50/51. **Fuente:** Los Autores.

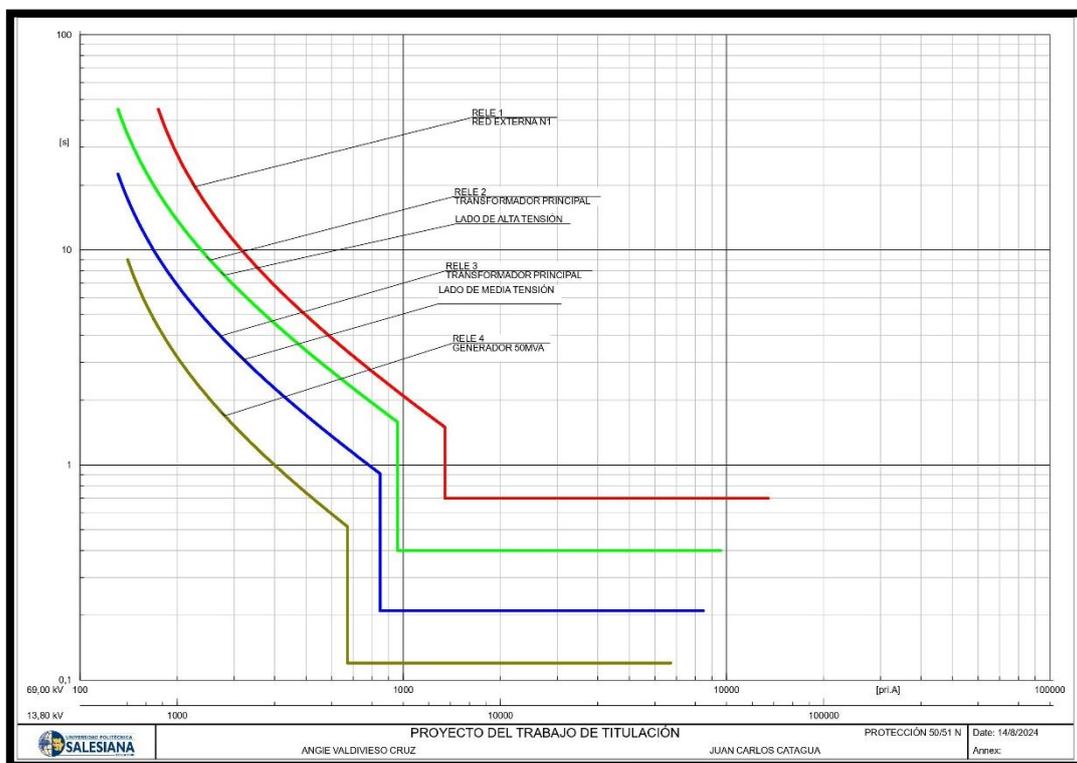
PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTES 50/51					
RELÉ DE PROTECCIONES	51P	50P	51N	50N	CURVA
RED EXTERNA	336	1344	134.4	1347	VERY INVERSE
TRANSFORMADOR DE 69KV - LADO DE ALTA	336	1192	100,8	960	VERY INVERSE
TRANSFORMADOR DE 69KV - LADO DE BAJA	1678.8	5961	503.64	6240	VERY INVERSE

#### 5.2.6. CURVAS DE PROTECCIÓN OBTENIDAS EN DIGSILENT.

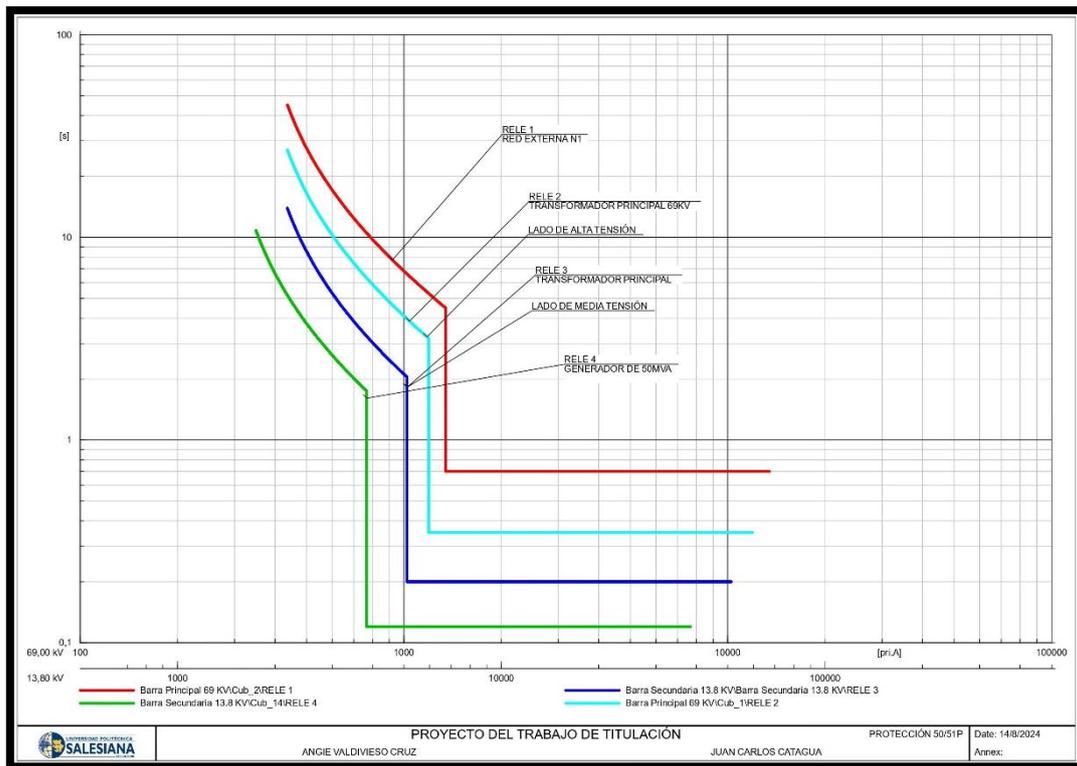
En las siguientes figuras se visualizan las curvas de la coordinación de protecciones realizadas en el software de Power Factory DigSilent.



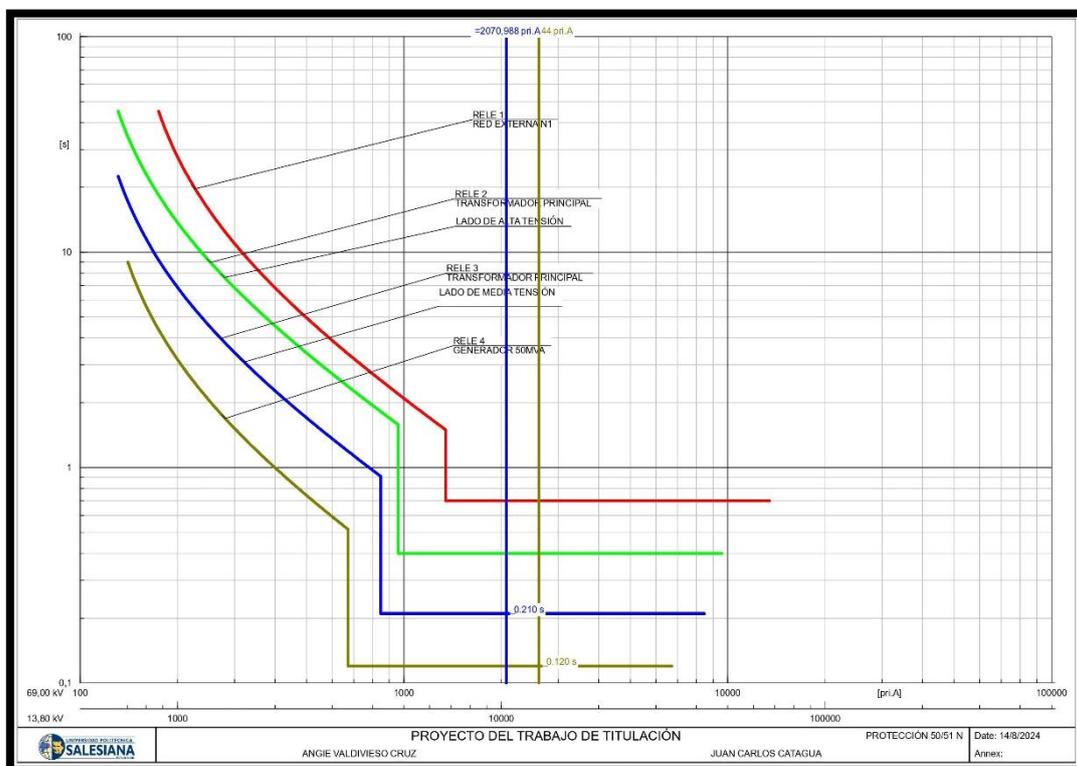
**Figura 5. 23.** Curvas de la coordinación de la protección 50/51P en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 5. 24.** Curvas de la coordinación de la protección 50/51 N en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 5. 25.** Curvas de la coordinación de la protección 50/51 P en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.



**Figura 5. 26.** Curvas de la coordinación de la protección 50/51 N en el software de Power Factory DigSilent. **Fuente:** Los Autores.

## CAPÍTULO 6

### 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

#### 6.1. Introducción

En este capítulo se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos durante el estudio de las corrientes de cortocircuito en las barras de 69 kV y 13.8 kV. Se comparan los valores calculados utilizando las normativas IEC y ANSI, así como los resultados obtenidos a partir de los cálculos manuales. El objetivo es identificar las diferencias y similitudes entre estos enfoques y evaluar la precisión y aplicabilidad de cada método en el contexto del sistema eléctrico analizado.

En la Tabla 6.1 se presentan los valores de corriente de cortocircuito ( $I_k''$ ) y corriente pico ( $I_p$ ) para diferentes tipos de fallas en la barra de 69 kV, comparando los resultados obtenidos mediante las normativas IEC, ANSI y los cálculos manuales.

**Tabla 6. 1.** Tabla comparativa de las fallas en la barra de 69KV **Fuente:** Los Autores.

Tipo de Falla	$I_k''$ (kA) IEC	$i_p$ (kA) IEC	$I_k''$ (kA) ANSI	$i_p$ (kA) ANSI	$I_k''$ (kA) MANUAL	$i_p$ (kA) MANUAL
Trifásica	4.90	13.24	4.39	6.50	3.87	6.98
Bifásica	4.26	11.52	3.82	5.88	3.35	6.04
Monofásica a Tierra	4.38	11.84	3.93	5.01	2.24	4.03
Bifásica a Tierra	2.49	6.71	2.25	2.96	3.17	4.77

#### Interpretación:

- **Falla Trifásica:** Los resultados muestran que los valores obtenidos mediante la normativa IEC son más elevados en comparación con los obtenidos bajo la normativa ANSI y los cálculos manuales. Esto es particularmente evidente en la corriente pico ( $I_p$ ), donde la IEC arroja un valor significativamente mayor. Esta diferencia puede deberse a las metodologías de cálculo y los factores de corrección aplicados en cada normativa.
- **Falla Bifásica:** Similar a la falla trifásica, la normativa IEC produce valores de corriente de cortocircuito y corriente pico más altos que la normativa ANSI y los cálculos manuales. Este patrón sugiere que la IEC puede ser más conservadora, lo que podría resultar en medidas de protección más robustas pero también más costosas.

- **Falla Monofásica a Tierra:** Aunque la corriente de cortocircuito es ligeramente mayor bajo la normativa IEC, las diferencias no son tan pronunciadas como en los casos anteriores. Sin embargo, la corriente pico sigue siendo considerablemente mayor bajo la IEC.
- **Falla Bifásica a Tierra:** En este tipo de falla, los valores de corriente de cortocircuito según la normativa IEC son menores que en los otros tipos de fallas, lo que coincide con las expectativas, dado que las fallas a tierra suelen tener menos severidad en comparación con las fallas trifásicas o bifásicas.

La Tabla 6.2 muestra una comparación similar para la barra de 13.8 kV, utilizando las mismas normativas y cálculos manuales.

**Tabla 6. 2.** Tabla comparativa de las fallas en la barra de 13.8 KV **Fuente:** Los Autores.

Tipo de Falla	Ik'' (kA) IEC	ip (kA) IEC	Ik'' (kA) ANSI	ip (kA) ANSI	Ik'' (kA) MANUAL	ip (kA) MANUAL
Trifásica	34.17	91.01	30.50	45.37	30.08	54.15
Bifásica	29.61	78.85	26.62	36.27	26.05	46.89
Monofásica a Tierra	34.56	92.05	26.85	73.88	17.37	31.26
Bifásica a Tierra	35.23	93.83	31.87	88.46	17.55	31.51

#### Interpretación:

- **Falla Trifásica:** Los valores de corriente de cortocircuito y corriente pico son nuevamente más altos bajo la normativa IEC en comparación con ANSI y los cálculos manuales. Esto podría implicar la necesidad de equipos de protección con mayor capacidad de interrupción si se sigue la IEC.
- **Falla Bifásica:** Se observa una tendencia similar a la de la barra de 69 kV, donde los valores IEC son superiores. Las diferencias aquí son significativas, especialmente en la corriente pico.
- **Falla Monofásica a Tierra:** Las corrientes calculadas bajo la normativa IEC son notablemente más altas que bajo ANSI, lo que sugiere una aproximación más conservadora por parte de la IEC, quizás para asegurar un mayor margen de seguridad.
- **Falla Bifásica a Tierra:** Esta falla muestra valores máximos de corriente bajo la normativa IEC, lo que podría indicar un enfoque más riguroso en la protección contra este tipo de fallas.

## CAPÍTULO 7

### 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

#### 7.1. Conclusiones:

El presente trabajo ha permitido realizar un análisis exhaustivo del sistema industrial basado en el diagrama de la IEEE Std 141-1993, evaluando la coordinación de protecciones bajo las normativas ANSI e IEC utilizando la herramienta de simulación DlgSILENT PowerFactory. Los cálculos de cortocircuito, tanto manuales como mediante simulaciones, se realizaron para distintos escenarios de fallos en las barras de 69 kV y 13.8 kV, lo que ha permitido obtener una comprensión integral del comportamiento del sistema frente a distintos tipos de fallas.

**Diseño del modelo en DlgSILENT PowerFactory:** Se logró diseñar con precisión el modelo del diagrama industrial, lo que facilitó la simulación de diferentes escenarios y permitió obtener resultados coherentes con las condiciones reales de operación del sistema. La fidelidad del modelado fue clave para asegurar la validez de los resultados obtenidos.

**Cálculos de corrientes de cortocircuito:** Los cálculos realizados mostraron que las corrientes de cortocircuito varían significativamente dependiendo de la ubicación y tipo de falla. Las simulaciones bajo las normativas IEC y ANSI revelaron diferencias notables en la magnitud de las corrientes de falla, lo que subraya la importancia de elegir correctamente la normativa en función del contexto operativo del sistema.

**Comparación de resultados:** La comparación entre los cálculos manuales y los obtenidos mediante simulaciones en DlgSILENT PowerFactory confirmó la precisión y utilidad de las herramientas de simulación en la validación de resultados. Las diferencias observadas entre las normativas IEC y ANSI en ambos escenarios resaltan la necesidad de una adecuada selección y coordinación de protecciones que se ajuste a las normativas vigentes.

La corriente pico bajo la normativa IEC es generalmente más alta que bajo la normativa ANSI debido a un enfoque más conservador en el cálculo. La IEC utiliza un mayor factor de asimetría, considera impedancias adicionales, y aplica métodos de cálculo diseñados para garantizar la seguridad en condiciones extremas. Esto resulta en valores más elevados de corriente pico, asegurando que los equipos y sistemas de protección puedan manejar escenarios más severos.

La IEC tiende a adoptar un enfoque más conservador en el dimensionamiento de los sistemas de protección y en la evaluación de las condiciones de falla, para garantizar un margen de seguridad mayor. Este enfoque conservador eleva tanto la corriente de cortocircuito como la corriente pico, para

asegurarse de que los sistemas y equipos estén preparados para enfrentar las condiciones más severas posibles.

**Coordinación de protecciones:** El análisis detallado de la coordinación de protecciones demostró que, bajo ciertas condiciones de falla, algunos dispositivos de protección pueden no actuar de manera óptima si no se siguen las directrices de la normativa adecuada. Esto enfatiza la importancia de una correcta parametrización y selección de los dispositivos de protección para garantizar la seguridad y continuidad del servicio.

## 7.2. Recomendaciones:

Se sugiere continuar utilizando herramientas avanzadas como DIgSILENT PowerFactory para el modelado y simulación de sistemas eléctricos, debido a su alta precisión y capacidad para simular escenarios complejos. La adopción de estas herramientas en futuros estudios contribuirá a mejorar la fiabilidad de los sistemas industriales.

- **Selección adecuada de normativas:** Es crucial elegir la normativa más apropiada (IEC o ANSI) según las características específicas del sistema. Esto no solo asegurará una coordinación efectiva de las protecciones, sino que también optimizará la respuesta del sistema ante fallas, reduciendo el riesgo de interrupciones y daños en la infraestructura eléctrica.
- **Revisión y ajuste de protecciones:** Con base en los resultados obtenidos, se recomienda revisar y ajustar los parámetros de los dispositivos de protección para que estén alineados con los valores calculados y simulados de acuerdo con la normativa seleccionada. Esto garantizará una respuesta eficiente frente a diferentes tipos de fallas.
- **Capacitación continua:** Es recomendable mantener una capacitación constante del personal técnico en el uso de herramientas de simulación y en la interpretación de normativas internacionales. Esto facilitará la implementación efectiva de estrategias de protección y mejorará la comprensión de los comportamientos del sistema en situaciones de falla.
- **Estudios complementarios:** Por último, se sugiere realizar estudios adicionales que consideren otros escenarios y normativas, así como evaluar la capacidad de los dispositivos de compensación reactiva y otras mejoras en la infraestructura de transmisión, con el fin de reforzar la estabilidad y robustez del sistema industrial.

## REFERENCIAS

- [1] J. E. Navas Ramírez and R. A. Sánchez Sanizaca, “Aplicación de software DIGSILENT junto al equipo OMICRON CMC 356 para la coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Durán sur de CNEL EP Guayas los Ríos,” Tesis de Grado, Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2023. Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24662>
- [2] V. M. Navarrete Ronquillo, “Clasificación de fallas eléctricas en líneas de transmisión usando técnicas de procesamiento de señales dispersas y ruidosas,” Tesis de Posgrado, Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2021. Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21243>
- [3] C. J. Flores Naranjo and L. R. Marca Fajardo, “Análisis de respuesta de los relés de sobrecorriente en régimen permanente,” Tesis de Grado, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2022. Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22589>
- [4] J. P. Díaz Yépez, “Desarrollo de un modelo para la parametrización del equipamiento eléctrico en centrales de generación hidroeléctrica,” Tesis de Posgrado, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2022. Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22702>
- [5] W. D. Mendoza Pardo and J. P. Samaniego Avalos, “Validación del programa ATP para estudios de cortocircuitos en sistemas eléctricos de potencia,” Tesis de Grado, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, 2023. Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24681>
- [6] F. G. Carpio Marcillo and A. W. Romero Paucar, “Estudio de estabilidad de voltaje en redes de transmisión de la Zona Costa Norte del SNI del Ecuador,” Tesis de Grado, Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2024. Accessed: Jul. 07, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27445>
- [7] J. F. Arauz Gallegos, “Identificación de fallas en sistemas eléctricos de potencia basado en el reconocimiento de patrones,” *Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana*. Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Feb. 2020. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18559>

- [8] INEL, “Programa de Especialización Análisis de Fallas en Sistema Eléctricos de Potencia,” Engineering Education. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://inelinc.com/curso/programa-de-especializacion-analisis-de-fallas-en-sistema-electricos-de-potencia-8ull8>
- [9] S. Orzúa, “Coordinación de Protecciones y Estudios de Corto Circuitos,” 4 Tipos de cortocircuitos. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://sogingenieria.com/4-tipos-de-cortocircuito/>
- [10] I. C. Choachi Gómez and Á. J. López Loaiza, “Estudio comparativo de las normas IEC 60909-0 y ANSI/IEEE 141-4 para el cálculo de corrientes de cortocircuito en instalaciones eléctricas de uso final empleando los simuladores Digsilent Powerfactory y Etap,” Tesis de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2017. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/11059/8426>
- [11] R. Ma. (Ramón M. Mujal Rosas, *Protección de sistemas eléctricos de potencia*, 1st ed. Barcelona: Iniciativa Digital Politècnica, 2014. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36676/9788476539736.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [12] IEC, “International Electrotechnical Commission,” News & Blog. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.iec.ch/homepage>
- [13] P. A. Salvatierra Villavicencio, “Simulación de una Red Soterrada de Distribución de Energía Eléctrica de Potencia Bajo la Norma IEC 60909/ANSI,” *Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana*. Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2021. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20185>
- [14] Power Factory, “POWERFACTORY APPLICATIONS,” Software Application. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [15] IEEE, “IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants,” IEEE 141-1993. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/ieee/141/312/>
- [16] IEEE, “IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (Brown Book),” IEEE 399-1997. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://standards.ieee.org/ieee/399/613/>

- [17] International Standard, “Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit,” IEC 60076-5:2006 . Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/603>
- [18] Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit, “Measuring relays and protection equipment-Part 151: Functional requirements for over/under current protection,” IEC 60255-151:2009 . Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/1166>
- [19] Institute of Electrical and Electronics Engineers., IEEE Industry Applications Society. Industrial and Commercial Power Systems Department., IEEE Standards Board., and American National Standards Institute., *IEEE Std 242-2001 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)*., IEEE., vol. I. IEEE, 2001.
- [20] IEC, “Low-voltage switchgear and controlgear-Part 2: Circuit-breakers including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher,” INTERNATIONAL STANDARD IEC 60947-2. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: [https://webstore.iec.ch/p-preview/info\\_iec60947-2%7Bed3.0%7Den\\_d.pdf](https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec60947-2%7Bed3.0%7Den_d.pdf)
- [21] IEC, “Find out more about IEC 61850,” Ahead of semantic interoperability. Accessed: Jul. 06, 2024. [Online]. Available: <https://iec61850.dvl.iec.ch/>

# ANEXOS

## A. Diagrama Unifilar Base.

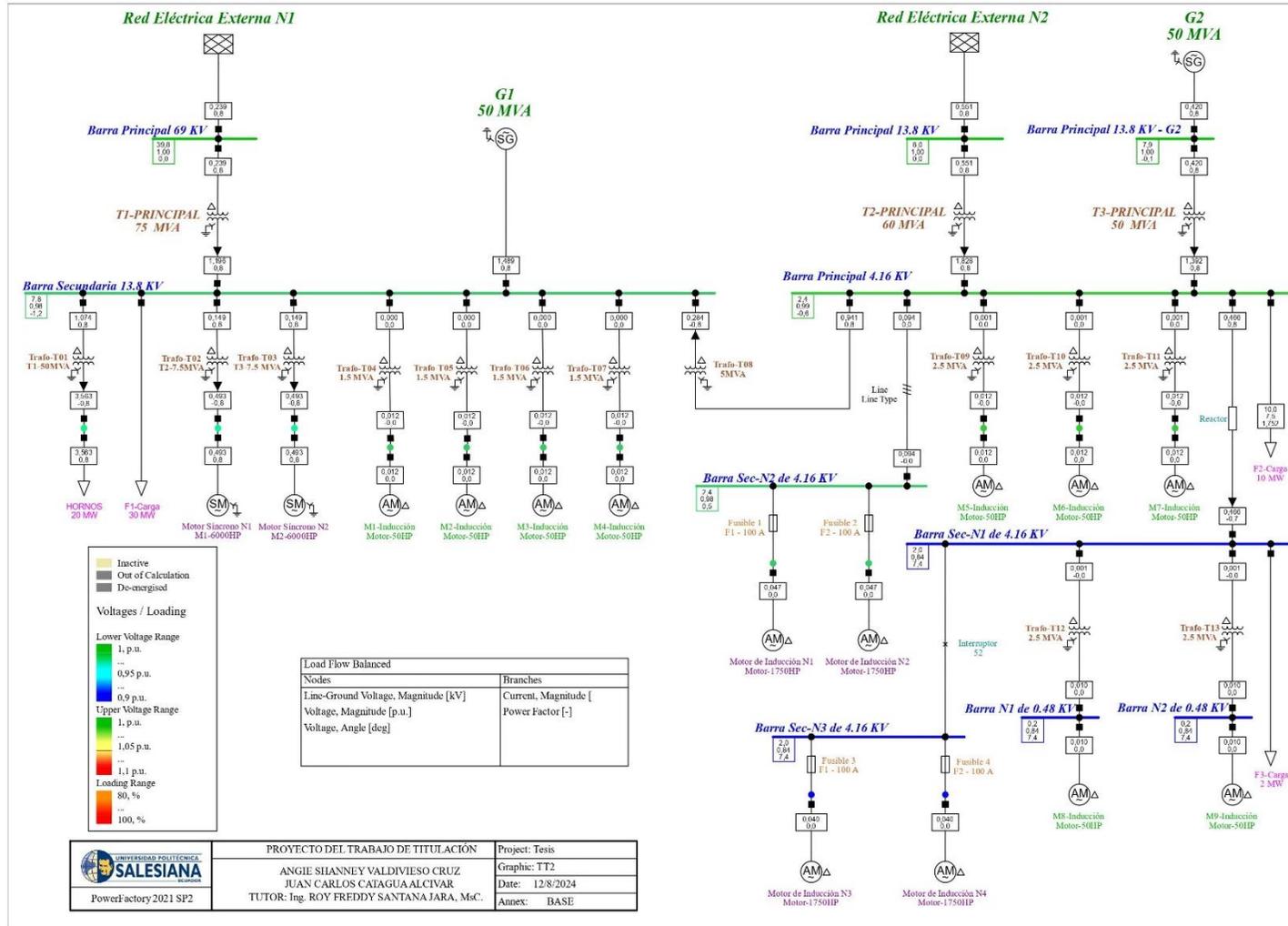
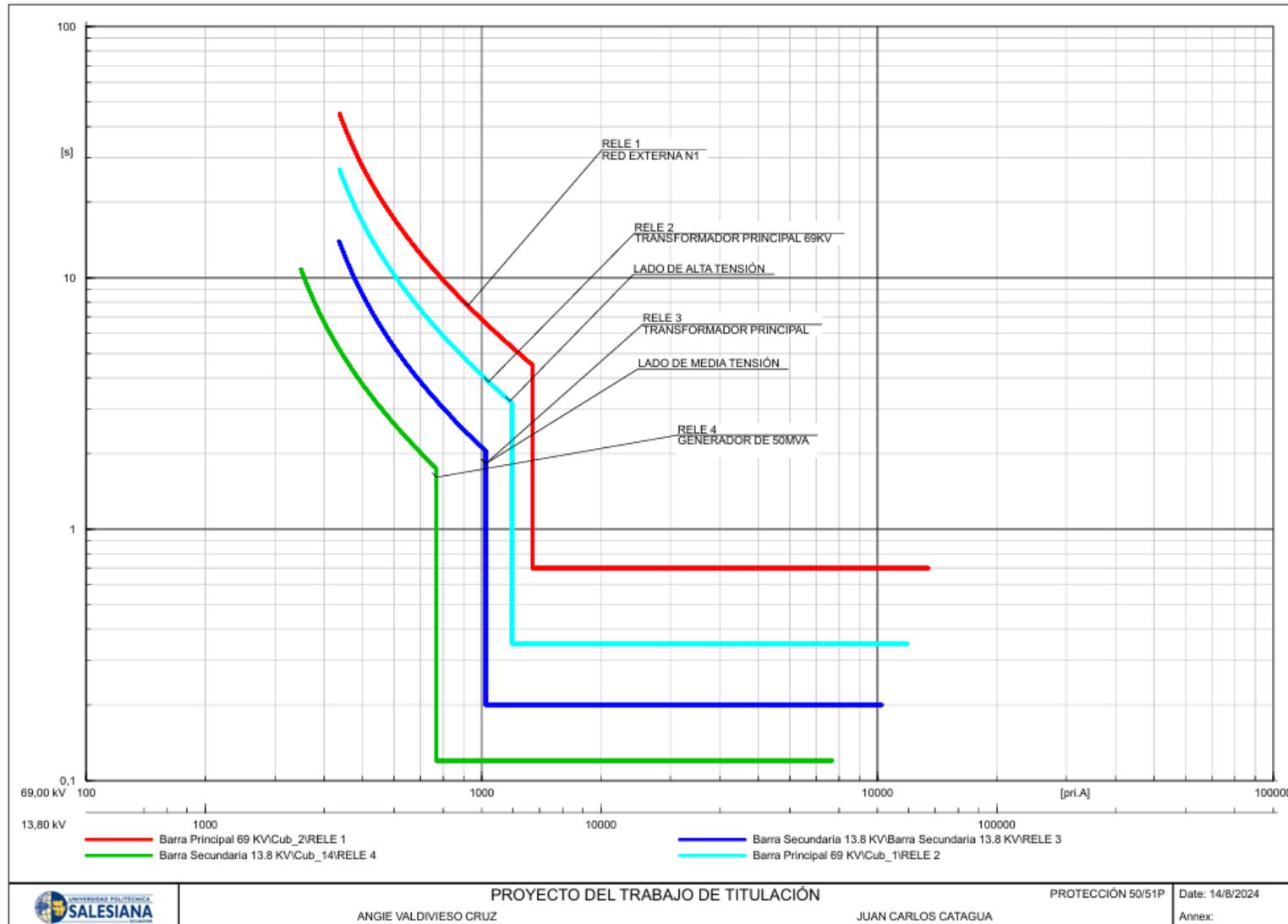


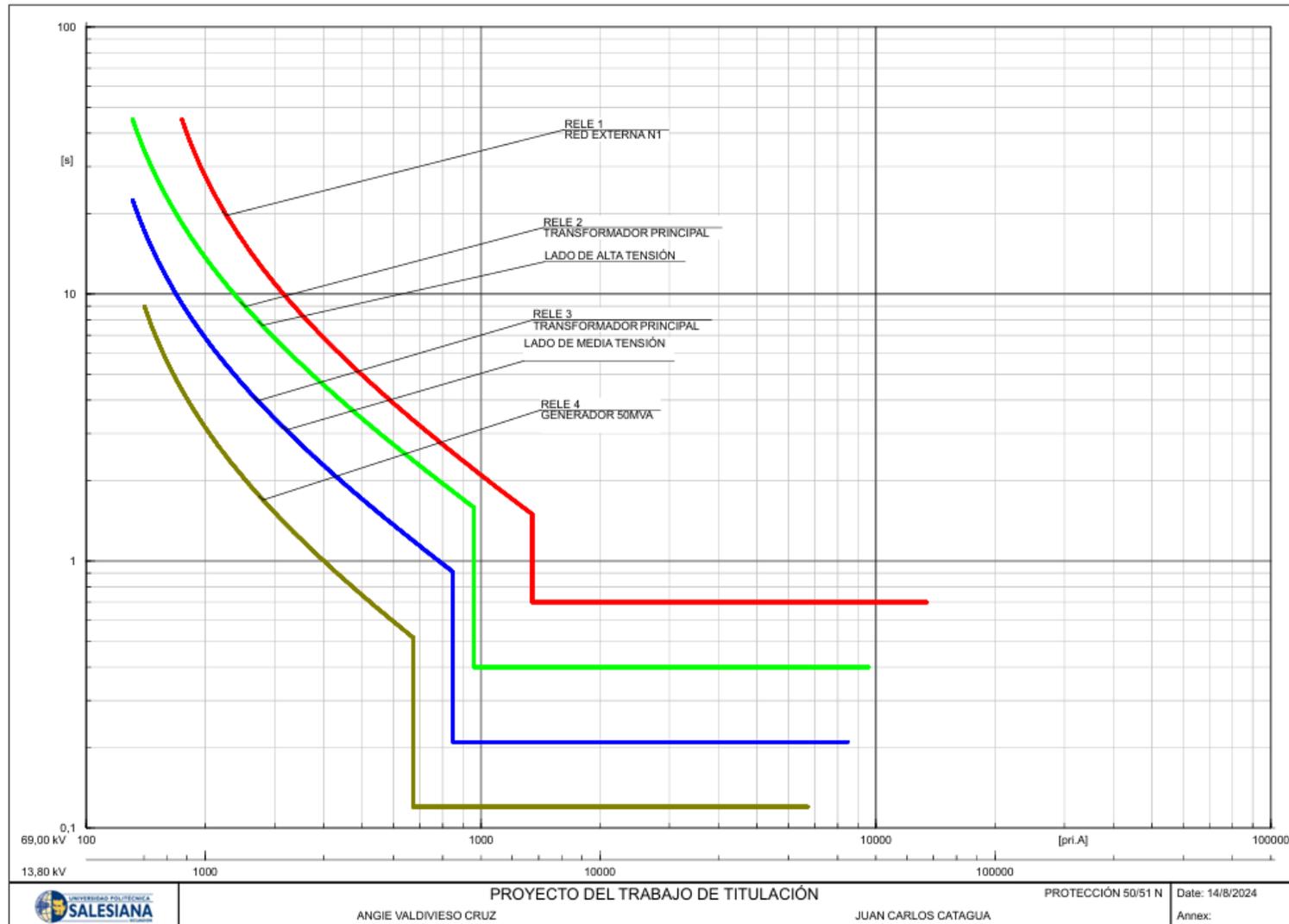
Figura Anexo. 1. Diagrama Unifilar Base. Fuente: Los Autores.

**B. Coordinación de Protecciones 50/51P.**



**Figura Anexo. 2.** Coordinación de Protecciones 50/51P. Fuente: Los Autores

### C. Coordinación de Protecciones 50/51N.



**Figura Anexo. 3.** Coordinación de Protecciones 50/51N. **Fuente:** Los Autores.

## D. Reporte del Cortocircuito en la barra de 69 kV – Simulación de fallas bajo la normativa IEC.

### Reporte del cortocircuito trifásico.

											DigSILENT	Project:
											PowerFactory	-----
											2021 SP2	Date: 12/8/2024
Fault Locations with Feeders											3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents	
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909												
Asynchronous Motors				Grid Identification				Short-Circuit Duration				
Always Considered				Automatic				Break Time 0,10 s				
Decaying Aperiodic Component (idc)				Conductor Temperature				Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s				
Using Method B				User Defined No				Voltage factor c				
								Standard defined table				
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFIL											Annex: / 1	
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"		Ik"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith	
	[kV]	[kV]	[deg] Factor	[MVA]		[kA] [deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]	
Barra Principal 6	69,00	0,00	0,00 1,10	585,61 MVA		4,90 kA -88,14	13,24 kA	4,76	568,53	4,75	5,16	
T1-PRINCIPAL	Barra Secu			435,63 MVA		3,65 kA 91,60	9,85 kA					
Red Eléctrica E				150,00 MVA		1,26 kA -87,40	3,39 kA					

## Reporte del cortocircuito bifásico.

Short-circuit calculation started...

						DigSILENT	Project:				
						PowerFactory					
						2021 SP2	Date: 12/8/2024				
-----											
Fault Locations with Feeders											
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909											
2-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents											
-----											
Asynchronous Motors											
Always Considered											
Grid Identification											
Automatic											
Short-Circuit Duration											
Break Time 0,10 s											
Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s											
Conductor Temperature											
User Defined No											
Voltage factor c											
Standard defined table											
-----											
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFIL											
Annex: / 1											
-----											
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	ip	Ib	Sb	EFF		
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[-]	
-----											
Barra Principal A	69,00	43,82	0,42	1,10	0,00 MVA	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	
B		21,91	-179,58		169,08 MVA	4,24	-178,56	11,47	4,24	169,08	0,00
C		21,91	-179,58		169,08 MVA	4,24	1,44	11,47	4,24	169,08	0,00
T1-PRINCIPAL	Barra Secu										
				A	0,37 MVA	0,01	-176,44	0,03			
				B	125,97 MVA	3,16	1,04	8,54			
				C	125,60 MVA	3,15	-178,97	8,52			
Red Eléctrica E											
				A	0,37 MVA	0,01	-176,44	0,03			
				B	43,12 MVA	1,08	-177,40	2,92			
				C	43,49 MVA	1,09	2,61	2,95			
-----											

## Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.

Short-circuit calculation started...

											DIGSILENT	Project:
											PowerFactory	
											2021 SP2	Date: 12/8/2024
Fault Locations with Feeders											Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents	
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909												
Asynchronous Motors			Grid Identification				Short-Circuit Duration					
Always Considered			Automatic				Break Time				0,10 s	
							Fault Clearing Time (Ith)				1,00 s	
			Conductor Temperature				Voltage factor c					
			User Defined				Standard defined table					
			No									
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFIL											Annex: / 1	
		rtd.V.	Voltage		c-	Sk"	Ik"		ip	Ib	Sb	EFF
		[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[-]
Barra Principal	A	69,00	0,00	0,00	1,10	99,00 MVA	2,49 kA	-85,73	6,71 kA	2,49	99,00	0,00
	B		56,96	-139,70		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,30
	C		58,55	138,18		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,33
T1-PRINCIPAL		Barra Secu										
					A	49,10 MVA	1,23 kA	93,86	3,33 kA			
					B	24,44 MVA	0,61 kA	-86,15	1,66 kA			
					C	24,66 MVA	0,62 kA	-86,12	1,67 kA			
Red Eléctrica	E											
					A	49,90 MVA	1,25 kA	-85,34	3,38 kA			
					B	24,44 MVA	0,61 kA	-86,15	1,66 kA			
					C	24,66 MVA	0,62 kA	-86,12	1,67 kA			



## E. Reporte del Cortocircuito en la barra de 69 kV – Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.

### Reporte del cortocircuito trifásico.

										DigSILENT	Project:		
										PowerFactory	-----		
										2021 SP2	Date: 12/8/2024		
Fault Locations with Feeders -- Complete Report --													
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI										3-Phase Short-Circuit			
Pre-fault Voltage 1,00 p.u.   Fault Impedance													
Consider Transformer Taps No   Resistance, Rf 0,00 Ohm   NACD Mode										Interpolated			
Reactance, Xf 0,00 Ohm   Currents/Voltages for										LV/Interrupting			
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR										System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR		Annex: / 1	
Rated Voltage [kV]		Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]		Symmetrical Current (E/Z) [kA] [deg]		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]				
Barra Principal 69,00										Sym.Base		Tot.Base	
Mom.Duty		0,365	8,991	4,427	-87,67	529,103	27,584	7,129	11,848	[kA]	[kA]		
Int.Duty		0,365	9,073	4,387	-87,70	524,307	27,660		2 cycles	4,671	6,501		
30-cycle		0,414	9,982	3,987	-87,62	476,549			3 cycles	4,850	5,733		
									5 cycles	4,763	5,170		
									8 cycles	4,897	4,835		
T1-PRINCIPAL		Mom.Duty		3,286	92,23	392,742	25,683	7,129	11,848				
		Int.Duty		3,246	92,20	387,946	26,055		2 cycles	4,671	6,501		
		30-cycle		2,846	92,29	340,187			3 cycles	4,850	5,733		
									5 cycles	4,763	5,170		
									8 cycles	4,897	4,835		
Red Eléctrica Externa N1		Mom.Duty		1,141	-87,40	136,364	22,002	7,129	11,848				
		Int.Duty		1,141	-87,40	136,364	22,002		2 cycles	4,671	6,501		
		30-cycle		1,141	-87,40	136,364			3 cycles	4,850	5,733		
									5 cycles	4,763	5,170		
									8 cycles	4,897	4,835		

**Reporte del cortocircuito bifásico.**

Short-circuit calculation started...

	DIGSILENT	Project:
	PowerFactory	
	2021 SP2	Date: 12/8/2024

Fault Locations with Feeders -- Complete Report --  
 Short-Circuit Calculation / Method : ANSI 2-Phase Short-Circuit

Pre-fault Voltage	1,00 p.u.	Fault Impedance		NACD Mode	Interpolated
Consider Transformer Taps	No	Resistance, Rf	0,00 Ohm	Currents/Voltages for	LV/Interrupting
		Reactance, Xf	0,00 Ohm		

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR Annex: / 1

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
Barra Principal	69,00										
Mom.Duty		0,365	8,991	3,834	-177,82	152,734	38,655	6,300	10,421		
Zero-Seq		3,488	34,878						2 cycles	4,296	5,875
Neg.-Seq		0,317	8,996						3 cycles	4,472	5,324
Int.Duty		0,365	9,073	3,816	-177,84	152,013	38,670		5 cycles	4,451	4,846
Zero-Seq		3,488	34,878						8 cycles	4,562	4,518
Neg.-Seq		0,317	8,996								
30-cycle		3,488	34,878	3,579	-177,79	142,580					
Zero-Seq		3,488	34,878								
Neg.-Seq		0,328	9,282								
T1-PRINCIPAL											
Mom.Duty				2,847	2,04	113,427		6,300	10,421		
Int.Duty				2,829	2,06	112,705			2 cycles	4,296	5,875
30-cycle				2,593	2,52	103,283			3 cycles	4,472	5,324
									5 cycles	4,451	4,846
									8 cycles	4,562	4,518

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR Annex: / 2

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
Red Eléctrica Externa N1											
Mom.Duty				0,990	2,60	39,421		6,300	10,421		
Int.Duty				0,990	2,75	39,421			2 cycles	4,296	5,875
30-cycle				0,990	3,81	39,444			3 cycles	4,472	5,324
									5 cycles	4,451	4,846
									8 cycles	4,562	4,518

## Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.

Short-circuit calculation started...

			DigSILENT	Project:
			PowerFactory	
			2021 SP2	Date: 12/8/2024

Fault Locations with Feeders -- Complete Report --  
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI Single Phase to Ground

Pre-fault Voltage	1,00 p.u.	Fault Impedance		
Consider Transformer Taps	No	Resistance, Rf	0,00 Ohm	NACD Mode Interpolated
		Reactance, Xf	0,00 Ohm	Currents/Voltages for LV/Interrupting

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR Annex: / 1

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]		
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]					Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
Barra Principal	69,00										
Mom.Duty		0,365	8,991	2,254	-85,49	89,785	13,370	3,381	5,707		
Zero-Seq		3,488	34,878						2 cycles	2,250	2,956
Neg.-Seq		0,317	8,996						3 cycles	2,250	2,554
Int.Duty		0,365	9,073	2,250	-85,50	89,642	13,386		5 cycles	2,250	2,358
Zero-Seq		3,488	34,878						8 cycles	2,301	2,269
Neg.-Seq		0,317	8,996								
30-cycle		3,488	34,878	2,201	-85,53	87,668					
Zero-Seq		3,488	34,878								
Neg.-Seq		0,328	9,282								
T1-PRINCIPAL								3,381	5,707		
Mom.Duty				1,115	94,37	44,430					
Int.Duty				1,112	94,35	44,286			2 cycles	2,250	2,956
30-cycle				1,062	94,32	42,310			3 cycles	2,250	2,554
									5 cycles	2,250	2,358
									8 cycles	2,301	2,269

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR Annex: / 2

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]		
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
Red Eléctrica Externa N1								3,381	5,707		
Mom.Duty				1,139	-85,34	45,355					
Int.Duty				1,139	-85,35	45,356			2 cycles	2,250	2,956
30-cycle				1,139	-85,39	45,358			3 cycles	2,250	2,554
									5 cycles	2,250	2,358
									8 cycles	2,301	2,269

**Reporte del cortocircuito bifásico a tierra.**

Short-circuit calculation started...

						DIGSILENT	Project:
						PowerFactory	
						2021 SP2	Date: 12/8/2024

Fault Locations with Feeders -- Complete Report --  
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI 2-Phase to Ground

Pre-fault Voltage	1,00 p.u.	Fault Impedance				NACD Mode	Interpolated
Consider Transformer Taps	No	Resistance, Rf	0,00 Ohm			Currents/Voltages for	LV/Interrupting
		Reactance, Xf	0,00 Ohm				

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR Annex: / 1

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
Barra Principal	69,00										
Mom.Duty		0,365	8,991	3,949	171,19	157,336	35,091	6,456	10,693	[kA]	[kA]
Zero-Seq		3,488	34,878						2 cycles	4,393	6,043
Neg.-Seq		0,317	8,996						3 cycles	4,587	5,464
Int.Duty		0,365	9,073	3,929	171,16	156,528	35,118		5 cycles	4,574	5,009
Zero-Seq		3,488	34,878						8 cycles	4,723	4,678
Neg.-Seq		0,317	8,996								
30-cycle		3,488	34,878	3,676	170,90	146,453					
Zero-Seq		3,488	34,878								
Neg.-Seq		0,328	9,282								
T1-PRINCIPAL											
Mom.Duty				2,864	-1,68	114,090		6,456	10,693		
Int.Duty				2,844	-1,66	113,283			2 cycles	4,393	6,043
30-cycle				2,592	-1,33	103,247			3 cycles	4,587	5,464
									5 cycles	4,574	5,009
									8 cycles	4,723	4,678

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR Annex: / 2

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]		
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
Red Eléctrica Externa N1											
Mom.Duty				1,163	153,39	46,350		6,456	10,693		
Int.Duty				1,163	153,38	46,345			2 cycles	4,393	6,043
30-cycle				1,162	153,35	46,310			3 cycles	4,587	5,464
									5 cycles	4,574	5,009
									8 cycles	4,723	4,678

## F. Reporte del Cortocircuito en la barra de 13.8 kV – Simulación de fallas bajo la normativa IEC.

### Reporte del cortocircuito trifásico.

									DigSILENT	Project:		
									PowerFactory			
									2021 SP2	Date: 12/8/2024		
Fault Locations with Feeders												
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909												
3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents												
Asynchronous Motors			Grid Identification				Short-Circuit Duration					
Always Considered			Automatic				Break Time					
							0,10 s					
Decaying Aperiodic Component (idc)			Conductor Temperature				Fault Clearing Time (Ith)					
Using Method			User Defined				Voltage factor c					
B			No				Standard defined table					
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFIL   Annex: / 1												
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"		Ik"		ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[kV]	[kV]	[deg] Factor	[MVA]		[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
Barra Secundaria	13,80	0,00	0,00	1,10	816,73 MVA	34,17 kA	-87,52	91,01 kA	31,08	742,88	31,02	35,52
T1-PRINCIPAL	Barra Prin				133,08 MVA	5,57 kA	92,31	14,83 kA				
Trafo-T08	Barra Prin				390,03 MVA	16,32 kA	91,46	43,46 kA				
Trafo-T04	Terminal(7)				0,22 MVA	0,01 kA	95,67	0,02 kA				
Trafo-T06	Terminal(9)				0,22 MVA	0,01 kA	95,67	0,02 kA				
Trafo-T07	Terminal(1)				0,22 MVA	0,01 kA	95,67	0,02 kA				
Trafo-T01	Terminal(4)				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Trafo-T02	Terminal(5)				20,77 MVA	0,87 kA	93,44	2,31 kA				
Trafo-T03	Terminal(6)				20,77 MVA	0,87 kA	93,44	2,31 kA				
Trafo-T05	Terminal(8)				0,22 MVA	0,01 kA	95,67	0,02 kA				
G1					251,38 MVA	10,52 kA	-86,00	28,01 kA				



Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFIL					Annex:		/ 2	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg] Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Trafo-T06	Terminal (9)		A	0,00 MVA	0,00 kA	7,51	0,00 kA			
			B	0,06 MVA	0,01 kA	5,66	0,02 kA			
			C	0,06 MVA	0,01 kA	-174,32	0,02 kA			
Trafo-T07	Terminal (1)		A	0,00 MVA	0,00 kA	7,51	0,00 kA			
			B	0,06 MVA	0,01 kA	5,66	0,02 kA			
			C	0,06 MVA	0,01 kA	-174,32	0,02 kA			
Trafo-T01	Terminal (4)		A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Trafo-T02	Terminal (5)		A	0,12 MVA	0,01 kA	-176,64	0,04 kA			
			B	6,06 MVA	0,76 kA	1,74	2,03 kA			
			C	5,94 MVA	0,75 kA	-178,29	1,99 kA			
Trafo-T03	Terminal (6)		A	0,12 MVA	0,01 kA	-176,64	0,04 kA			
			B	6,06 MVA	0,76 kA	1,74	2,03 kA			
			C	5,94 MVA	0,75 kA	-178,29	1,99 kA			
Trafo-T05	Terminal (8)		A	0,00 MVA	0,00 kA	7,51	0,00 kA			
			B	0,06 MVA	0,01 kA	5,66	0,02 kA			
			C	0,06 MVA	0,01 kA	-174,32	0,02 kA			
F1-Carga			A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
G1			A	1,83 MVA	0,23 kA	4,11	0,61 kA			
			B	73,56 MVA	9,23 kA	-177,97	24,59 kA			
			C	71,73 MVA	9,00 kA	1,97	23,98 kA			

## Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.

Short-circuit calculation started...

								DigSILENT	Project:	
								PowerFactory		
								2021 SP2	Date: 12/8/2024	
-----										
Fault Locations with Feeders										
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909										
Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents										
-----										
Asynchronous Motors										
Always Considered										
Grid Identification										
Automatic										
Short-Circuit Duration										
Break Time 0,10 s										
Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s										
Conductor Temperature										
User Defined No										
Voltage factor c										
Standard defined table										
-----										
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFIL										
Annex: / 1										
-----										
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	ip	Ib	Sb	EFF	
	[kV]	[kV]	[deg] Factor	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[-]
-----										
Barra Secundari A	13,80	0,00	0,00 1,10	280,73 MVA	35,23 kA	-88,81	93,84 kA	35,23	280,73	0,00
B		8,68	-117,80	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
C		8,59	119,14	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,97
T1-PRINCIPAL	Barra Prin			A 71,47 MVA	8,97 kA	91,44	23,89 kA			
				B 25,41 MVA	3,19 kA	90,81	8,49 kA			
				C 26,10 MVA	3,28 kA	90,89	8,72 kA			
Trafo-T08	Barra Prin			A 89,32 MVA	11,21 kA	90,82	29,86 kA			
				B 45,54 MVA	5,72 kA	-89,13	15,22 kA			
				C 43,78 MVA	5,49 kA	-89,24	14,63 kA			
Trafo-T04	Terminal (7			A 0,05 MVA	0,01 kA	95,13	0,02 kA			
				B 0,03 MVA	0,00 kA	-84,83	0,01 kA			
				C 0,02 MVA	0,00 kA	-84,91	0,01 kA			
-----										

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFIL		Annex:		/ 2				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor [deg]	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Trafo-T06	Terminal (9)		A	0,05 MVA	0,01 kA	95,13	0,02 kA			
			B	0,03 MVA	0,00 kA	-84,83	0,01 kA			
			C	0,02 MVA	0,00 kA	-84,91	0,01 kA			
Trafo-T07	Terminal (1)		A	0,05 MVA	0,01 kA	95,13	0,02 kA			
			B	0,03 MVA	0,00 kA	-84,83	0,01 kA			
			C	0,02 MVA	0,00 kA	-84,91	0,01 kA			
Trafo-T01	Terminal (4)		A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Trafo-T02	Terminal (5)		A	4,76 MVA	0,60 kA	91,18	1,59 kA			
			B	2,31 MVA	0,29 kA	-88,87	0,77 kA			
			C	2,45 MVA	0,31 kA	-88,77	0,82 kA			
Trafo-T03	Terminal (6)		A	4,76 MVA	0,60 kA	91,18	1,59 kA			
			B	2,31 MVA	0,29 kA	-88,87	0,77 kA			
			C	2,45 MVA	0,31 kA	-88,77	0,82 kA			
Trafo-T05	Terminal (8)		A	0,05 MVA	0,01 kA	95,13	0,02 kA			
			B	0,03 MVA	0,00 kA	-84,83	0,01 kA			
			C	0,02 MVA	0,00 kA	-84,91	0,01 kA			
Fl-Carga			A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
G1			A	110,22 MVA	13,83 kA	-88,67	36,84 kA			
			B	24,86 MVA	3,12 kA	-89,01	8,31 kA			
			C	22,68 MVA	2,85 kA	-89,26	7,58 kA			

## Reporte del cortocircuito bifásico a tierra.

Short-circuit calculation started...

													DIGSILENT	Project:
													PowerFactory	-----
													2021 SP2	Date: 12/8/2024
-----														
Fault Locations with Feeders														
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909														
2-Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents														
-----														
Asynchronous Motors														
Always Considered														
Grid Identification														
Automatic														
Short-Circuit Duration														
Break Time 0,10 s														
Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s														
Conductor Temperature														
User Defined No														
Voltage factor c														
Standard defined table														
-----														
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFIL														
Annex: / 1														
-----														
		rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"		ip	Ib	Sb	EFF			
		[kV]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[MVA]	[-]			
-----														
Barra Secundari	A	13,80	8,49	1,36	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,97		
	B		0,00	-120,00		275,35 MVA	34,56 kA	150,29	92,05 kA	34,56	275,35	0,00		
	C		0,00	120,00		278,09 MVA	34,90 kA	33,36	92,96 kA	34,90	278,09	0,00		
T1-PRINCIPAL	Barra Prin													
						A 26,52 MVA	3,33 kA	-87,72	8,87 kA					
						B 62,53 MVA	7,85 kA	-50,98	20,90 kA					
						C 63,79 MVA	8,01 kA	-125,90	21,32 kA					
Trafo-T08	Barra Prin													
						A 46,16 MVA	5,79 kA	89,15	15,43 kA					
						B 114,04 MVA	14,31 kA	-10,27	38,12 kA					
						C 115,81 MVA	14,54 kA	-167,12	38,71 kA					
Trafo-T04	Terminal (7													
						A 0,03 MVA	0,00 kA	93,19	0,01 kA					
						B 0,06 MVA	0,01 kA	-6,00	0,02 kA					
						C 0,06 MVA	0,01 kA	-162,85	0,02 kA					
-----														

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFIL		Annex:		/ 2				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA]	Ik" [kA]	[deg]	ip [kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Trafo-T06	Terminal (9)		A	0,03 MVA	0,00 kA	93,19	0,01 kA			
			B	0,06 MVA	0,01 kA	-6,00	0,02 kA			
			C	0,06 MVA	0,01 kA	-162,85	0,02 kA			
Trafo-T07	Terminal (1)		A	0,03 MVA	0,00 kA	93,19	0,01 kA			
			B	0,06 MVA	0,01 kA	-6,00	0,02 kA			
			C	0,06 MVA	0,01 kA	-162,85	0,02 kA			
Trafo-T01	Terminal (4)		A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Trafo-T02	Terminal (5)		A	2,45 MVA	0,31 kA	94,10	0,82 kA			
			B	6,16 MVA	0,77 kA	-9,14	2,06 kA			
			C	6,09 MVA	0,76 kA	-166,05	2,03 kA			
Trafo-T03	Terminal (6)		A	2,45 MVA	0,31 kA	94,10	0,82 kA			
			B	6,16 MVA	0,77 kA	-9,14	2,06 kA			
			C	6,09 MVA	0,76 kA	-166,05	2,03 kA			
Trafo-T05	Terminal (8)		A	0,03 MVA	0,00 kA	93,19	0,01 kA			
			B	0,06 MVA	0,01 kA	-6,00	0,02 kA			
			C	0,06 MVA	0,01 kA	-162,85	0,02 kA			
Fl-Carga			A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
			C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
G1			A	24,68 MVA	3,10 kA	86,79	8,25 kA			
			B	99,74 MVA	12,52 kA	138,91	33,34 kA			
			C	100,66 MVA	12,63 kA	46,01	33,65 kA			

**G. Reporte del Cortocircuito en la barra de 13.8 kV – Simulación de fallas bajo la normativa ANSI.**

**Reporte del cortocircuito trifásico.**

										DIGSILENT		Project:	
										PowerFactory		-----	
										2021 SP2		Date: 12/8/2024	
Fault Locations with Feeders -- Complete Report --													
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI										3-Phase Short-Circuit			
										Fault Impedance			
Pre-fault Voltage		1,00 p.u.		Resistance, Rf		0,00 Ohm		NACD Mode		Interpolated			
Consider Transformer Taps		No		Reactance, Xf		0,00 Ohm		Currents/Voltages for		LV/Interrupting			
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR										System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR		Annex: / 1	
Rated Voltage [kV]		Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]		Symmetrical Current (E/Z) [kA] [deg]		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]		
Barra Secundari 13,80													
Mom.Duty		0,011 0,257		31,000 -87,59		740,975	28,465	50,023	83,101				
Int.Duty		0,011 0,261		30,504 -87,63		729,108	28,612		2 cycles	32,660			
30-cycle		0,013 0,307		25,914 -87,54		619,410			3 cycles	33,843			
									5 cycles	33,243			
									8 cycles	34,103			
T1-PRINCIPAL		Mom.Duty		5,061 92,53		120,969	22,645	50,023	83,101				
		Int.Duty		5,061 92,53		120,969	22,645		2 cycles	32,660			
		30-cycle		5,061 92,53		120,969			3 cycles	33,843			
									5 cycles	33,243			
									8 cycles	34,103			
Trafo-T08		Mom.Duty		14,947 93,10		357,259	18,475	50,023	83,101				
		Int.Duty		14,927 93,02		356,787	18,978		2 cycles	32,660			
		30-cycle		14,581 92,95		348,524			3 cycles	33,843			
									5 cycles	33,243			
									8 cycles	34,103			

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR						Annex: / 2			
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]		
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
Trafo-T04		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000	50,023	83,101		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
Trafo-T06		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000	50,023	83,101		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
Trafo-T07		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000	50,023	83,101		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
Trafo-T01		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000	50,023	83,101		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
Trafo-T02		Mom.Duty		0,792	92,36	18,936	24,246	50,023	83,101		
		Int.Duty		0,554	92,25	13,236	25,449		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
Trafo-T03		Mom.Duty		0,792	92,36	18,936	24,246	50,023	83,101		
		Int.Duty		0,554	92,25	13,236	25,449		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
								8 cycles	34,103	33,708	

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR					Annex:		/ 3		
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based		
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]				[kA]	[kA]	
Trafo-T05		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000	50,023	83,101		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
G1		Mom.Duty		9,411	-88,72	224,944	44,893	50,023	83,101		
		Int.Duty		9,411	-88,72	224,944	44,893		2 cycles	32,660	45,371
		30-cycle		6,274	-88,72	149,963			3 cycles	33,843	40,051
									5 cycles	33,243	36,091
								8 cycles	34,103	33,708	

**Reporte del cortocircuito bifásico.**

Short-circuit calculation started...

		DIGSILENT	Project:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Date: 12/8/2024

Fault Locations with Feeders -- Complete Report --  
 Short-Circuit Calculation / Method : ANSI 2-Phase Short-Circuit

Pre-fault Voltage	1,00 p.u.	Fault Impedance		NACD Mode	Interpolated
Consider Transformer Taps	No	Resistance, Rf	0,00 Ohm	Currents/Voltages for	LV/Interrupting
		Reactance, Xf	0,00 Ohm		

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR Annex: / 1

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
Barra Secundari	13,80										
Mom.Duty		0,011	0,257	26,846	2,16	213,893	56,581	44,840	73,881	[kA]	[kA]
Zero-Seq		0,004	0,236						2 cycles	31,323	42,117
Neg.-Seq		0,008	0,257						3 cycles	32,752	39,115
Int.Duty		0,011	0,261	26,621	2,12	212,101	56,440		5 cycles	33,381	36,269
Zero-Seq		0,004	0,236						8 cycles	34,279	34,066
Neg.-Seq		0,008	0,257								
30-cycle		0,004	0,236	23,826	2,19	189,834					
Zero-Seq		0,004	0,236								
Neg.-Seq		0,009	0,272								
T1-PRINCIPAL											
Mom.Duty				4,394	-177,47	35,009		44,840	73,881		
Int.Duty				4,394	-177,22	35,009			2 cycles	31,323	42,117
30-cycle				4,399	-175,44	35,045			3 cycles	32,752	39,115
									5 cycles	33,381	36,269
									8 cycles	34,279	34,066

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR					Annex: / 2		
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]				
Trafo-T08		Mom.Duty		12,973	-176,93	103,360		44,840	73,881
		Int.Duty		12,956	-176,76	103,223			2 cycles 31,323 42,117
		30-cycle		12,775	-175,37	101,780			3 cycles 32,752 39,115
									5 cycles 33,381 36,269
Trafo-T04		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		44,840	73,881
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles 31,323 42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 32,752 39,115
									5 cycles 33,381 36,269
Trafo-T06		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		44,840	73,881
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles 31,323 42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 32,752 39,115
									5 cycles 33,381 36,269
Trafo-T07		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		44,840	73,881
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles 31,323 42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 32,752 39,115
									5 cycles 33,381 36,269
Trafo-T01		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		44,840	73,881
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles 31,323 42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 32,752 39,115
									5 cycles 33,381 36,269
Trafo-T02		Mom.Duty		0,691	1,52	5,502		44,840	73,881
		Int.Duty		0,588	6,94	4,687			2 cycles 31,323 42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 32,752 39,115
									5 cycles 33,381 36,269
								8 cycles 34,279 34,066	

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR					Annex: / 3			
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based [kA]	
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]					
Trafo-T03		Mom.Duty		0,691	1,52	5,502		44,840	73,881	
		Int.Duty		0,588	6,94	4,687		2 cycles	31,323	42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	32,752	39,115
								5 cycles	33,381	36,269
Trafo-T05		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		44,840	73,881	
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	31,323	42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	32,752	39,115
								5 cycles	33,381	36,269
Fl-Carga		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		44,840	73,881	
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	31,323	42,117
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	32,752	39,115
								5 cycles	33,381	36,269
G1		Mom.Duty		8,183	-179,36	65,195		44,840	73,881	
		Int.Duty		8,183	-179,61	65,197		2 cycles	31,323	42,117
		30-cycle		6,754	-174,78	53,810		3 cycles	32,752	39,115
								5 cycles	33,381	36,269
								8 cycles	34,279	34,066

## Reporte del cortocircuito monofásico a tierra.

Short-circuit calculation started...

				DIGSILENT		Project:							
				PowerFactory		-----							
				2021 SP2		Date: 12/8/2024							
Fault Locations with Feeders -- Complete Report --													
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI								Single Phase to Ground					
		Fault Impedance											
Pre-fault Voltage		1,00 p.u.		Resistance, Rf		0,00 Ohm		NACD Mode Interpolated					
Consider Transformer Taps		No		Reactance, Xf		0,00 Ohm		Currents/Voltages for LV/Interrupting					
Grid: DIAGRAMA UNIFILAR			System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR				Annex:		/ 1				
Rated Voltage		Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power		X/R ratio		Asym.RMS X/R based		Asym.Peak X/R based	
[kV]		R[Ohm] X[Ohm]		[kA] [deg]		[MVA]				[kA]		[kA]	
Barra Secundari 13,80													
Mom.Duty		0,011 0,257		31,871 -88,25		253,926		82,514		53,835		88,460	
Zero-Seq		0,004 0,236										2 cycles 38,701 51,627	
Neg.-Seq		0,008 0,257										3 cycles 41,106 48,934	
Int.Duty		0,011 0,261		31,687 -88,27		252,464		82,074		53,835		5 cycles 42,531 46,592	
Zero-Seq		0,004 0,236										8 cycles 44,327 44,274	
Neg.-Seq		0,008 0,257											
30-cycle		0,004 0,236		29,323 -88,20		233,633							
Zero-Seq		0,004 0,236											
Neg.-Seq		0,009 0,272											
T1-PRINCIPAL													
Mom.Duty				8,170 92,53		65,094				53,835		88,460	
Int.Duty				8,152 92,52		64,951						2 cycles 38,701 51,627	
30-cycle				7,922 92,55		63,114						3 cycles 41,106 48,934	
												5 cycles 42,531 46,592	
												8 cycles 44,327 44,274	

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR						Annex: / 2		
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based [kA]	
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]					
Trafo-T08		Mom. Duty		10,244	92,66	81,621		53,835	88,460	
		Int. Duty		10,258	92,59	81,729		2 cycles	38,701	51,627
		30-cycle		10,451	92,52	83,270		3 cycles	41,106	48,934
								5 cycles	42,531	46,592
Trafo-T04		Mom. Duty		0,000	0,00	0,000		53,835	88,460	
		Int. Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	38,701	51,627
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	41,106	48,934
								5 cycles	42,531	46,592
Trafo-T06		Mom. Duty		0,000	0,00	0,000		53,835	88,460	
		Int. Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	38,701	51,627
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	41,106	48,934
								5 cycles	42,531	46,592
Trafo-T07		Mom. Duty		0,000	0,00	0,000		53,835	88,460	
		Int. Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	38,701	51,627
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	41,106	48,934
								5 cycles	42,531	46,592
Trafo-T01		Mom. Duty		0,000	0,00	0,000		53,835	88,460	
		Int. Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	38,701	51,627
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	41,106	48,934
								5 cycles	42,531	46,592
Trafo-T02		Mom. Duty		0,543	91,10	4,328		53,835	88,460	
		Int. Duty		0,462	90,96	3,681		2 cycles	38,701	51,627
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	41,106	48,934
								5 cycles	42,531	46,592
							8 cycles	44,327	44,274	

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR					Annex: / 3		
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]				
Trafo-T03		Mom.Duty		0,543	91,10	4,328		53,835	88,460
		Int.Duty		0,462	90,96	3,681			2 cycles
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles
									5 cycles
Trafo-T05		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		53,835	88,460
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles
									5 cycles
F1-Carga		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		53,835	88,460
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles
									5 cycles
G1		Mom.Duty		12,375	-89,45	98,594		53,835	88,460
		Int.Duty		12,358	-89,46	98,458			2 cycles
		30-cycle		10,955	-89,42	87,280			3 cycles
									5 cycles
								8 cycles	44,274



Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR					Annex: / 2			
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]	
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]					
Trafo-T08		Mom.Duty		13,265	-165,46	105,687		52,177	86,224	
		Int.Duty		13,256	-165,33	105,616		2 cycles	35,834	48,863
		30-cycle		13,100	-163,82	104,373		3 cycles	37,463	44,694
								5 cycles	37,737	41,337
Trafo-T04		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		52,177	86,224	
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	35,834	48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	37,463	44,694
								5 cycles	37,737	41,337
Trafo-T06		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		52,177	86,224	
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	35,834	48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	37,463	44,694
								5 cycles	37,737	41,337
Trafo-T07		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		52,177	86,224	
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	35,834	48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	37,463	44,694
								5 cycles	37,737	41,337
Trafo-T01		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		52,177	86,224	
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000		2 cycles	35,834	48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	37,463	44,694
								5 cycles	37,737	41,337
Trafo-T02		Mom.Duty		0,702	-9,65	5,596		52,177	86,224	
		Int.Duty		0,551	-4,69	4,389		2 cycles	35,834	48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000		3 cycles	37,463	44,694
								5 cycles	37,737	41,337
							8 cycles	38,879	38,591	

Grid: DIAGRAMA UNIFILAR		System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR						Annex: / 3	
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]				
Trafo-T03		Mom.Duty		0,702	-9,65	5,596		52,177	86,224
		Int.Duty		0,551	-4,69	4,389			2 cycles 35,834 48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 37,463 44,694
									5 cycles 37,737 41,337
Trafo-T05		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		52,177	86,224
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles 35,834 48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 37,463 44,694
									5 cycles 37,737 41,337
Fl-Carga		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		52,177	86,224
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles 35,834 48,863
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles 37,463 44,694
									5 cycles 37,737 41,337
G1		Mom.Duty		11,256	44,40	89,679		52,177	86,224
		Int.Duty		11,234	44,28	89,505			2 cycles 35,834 48,863
		30-cycle		8,885	46,37	70,792			3 cycles 37,463 44,694
									5 cycles 37,737 41,337
								8 cycles 38,879 38,591	