



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS

**Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en
análisis dinámico para validar el funcionamiento de
transformadores de potencia en redes de
distribución**

Presentado Por:

Bach. Castillo Damián Elver Flavio

Asesor:

Dr. Ing. Celada Padilla James Skinner

Fecha de sustentación:

05-12-2025

LAMBAYEQUE – PERÚ



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS

Para Optar el Título Profesional de INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución

Bach. ELVER FLAVIO CASTILLO DAMIÁN
AUTOR

Dr. Ing. SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES
PRESIDENTE

Dr. Ing. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO
SECRETARIO

M.Sc. Ing. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA
MIEMBRO

Dr. Ing. JAMES SKINNER CELADA PADILLA
ASESOR



ACTA DE SUSTENTACION N°0132-2025-FIME



En la ciudad de Lambayeque, siendo las 10:00 a.m. del día Viernes 05 de diciembre 2025. Se reunieron los miembros del jurado, designados mediante Resolución N°394-2025-D-FIME, de fecha 24 de noviembre 2025, con la finalidad de Evaluar y Calificar la sustentación de la Tesis, conformado por los siguientes catedráticos:

- | | |
|---|------------|
| • Dr. Ing. SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES | PRESIDENTE |
| • Dr. Ing. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO | SECRETARIO |
| • M.Sc. Ing. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA | MIEMBRO |
| • Dr. Ing. JAMES SKINNER CELADA PADILLA | ASESOR |

Se recibió la Tesis titulada:

"DISEÑO DE UN MODELO ELECTRICO SINTETICO BASADO EN ANALISIS DINAMICO PARA VALIDAR EL FUNCIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN"


Presentada y sustentada por su autor, Bachiller: **CASTILLO DAMIAN ELVER FLAVIO.**


Finalizada la sustentación de la Tesis, el sustentante respondió las preguntas y observaciones de los miembros del jurado examinador, quienes procedieron a deliberar y acordaron otorgar el calificativo de **APROBADO**, Nota $(\frac{1}{4})$ en la escala vigesimal, mención Bueno. Quedando el sustentante apto para obtener el Título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, de acuerdo a la Ley Universitaria 30220 y la normatividad vigente, de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.

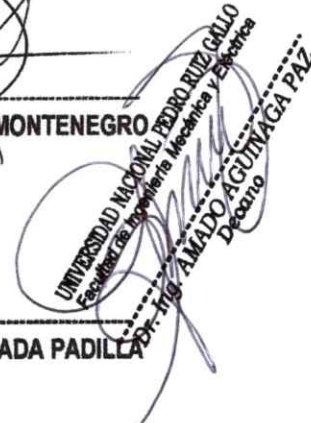
Siendo las 11:16 am del mismo día se da por concluido el acto académico, firmando la presente acta el jurado respectivo:


Dr. Ing. SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES
PRESIDENTE


M.Sc. Ing. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA
MIEMBRO


Dr. Ing. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO
SECRETARIO


Dr. Ing. JAMES SKINNER CELADA PADILLA
ASESOR


UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Decanato
Dr. Ing. AMADO AGUIRRE PAZ

ANEXO 01

CONSTANCIA DE VERIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, **Dr. Ing. James Skinner Celada Padilla**, usuario revisor del documento titulado: **“DISEÑO DE UN MODELO ELÉCTRICO SINTÉTICO BASADO EN ANÁLISIS DINÁMICO PARA VALIDAR EL FUNCIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN”**.

Cuyo autor es, **Castillo Damián Elver Flavio**, identificado con documento de identidad **N° 75698311** declaro que la evaluación realizada por el Programa informático, ha arrojado un porcentaje de similitud de **19%**, verificable en el Resumen de Reporte automatizado de similitudes que se acompaña.

El suscrito analizó dicho reporte y concluyó que cada una de las coincidencias detectadas dentro del porcentaje de similitud permitido no constituyen plagio y que el documento cumple con la integridad científica y con las normas para el uso de citas y referencias establecidas en los protocolos respectivos.

Se cumple con adjuntar el Recibo Digital a efectos de la trazabilidad respectiva del proceso.

Lambayeque 06 de abril del 2026



.....
DR. ING. JAMES SKINNER CELADA PADILLA

DNI: 16782335

ASESOR

Se adjunta:

*Resumen del Reporte automático de similitudes

*Recibo Digital

Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución

INFORME DE ORIGINALIDAD

19%	18%	4%	15%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	idus.us.es Fuente de Internet	7%
2	dspace.ucuenca.edu.ec Fuente de Internet	2%
3	Submitted to Escuela Politecnica Nacional Trabajo del estudiante	2%
4	repositorio.utc.edu.ec Fuente de Internet	1%
5	www2.nationalgrideso.com Fuente de Internet	1%
6	va.mite.gov.it Fuente de Internet	1%
7	Submitted to Universidad de Málaga - Tii Trabajo del estudiante	1%
8	repositorio.unsaac.edu.pe Fuente de Internet	1%
9	Submitted to Universidad Nacional del Centro del Peru Trabajo del estudiante	1%
10	dataset.cne.cl Fuente de Internet	1%

Dr. Celada Padilla James Skinner

11 gobiernoabierto.navarra.es <1 %
Fuente de Internet

12 skemman.is <1 %
Fuente de Internet

13 Correa Guevara, Mylenka Kalynina Valeska. <1 %
"El turismo fortalece el rendimiento académico de los estudiantes del 1ro "D" secundaria en el área de Ciencia y Tecnología de la I.E. Aplicación "José Antonio Encinas" de Tumbes, 2019", Universidad Católica los Ángeles de Chimbote (Peru)
Publicación

14 López Quispe, Mariella Judith. "Estrategias didácticas y el desarrollo personal de los maestrantes en educación, 2019", <1 %
Universidad Nacional del Altiplano de Puno (Peru)
Publicación

15 Garcia Carrasco, Milagros. "Análisis del cumplimiento de la aplicación de los principios del PRONABEC. Caso: Beca Presidente de la República para estudios de maestría en Ciencias de la Educación del PRONABEC en la PUCP: 2014-2015", Pontificia Universidad Católica del Perú - CENTRUM Católica (Peru), 2020 <1 %
Publicación

16 Cisneros Dávila, Alejandro Fernando. <1 %
"Conocimientos y Percepciones de las Mujeres Sobre la Implementación de la Guía Técnica Nacional para la Estandarización del Procedimiento de la Atención Integral de la

Gestante en la Interrupción Voluntaria por Indicación Terapéutica del Embarazo Menor de 22 Semanas en dos Hospitales de Lima Metropolitana (de Agosto del 2018 a Marzo del 2020)", Pontificia Universidad Católica del Perú (Peru)

Publicación

17

PICCONE SAPONARA CONSULTORES AMBIENTALES E.I.R.L. "DAA Centro Comercial Real Plaza Primavera-IGA0012090", R.D. N°0413-2016-PRODUCE/DVMYPE-I/DIGGAM, 2020

Publicación

<1 %

18

Puma Roque, Pedro Yulian. "Evaluación del factor de dimensionamiento para SFCR, implementado con convertidores CC/CC para fines de micro generación, en condiciones de clima extremo en el Distrito de San Miguel Juliaca Perú a 3812 msnm", Universidad Nacional del Altiplano de Puno (Peru)

Publicación

<1 %

19

Acuna Samaritano, Lisseth Mireya. "Uso de adjetivos durante la producción del lenguaje en pacientes afásicos no fluentes de un centro hospitalario.", Pontificia Universidad Católica del Perú - CENTRUM Católica (Peru), 2020

Publicación

<1 %

20

Carlos Aire. "Ensayos de control de calidad de hormigón reforzado con fibras en túneles: Experiencia mexicana", Libro de Comunicaciones / Livro das Comunicações, 2018

<1 %

21

M. F. Velasco, Génesis Maliza Paladines,
Fernando Vaca-Urbano. "Propuesta
metodológica para la protección de distancia
en líneas de transmisión ante la integración
de energías renovables no convencionales",
Ingenius, 2023

Publicación

<1%

22

Submitted to Universidad Carlos III de Madrid
- EUR

Trabajo del estudiante

<1%

Excluir citas Activo
Excluir bibliografía Activo

Exclude assignment Activo
template
Excluir coincidencias < 15 words



Dr. Celada Padilla James Skinner




Recibo digital


Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Helber Castillo Damian
Título del ejercicio: Revision
Título de la entrega: Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis din...
Nombre del archivo: TESIS_ELVER_CASTILLO_10-10-2025_INFORME_FINAL.pdf
Tamaño del archivo: 5.43M
Total páginas: 106
Total de palabras: 23,654
Total de caracteres: 118,917
Fecha de entrega: 01-abr-2026 02:42p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 2920033498



**UNIVERSIDAD NACIONAL
"PEDRO RUIZ GALLO"**



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS


Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

"Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución"

Presentado Por:
Bach. Elver Flavio Castillo Damián

Asesor:
Dr. Ing. James Skinner Celada Padilla

LAMBAYEQUE – PERÚ
2025



Dr. Celada Padilla James Skinner



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS

**Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**“Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en
análisis dinámico para validar el funcionamiento de
transformadores de potencia en redes de
distribución”**

Presentado Por:

Bach. Elver Flavio Castillo Damián

Asesor:

Dr. Ing. James Skinner Celada Padilla

LAMBAYEQUE – PERÚ

2025



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS

**Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**“Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en
análisis dinámico para validar el funcionamiento de
transformadores de potencia en redes de
distribución”**

Presentado Por:

Bach. Elver Flavio Castillo Damián

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE: Dr. Ing. Segundo Abelardo Horna Torres

SECRETARIO: Dr. Ing. Daniel Carranza Montenegro

VOCAL: Msc. Ing. Carlos Javier Cotrina Saavedra

ASESOR: Dr. Ing. James Skinner Celada Padilla

Lambayeque – Perú

2025



UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA y ELÉCTRICA



TESIS

TÍTULO

“Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución”

CONTENIDOS

CAPITULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.

CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

CAPITULO V: ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

AUTOR: Bach. Elver Flavio Castillo Damián

Dr. Ing. Segundo Abelardo Horna Torres
Presidente

Dr. Ing. Daniel Carranza Montenegro
Secretario

Msc. Ing. Carlos Javier Cotrina Saavedra
Vocal

Dr. Ing. James Skinner Celada Padilla
Asesor

Lambayeque – Perú

2025

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios, por darme la vida, la salud y la fortaleza para seguir adelante en cada etapa de este camino.

A mis padres, Irene y Elver, quienes con amor, esfuerzo y sacrificio me enseñaron el verdadero valor de la perseverancia y el compromiso. Este logro es también suyo, porque sin su apoyo incondicional nada de esto habría sido posible.

Y a todas aquellas personas que han creído en mí y me han motivado a seguir adelante, dedico con gratitud y cariño el fruto de este esfuerzo.

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios, por concederme la vida, la salud y la sabiduría necesarias para culminar esta etapa tan importante de mi formación profesional.

A mis padres y familia, por su constante apoyo, sus consejos y su fe en mis capacidades; ellos han sido mi mayor inspiración y el motor que me impulsó a no rendirme.

A mi asesor de tesis, por su guía académica, sus enseñanzas y su paciencia, que enriquecieron no solo este trabajo, sino también mi aprendizaje personal. A mis docentes, quienes con dedicación compartieron sus conocimientos y experiencias, aportando a mi crecimiento profesional.

Y a cada persona que, de manera directa o indirecta, contribuyó con su tiempo, sus palabras y su ayuda, extendiendo mi más sincero agradecimiento.

RESUMEN

El estudio tuvo objetivo diseñar un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución. Se trató de un estudio aplicado, no experimental y cuantitativo, conformado por una muestra que fue el sistema eléctrico del centro comercial Real Plaza de Piura (4 subestaciones y 7 transformadores de potencia). La investigación permitió caracterizar los parámetros eléctricos del Centro Comercial Real Plaza Piura, el cual se alimenta mediante el alimentador A-1940 de la SET Coscomba, con un nivel de tensión de 22.9 kV y una demanda máxima de 2500 kW. A partir de los valores de cortocircuito se definió el modelo de Thévenin, obteniéndose una corriente trifásica máxima de 5.009 kA y relaciones de impedancia que evidencian un sistema reactivo y estable. El análisis dinámico de los transformadores mostró que los ajustes de protección permiten soportar corrientes de inserción y garantizar la coordinación entre relés, asegurando que la protección más cercana actúe primero. Asimismo, las simulaciones en DigSilent validaron la estabilidad del sistema, la adecuada coordinación de protecciones y la necesidad de sensibilidad en tierra, confirmando la confiabilidad de la red antes de su puesta en marcha.

Palabras clave: Protecciones eléctricas, transformadores de potencia, simulación digital.

ABSTRACT

The study aimed to design a synthetic electrical model based on dynamic analysis to validate the operation of power transformers in distribution networks. This was an applied, non-experimental, and quantitative study, comprised of a sample: the electrical system of the Real Plaza shopping center in Piura (4 substations and 7 power transformers). The research allowed for the characterization of the electrical parameters of the Real Plaza Shopping Center in Piura, which is supplied by the A-1940 feeder of the SET Coscomba, with a voltage level of 22.9 kV and a maximum demand of 2500 kW. Based on the short-circuit values, the Thévenin model was defined, obtaining a maximum three-phase current of 5.009 kA and impedance ratios that demonstrate a reactive and stable system. The dynamic analysis of the transformers showed that the protection settings can withstand inrush currents and guarantee coordination between relays, ensuring that the closest protection operates first. Furthermore, DigSilent simulations validated system stability, adequate protection coordination, and the need for ground sensitivity, confirming the network's reliability before commissioning.

Keywords: Electrical protections, power transformers, digital simulation.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
INTRODUCCIÓN	14
Capítulo I : PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	15
1.1. Realidad problemática	15
1.2. Formulación del problema.....	18
1.3. Delimitación de la investigación	18
1.4. Justificación e importancia	19
1.4.1. Justificación económica.....	19
1.4.2. Justificación Científica	19
1.4.3. Justificación Ambiental	19
1.4.4. Justificación Social.....	20
1.5. Limitaciones	20
1.6. Objetivos	20
1.6.1. Objetivo General	20
1.6.2. Objetivos Específicos.....	20
Capítulo II : MARCO TEÓRICO	22
2.1. Antecedentes de estudio.....	22

2.2.	Base Teórica.....	29
2.3.	Definición conceptual de la terminología empleada.....	39
Capítulo III : MARCO METODOLÓGICO		42
3.1.	Tipo y diseño de investigación	42
3.2.	Población y muestra.....	42
3.3.	Hipótesis	43
3.4.	Variables – Operacionalización.....	43
3.5.	Métodos y técnicas de investigación.....	45
3.5.1.	Métodos de investigación	45
3.5.2.	Técnicas de investigación.....	45
3.6.	Descripción de los instrumentos utilizados	45
3.7.	Análisis estadístico e interpretación de los datos.....	45
Capítulo IV : PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN.....		47
Capítulo V : ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS		48
5.1.	Resultados	48
5.1.1.	Caracterizar los parámetros necesarios para el diseño del modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico	48
5.1.2.	Analizar el comportamiento dinámico de los transformadores de potencia bajo diferentes condiciones operativas para su correcta coordinación de la corriente de inserción para su puesta en marcha	51
5.1.3.	Desarrollar el modelo eléctrico sintético incorporando los parámetros caracterizados y los resultados del análisis dinámico.....	56
5.1.4.	Simular en DigSilent Power Factory el modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar la red de media tensión ante diferentes fallas antes de su puesta en marcha y así verificar el funcionamiento de transformadores de potencia	68
5.2.	Discusión de resultados	91

Capítulo VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	93
6.1. Conclusiones	93
6.2. Recomendaciones	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXOS	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Relés de sobrecorriente	37
Tabla 2 Cuadro de Operacionalización de variables.....	44
Tabla 3 Parámetros necesarios para diseño de modelo eléctrico sintético	48
Tabla 4 Resumen de parámetros Thévenin en punto de diseño.....	50
Tabla 5 Protecciones empleadas para el diseño del modelo eléctrico sintético... 55	
Tabla 6 Datos de entrada (parámetros).....	56
Tabla 7 Corrientes de cortocircuito trifásico en punto de diseño y subestación de transformación.....	77
Tabla 8 Corrientes de cortocircuito monofásico a tierra con resistencia de falla hasta 2000 ohm	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ejemplo de un sistema eléctrico que puede ser modelado	29
Figura 2 Transformadores de potencia para redes de distribución.....	29
Figura 3 Ejemplo de una red de distribución eléctrica.....	30
Figura 4 Esquema de una coordinación de protección para un sistema eléctrico con software ETAP	31
Figura 5 Esquema para un Sistema de Potencia	32
Figura 6 Zonas de Protección.....	33
Figura 7 Curvas Características de Funcionamiento de los Relés de Sobrecorriente	37
Figura 8 Curvas de daño de transformadores	54
Figura 9 Time Overcurrent – 51PL	61
Figura 10 Instantaneous Overcurrent – 50PL.....	62
Figura 11 Time Overcurrent – 51N	63
Figura 12 Modelo sintético de las protecciones del relé hacia el transformador para 51p 50p (fases)	64
Figura 13 Instantaneous Overcurrent – 50N.....	65
Figura 14 Time Overcurrent – 51G.....	66
Figura 15 Modelo sintético de las protecciones del relé hacia el transformador para 51n 50n (tierra).....	67
Figura 16 Esquema del sistema eléctrico para simulación de flujo de carga	69
Figura 17 Load Flow para transformador de 385 kW	70
Figura 18 Load Flow para segundo transformador de 385 kW.....	71
Figura 19 Load Flow para transformador de 300 kW	72
Figura 20 Load Flow para segundo transformador de 300 kW.....	73
Figura 21 Load Flow para transformador de 500 kW	74

Figura 22 Load Flow para transformador de 400 kW	75
Figura 22 Load Flow para transformador de 200 kW	76
Figura 24 Cortocircuito trifásico franco en todas las barras.....	81
Figura 25 Cortocircuito monofásico franco en todas las barras.....	82
Figura 26 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=10\Omega$	83
Figura 27 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=25\Omega$	84
Figura 28 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=50\Omega$	85
Figura 29 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=100\Omega$	86
Figura 30 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=250\Omega$	87
Figura 31 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=500\Omega$	88
Figura 32 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=1000\Omega$	89
Figura 33 Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=2000\Omega$	90

INTRODUCCIÓN

La investigación se desarrolló bajo la premisa de que los transformadores de potencia constituyeron un componente esencial dentro de las redes de distribución eléctrica, ya que su correcto funcionamiento garantizó la adaptación de la tensión y la estabilidad del suministro. Estos equipos actuaron como elementos críticos para la continuidad del servicio, pero al mismo tiempo enfrentaron diversos problemas derivados del sobrecalentamiento, las descargas parciales y la sobrecarga operativa, factores que deterioraron gradualmente el aislamiento interno y redujeron su vida útil. Dichas condiciones incrementaron la probabilidad de fallas inesperadas que ocasionaron interrupciones en el servicio, pérdidas económicas y un mayor costo de mantenimiento para las empresas eléctricas.

Frente a esta situación, el uso de nuevas metodologías de análisis y monitoreo permitió anticipar anomalías y detectar transformadores vulnerables antes de que se produjeran daños mayores. El empleo de tecnologías de supervisión en tiempo real y de herramientas de predicción basadas en datos históricos facilitó la optimización del mantenimiento y fortaleció la confiabilidad de los sistemas eléctricos. Estas estrategias se mostraron necesarias, especialmente en contextos de creciente demanda energética, donde los equipos trabajaron al límite de su capacidad y estuvieron expuestos a condiciones ambientales adversas como altas temperaturas y humedad elevada.

En el caso del norte del Perú, los transformadores instalados en zonas urbanas y comerciales fueron sometidos a cargas variables que complicaron su desempeño. Tal fue el escenario del centro comercial Real Plaza de Piura, cuya infraestructura eléctrica, compuesta por subestaciones internas, transformadores y redes de media y baja tensión, experimentó fluctuaciones constantes en la demanda de energía. Estas variaciones afectaron el comportamiento dinámico de los equipos, lo que justificó la necesidad de aplicar un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico. Dicho modelo permitió simular condiciones reales de operación, validar el funcionamiento de los transformadores y proponer soluciones orientadas a garantizar un suministro estable, seguro y eficiente.

CAPÍTULO I : PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Realidad problemática

El funcionamiento correcto de los transformadores de potencia en redes de distribución eléctrico es primordial, porque dichos dispositivos permiten la adaptación adecuada de tensión para el consumo final. De acuerdo con Zufeng et al. (2021), los transformadores de distribución actúan como nodos críticos en la distribución de energía y su funcionamiento estable garantizando tanto la seguridad como la eficiencia económica de todo el sistema de distribución. Las estadísticas han demostrado que entre el 60% y 80% de los accidentes en transformadores son debido al deterioro del aislamiento, originado frecuentemente por sobrecalentamiento y descargas parciales, dicha información destaca la urgencia de implementar sistemas de monitoreo en tiempo real para prevenir fallos inesperados para así mejorar la rentabilidad del sistema. Considerando a la teoría de Vita et al. (2023), la monitorización predictiva mediante inteligencia artificial permite anticipar fallos antes de que sucedan, donde propuso el uso de modelos predictivos de mantenimiento utilizando datos históricos, logrando identificar transformadores vulnerables con precisión elevada, mejorando tanto la confiabilidad como la satisfacción del usuario. Además, el especialista Chen (2022) desarrolló un método basado en redes neuronales BP que le permitió detectar pérdidas anormales de potencia considerando las cargas, parámetros ambientales y pérdidas de los transformadores, permitiendo detectar tempranamente fallas operativas. En tanto, Sonune et al. (2020), mencionaron que las tecnologías emergentes como Internet de las Cosas (IoT) logran facilitar la recopilación de información en tiempo real sobre parámetros críticos como voltaje, corriente, niveles de carga y temperatura del aceite, donde la implementación de sistemas IoT en transformadores de distribución permiten mejorar la estabilidad operativa y eficiencia.

En el contexto internacional, los transformadores de potencia enfrentan desafíos severos operativos debido a sobrecarga, envejecimiento de los materiales aislantes y descargas parciales, afectando su fiabilidad como

estabilidad de los sistemas eléctricos. Esto concuerda con Hou et al. (2021), estimando que el 60% y 80% de las fallas logran ocurrir debido al deterioro del aislamiento, donde el sobrecalentamiento es un factor crítico que compromete la vida útil de dichos equipos y más aún en países industrializados y emergentes por igual. También, Power et al. (2023) indicaron que la creciente incorporación de energías renovables y vehículos eléctricos está provocando problemas adicionales como desequilibrio de fases en las redes de distribución modernas y fluctuaciones de tensión.

En el contexto nacional, el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica ha puesto en evidencia las limitaciones de la infraestructura de las redes de distribución, específicamente en zonas rurales y urbanas donde múltiples transformadores funcionan cerca o por arriba de su capacidad nominal. Por ello, de acuerdo con Vita et al. (2023) que realizaron un estudio en América Latina, incluyéndose información de Colombia ya que viene a representar correctamente el contexto andino, mostrando que el 40% de los transformadores de distribución presentan vulnerabilidades operativas que pueden provocar fallas si es que no se utilizan estrategias de mantenimiento predictivo correctas, situación que también es observable en muchas regiones del Perú.

Respecto al contexto local, las características climáticas con elevada humedad, sumadas a la expansión desordenada de la urbanización y el crecimiento agroindustrial, incrementan el riesgo de fallas en los transformadores debido al deterioro acelerado del sistema de aislamiento. Aunque no se cuentan con investigaciones específicas para Lambayeque, se puede considerar al estudio de Luo et al. (2021), donde demostraron que la utilización de algoritmos inteligentes de monitoreo temprano podría ser una solución viable para poder detectar de forma oportuna las fallas en zonas con condiciones ambientales adversas como es la región norteña del Perú.

La investigación se realizará en el centro comercial Real Plaza de Piura, un centro comercial de gran concurrencia que se ubica en el norte del Perú, que cuenta con un sistema de distribución eléctrica complejo originado por la

cantidad de locales comerciales, restaurantes y servicios que demandan energía de forma constante, donde la infraestructura eléctrica del lugar está compuesta por subestaciones de distribución internas, transformadores de potencia y redes de baja y media tensión que suministran electricidad a los diferentes establecimientos, considerando la variación continua de carga, producto del flujo irregular de clientes y actividades comerciales, genera fluctuaciones importantes en el comportamiento dinámico de los transformadores, lo que lo convierte en un escenario adecuado para aplicar el modelo eléctrico sintético, que permitirá analizar de forma más precisa el desempeño de los transformadores frente a las variaciones reales de carga, permitiendo validar su funcionamiento dentro de las redes de distribución del centro comercial.

El problema es originado por diferentes factores que afectan el desempeño correcto de los transformadores de potencia en redes de distribución como la del Real Plaza de la región de Piura, entre ellos se tiene a la sobrecarga constante por el aumento de la demanda eléctrica, sobretodo en horarios pico de demanda, es decir, a un aumento considerable de la afluencia de público, que sumado a esto, otro factor es el deterioro gradual del aislamiento debido al calentamiento continuo, además de las fluctuaciones de voltaje y corriente originadas por el equipamiento eléctrico de los distintos locales comerciales, donde influye la falta de sistemas de monitoreo en tiempo real que permitan la detección de anomalías antes de que logren producirse fallas críticas, además, las condiciones ambientales del lugar, como la humedad alta y las elevadas temperaturas, terminan con agravar el desgaste de los elementos internos de los transformadores, disminuyendo su vida útil e incrementando el riesgo de interrumpirse el suministro eléctrico.

Si es que no se toman las medidas necesarias para abordar la problemática en un futuro, el sistema eléctrico del Real Plaza de la región de Piura enfrentará serias dificultades operativas, donde los transformadores de potencia podrían presentar fallas frecuentes originadas por el desgaste acelerado de sus elementos, provocando cortes inesperados en el suministro de electricidad, generando pérdidas económicas tanto para los comerciantes

y para la administración del centro comercial, afectando las ventas y la atención al cliente, además, la falta de estabilidad en la red eléctrica podría dañar los equipos electrónicos de los locales, incrementando los costos de mantenimiento y reposición, que en el largo plazo, la confiabilidad del sistema se vería comprometida, afectando la imagen del centro comercial como un espacio seguro y funcional para los visitantes y las empresas que operan allí.

La variable diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico consiste en la construcción de la representación matemática que simula el comportamiento real de un sistema eléctrico bajo diferentes condiciones de funcionamiento, tomando en cuenta las variaciones de voltaje, carga y corriente que se presentan en tiempo real.

La variable funcionamiento de los transformadores de potencia hace referencia a su capacidad para transferir electricidad de un nivel de tensión a otro de manera segura y eficiente, manteniendo su estabilidad operativa ante las variables demandas para así evitar fallas por deterioro interno o sobrecarga.

1.2. Formulación del problema

¿De qué manera se puede validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución?

1.3. Delimitación de la investigación

El desarrollo del estudio se delimita a un modelo eléctrico sintético que simula el comportamiento dinámico de transformadores de potencia en redes de distribución, con el propósito de poder validar su operación o funcionamiento considerando ciertas condiciones operativas reales, enfocándose exclusivamente en transformadores empleados en sistema de media de tensión, tomando como parámetros eléctricos a la impedancia, respuesta transitoria y estabilidad frente a perturbaciones. No se consideran aspectos relacionados con el diseño del transformador o su fabricación y se excluye redes de transmisión o generación. Para poder validar el estudio, se utilizó

software para realizar simulaciones computacionales especializados en análisis dinámico de sistemas eléctricos.

1.4. Justificación e importancia

1.4.1. Justificación económica

El estudio se justifica debido al potencial que presenta para poder optimizar el desempeño de transformadores de potencia en redes de distribución, pudiendo ser traducido en una disminución significativa de pérdidas de energía y costos de operación, ya que, al validar un adecuado funcionamiento mediante el modelo dinámico, se puede planificar un mantenimiento más eficiente, logrando prolongar la vida útil del equipamiento y así evitar inversiones innecesarias por reemplazos imprevistos. Adicionalmente, realizar simulaciones permite reducir la necesidad de pruebas reales de alto costo, lo que viene a representar un ahorro directo para las concesionarias o empresas del sector eléctrico y mejorando su rentabilidad en las operaciones.

1.4.2. Justificación Científica

Se puede sustentar en los principios de la teoría de sistemas eléctricos además del análisis dinámico de redes, específicamente en modelos de elementos distribuidos y transitorios electromagnéticos. Con el diseño de un modelo sintético se puede representar con una elevada precisión el comportamiento temporal de los transformadores de potencia cuando ocurren variaciones de carga, eventos de conmutación, perturbaciones, entre otros, logrando apoyarse en teorías como de circuitos equivalentes y la respuesta en frecuencia. Dicha aproximación permite facilitar y validar de forma funcional sin estar recurriendo a pruebas reales extensas, permitiendo promover una comprensión más profunda de la interacción entre componentes en el interior de las redes de distribución.

1.4.3. Justificación Ambiental

La investigación contribuye ambientalmente al promover el uso eficiente

de transformadores de potencia mediante modelos dinámicos que permiten identificar y corregir condiciones operativas que generan pérdidas energéticas. Esta optimización reduce el consumo innecesario de electricidad, disminuyendo la demanda sobre fuentes de generación y, por ende, las emisiones asociadas. Además, al extender la vida útil de los equipos y evitar reemplazos prematuros, se minimiza la generación de residuos eléctricos, alineándose con principios de sostenibilidad y economía circular en el sector energético.

1.4.4. Justificación Social

Socialmente, esta investigación aporta al fortalecimiento de la calidad y continuidad del servicio eléctrico en comunidades, especialmente en zonas urbanas y rurales donde las interrupciones afectan directamente el bienestar y las actividades productivas. Al validar el funcionamiento de transformadores mediante modelos dinámicos, se promueve una infraestructura más confiable, lo que mejora la seguridad energética, reduce el riesgo de fallos y favorece el desarrollo social. Además, al optimizar recursos técnicos y económicos, se contribuye a una gestión más equitativa y sostenible del sistema eléctrico, beneficiando a la población en general.

1.5. Limitaciones

No se presentaron limitaciones al momento de realizar la investigación.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo General

Diseñar un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución.

1.6.2. Objetivos Específicos

a) Caracterizar los parámetros necesarios para el diseño del modelo

eléctrico sintético basado en análisis dinámico.

- b) Analizar el comportamiento dinámico de los transformadores de potencia bajo diferentes condiciones operativas para su correcta coordinación de la corriente de inserción para su puesta en marcha.
- c) Desarrollar el modelo eléctrico sintético incorporando los parámetros caracterizados y los resultados del análisis dinámico.
- d) Simular en DigSilent Power Factory el modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar la red de media tensión ante diferentes fallas antes de su puesta en marcha y así verificar el funcionamiento de transformadores de potencia.

CAPÍTULO II : MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de estudio

Contexto Internacional

En Argentina se realizó una investigación que estuvo a cargo de De Marco (2024) donde planteó como objetivo aportar nuevas metodologías aplicables a la planificación operativa y delargo plazo de los sistemas eléctricos de potencia, enfocándose en la estabilidad de pequeña señal, la fortaleza de red y las acciones topológicas correctivas para minimizar los costos operativos post-contingencia. Se utilizó una investigación aplicada y experimental, basándose en simulaciones numéricas offline y algoritmos de optimización implementadas en Matlab, Python y herramientas industriales como Anarede, Anatem, PacDyn y PowerFactory. La muestra consistió en modelos de sistemas eléctricos de distinta complejidad desde configuraciones sintéticas de pequeña escala como máquina-barra infinita, hasta sistemas tipo IEEE de 3, 39 y 73 barras, además de modelos a gran escala representativos de sistemas reales, y como instrumentos para la recolección de datos fueron simulaciones computacionales, técnicas de sensibilidad, análisis modales, algoritmos heurísticos como basin hopping además de Nelder-Mead y diagramas de Nyquist amortiguado (DNP). Los resultados lograron mostrar que el método propuesto de ajuste automático de fase en los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) permiten que se mejore de forma significativa el amortiguamiento de oscilaciones, donde la optimización del tamaño y ubicación de condensadores síncronos y de inversores formadores de red (GFM) garantizan un mínimo de fortaleza de red incluso con alta penetración de recursos basados en inversores (IBRs) y que las acciones topológicas correctivas definidas mediante algoritmos automáticos permiten reducir de forma eficiente los costos operativos adicionales en situaciones post-contingencia. Concluyó que las metodologías desarrolladas demostraron ser prácticas y escalables para su aplicación en sistemas eléctricos reales, ya que sus resultados fueron validados y publicados en revistas Q1 y congresos internacionales.

En una investigación desarrollada en el departamento del Cauca en Colombia, donde se utilizaron datos de transformadores de distribución, que fue realizada por Vita et al. (2023) planteando como objetivo proponer una metodología de mantenimiento predictivo basada en técnicas de inteligencia artificial, específicamente en algoritmos de k-means clustering y Support Vector Machine (SVM) para incrementar la confiabilidad de los transformadores de distribución y reducir fallas inesperadas. Fue un estudio aplicado y cuantitativo, trabajando con una muestra total de transformadores de la región del Cauca en Colombia. La recolección de datos incluyó 16 variables técnicas de naturaleza binaria, continua y categórica, tales como potencia nominal (rango de 5 a 2000 kVA), tasa de quemado, densidad de descarga por tierra, tipo de instalación, tipo de red, cantidad de usuarios, energía no suministrada, entre otras, y como instrumentos de recolección se emplearon a los registros técnicos históricos de las compañías distribuidoras, específicamente de la Compañía Energética de Occidente. De los resultados, se lograron alcanzar tasas altas de precisión en los modelos predictivos: el modelo SVM obtuvo un nivel de exactitud del 95.60% para 2019 y de 96.96% para 2020, en tanto que el modelo de k-means también demostró un rendimiento elevado, en especial porque logró identificar dos clústeres óptimos, y la predicción para el 2021 logró estimar que 852 transformadores presentarán fallas, donde 820 de los mismos serán de zonas rurales, teniendo como más vulnerables a los de 10 kVA, seguidamente por los de 5 kVA y 15 kVA. Lograron concluir que implementar dicha metodología basada en IA permite la optimización en la programación del mantenimiento, reduciendo costos operativos, minimizando las interrupciones del servicio y mejorando la satisfacción del cliente, destacando que la reducción de 58 transformadores en la predicción respecto a los métodos anteriores representa un ahorro considerable en la economía para los operadores de sistemas eléctricos de distribución.

En la ciudad de Cuenca en Ecuador se efectuó una investigación que fue realizada por Díaz (2022) planteando como objetivo elaborar un modelo que permita parametrizar el equipamiento eléctrico de las centrales de generación

hidroeléctrica. Fue una investigación de tipo aplicada, sustentada en simulaciones computacionales mediante el software especializado DigSilent PowerFactory. La muestra considero los equipos eléctricos de dos plantas, donde se incluyó generadores, transformadores, turbinas, subestaciones, cables de transmisión y sistemas auxiliares. La recolección de datos fue realizada a partir de la recopilación técnica detallada de las especificaciones de cada elemento, considerando parámetros eléctricos, mecánicos y de funcionamiento. Los resultados permitieron obtener modelos precisos de flujo de carga y análisis de cortocircuito, verificándose escenarios operativos al 60% y 100% de capacidad, y como ejemplo, se tuvo a la central Molino analizando 10 unidades generadoras (5 de 100 MW y 5 de 115 MW), logrando alcanzar una capacidad máxima de 1075 MW, en tanto que la central Mazar funciona con dos unidades Francis de 85 MW cada una, con un total de 170 MW. Se logró destacar que implementar estos modelos permite la optimización en la operación, mantenimiento y toma de decisiones estratégicas, garantizando la calidad del suministro eléctrico además de su confiabilidad, facilitando el análisis de fallas y expansiones futuras en el sistema eléctrico de potencia.

En la localidad de Maracaibo en Venezuela se realizó un estudio siendo desarrollado por Sulbarán (2021) donde planteó como objetivo modelar un sistema eléctrico de potencia utilizando software de ingeniería eléctrica. El estudio fue de modalidad documental, diseño experimental y tipo descriptivo. La unidad de análisis fue el sistema de prueba IEEE de 43 buses, un sistema teórico ampliamente aceptado en ingeniería eléctrica y para la recolección de datos se utilizó la técnica de observación documental, extrayendo información de fuentes impresas, electrónicas y audiovisuales. El análisis de datos se realizó mediante bitácora de análisis, lo que permitió registrar de manera sistemática el procedimiento, hallazgos y validaciones realizadas. Los resultados obtenidos sobre los estudios de flujo de carga detectaron caídas de voltaje marginales en varios buses; los análisis de cortocircuito identificaron corrientes de falla críticas, mientras que los estudios de arco eléctrico permitieron establecer las categorías de riesgo y los equipos de protección

personal requeridos, también los estudios de coordinación de protecciones determinaron la necesidad de reajustar los relés CB15-OC y CB17-OC para optimizar los tiempos de operación. Concluyó que el uso del software ETAP versión 12.6.0 permitió modelar con alta precisión el sistema eléctrico, facilitando diagnósticos más exactos, la planificación efectiva de mantenimientos además de la mejora en la seguridad y confiabilidad operativa del sistema eléctrico modelado.

Contexto Nacional

En la ciudad capital de Lima se efectuó una investigación que fue realizada por Zamudio (2023), planteando como objetivo diseñar e implementar un prototipo funcional de monitoreo local y remoto de parámetros eléctricos en corriente continua y alterna en sistemas fotovoltaicos conectados a red, cumpliendo los estándares de la norma IEC 61724-1:2021. Fue un estudio aplicado y experimental, centrada en el desarrollo tecnológico y la validación de mediciones. La muestra de estudio se conformó por los sistemas fotovoltaicos de tecnología PERC instalados en el laboratorio de Ciencia de los Materiales 1 de la sección Física de la PUCP. Para la recolección de datos se emplearon sensores de corriente y voltaje en DC (incluyendo sensores tipo shunt y de efecto Hall), medidores comerciales de energía AC (modelo DDS238-1 ZN), un microcontrolador como unidad de control y plataformas de adquisición y visualización como LabVIEW para el monitoreo local y ThingSpeak para el monitoreo remoto en la nube. Los resultados demostraron tras la calibración con un analizador de referencia de alta precisión (WT5000 - Yokogawa), los errores de medición de corriente y voltaje DC se logran reducir a valores entre $\pm 2\%$, mientras que los errores en potencia DC quedaron en $\pm 3\%$, cumpliendo así los requisitos de precisión establecidos por la norma IEC para sistemas clase A, además se logró calcular la productividad final (Y_f) de los sistemas, obteniéndose valores diarios promedio de 3.8 a 4.3 kWh/kW durante el periodo de medición del 4 al 10 de noviembre de 2022. Concluyó que el sistema diseñado permite realizar mediciones eléctricas precisas tanto en DC como en AC, posibilitando así el monitoreo continuo y confiable del desempeño de los sistemas fotovoltaicos en diversas

condiciones climáticas del Perú.

En la ciudad de Huancayo se encontró una investigación que fue desarrollada por Asturimac (2023) planteando diseñar el sistema eléctrico Huancayo para optimizar la red en media tensión eléctrica a largo plazo. El estudio empleó una metodología de tipo aplicada y nivel predictivo, utilizando el análisis de datos cuantitativos como método de investigación. La muestra correspondió a la totalidad del sistema eléctrico Huancayo, abarcando 15 alimentadores seleccionados de forma no probabilística, mientras que para la recolección de datos se utilizaron técnicas documentales mediante fichas de localización cibergráfica, además, el procesamiento de datos se realizó con el software especializado DAP 2021, que permitió modelar escenarios de crecimiento de carga y evaluar problemas de caída de tensión, cargabilidad de conductores y pérdidas técnicas. Los resultados destacaron que varios alimentadores superaban el 5% de caída de tensión, como el A4205 con 8.89% y el A4211 con 5.52% y varios presentaban cargabilidad superior al 70%, como el A4211 (128.90%) y el A4204 (115.44%), donde la propuesta de rediseño incluyó la construcción de redes subterráneas de media tensión con extensiones específicas, por ejemplo, 1.94 km en el alimentador A4201 y 1.485 km en el A4202, logrando una optimización de la red que redujo los niveles de caída de tensión, mejorando la cargabilidad de los conductores y disminuyendo las pérdidas técnicas, cumpliendo así con los objetivos planteados de mejorar la seguridad, calidad y confiabilidad.

En la ciudad de Arequipa se obtuvo un estudio que fue realizado por Pinto (2022), planteando el objetivo de diseñar un sistema de utilización en media tensión de 10 kV para abastecer la demanda de 400 kVA en una planta ladrillera, empleando cálculos justificativos y simulaciones mediante el software Power Factory, cumpliendo con la normativa vigente de las concesionarias eléctricas. La investigación fue de carácter explicativo, descriptivo y operativo, pero aunque no se especifica un tamaño muestral clásico por tratarse de un proyecto técnico, el análisis se centró en el diseño y evaluación del sistema eléctrico específico para la planta, en tanto para la recolección de datos se emplearon herramientas de simulación tecnológica

(DigSilent Power Factory), análisis normativo (como la Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE) y estudios de campo de las condiciones de la red eléctrica existente. Los resultados determinaron la factibilidad de implementar una subestación eléctrica tipo caseta con un transformador de 400 kVA, dimensionado para una demanda real de 356.38 kW, operando a una tensión nominal de 10 kV y protegido mediante seccionadores fusibles y pararrayos, donde las simulaciones de cortocircuito y análisis de flujo de potencia permitieron validar la seguridad y operatividad del sistema diseñado, garantizando la protección adecuada frente a fallas trifásicas y monofásicas en tiempos de actuación de hasta 0.010 segundos. Se logró concluir que el diseño propuesto es viable, optimizando los costos de ejecución, permitiendo la expansión de redes primarias en zonas sin habilitación urbana o rural, permitiéndole fortalecer el crecimiento socioeconómico y energético de la región.

En la ciudad de Lima se realizó un estudio que estuvo a cargo de Alarcon (2021), planteando como objetivo diseñar e implementar un sistema eléctrico de potencia con generación distribuida (GD), estableciendo el monitoreo y control en tiempo real para evaluar su comportamiento mediante análisis predictivo. Fue un estudio de tipo experimental aplicada, desarrollada a escala de laboratorio, donde se implementó un sistema eléctrico de potencia real con GD, integrado por módulos de fuentes renovables (solar, eólico e hidráulico) y cargas de consumo, conectados a una red de distribución simulada en media tensión. La muestra de estudio consistió en el propio sistema físico a escala, mientras que para la recolección de datos se emplearon equipos de simulación Lucas Nülle y el software de simulación y control ETAP-RT, junto a protocolos de comunicación Modbus y servidor OPC para la integración de dispositivos de campo. Los resultados mostraron la efectividad del sistema en distintos escenarios: por ejemplo, durante el mantenimiento del transformador T1 se validó la capacidad predictiva de la herramienta para garantizar la continuidad del servicio y ante contingencias en la red de energía, se identificaron límites de operación y estrategias de deslastre de carga, como la reducción de demanda en el sector industrial para estabilizar el sistema,

asimismo, el sistema fue capaz de analizar eventos como el arranque de motores de 250 HP, evaluando su impacto sobre la tensión, la corriente de arranque y la estabilidad de la red. Se concluyó que la integración de monitoreo y control en tiempo real con simulaciones predictivas permite optimizar la operación, anticipar fallas, y gestionar eficientemente sistemas de generación distribuida interconectados a redes de distribución, respaldando la confiabilidad operativa y promoviendo la incorporación segura de energías renovables en el país.

Contexto Local

En la ciudad de Chiclayo se efectuó un estudio que fue realizado por Saavedra (2021), planteando estudiar la coordinación de protecciones con el fin de mejorar la calidad del servicio en este sistema operado a 22.9 kV. Se trató de una investigación de tipo aplicada y de diseño no experimental descriptivo. La muestra comprendió los alimentadores A1016 y A1017, los cuales representaron toda la población de estudio y para recolectar datos se utilizaron técnicas de observación en campo y análisis documental, complementadas con instrumentos como guías de observación, fichas documentarias y registros de los indicadores SAIDI y SAIFI. Los resultados destacaron que el alimentador A1016 tiene una demanda máxima de 0.852 MW, mientras que A1017 alcanza 5.581 MW, y que ambos mostraron perfiles de tensión dentro de los parámetros, aunque A1017 presentó mayores caídas de tensión, pero se logró ajustar los sistemas de protección usando software como GIS Máximus y DigSilent 15.1.7, aplicando dispositivos como relés de sobrecorriente (50/51, 50N/51N), reconectadores y fusibles, donde las mejoras permitieron reducir las fallas y aumentar la confiabilidad, pasando de tasas de confiabilidad promedio de 77–88% a niveles entre 86% y 97%, lo que evidencia un impacto positivo directo en la continuidad y calidad del servicio. Se concluyó que la implementación adecuada y coordinada de protecciones eléctricas eleva significativamente la eficiencia operativa del sistema y disminuye las interrupciones del servicio.

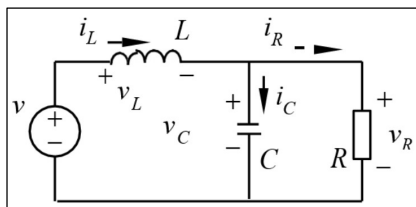
2.2. Base Teórica

Modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico

Viene a ser una representación matemática simplificada de sistemas eléctricos, donde se hace uso de ecuaciones diferenciales y métodos de simulado que permiten analizar el comportamiento temporal, específicamente ante perturbaciones o variaciones, lo que facilita el control y predicción del sistema bajo ciertas condiciones dinámicas no lineales (Roa et al., 2017).

Figura 1

Ejemplo de un sistema eléctrico que puede ser modelado



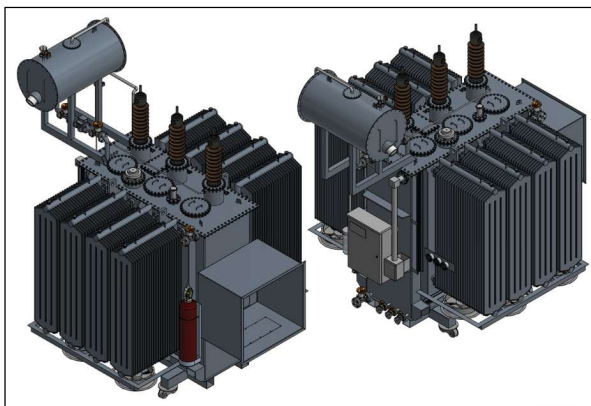
Nota: Obtenida de (Escuadron dinámico, 2025).

Funcionamiento de transformadores de potencia

Se basa en la transferencia eficiente de la electricidad entre circuitos mediante inducción electromagnética, donde su desempeño depende de ciertos factores como tipo de carga (lineal o no lineal), pérdidas internas, calentamiento de los devanados y el control en la temperatura para poder preservar su rendimiento y por ende su vida útil (González et al., 2018).

Figura 2

Transformadores de potencia para redes de distribución



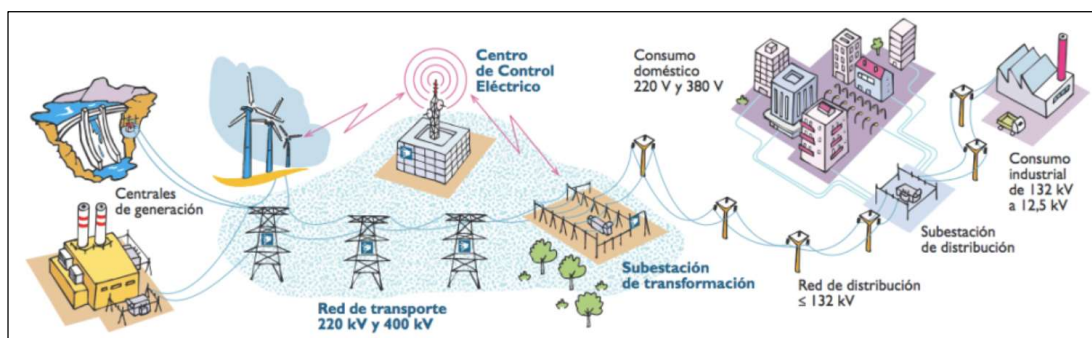
Nota: Obtenida de (RVR Transformadores, 2020).

Red de distribución eléctrica

Son sistemas que se encargan del transporte de la electricidad generada en los centros de transformación hasta los usuarios finales, cuya planificación debe adaptarse a las nuevas demandas, tecnologías inteligentes y generación distribuida, lo que debe garantizar estabilidad, eficiencia y confiabilidad en el suministro (Villacres & Inga, 2019).

Figura 3

Ejemplo de una red de distribución eléctrica



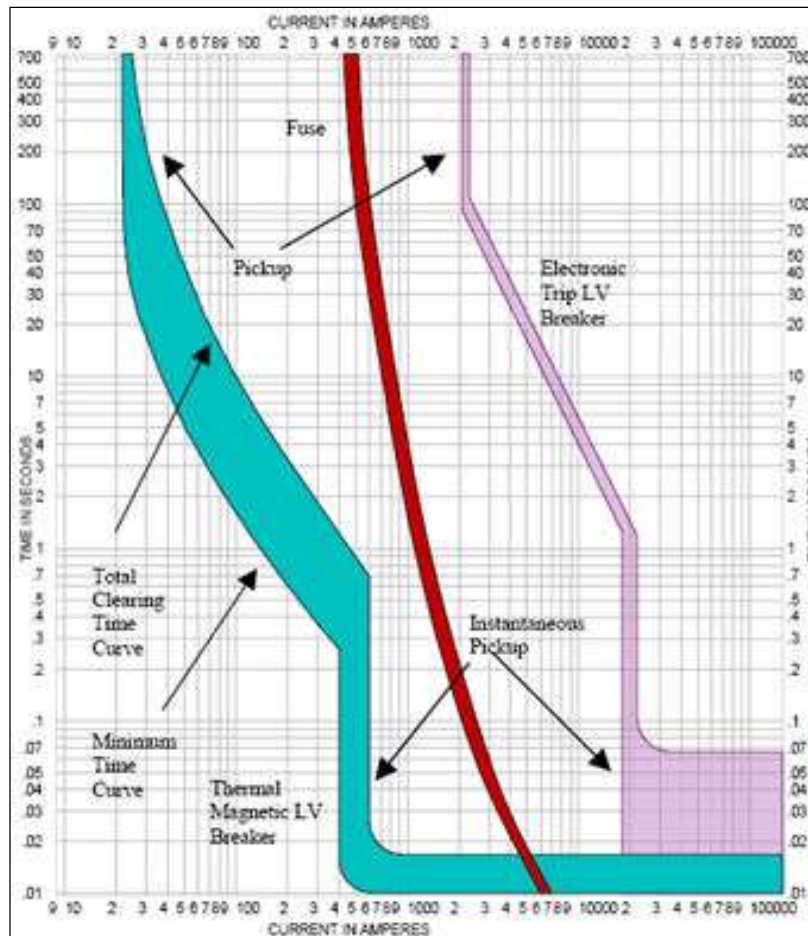
Nota: Obtenida de (Escuela de Organización Industrial, 2022).

Coordinación de protecciones

Es un proceso técnico y metodológico que consiste en ajustar y organizar jerárquicamente los dispositivos de protección dentro de un sistema eléctrico, con el objetivo de asegurar que cada uno actúe de forma adecuada ante una falla, limitando la interrupción del servicio y evitando daños en los equipos. Este proceso contempla las características propias de los dispositivos de protección, los elementos de seccionamiento y los tiempos de operación y se apoya en herramientas como simulaciones y software especializado para identificar y corregir problemas como el sobrealcance o subalcance en los ajustes de los relés, garantizando así la selectividad, la seguridad y la confiabilidad operativa del sistema eléctrico (Estuch et al., 2021).

Figura 4

Esquema de una coordinación de protección para un sistema eléctrico con software ETAP



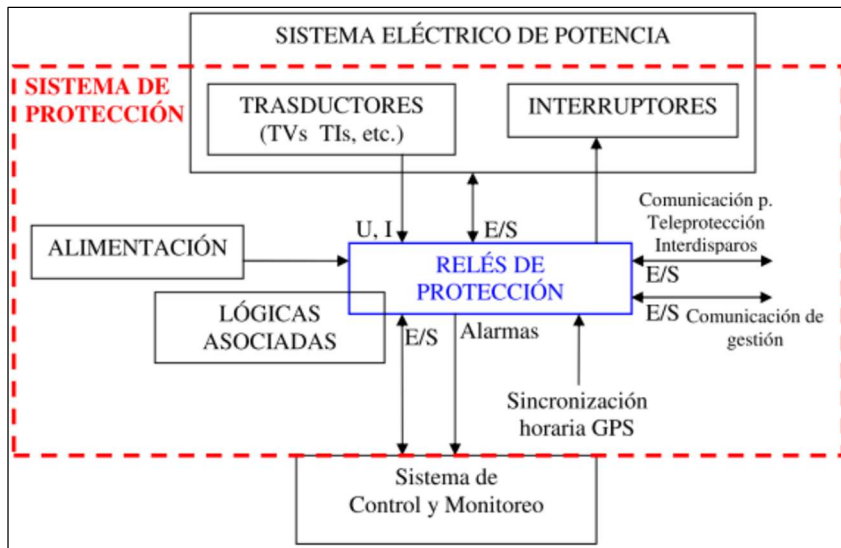
Nota: Obtenida de FidelSMC (2015).

Sistemas de protección

Los sistemas eléctricos están diseñados para suministrar energía de forma continua, eficiente y confiable, conforme a los estándares de calidad vigentes. Sin embargo, están expuestos a interrupciones causadas por fallas técnicas, errores humanos o desastres naturales. Por ello, es fundamental contar con sistemas de protección adecuados que detecten condiciones anormales y respondan de manera inmediata. Este conjunto de dispositivos y su correcta configuración conforman lo que se conoce como coordinación de protecciones, disciplina clave en la protección de sistemas de potencia, cuyo fin es maximizar la sensibilidad ante fallas durante condiciones operativas anormales (Barrantes, 2011).

Figura 5

Esquema para un Sistema de Potencia



Nota: Obtenida de Martinez (2011).

Contar con un sistema de protección adecuado es fundamental para minimizar o eliminar de forma eficiente cualquier falla en un sistema eléctrico. Este sistema tiene como principales objetivos:

- a) Aislar rápidamente la falla para reducir las pérdidas económicas;
- b) Detectar y alertar sobre condiciones operativas inadecuadas, permitiendo tomar medidas preventivas que eviten interrupciones del servicio;
- c) Identificar oportunamente el deterioro o mal estado de los equipos, con el fin de evitar daños mayores y costos asociados.

Dado que los sistemas de potencia están expuestos a diversos tipos de fallos, su ocurrencia puede estimarse mediante métodos estadísticos. En este contexto, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha evidenciado una alta incidencia de fallas, especialmente en los sistemas de generación y transmisión, según los registros del COES SINAC (2018).

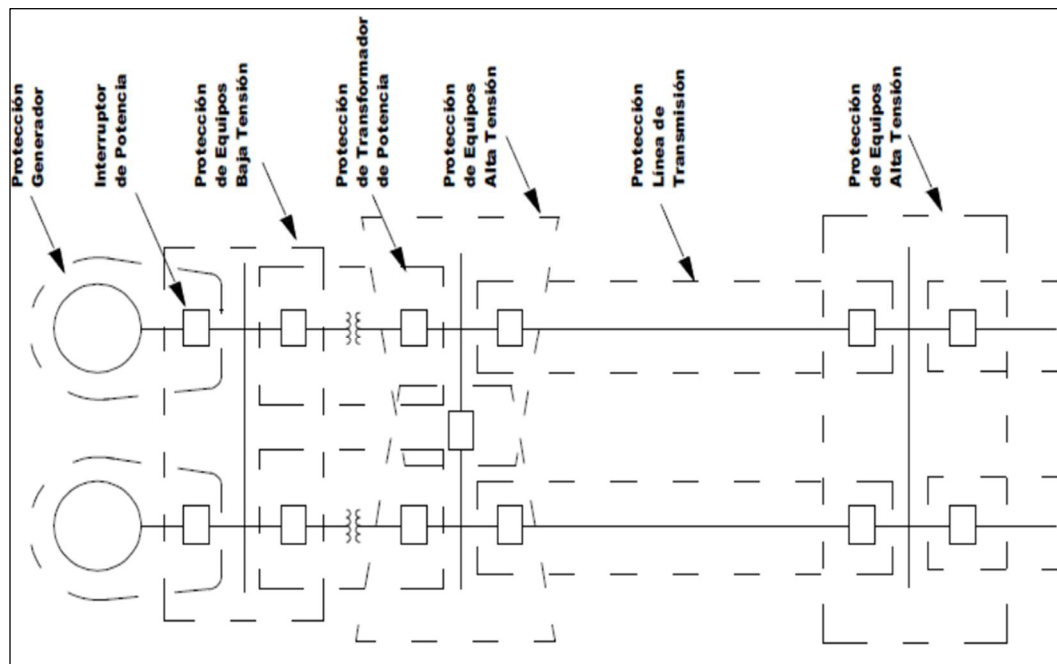
Zonas de protección

De acuerdo con COES SINAC (2018), una manera eficaz de implementar la coordinación de protecciones es dividiendo el sistema eléctrico en zonas

específicas. En los límites de estas zonas se deben instalar interruptores, los cuales, junto con transformadores de voltaje y corriente, permiten detectar variaciones en dichos parámetros y alimentar a los relés de protección. En caso de una falla, los relés generan una señal que ordena la apertura de los interruptores, aislando así la zona afectada para evitar que el problema se propague al resto del sistema.

Figura 6

Zonas de Protección



Nota: Obtenida de COES SINAC (2018).

Elementos de los sistemas de protección

Según la Figura 6, un sistema de protección está compuesto por diversos componentes, cada uno con una función específica. Entre ellos se incluyen los interruptores de potencia, relés de protección, transformadores de corriente y voltaje, fuentes de alimentación para los circuitos de protección, empalmes que interconectan los relés entre distintas estaciones, y el cableado necesario para el control del sistema. De acuerdo con COES SINAC (2018), la correcta selección y diseño de cada uno de estos elementos es fundamental, ya que forman un conjunto interdependiente. Si alguno falla, puede comprometer el funcionamiento general del sistema de potencia.

Protección sistemática de la protección

Toda red eléctrica debe contar con un sistema de protección capaz de responder de manera rápida ante cualquier falla. Para ello, se implementan distintos tipos de protección: principal, de respaldo, preventiva y la integrada directamente en los equipos. Según COES SINAC (2018), estas se definen de la siguiente manera:

- Protección preventiva: Tiene como objetivo anticiparse a las fallas mediante señales de advertencia, actuando de forma inmediata cuando detecta condiciones anómalas en el sistema.
- Protección incorporada en el equipo: Se refiere a dispositivos de protección que vienen integrados desde fábrica en los equipos eléctricos. Estos elementos son definidos por el fabricante en función de su experiencia y están diseñados para garantizar la seguridad y el rendimiento del producto.
- Protección principal: Es la primera en activarse cuando se produce una falla, por lo que debe tener una respuesta inmediata y precisa para limitar daños al sistema.
- Protección de respaldo: Actúa si la protección principal falla, operando con un tiempo de retardo planificado. Esta coordinación temporal se logra mediante el diseño adecuado del sistema de protección para asegurar su eficacia y rendimiento.

Características esenciales de los sistemas de protección

- a) Sensibilidad: Capacidad de detectar incluso las fallas más pequeñas, diferenciando correctamente entre eventos de falla y condiciones normales.
- b) Selectividad: Habilidad para identificar y aislar exclusivamente la zona afectada por la falla, evitando interrupciones innecesarias.
- c) Velocidad: Rapidez de respuesta ante una falla, reduciendo así los posibles daños al sistema.

- d) **Fiabilidad:** Seguridad de que el dispositivo actuará correctamente bajo cualquier circunstancia, incluso en condiciones adversas.
- e) **Seguridad:** Garantía de que el sistema actuará adecuadamente frente a fallas imprevistas, asegurando el aislamiento efectivo de la zona comprometida.

Ajuste de protecciones de sobrecorriente

La protección contra sobrecorriente se encarga de monitorear la corriente en cada fase, así como la corriente homopolar, con el propósito de identificar excesos de corriente ocasionados por fallas monofásicas o polifásicas. Este tipo de protección se emplea como mecanismo principal en alimentadores radiales de distribución y transformadores de baja capacidad, mientras que en equipos más críticos del sistema eléctrico (como transformadores de potencia, generadores y líneas de transmisión) se utiliza como protección de respaldo (Bernilla, 2022). Entre las funciones más comunes de protección por sobrecorriente aplicadas a redes de distribución, destacan las siguientes:

Funciones 50/51 – 50N/51N

Permiten medir de forma permanente la amplitud de fase por fase con el objetivo de descubrir la sobrecorriente que pueda originarse en un short circuit o cortocircuito. El tiempo para que actúe este tipo de protección, se define en función o relación al valor de la amplitud, definiéndose como:

- Cuando se llega al umbral calibrado previamente, es de tiempo definido. Su operación para dichos casos logra ser breve, depende de la función 50, o cronometrado, depende de la función 51.
- Su operación está en función del tiempo, es de tiempo inverso y se emplea la función exponencial siguiente para poder establecerla.

$$t_{OP} = \left(\frac{A}{\left(\frac{I_{OP}}{I_S} \right)^B - C} + D \right) * TMS$$

Donde:

t_{OP} : Tiempo en que actúa el Relé (variable dependiente).

A, B, C, D : Parámetro definido de la curva característica de funcionamiento para el Relé.

I_{OP} : Ampacidad que mide el Relé (variable independiente).

I_S : Ampacidad de arranque del Relé.

TMS : Constante de ajuste o dial del Relé.

Se define lo siguiente para poder ajustar el relé:

Función (51)

La ampacidad de arranque del Relé (I_S) es el umbral de la ampacidad de funcionamiento del relé.

El Dial o TMS, es aquel parámetro que logra definir aquellos tiempos de funcionamiento de acuerdo a la curva característica.

Función (50)

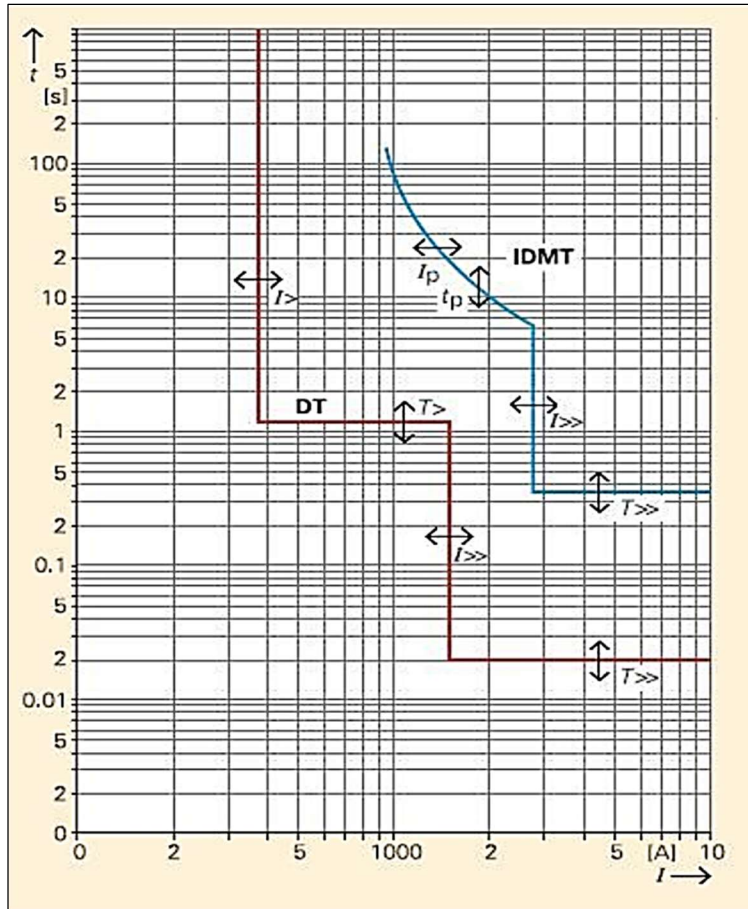
La ampacidad de arranque del Relé (I_S) es el umbral de la ampacidad de funcionamiento del relé.

Aunque se dice que es una función momentánea por concepto (ANSI 50), se puede hacer posible cronometrar su actuación de acuerdo a la conveniencia.

Los ajustes del relé para sobreampacidad de tiempo inverso (función 51), se puede ver en la Figura 7, que al combinarse con la función instantánea 50, pudiendo compararse con un relé de sobreampacidad de un definido tiempo considerando dos tipos de umbrales de funcionamiento (función 50/función 51).

Figura 7

Curvas Características de Funcionamiento de los Relés de Sobreampacidad



Nota: Tomada de COES SINAC (2018).

Los parámetros A, B, C y D; se obtienen de acuerdo a la Tabla 1, asociados a los parámetros del relé, que se establecen de acuerdo a las normas. Dichos valores de los parámetros se dan de acuerdo a la característica de tiempo inverso (COES SINAC, 2018).

Tabla 1

Relés de sobrecorriente

Característica	IEC/BS				ANSI/IEEE				
	A	B	C	D	A	B	C	D	
Tiempo definido	-		0	1					
Normal Inverso	NI	0.14	0.02	1	0	8.9311	2.0938	1	0.17966
Muy Inverso	VI	13.5	1	1	0	3.922	2	1	0.0982
Extremadamente Inverso	EI	80	2	1	0	5.64	2	1	0.02434
Inverso de Larga Duración	LI	120	1	1	0	5.6143	1	1	2.18592

Nota: Tomada de COES SINAC (2018).

Función 67

Es el tipo de protección direccional de sobreintensidad para fallas entre fases, en esta se debe especificar la dirección de flujo de corriente para la que se aplica la protección (COES SINAC, 2018). Para su evaluación se requiere de una referencia o polarización, para ello es preferible usar la tensión porque su ángulo se mantiene relativamente constante durante la falla generalmente se aplica lo siguiente:

- Corriente fase R: Tensión ST
- Corriente fase S: Tensión TR
- Corriente fase T: Tensión RS

Se debe notar que el ángulo entre la tensión de falla y las tensiones de referencia es de 90° , conocida también como la polarización en cuadratura. Sin embargo, su valor depende de la relación X/R del circuito de falla (COES SINAC, 2018).

Función 67N

Es el tipo de protección direccional de sobreintensidad para fallas a tierra, se debe especificar la dirección de flujo de corriente de secuencia cero o secuencia negativa para la que se aplica la protección. Para su evaluación se requiere de un referencia o polarización. Para determinar la direccionalidad es preferible usar la secuencia negativa. Sin embargo, de usar la tensión homopolar se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según sea el sistema a tierra (COES SINAC, 2018).

2.3. Definición conceptual de la terminología empleada

Análisis dinámico

Proceso mediante el cual se estudió el comportamiento temporal de un sistema eléctrico bajo distintas condiciones de operación y perturbaciones.

Corriente de inserción

Fenómeno transitorio que apareció cuando un transformador fue energizado, caracterizado por una corriente inicial elevada que podía afectar la estabilidad del sistema.

Descargas parciales

Pequeñas descargas eléctricas localizadas dentro del aislamiento de un transformador que deterioraron progresivamente sus materiales internos.

Estabilidad operativa

Capacidad de un transformador para mantener un funcionamiento seguro y continuo frente a variaciones de carga, voltaje y perturbaciones externas.

Fallas eléctricas

Eventos anormales en el sistema, como cortocircuitos o sobrecargas, que redujeron la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

Impedancia eléctrica

Medida de oposición total (resistencia y reactancia) que presentó un circuito o transformador frente al paso de la corriente alterna.

Inteligencia artificial (IA)

Conjunto de técnicas computacionales que procesaron datos históricos y en tiempo real para predecir fallas y optimizar el mantenimiento de transformadores.

Internet de las Cosas (IoT)

Tecnología que permitió la interconexión de sensores y dispositivos, posibilitando la recopilación en tiempo real de parámetros eléctricos y ambientales.

Mantenimiento predictivo

Estrategia de gestión que se aplicó para anticipar fallas mediante monitoreo continuo y análisis de datos, reduciendo interrupciones y costos.

Modelo eléctrico sintético

Representación matemática y computacional que simuló el comportamiento real de un transformador en diferentes condiciones operativas.

Monitoreo en tiempo real

Proceso de supervisión continua de variables eléctricas como corriente, tensión y temperatura, con el fin de detectar anomalías de forma temprana.

Red de distribución eléctrica

Conjunto de infraestructuras que transportaron la energía desde subestaciones hasta los usuarios finales, incluyendo transformadores y redes de media y baja tensión.

Redes neuronales artificiales

Algoritmos inspirados en el cerebro humano que procesaron grandes volúmenes de datos eléctricos para identificar patrones y predecir fallas en transformadores.

Respuesta transitoria

Comportamiento temporal de un sistema eléctrico inmediatamente después de una perturbación o cambio en sus condiciones de operación.

Transformador de potencia

Equipo eléctrico encargado de transferir energía de un nivel de tensión a otro, garantizando la seguridad y eficiencia en la distribución.

CAPÍTULO III : MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y diseño de investigación

La investigación fue de tipo aplicada, ya que se buscó desarrollar una herramienta técnica con utilidad directa en el contexto operativo de los sistemas eléctricos. Donde el propósito no solo generar conocimiento, sino también aplicar los principios de la ingeniería eléctrica mediante el análisis dinámico para poder dar solución a un problema concreto que es la validación funcional de transformadores en condiciones reales de red.

Respecto al diseño del estudio, corresponde el no experimental con simulación aplicada, ya que no se manipularon de forma directa a las variables en un entorno físico real, sino que fueron observadas y analizadas considerando el comportamiento de los transformadores mediante el uso de modelos matemáticos con simulaciones computacionales, donde el investigador no interviene sobre el equipamiento en condiciones controladas de laboratorio, como sucede en un diseño experimental, sino que se diseña y construye un modelo bastante representativo para poder evaluar el desempeño bajos diferentes escenarios de operación.

Con relación al enfoque fue cuantitativa, ya que basó en la recopilación y análisis de información numérica obtenidas de simulaciones eléctricas, parámetros técnicos y variables dinámicas sobre el funcionamiento de transformadores, donde el modelo sintético propuesto permita la medición, comparación y validación del comportamiento mediante indicadores precisos, facilitando la formulación de conclusiones claras y objetivas. Incluido a ello, la utilización de herramientas computacionales con métodos estadísticos permite reforzar la rigurosidad del análisis, logrando alinearse con los principios del enfoque cuantitativo.

3.2. Población y muestra

La población estuvo conformada por todos los sistemas de distribución eléctrica de la región Piura.

La muestra viene a ser el sistema eléctrico del centro comercial Real Plaza de Piura, incluyendo todo su equipamiento, con un total de 4 subestaciones y 7 transformadores de potencia.

3.3. Hipótesis

Mediante el diseño de un modelo eléctrico sintético basado análisis dinámico se puede validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución.

3.4. Variables – Operacionalización

Variable independiente: Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico

Implica construir una representación matemática para describir el comportamiento temporal de sistemas eléctricos mediante el uso de ecuaciones diferenciales, pudiendo permitir la simulación, control y así poder predecir su respuesta ante diferentes condiciones de operación empleando herramientas de simulado con software especializado que emplean métodos numéricos como Runge-Kutta para poder dar solución a los sistemas dinámicos no lineales (Roa et al., 2017).

Variable dependiente: Funcionamiento de transformadores de potencia

Se basa en la transferencia eficiente de la electricidad entre circuitos mediante inducción electromagnética, donde su desempeño depende de ciertos factores como tipo de carga (lineal o no lineal), pérdidas internas, calentamiento de los devanados y el control en la temperatura para poder preservar su rendimiento y por ende su vida útil (González et al., 2018).

Tabla 2

Cuadro de Operacionalización de variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de medición
Independiente Diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico	Implica construir una representación matemática para describir el comportamiento temporal de sistemas eléctricos mediante el uso de ecuaciones diferenciales, pudiendo permitir la simulación, control y así poder predecir su respuesta ante diferentes condiciones de operación empleando herramientas de simulado con software especializado que emplean métodos numéricos como Runge-Kutta para poder dar solución a los sistemas dinámicos no lineales (Roa et al., 2017).	Consiste en formular y desarrollar un conjunto de ecuaciones y simulaciones que representan el comportamiento temporal de los sistemas eléctricos, considerando sus variables de entrada, estado y salida, para analizar su respuesta ante distintas condiciones operativas, optimizar su desempeño y facilitar su control mediante herramientas computacionales especializadas.	Parámetros de diseño	<ul style="list-style-type: none"> - Datos históricos - Precisión del modelo - Tiempo de respuesta - Margen de estabilidad - Número de variables de estado consideradas 	De razón
			Validación y desempeño del modelo	<ul style="list-style-type: none"> - Coeficiente de correlación - Error cuadrático medio - Tiempo de simulación - Cantidad de escenarios de pruebas ejecutadas 	De razón
Dependiente Funcionamiento de transformadores de potencia	Se basa en la transferencia eficiente de la electricidad entre circuitos mediante inducción electromagnética, donde su desempeño depende de ciertos factores como tipo de carga (lineal o no lineal), pérdidas internas, calentamiento de los devanados y el control en la temperatura para poder preservar su rendimiento y por ende su vida útil (González et al., 2018).	Se evalúa mediante la medición de parámetros eléctricos como tensión, corriente, eficiencia, pérdidas energéticas, niveles de calentamiento y estabilidad bajo diferentes condiciones de carga, empleando instrumentos de medición eléctrica, registros de operación y análisis térmico para determinar su desempeño y confiabilidad en la transferencia de energía.	Parámetros de funcionamiento de transformadores de potencia	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia eléctrica - Factor de potencia - Tensión - Corriente - Resistencia - Inductancia 	De razón

Nota: Elaboración propia.

3.5. Métodos y técnicas de investigación

3.5.1. Métodos de investigación

El método a emplear para el estudio es de tipo cuantitativo y no experimental, mediante un enfoque descriptivo con simulación técnica, desarrollando un modelo eléctrico sintético mediante la utilización de software especializado, empleando datos reales de funcionamiento de transformadores en redes de distribución. Por medio de simulaciones dinámicas, se analizó el comportamiento de las variables eléctricas importantes sin manipular de forma directa los equipos físicos. Dicho método permitió validar la operación de los transformadores bajo diferentes escenarios de funcionamiento, lo que garantizó precisión técnica y aplicabilidad práctica en contextos reales del sistema eléctrico.

3.5.2. Técnicas de investigación

Análisis documental

Esta técnica sirvió para poder recopilar información importante sobre el diseño de modelos eléctricos sintéticos basados en análisis dinámico para validar el funcionamiento de transformadores de potencia en sistemas de distribución con el fin de poder desarrollarlo adecuadamente.

3.6. Descripción de los instrumentos utilizados

Ficha de análisis documental

Este instrumento viene a ser complemento de la técnica de análisis documental, ya que sirve para poder ordenar de forma sistemática la información recopilada para poder responder a los objetivos planteados en la investigación.

3.7. Análisis estadístico e interpretación de los datos

El análisis estadístico e interpretación de datos en esta investigación se realizó a partir de los resultados obtenidos mediante simulaciones en el

software DigSilent Power Factory, donde se aplicaron técnicas de análisis descriptivo y comparativo para caracterizar los parámetros eléctricos relevantes, evaluar el comportamiento dinámico de los transformadores bajo distintas condiciones operativas y validar la respuesta del modelo sintético frente a escenarios de falla en redes de media tensión. Los datos numéricos generados permiten identificar patrones, correlaciones y desviaciones significativas, facilitando la interpretación técnica y la toma de decisiones sobre la coordinación de la corriente de inserción y la confiabilidad operativa del sistema antes de su puesta en marcha.

CAPÍTULO IV : PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

La investigación se orientó al diseño de un modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico con el propósito de validar el funcionamiento de transformadores de potencia en redes de distribución. Dichos equipos representaron componentes críticos para garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico, sin embargo, su desempeño se vio afectado por sobrecargas, descargas parciales, sobrecalentamiento y condiciones ambientales adversas que aceleraron el deterioro del aislamiento y redujeron la vida útil de los equipos. Ante esta problemática, se planteó la necesidad de aplicar modelos matemáticos y simulaciones computacionales que reprodujeran el comportamiento real de los transformadores frente a variaciones de carga y perturbaciones en la red.

El estudio se delimitó a transformadores de media tensión, excluyendo el diseño físico y la fabricación de los equipos, así como también las redes de generación y transmisión. La investigación se apoyó en parámetros eléctricos como la impedancia, la respuesta transitoria y la estabilidad operativa, los cuales fueron fundamentales para la construcción del modelo. La simulación se realizó en software especializado, lo que permitió validar diferentes escenarios de operación y evaluar la respuesta de los transformadores frente a fallas potenciales antes de su puesta en marcha.

La propuesta tuvo relevancia al permitir una mejor planificación del mantenimiento, optimizando la operación de los equipos y reduciendo tanto costos como riesgos de interrupciones en el suministro. De igual manera, el modelo contribuyó con beneficios ambientales al promover el uso eficiente de la energía y alargar la vida útil de los transformadores, reduciendo el impacto de residuos eléctricos. Desde el aspecto social, la validación del funcionamiento de los transformadores mediante este modelo fortaleció la confiabilidad de la red eléctrica, beneficiando a comunidades y sectores productivos. De este modo, la investigación representó una herramienta científica, económica y práctica para la gestión sostenible de los sistemas eléctricos de distribución.

CAPÍTULO V : ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1. Resultados

5.1.1. Caracterizar los parámetros necesarios para el diseño del modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico

El centro comercial Real Plaza cuenta con un suministro eléctrico por medio del alimentador A-1940, que posee un nivel de tensión de 22.9 kV, para poder satisfacer una demanda de 2500 kW.

Tabla 3

Parámetros necesarios para diseño de modelo eléctrico sintético

SET	ESTRUC NTCSE	ALIM	NIVEL TENSIÓN	MÁX DEMANDA (kW)	Barra 22.9 kV		Punto Diseño	
					Pcc 3Ø (MVA)	Pcc 1Ø (MVA)	Pcc 3Ø (MVA)	Pcc 1Ø (MVA)
Coscomba	157297	A1940	22.9 kV / 3Ø	2500	208.2	7.6	198.9	7.5

Nota: Información obtenida de ENOSA.

La información de la Tabla 3 se describe a continuación:

SET

Es la Subestación desde donde se energiza al alimentador. En este caso: Coscomba.

ESTRUC NTCSE

Es el código de estructura del alimentador dentro de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSSE) y sirve para identificar formalmente la línea. Para la investigación es 157297.

ALIM

Nombre o código del alimentador que sale de la SET. Para la investigación es el A1940, que se ubica en la SET Piura Centro.

NIVEL TENSIÓN (kV)

Indica el nivel de tensión nominal del alimentador. Para la investigación es

de 22.9 kV trifásico (3 ϕ). Es el nivel de media tensión en el que opera el alimentador.

MAX DEM (kW)

Es la máxima demanda del alimentador o punto de diseño en kilowatts (kW). Para la investigación es de 2500 kW y representa la carga máxima que se prevé atender en ese alimentador.

Barra 22.9 kV

Son los valores de Potencia de Cortocircuito (Pcc) en la barra de la subestación, es decir, justo donde está conectado el alimentador en el lado de 22.9 kV.

Se da en MVA y se diferencia en:

Pcc 3 ϕ (MVA): 208.2 \rightarrow cortocircuito trifásico.

Pcc 1 ϕ (MVA): 7.60 \rightarrow cortocircuito monofásico a tierra.

Punto Diseño

Valores de Potencia de Cortocircuito (Pcc) en el punto más alejado o de diseño del alimentador.

También en MVA, con:

Pcc 3 ϕ (MVA): 198.9 \rightarrow cortocircuito trifásico.

Pcc 1 ϕ (MVA): 7.50 \rightarrow cortocircuito monofásico.

PARAMETROS ELECTRICOS DE LA RED DE ESTUDIO

Se estableció el modelo Thévenin a partir del punto de diseño otorgado. Con los valores de corrientes de cortocircuito se definieron los parámetros del Thévenin que dieron lugar a las siguientes relaciones:

Tabla 4

Resumen de parámetros Thévenin en punto de diseño

Pcc 3φ	Pcc 1φ	Impedancia
198.9 MVA	7.50 MVA	Z2/Z1= 1.5
		X0/X1 = 27
		R0/X0 = 0.25
		R/X = 0.083

Nota: Información obtenida de ENOSA.

Short-Circuit Power $S_k^{\text{max}} = 198.7 \text{ MVA}$

Es la potencia de cortocircuito trifásica máxima en el punto de diseño (donde está tu carga o extremo del alimentador).

Short-Circuit Current $I_k^{\text{max}} = 5.009585 \text{ kA}$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} V_{LL}}$$

$$I_{cc} = \frac{198.7 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} (22.9 \times 10^3 \text{ V})}$$

$$I_{cc} = 5009.585 \text{ A} \approx 5.009585 \text{ kA}$$

Es la corriente de cortocircuito trifásica simétrica máxima (en kA), y es relacionada con la potencia de cortocircuito.

R/X Ratio (0.083)

Es la relación entre la resistencia (R) y la reactancia (X) de la impedancia equivalente del sistema en el punto de falla. Sirve para conocer la "naturaleza" del cortocircuito:

R/X pequeño → falla muy reactiva (predomina X).

R/X grande → falla resistiva.

Aquí 0.083 = el sistema es altamente reactivo, típico de sistemas eléctricos.

Son relaciones entre las impedancias de secuencia (Z1, Z2, Z0). Se usan

para calcular los cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra.

$$Z2/Z1 \text{ max} = 1.5$$

Relación entre la impedancia de secuencia negativa y la positiva. Generalmente cercana a 1 en sistemas balanceados.

$$X0/X1 \text{ max} = 27$$

Relación entre la reactancia de secuencia cero y positiva. Afecta directamente el cortocircuito monofásico a tierra.

Si es muy grande → la corriente de falla monofásica es menor.

$$R0/X0 \text{ max} = 0.25$$

Relación entre la resistencia y reactancia de la impedancia de secuencia cero. Da una idea del ángulo de la corriente de falla monofásica.

Estos son los parámetros necesarios para poder realizar el estudio y son valores que otorga ENOSA para poder realizar el estudio y análisis de como protegen los relés al transformador.

5.1.2. Analizar el comportamiento dinámico de los transformadores de potencia bajo diferentes condiciones operativas para su correcta coordinación de la corriente de inserción para su puesta en marcha

En la Figura 8 se puede verificar el comportamiento dinámico de los transformadores de potencia considerando distintas condiciones operativas para su adecuada coordinación de la corriente de inserción para su puesta en marcha. Tomando como referencia a la Tabla 5, se tiene lo siguiente:

Curva azul: Daño del transformador de 1250 kVA

Curva marrón/dorada: Daño del transformador de 800 kVA

Estas curvas indican el límite máximo que puede soportar cada transformador sin dañarse. Ningún relé debe disparar más tarde que estas

curvas, porque eso significaría que el transformador estaría sometido a corrientes que podrían deteriorarlo.

Protecciones temporizadas (51)

Prot. Real Plaza (IEC Curve C, 80A pri, T_{pset} 0.10): Ajustada con retardo y característica de tiempo inverso.

Prot. A-1940 (IEC Curve C, 160A pri, T_{pset} 0.05): Similar, pero con mayor corriente de arranque.

Estas curvas aseguran coordinación: la protección más cercana al fallo debe disparar primero.

Protecciones instantáneas (50)

Prot. Real Plaza: 600A instantáneo (T_{set} = 0.00 s)

Prot. A-1940: 1500A instantáneo (T_{set} = 0.00 s)

Operan sin retardo cuando la corriente de falla supera el umbral. Están representadas como líneas verticales.

Corrientes de inserción (inrush) de los transformadores.

TR 800 kVA: 201.694 A (0.1s)

TR 1250 kVA: 315.148 A (0.1s)

Estas corrientes son normales al energizar un transformador. La coordinación debe garantizar que los relés no disparen por inrush, por eso los ajustes de arranque del 51 son más altos.

Corrientes de falla (líneas verticales punteadas)

Verde: Corriente de carga (~66 A)

Azul: Falla a 101 A y 199 A

Roja: Corriente de cortocircuito mayor (~6190 A)

Estas ayudan a ver cómo responden las protecciones frente a distintos niveles de falla.

1. Coordinación aguas abajo – aguas arriba

La protección Real Plaza (rojo) es más sensible: arranca a 3 A y 10 A con tiempos de 0.1 s y 0.05 s.

La protección A-1940 (verde) es menos sensible: arranca a 4 A y 12 A, pero con tiempos más altos (0.20–0.25 s).

Esto asegura que primero opere Real Plaza en caso de falla a tierra cercana y solo si falla, actúa A-1940 como respaldo.

2. Protección instantánea (50N)

Real Plaza tiene un ajuste de 60 A a 0.00 s → dispara de inmediato en caso de falla de alta magnitud a tierra.

A-1940 también cubre niveles altos, pero siempre con retardo mayor → evita disparos innecesarios.

3. Selectividad

Se mantiene un margen de coordinación entre 0.05 y 0.1 s entre las protecciones.

Esto es correcto: el relé más cercano al fallo despeja primero, y el superior solo actúa si el inferior no lo hace.

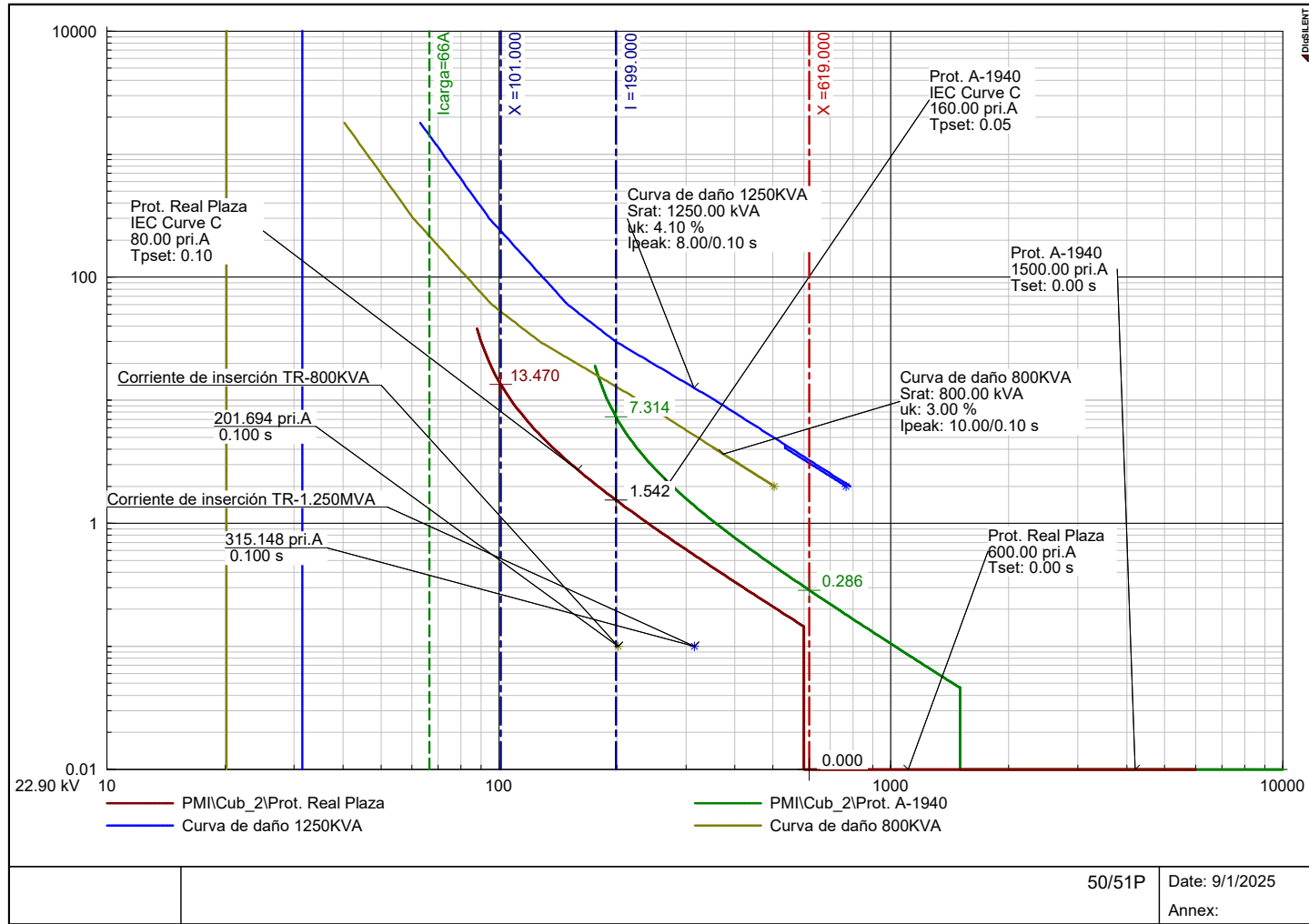
4. Fallas máximas vs ajustes

Como la corriente máxima de falla (570 A) está muy por encima de los umbrales, se asegura que el sistema detecta adecuadamente las fallas.

Al mismo tiempo, los ajustes bajos (3 A y 4 A) permiten detectar fallas de baja magnitud en neutro (típicas en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia).

Figura 8

Curvas de daño de transformadores



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Tabla 5*Protecciones empleadas para el diseño del modelo eléctrico sintético*

Protección	Medida	Tipo	Función principal
50P	Corriente de fase	Instantánea	Despeja cortocircuitos fuertes en fase
51P	Corriente de fase	Tiempo inverso/definido	Protege contra sobrecargas y fallas moderadas
50N	Corriente de neutro (residual)	Instantánea	Despeja fallas fuertes a tierra
51N	Corriente de neutro (residual)	Tiempo inverso/definido	Protege contra fallas de tierra moderadas o bajas
SEF	Corriente de tierra muy baja	Muy sensible, tiempo definido	Detecta fallas incipientes de tierra

Nota: Obtenida del software DigSilent Power Factory.

5.1.3. Desarrollar el modelo eléctrico sintético incorporando los parámetros caracterizados y los resultados del análisis dinámico

Se tomo en cuenta los siguientes datos para poder desarrollar el modelo eléctrico sintético:

Cálculo de Corriente de Cortocircuito Trifásico (IEC 60909)

Sistema: MT 22.9 kV

Tipo de falla: Trifásica (3ϕ)

Magnitud: Corriente inicial simétrica I_k'' (valor eficaz)

Ecuación base

$$I_k'' = \frac{S_k''}{\sqrt{3}U_n}$$

Donde:

I_k'' se mide en kA.

S_k'' se mide en MVA.

U_n se mide en kV.

Tabla 6

Datos de entrada (parámetros)

Punto	S_k'' (MVA)
Barra 22.9 kV	170.60
PMI	197.80
Punto de diseño	198.90

Nota: Obtenidos de la empresa de servicio eléctrico.

Cortocircuito Monofásico a Tierra ($1\phi-T$) — Valores según DlgSILENT

Sistema: 22.9 kV — Falla franca ($Z_f \rightarrow 0 \Omega$).

Ecuación base (IEC 60909, $Z_f = 0 \Omega$)

$$I_{k,1\phi}'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3}|Z_1 + Z_2 + Z_0|}$$

Donde c es igual a 1.0 para valores nominales.

CPD — Cortocircuito Monofásico a Tierra con $R_f = 10 \Omega$ (IEC 60909)

Nivel: 22.9 kV | c = 1.0 | Falla: 1 ϕ -T con resistencia de falla $R_f = 10 \Omega$ ($Z_f = R_f$, resistiva).

Constante: $\sqrt{3} \cdot U_n = 1.7320508075688772 \times 22.9 = 39.66396349332729$ kV

Ecuación

$$I_{k,1\phi}''(R_f) = \frac{c U_n}{\sqrt{3}|Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_f|}$$

Donde c es igual a 1.0 para valores nominales.

Punto de Diseño — 1 ϕ -T con Resistencia de Falla Equivalente (Opción A, IEC 60909)

Nivel: 22.9 kV | c = 1.0 | $\sqrt{3} \cdot U_n = 1.7320508075688772 \times 22.9 = 39.66396349332729$ kV

Datos de partida

$$I_{k,1\phi}''(target) \approx 0.24 \text{ kA}$$

Ecuaciones utilizadas

$$1) |Z\Sigma| = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{k,1\phi}''(0)}$$

$$2) |Z\Sigma_{target}| = \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{k,1\phi}''(target)}$$

$$3) 3R_{f_eq} = \sqrt{(|Z\Sigma_{target}|^2 - |Z\Sigma|^2)}, R_{f_eq} \geq 0$$

$$4) \text{ Verificación: } I_{k,1\phi}'' = \frac{U_n}{\sqrt{3} \left(\sqrt{|Z\Sigma|^2 + (3R_{feq})^2} \right)}$$

Punto de Diseño — 1φ–T con Resistencias de Falla (IEC 60909)

Convención IEC 60909: la resistencia de falla entra triplicada en el circuito de secuencias (3·Rf).

Nivel: 22.9 kV | c = 1.0 | $\sqrt{3} \cdot U_n = 1.7320508075688772 \times 22.9 = 39.66396349332729$ kV

Corriente base (falla franca, Zf→0) en PD: $I_{k,1\phi}''(0) = 0.39$ kA $\Rightarrow |Z\Sigma| = U_n / (\sqrt{3} \cdot I_k) = 33.900823498570$ Ω

Ecuación utilizada

$$I_{k,1\phi}''(R_f) = \frac{c U_n}{\sqrt{3} \sqrt{|Z\Sigma|^2 + (3R_{feq})^2}}$$

Corrientes entre fases

En lo que respecta a la celda de protección, se implementan los mismos ajustes que se aplican en el reconectador ubicado aguas arriba, ya que ambas unidades poseen una potencia contratada idéntica.

Corriente de carga

Potencia contratada: 2500 kW

Tensión nominal: 22.9 kV

Factor de potencia: 0.95

$$I = \frac{P}{V_{xfpx} \sqrt{3}}$$

$$I = \frac{2500KW}{22.9kV \times 0.95 \times \sqrt{3}}$$

$$I = 66.42$$

$$I_{pt} = 1.20 \times 66.42 \text{ A} = 79.20 \text{ A}$$

Se recomienda ajustar en 80 A.

Sobrecorrientes a monofásicas a tierra

Umbral 51N

Potencia instalada: 2500KW

Tensión nominal: 22.9 kV

$$I = \frac{S}{V \times \sqrt{3}}$$

$$I = \frac{2500KVA}{22.9kV \times \sqrt{3}}$$

$$I = 63.10$$

$$I_{pu} = 0.20 \times 63.10 \text{ A} = 12.62 \text{ A}$$

La corriente correspondiente a un desbalance de cargas del 20% es de 12.62 A, no obstante, se ha decidido establecer un pick up de 10 A.

Luego de obtener los parámetros caracterizados con los resultados del análisis dinámico, se procedió al desarrollo del modelo eléctrico sintético mediante el uso del software DigSilent Power Factory.

La Figura 9 muestra la configuración para el parámetro 51PL (Time Overcurrent) en el software.

La Figura 10 muestra la configuración para el parámetro 50PL (Instantaneous Overcurrent) en el software.

La Figura 11 muestra la configuración para el parámetro 51N (Time Overcurrent) en el software.

La Figura 12 muestra el modelo sintético de las protecciones del relé hacia el transformador para los parámetros 51p 52p (fases) en el software.

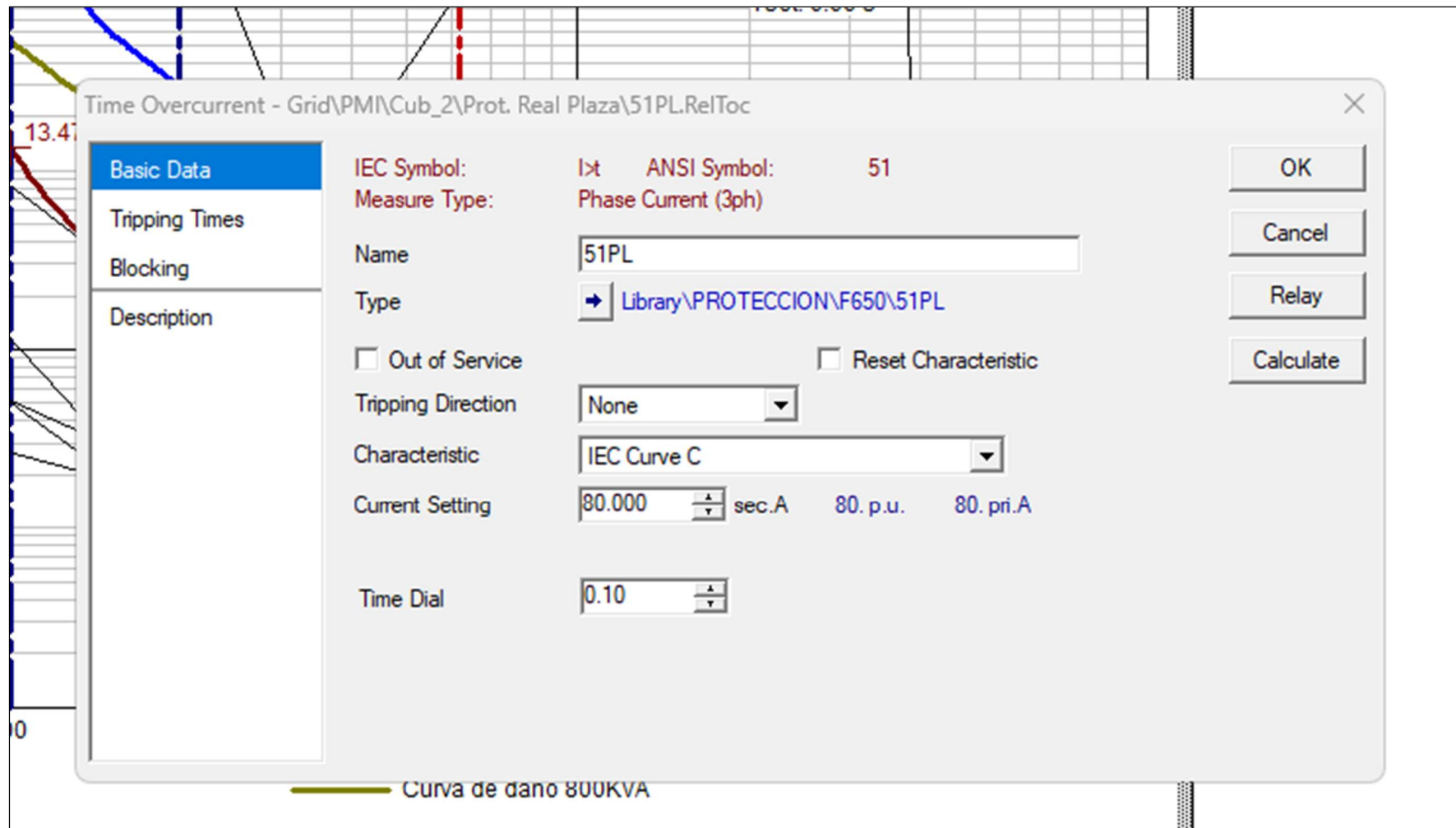
La Figura 13 muestra la configuración para el parámetro 50N (Instantaneous Overcurrent) en el software.

La Figura 14 muestra la configuración para el parámetro 51G (Time Overcurrent) en el software.

La Figura 15 muestra el modelo sintético de las protecciones del relé hacia el transformador para los parámetros 51n 50n (tierra) en el software.

Figura 9

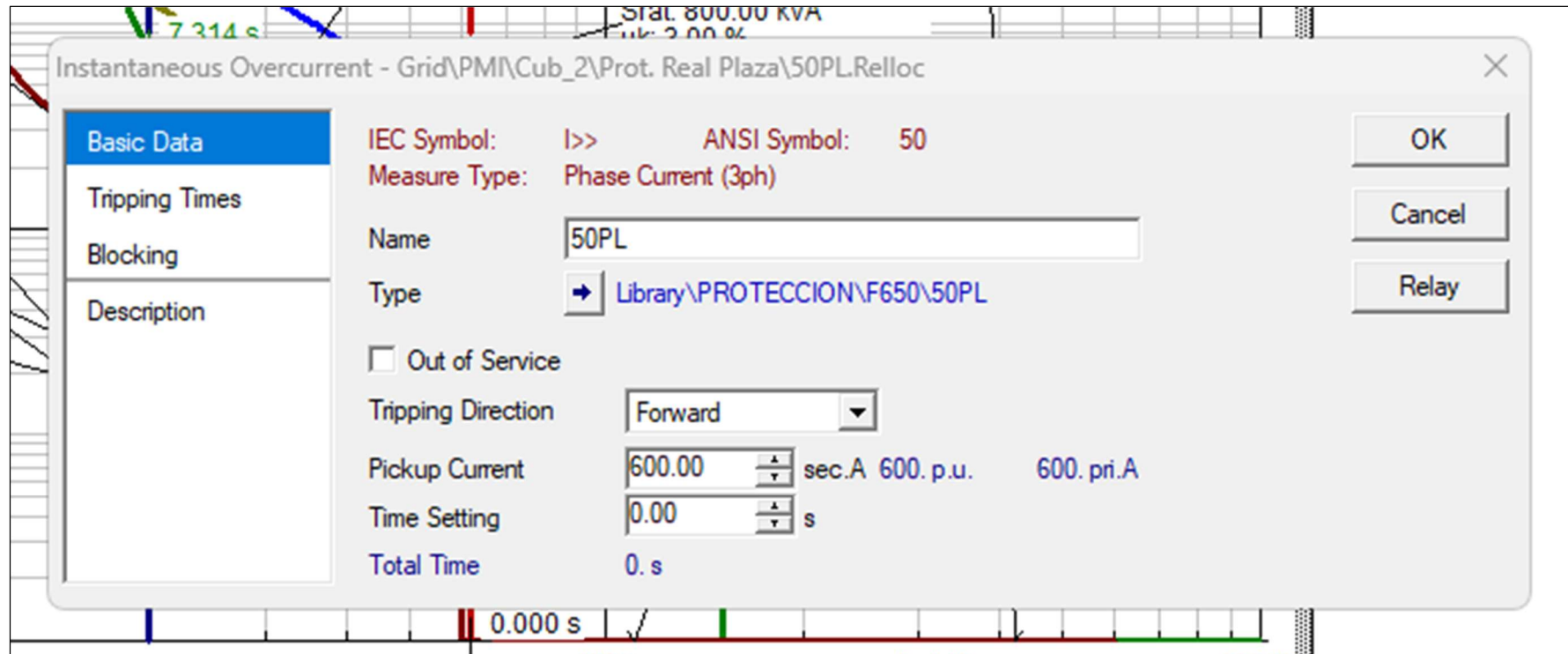
Time Overcurrent – 51PL



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 10

Instantaneous Overcurrent – 50PL



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 11

Time Overcurrent – 51N

Time Overcurrent - Grid\PM\Cub_2\Prot. Real Plaza\51N.RelToc

Basic Data

IEC Symbol: IE>t ANSI Symbol: 51N

Measure Type: Earth Current (3*I0)

Name: 51N

Type: Library\PROTECCION\F650\51N

Out of Service Reset Characteristic

Tripping Direction: Forward

Characteristic: Definite Time

Current Setting: 10.0000 sec.A 10. p.u. 10. pri.A

Time Dial: 0.05

OK

Cancel

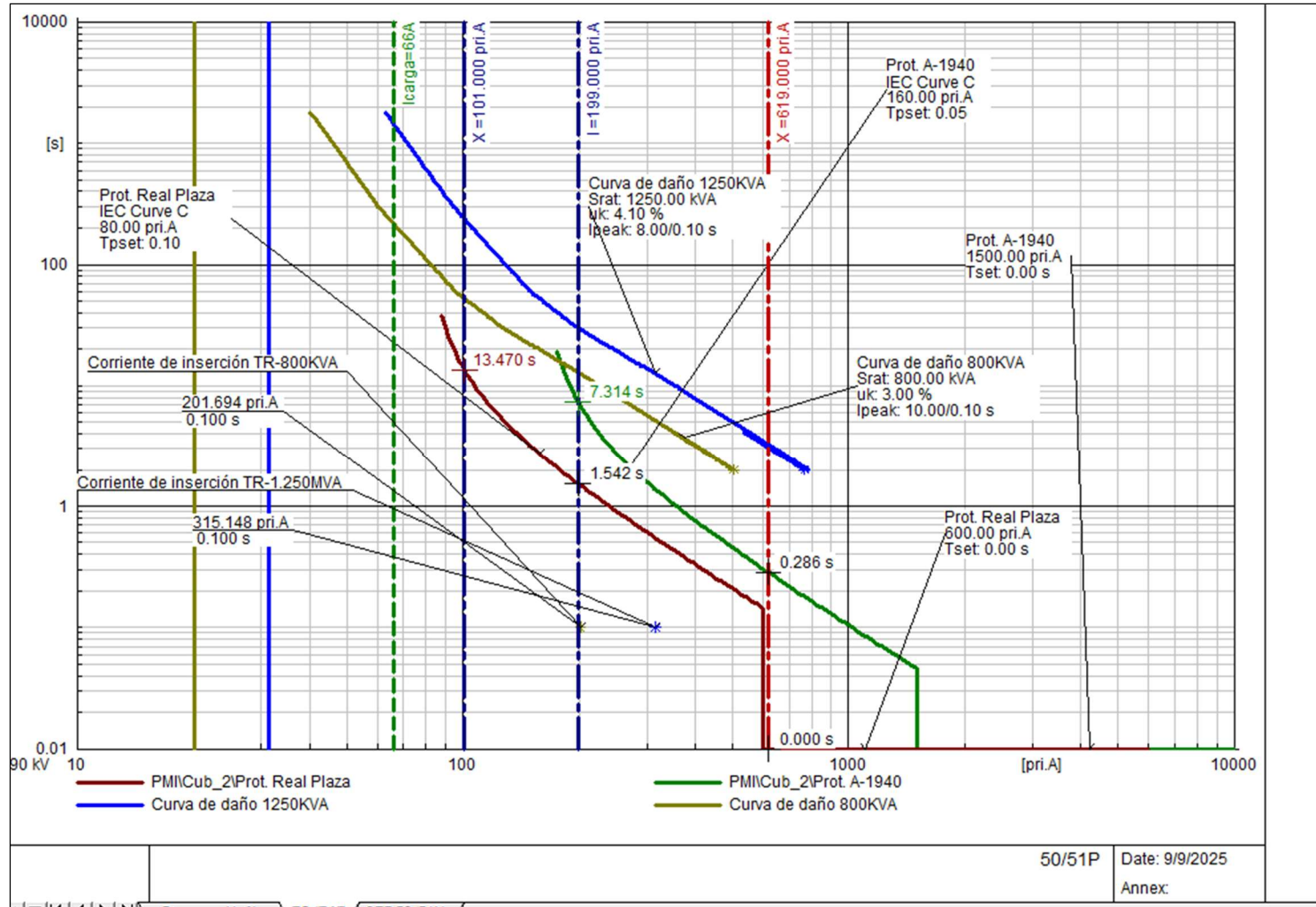
Relay

Calculate

Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 12

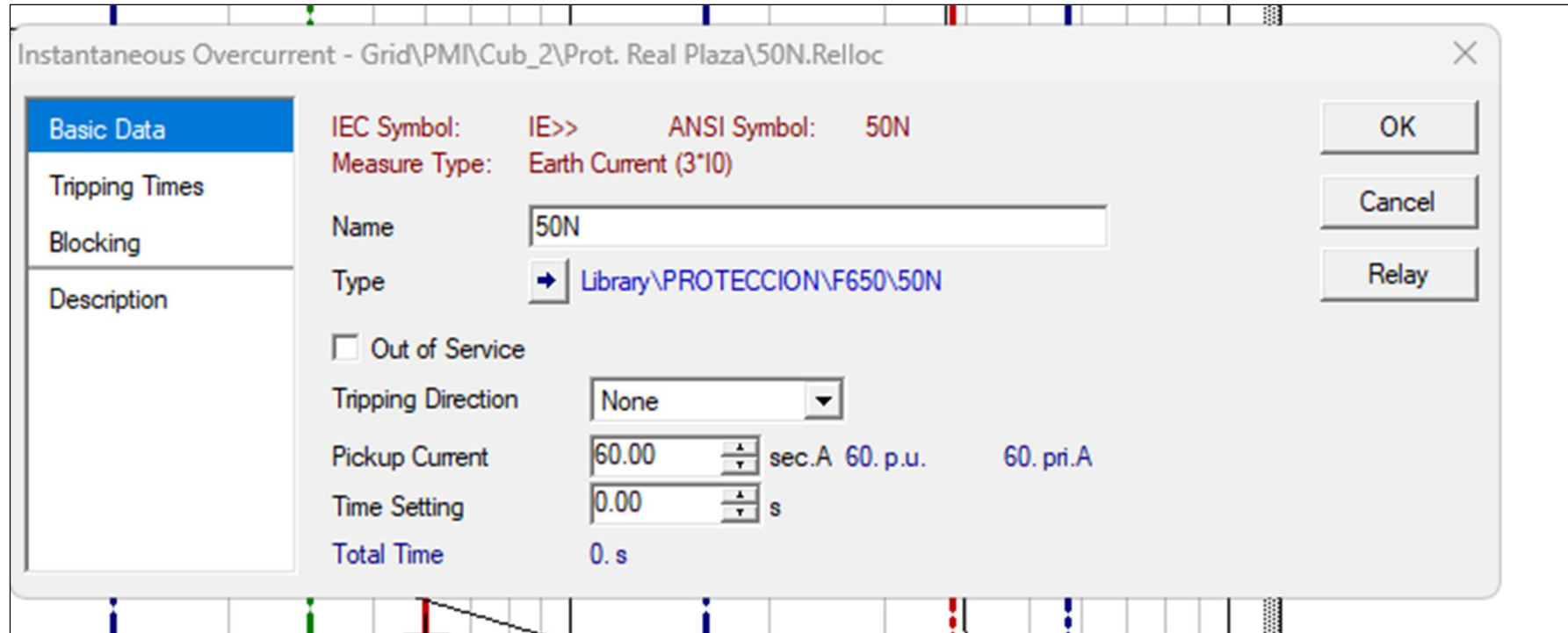
Modelo sintético de las protecciones del relé hacia el transformador para 51p 50p (fases)



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 13

Instantaneous Overcurrent – 50N



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 14

Time Overcurrent – 51G

Time Overcurrent - Grid\PMI\Cub_2\Prot. Real Plaza\51G.RelToc

Basic Data

IEC Symbol: IE> ANSI Symbol: 51N
Measure Type: Earth Current (3'I0)

Name: 51G
Type: Library\PROTECCION\F650\51G

Out of Service Reset Characteristic

Tripping Direction: Forward
Characteristic: Definite Time

Current Setting: 3.000 sec.A 3. p.u. 3. pri.A

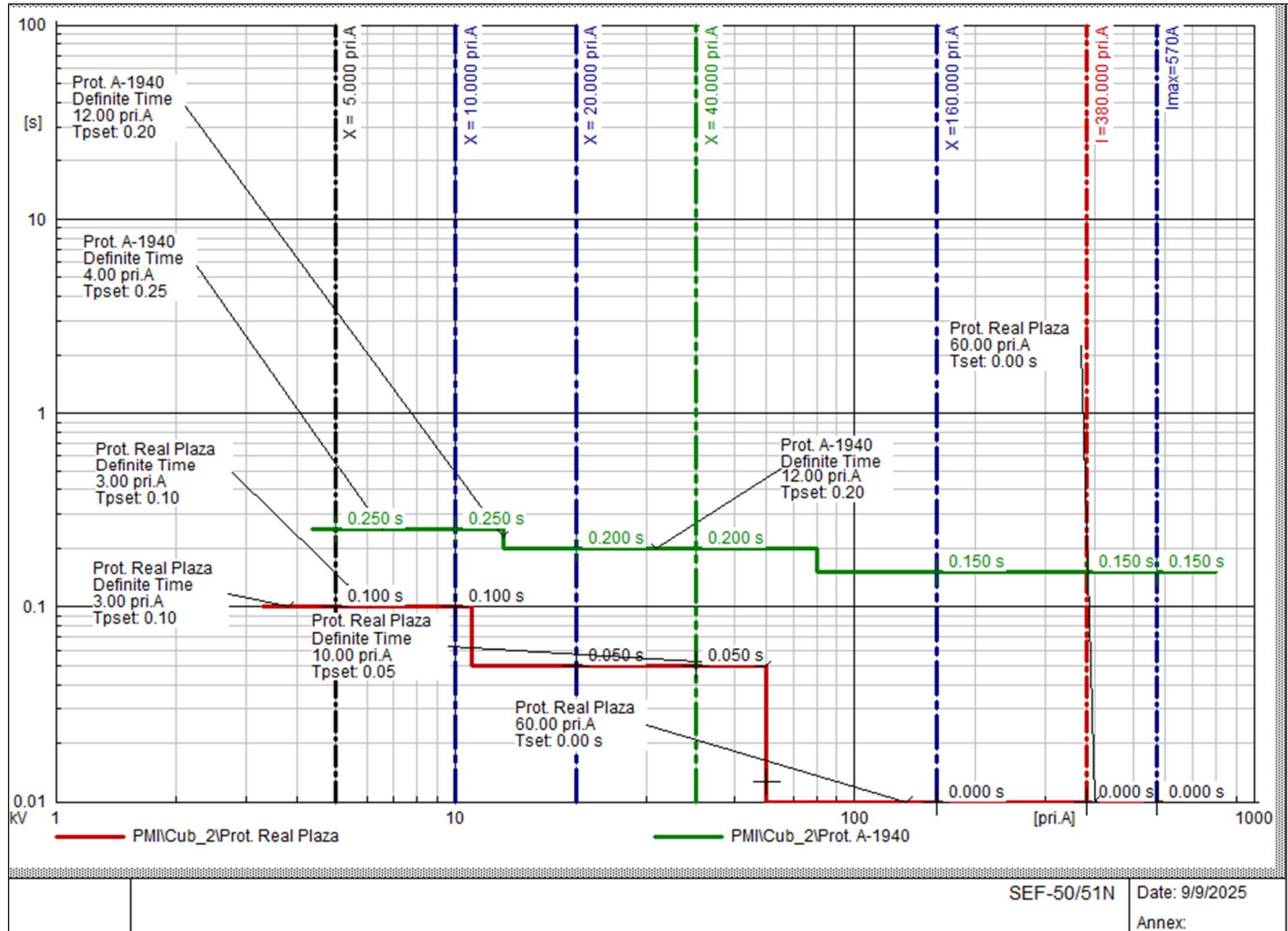
Time Dial: 0.10

OK
Cancel
Relay
Calculate

Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 15

Modelo sintético de las protecciones del relé hacia el transformador para 51n 50n (tierra)



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

5.1.4. Simular en DigSilent Power Factory el modelo eléctrico sintético basado en análisis dinámico para validar la red de media tensión ante diferentes fallas antes de su puesta en marcha y así verificar el funcionamiento de transformadores de potencia

Se simula en DigSILENT el flujo de carga y el análisis de cómo trabajan los trafos, ahí se ven que trabajan al 49.6% todos los transformadores, trabajando a ese porcentaje aceptable cuando sus cargas están funcionando al 100%.

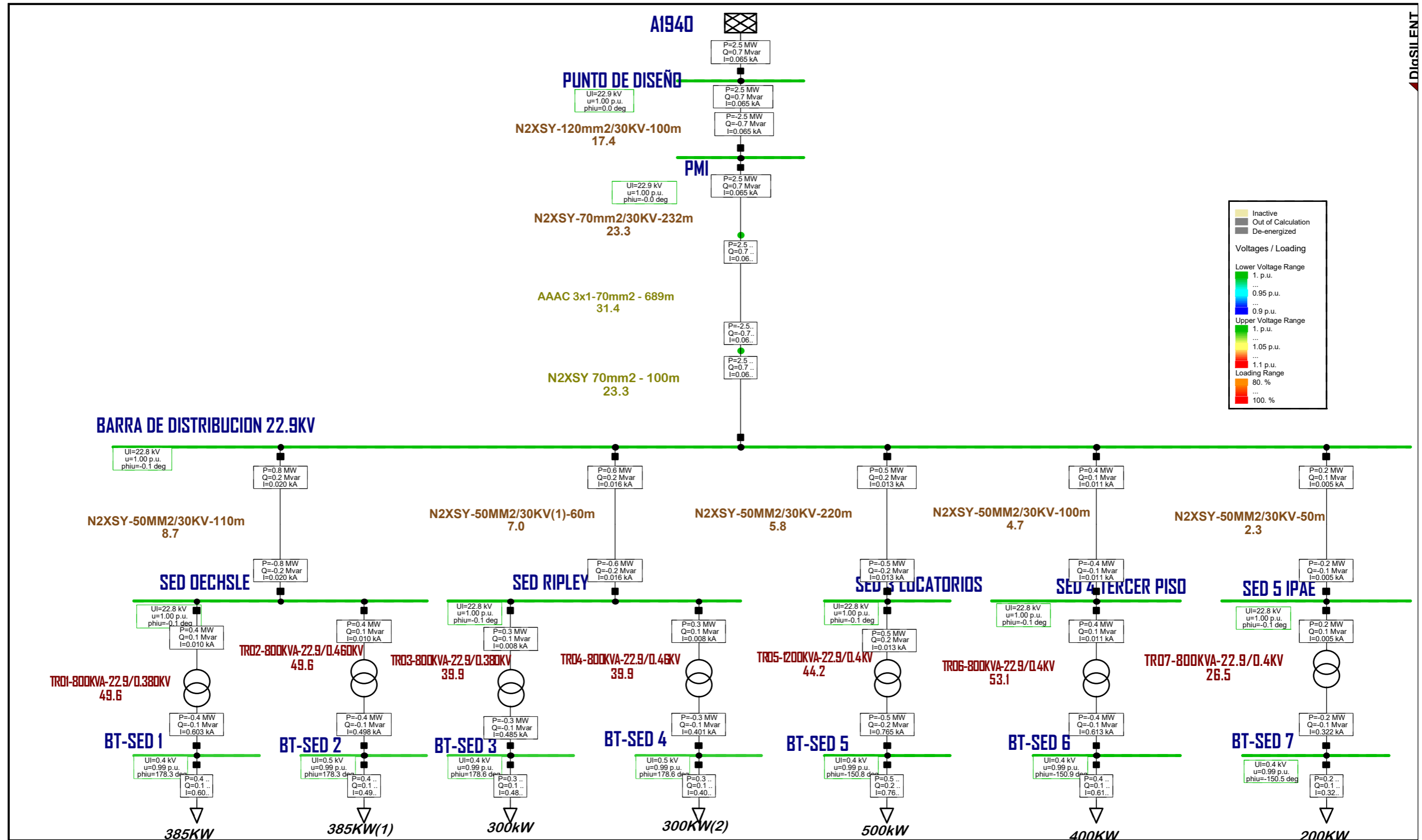
Se observa la carga expresada en kW, también el factor de potencia y el scaling factor es 1 porque significa que está trabajando al 100%.

El flujo de carga en 22.9 kV se modeló desde la barra principal de distribución hasta el punto de diseño. El sistema incluye diferentes tramos de cable subterráneo y aéreo, así como las subestaciones de distribución (SED Oechsle, Ripley, Locatorios, Tercer Piso e IPAE), cada una con sus transformadores MT/BT y cargas asociadas.

La simulación muestra las tensiones en barras, potencias activas y reactivas en cada tramo, así como el nivel de carga de transformadores y líneas. Con esta información se verifica que los perfiles de tensión permanecen dentro del rango permitido y que los equipos no presentan sobrecargas, garantizando un suministro confiable a las cargas conectadas.

Figura 16

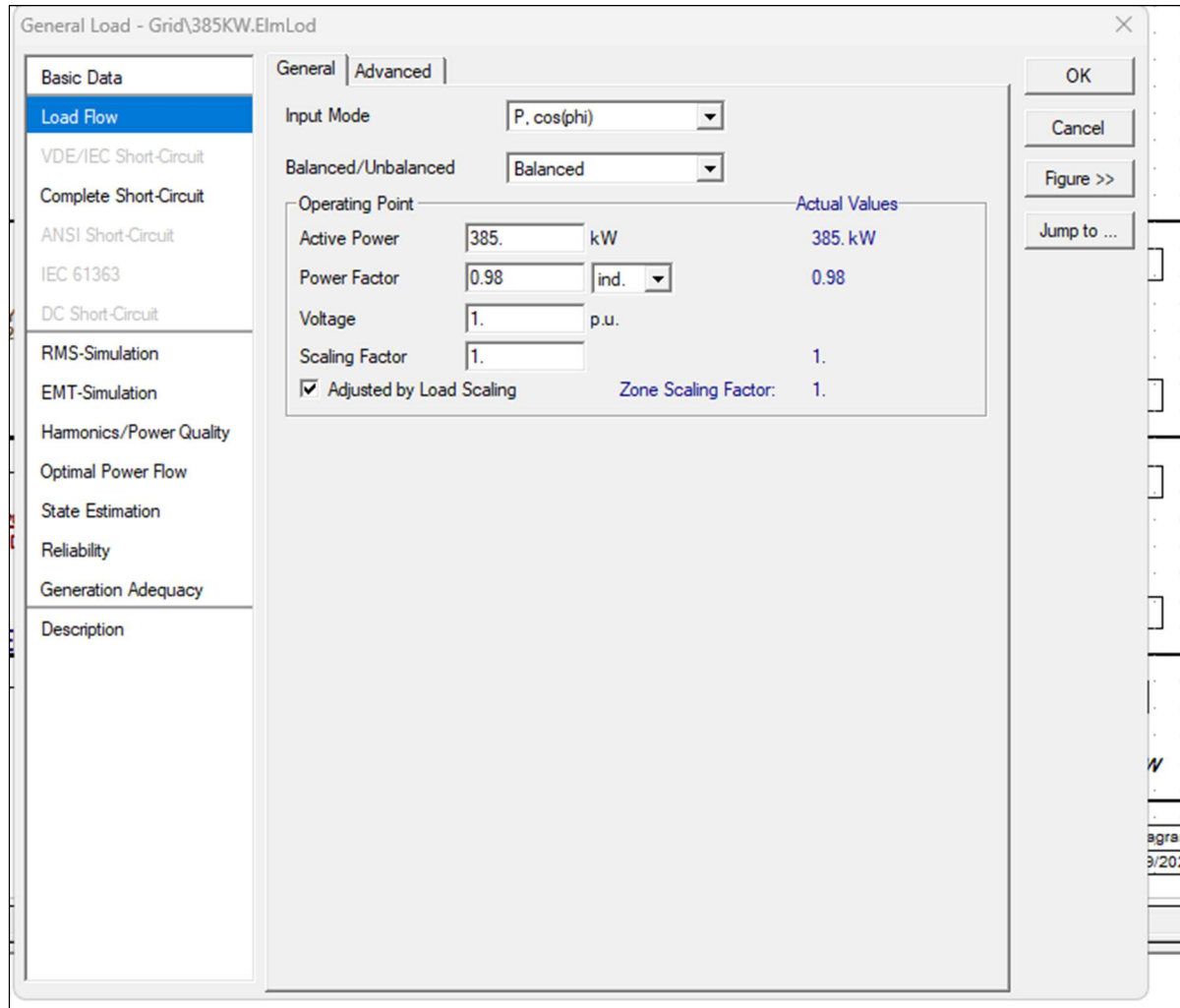
Esquema del sistema eléctrico para simulación de flujo de carga



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 17

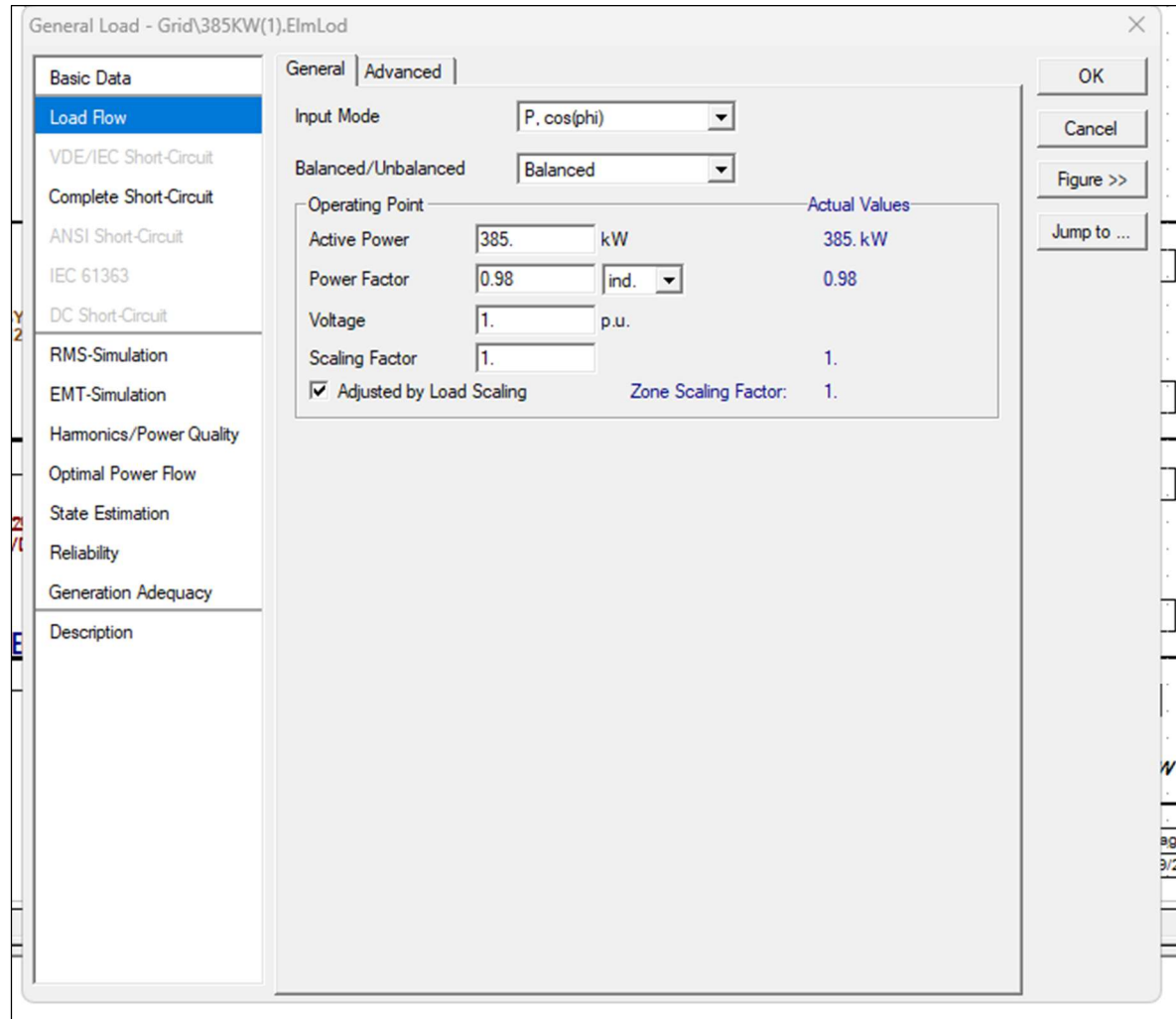
Load Flow para transformador de 385 kW



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 18

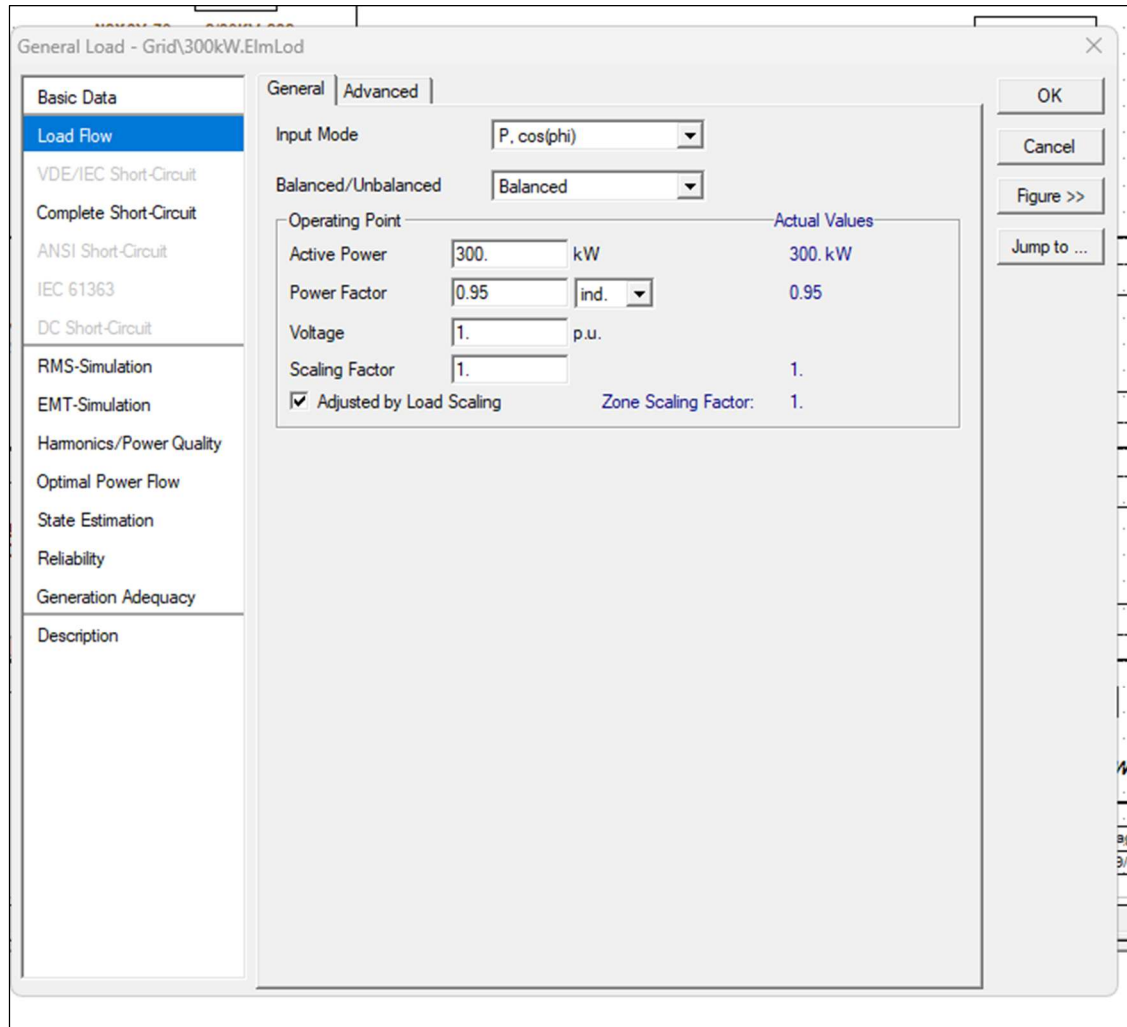
Load Flow para segundo transformador de 385 kW



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 19

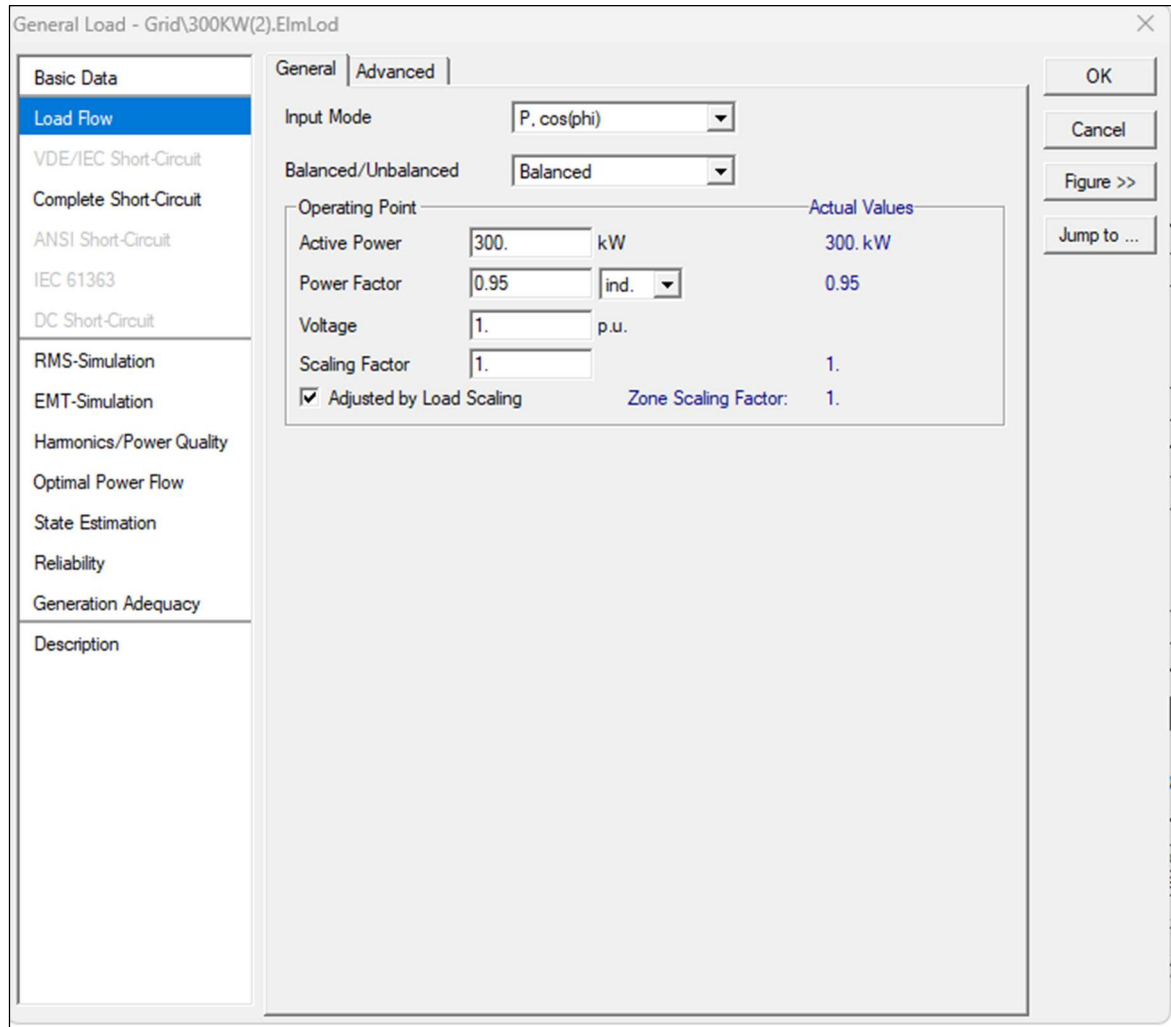
Load Flow para transformador de 300 kW



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 20

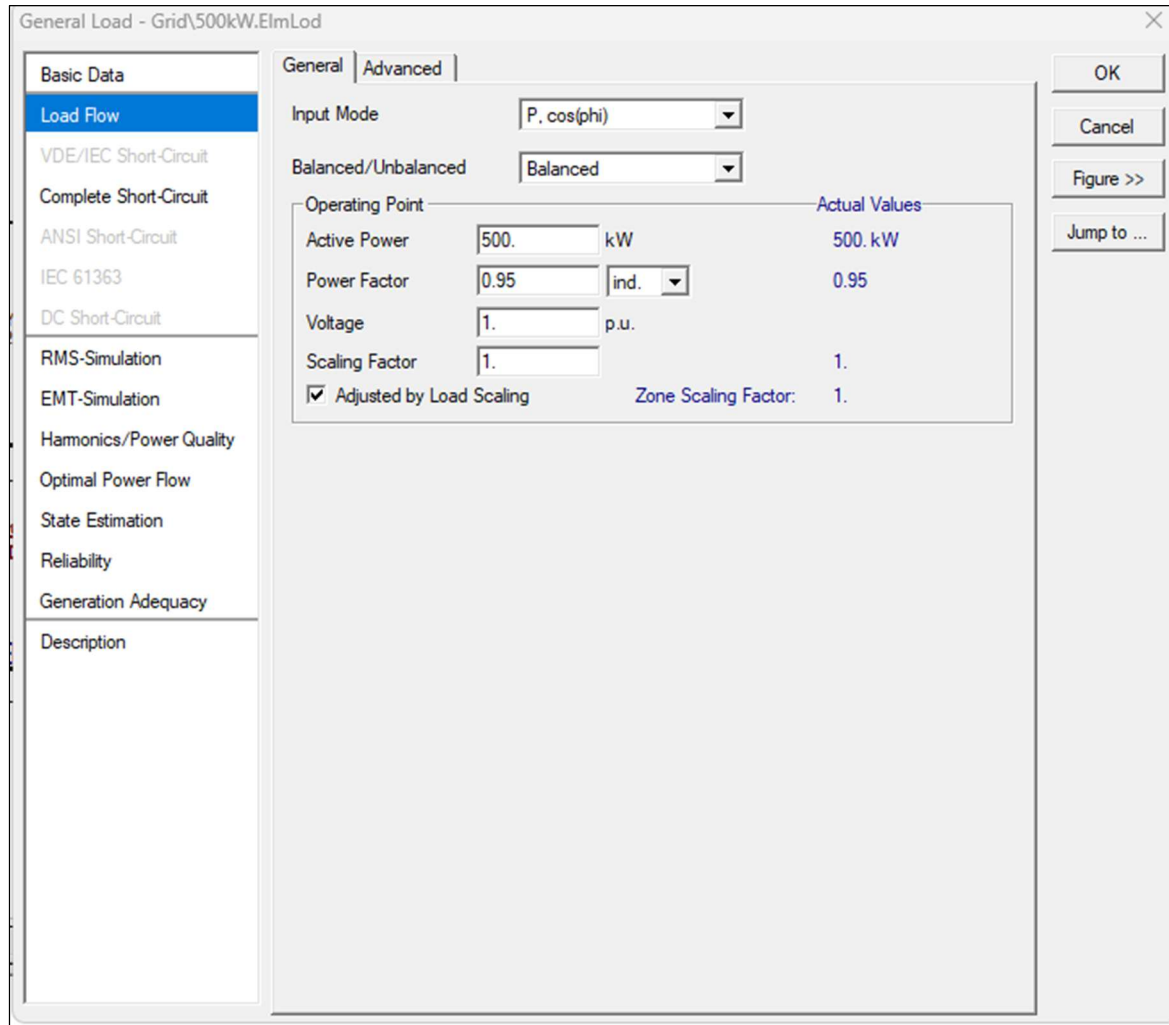
Load Flow para segundo transformador de 300 kW



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 21

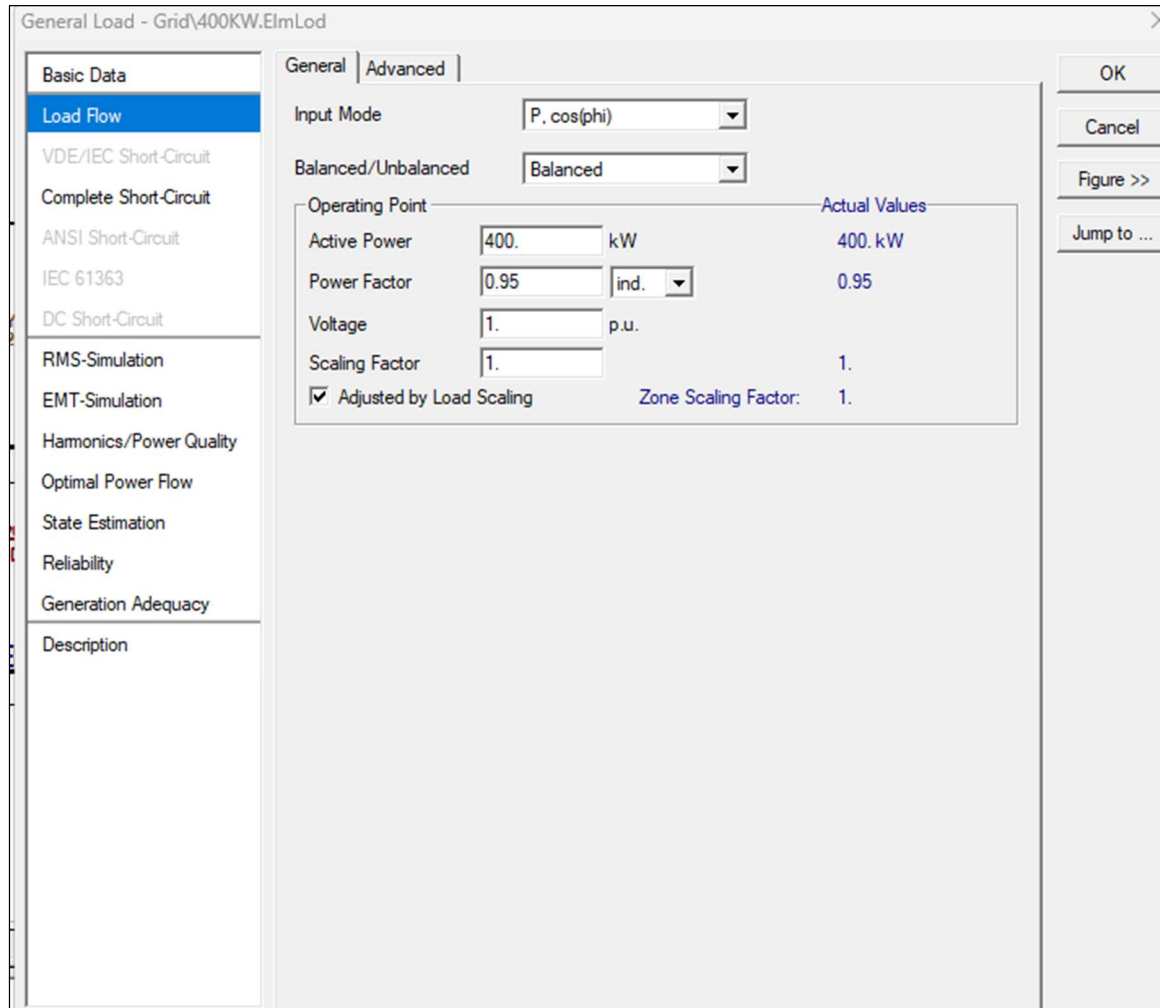
Load Flow para transformador de 500 kW



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 22

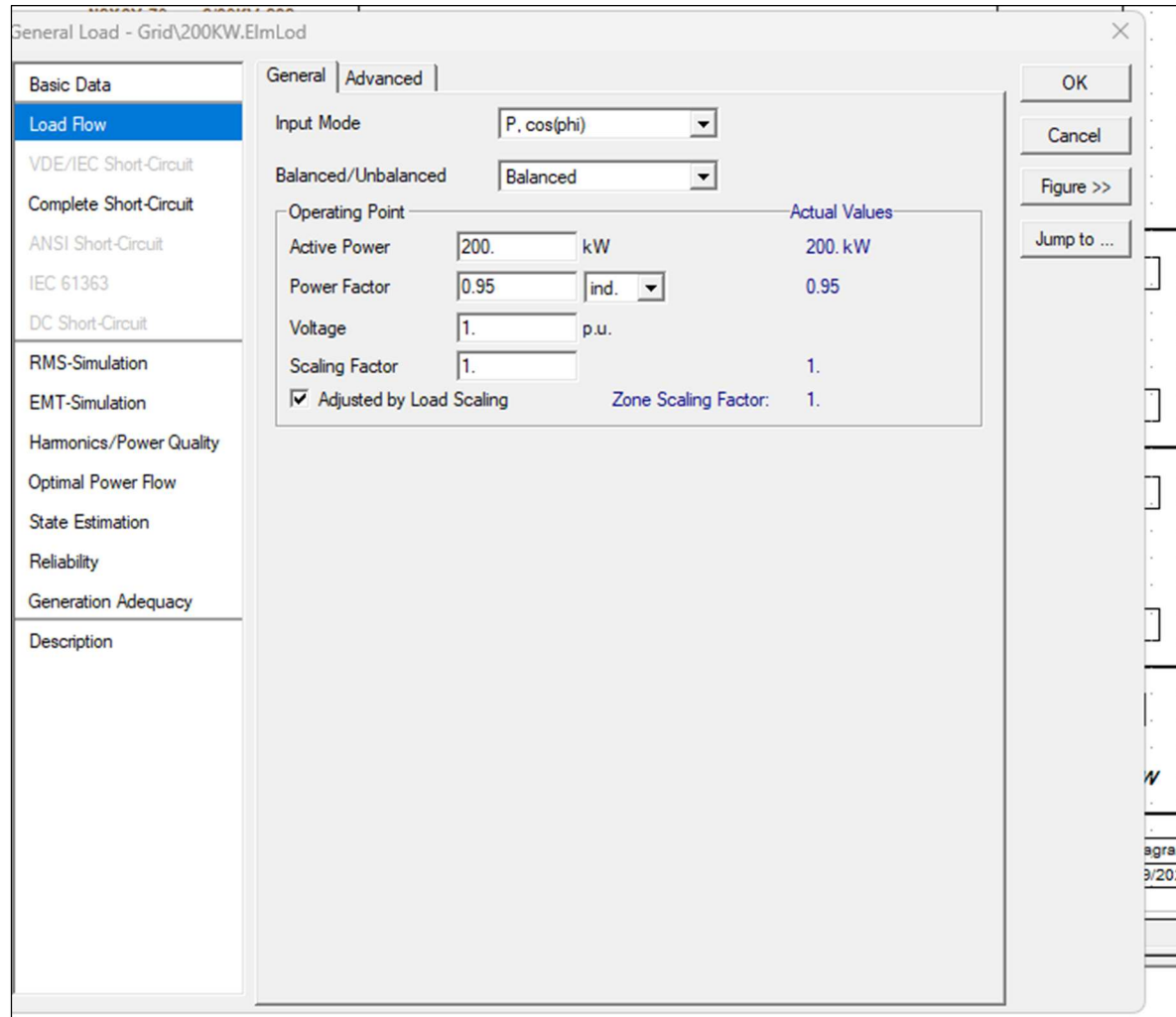
Load Flow para transformador de 400 kW



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 23

Load Flow para transformador de 200 kW



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

A continuación, se muestran las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra con distintas resistencias en el punto de diseño hasta aguas abajo donde se encuentran las celdas de distribución.

Tabla 7

Corrientes de cortocircuito trifásico en punto de diseño y subestación de transformación

Resistencia de falla [Ω]	Corriente de falla trifásica [kA]		
	Punto de diseño	Punto de protección reconector	Celda 1 Protección y medición
Rf = 0	5.010	4.982	4.297

Nota: Obtenida del software DigSilent Power Factory.

Se ha simulado un cortocircuito trifásico (fases en corto) con resistencia de falla $R_f = 0 \Omega$ (un cortocircuito franco, sin impedancia extra, la máxima corriente de cortocircuito que tendrá el estudio). Los valores representan la corriente de cortocircuito que circularía en cada punto del sistema:

Punto de diseño: el nodo donde se está evaluando la red principal.

Punto de protección (reconector): dispositivo que va a despejar la falla, mide la corriente que le llega.

Celda 1 (Protección y medición): corriente vista en una celda aguas abajo.

Se notará que la corriente va disminuyendo conforme se aleja de la fuente (subestación principal), porque la impedancia de los cables y transformadores atenúa la corriente de falla.

Tabla 8

Corrientes de cortocircuito monofásico a tierra con resistencia de falla hasta 2000 ohm

Resistencia de falla [Ω]	Corriente de falla monofásica a tierra [kA]	
	Punto de diseño	Punto de protección reconector
Rf = 0	0.57	0.55
Rf=10	0.50	0.48
Rf = 25	0.37	0.36
Rf = 50	0.24	0.24
Rf =100	0.13	0.13
Rf=250	0.07	0.07
Rf=500	0.03	0.03
Rf=1000	0.01	0.01
Rf=2000	0.01	0.01

Nota: Obtenida del software DigSilent Power Factory.

Aquí se analiza un cortocircuito monofásico a tierra, es decir, una sola fase que entra en contacto con el suelo.

A diferencia del trifásico, este tipo de falla depende mucho de la resistencia de falla (R_f), que representa la impedancia entre la fase y tierra

A medida que R_f aumenta, la corriente de falla disminuye drásticamente.

Ejemplo: con $R_f=0$ (falla franca a tierra), la corriente es de 0.57 kA.

Con $R_f=2000 \Omega$, la corriente casi se anula (0.01 kA).

El cortocircuito trifásico da la máxima exigencia térmica y dinámica en los equipos.

El cortocircuito monofásico a tierra permite verificar que las protecciones de tierra sean lo bastante sensibles para detectar fallas de baja magnitud (cuando la resistencia de falla es grande).

En el sistema analizado, se evaluó la condición de falla trifásica en diferentes barras (Figura 24): punto de diseño, reconectador y celda de protección. Se observa que la corriente de cortocircuito es máxima en la barra más cercana a la fuente (5.01 kA) y disminuye conforme se avanza aguas abajo (4.98 kA en el reconectador y 4.29 kA en la celda). Este comportamiento responde al incremento de la impedancia equivalente vista desde cada barra hacia la fuente. Las corrientes obtenidas confirman que una falla trifásica constituye la condición más exigente para los equipos y protecciones, por lo que sus valores se emplean para verificar la capacidad interruptiva de los dispositivos y la correcta coordinación de protecciones.

En el sistema se evaluó la condición de falla monofásica a tierra en el punto de diseño y en el reconectador (Figura 25). Los resultados muestran que, para una resistencia de falla nula ($R_f=0$), la corriente es de 0.57 kA en el punto de diseño y de 0.55 kA en el reconectador. Conforme aumenta la resistencia de falla hasta 2000Ω , la corriente disminuye progresivamente hasta valores de 0.01 kA. A diferencia de la falla trifásica, la corriente

monofásica depende fuertemente de la resistencia de falla, lo cual implica que las protecciones de tierra deben ser suficientemente sensibles para detectar fallas de baja corriente y garantizar la seguridad del sistema.

Para el caso de una falla monofásica a tierra con resistencia de falla de 10 Ω (Figura 26), la corriente registrada en el punto de diseño es de 0.50 kA y en el reconectador de 0.48 kA. Se observa una reducción respecto a la falla de resistencia nula, lo que evidencia la influencia de la resistencia de falla en la limitación de la corriente de cortocircuito. Estos niveles siguen siendo suficientemente altos para ser detectados por los sistemas de protección de tierra, garantizando la correcta operación de los relés ante este tipo de fallas.

Para una resistencia de falla de 25 Ω (Figura 27), la corriente simulada en el punto de diseño es de 0.37 kA y en el punto de protección (reconectador) 0.36 kA. Esto representa una reducción significativa respecto a la falla sin resistencia ($\approx 35\%$), lo que evidencia la fuerte dependencia de la magnitud de la corriente monofásica con la resistencia de falla. Estos valores, aunque menores que en fallas trifásicas, siguen siendo lo suficientemente altos como para ser detectados por protecciones de tierra; por tanto, se recomienda ajustar la sensibilidad de los relés de neutro por debajo del mínimo de la falla esperada (aprox. 260–300 A) y verificar la coordinación entre protecciones.

Para una resistencia de falla de 50 Ω (Figura 28), la corriente simulada en el punto de diseño y en el reconectador es de 0.24 kA (240 A). Esto representa una reducción del $\approx 57.9\%$ respecto al caso sin resistencia (0 Ω) y del $\approx 35.1\%$ respecto a $R_f = 25 \Omega$. La disminución confirma la fuerte dependencia de la corriente monofásica con la resistencia de falla.

En el escenario de falla monofásica con resistencia de 100 Ω (Figura 29), la corriente en el punto de diseño es de 0.12 kA (120 A) y en el reconectador de 0.11 kA (110 A). Esto representa una reducción del $\approx 79\%$ respecto al caso de falla con resistencia nula y del 50% en comparación con $R_f = 50 \Omega$.

Estos niveles se consideran característicos de fallas de alta impedancia, lo que implica un desafío para las protecciones de tierra.

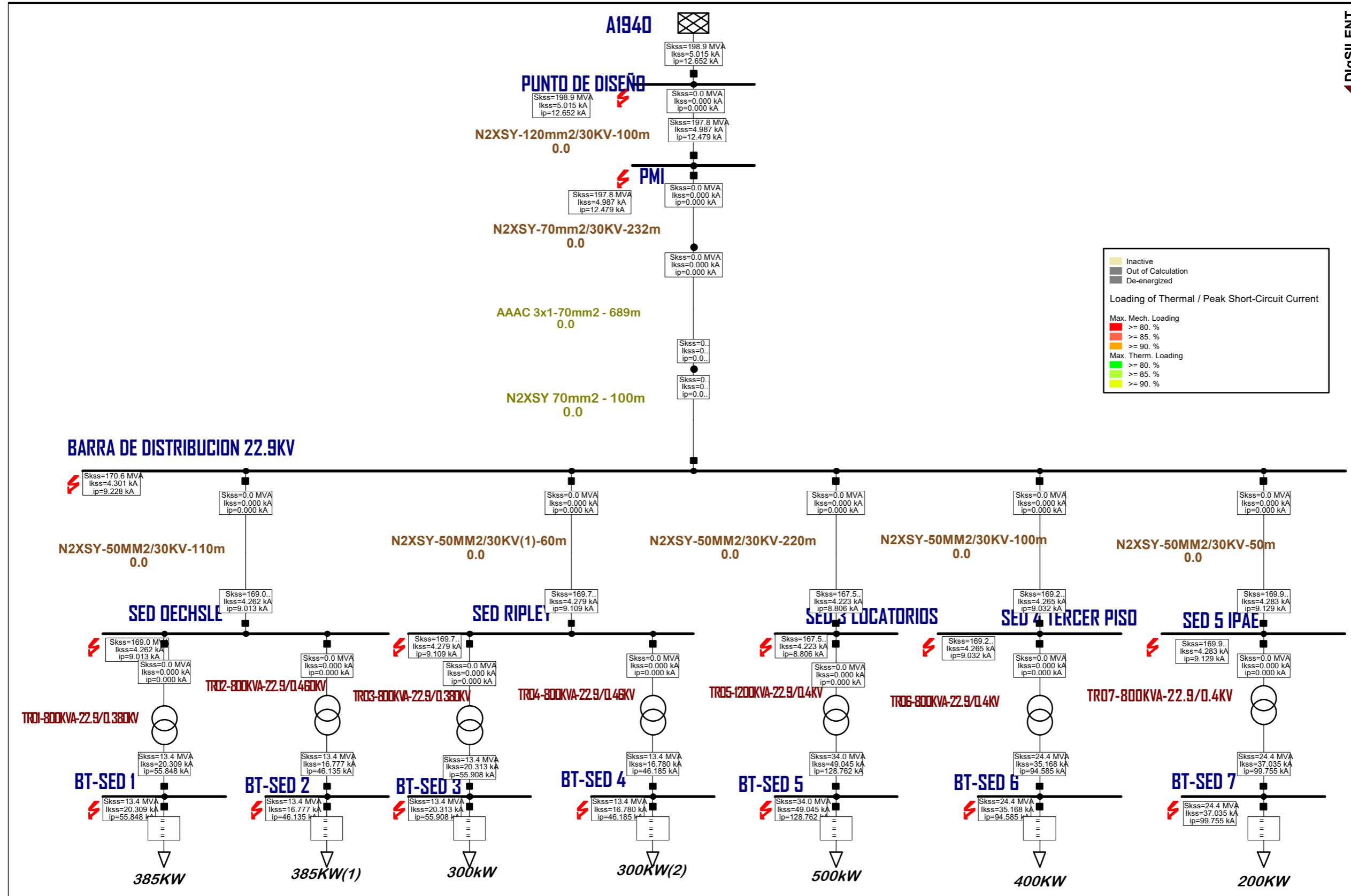
Con una resistencia de falla de 250 Ω (Figura 30), la corriente en el punto de diseño y en el reconectador es de 0.05 kA (50 A). Esto representa una disminución del 91.2% respecto a la falla sin resistencia y del 58.3% respecto al caso de $R_f = 100 \Omega$.

El escenario de resistencia de falla de 500 Ω (Figura 31), la corriente de cortocircuito simulada es de 0.03 kA (30 A) en el punto de diseño y de 0.02 kA (20 A) en el reconectador. Esto corresponde a una reducción del 94.7% respecto a la falla sin resistencia y del 40% respecto a $R_f = 250 \Omega$. Estos valores representan condiciones de falla de muy alta impedancia, que resultan indetectables para protecciones convencionales de sobrecorriente

Para resistencias de falla elevadas (Figura 32 y Figura 33), los resultados muestran corrientes extremadamente bajas: 0.02 kA (20 A) y 0.01 kA (10 A) respectivamente en el punto de diseño, con valores similares en el reconectador. Esto representa reducciones del 96.5% y 98.2% respecto al caso de falla con resistencia nula. Tales condiciones corresponden a fallas de altísima impedancia (HIF), prácticamente indetectables por protecciones convencionales de sobrecorriente. En la práctica, estas fallas suelen no ser despejadas hasta evolucionar a eventos más graves.

Figura 24

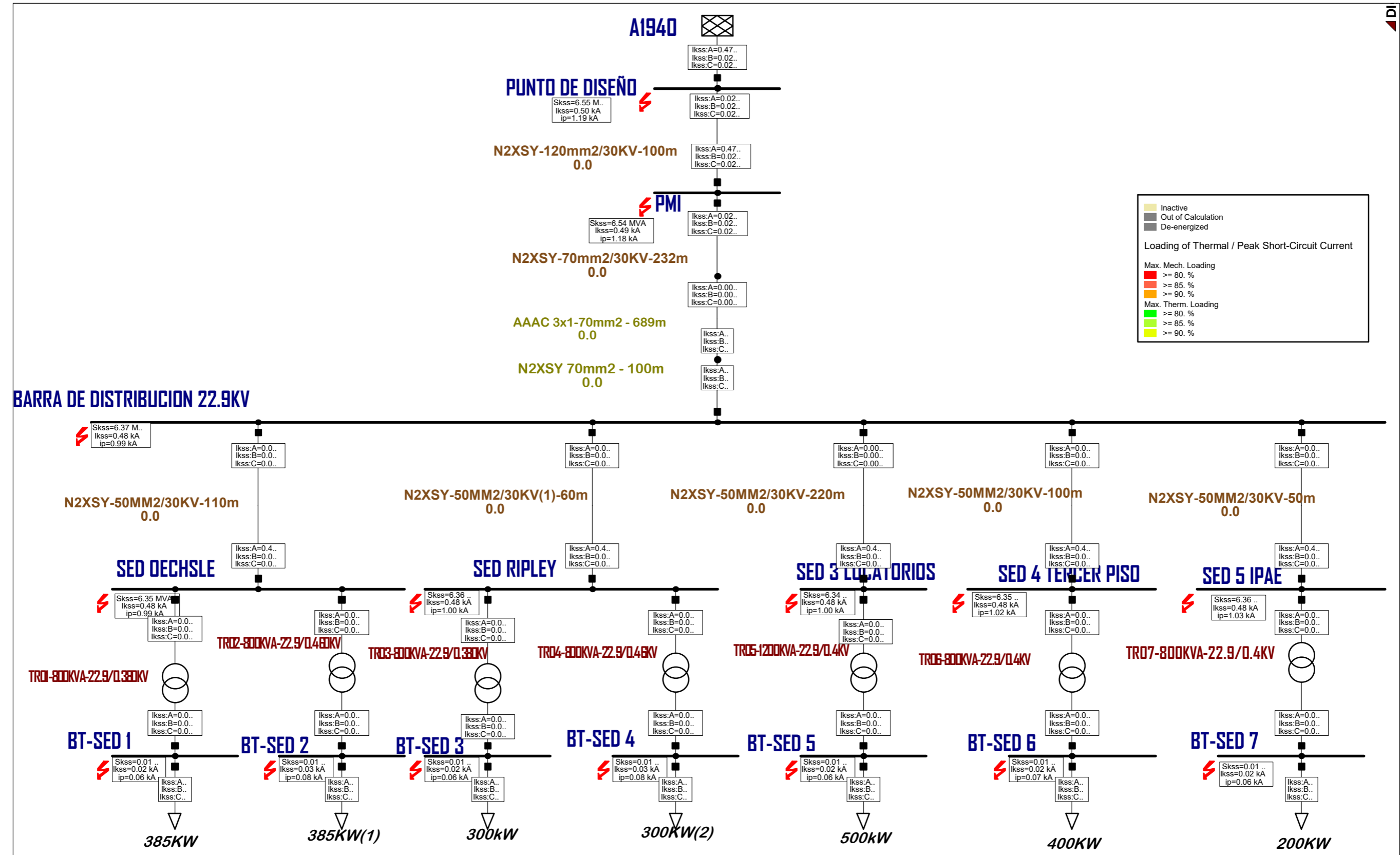
Cortocircuito trifásico franco en todas las barras



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 25

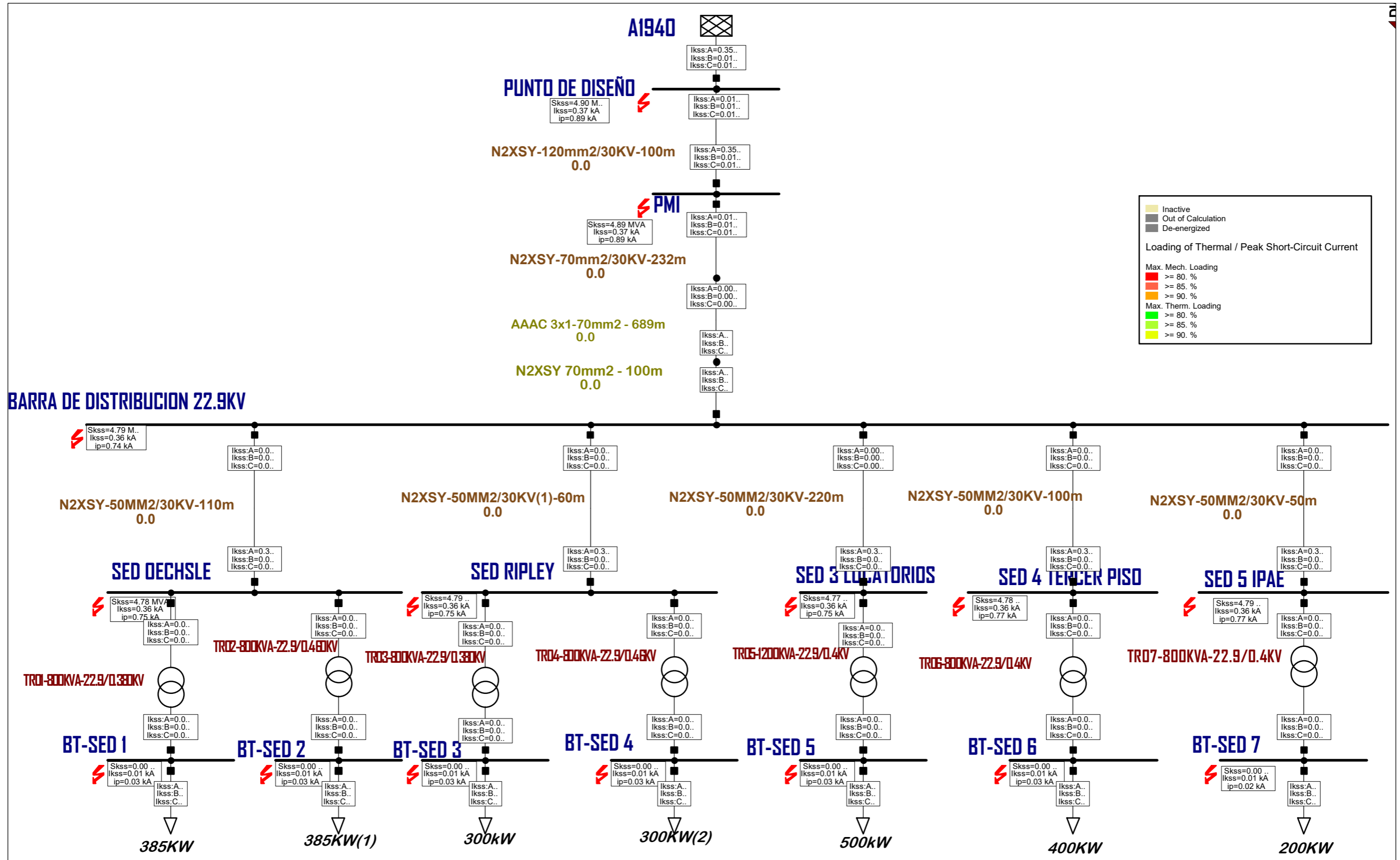
Cortocircuito monofásico franco en todas las barras



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 26

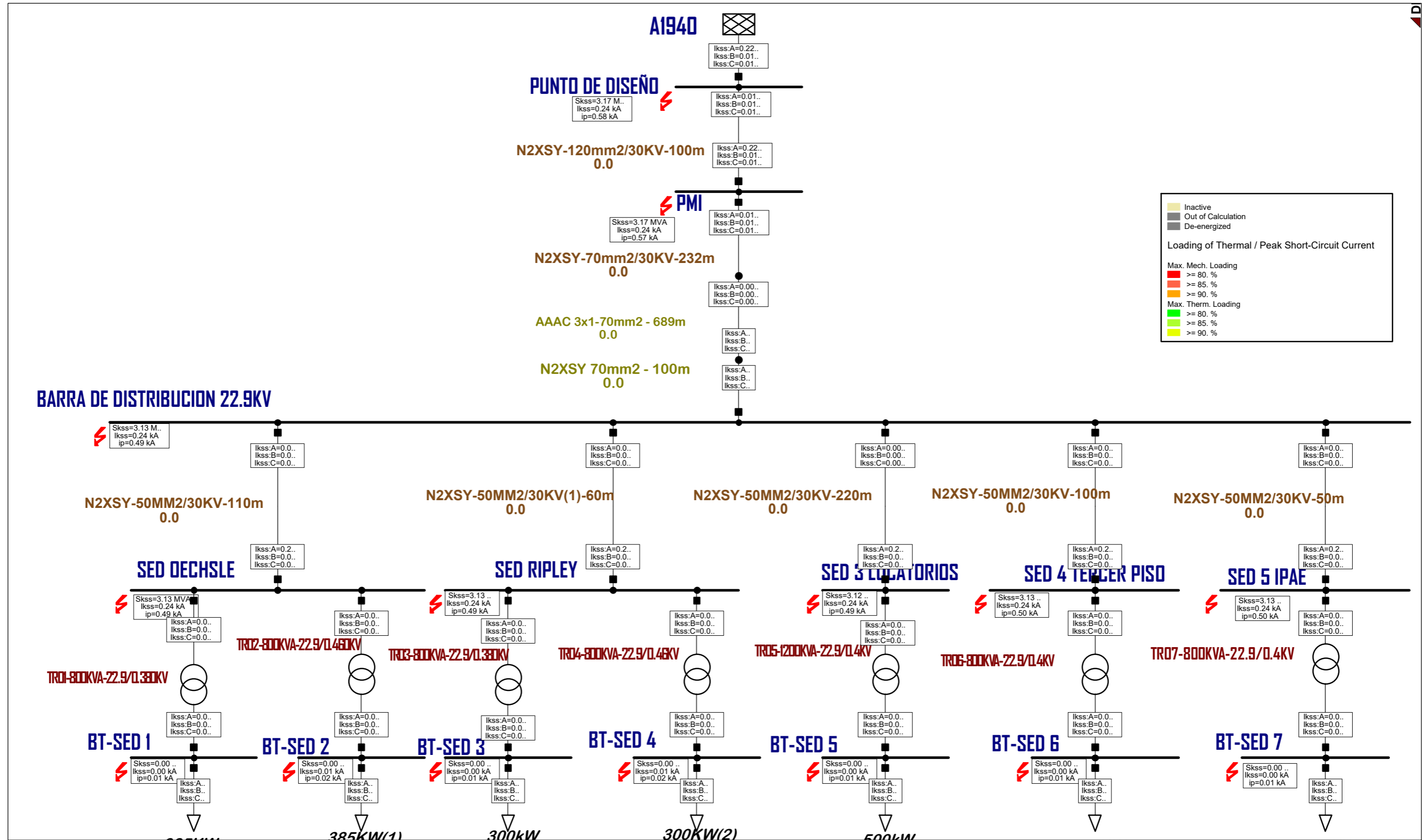
Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=10\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 27

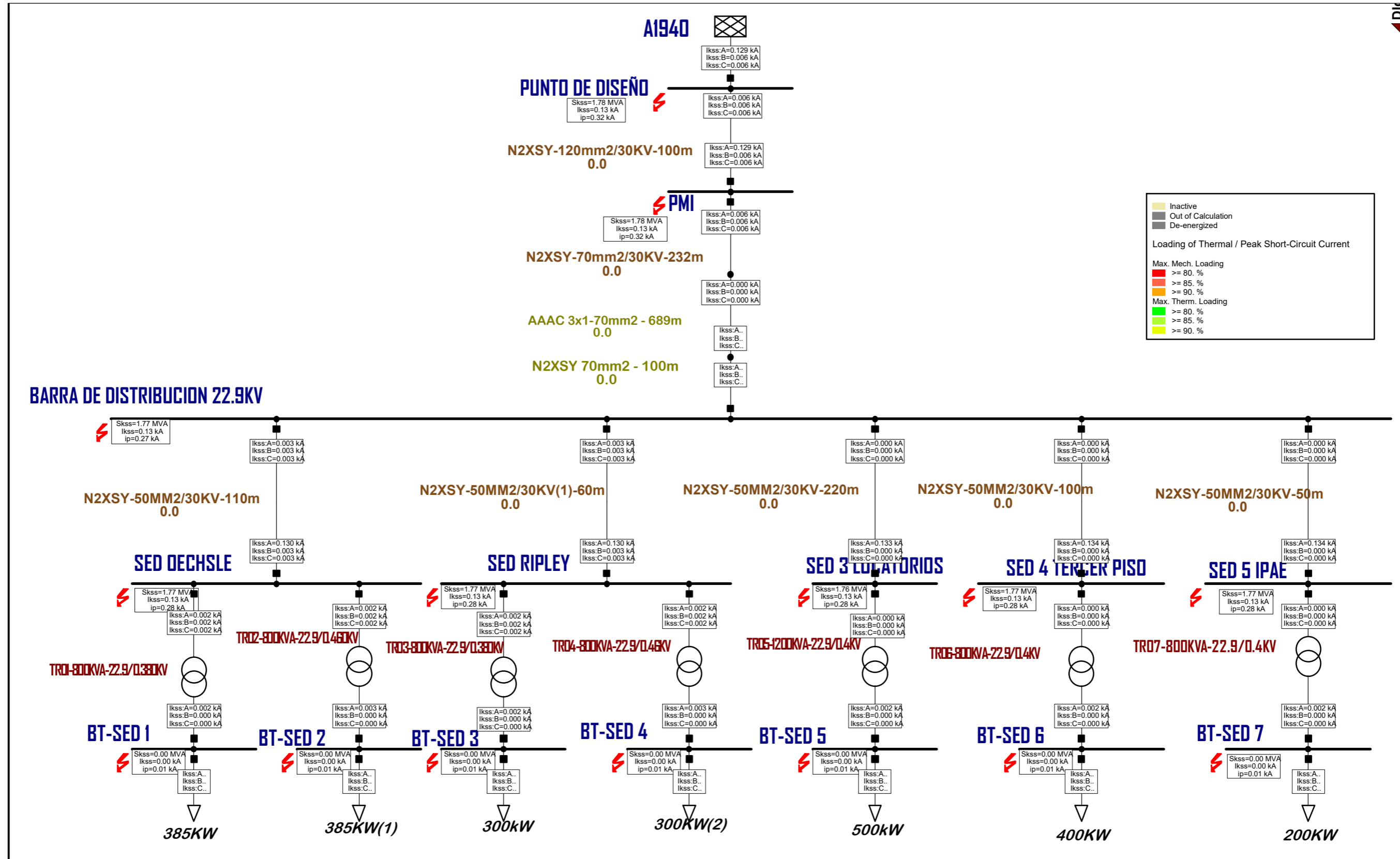
Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=25\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 28

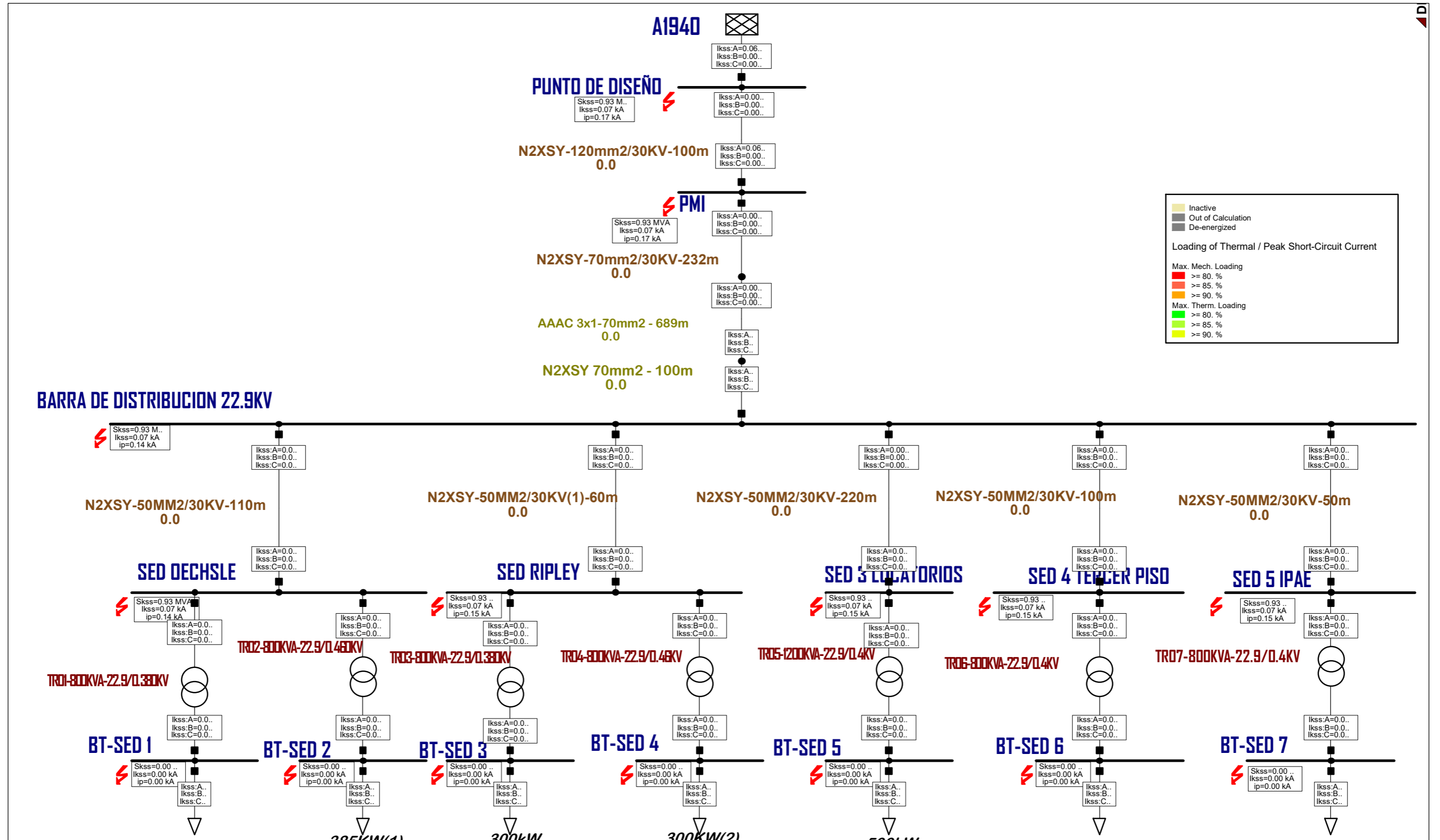
Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=50\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 29

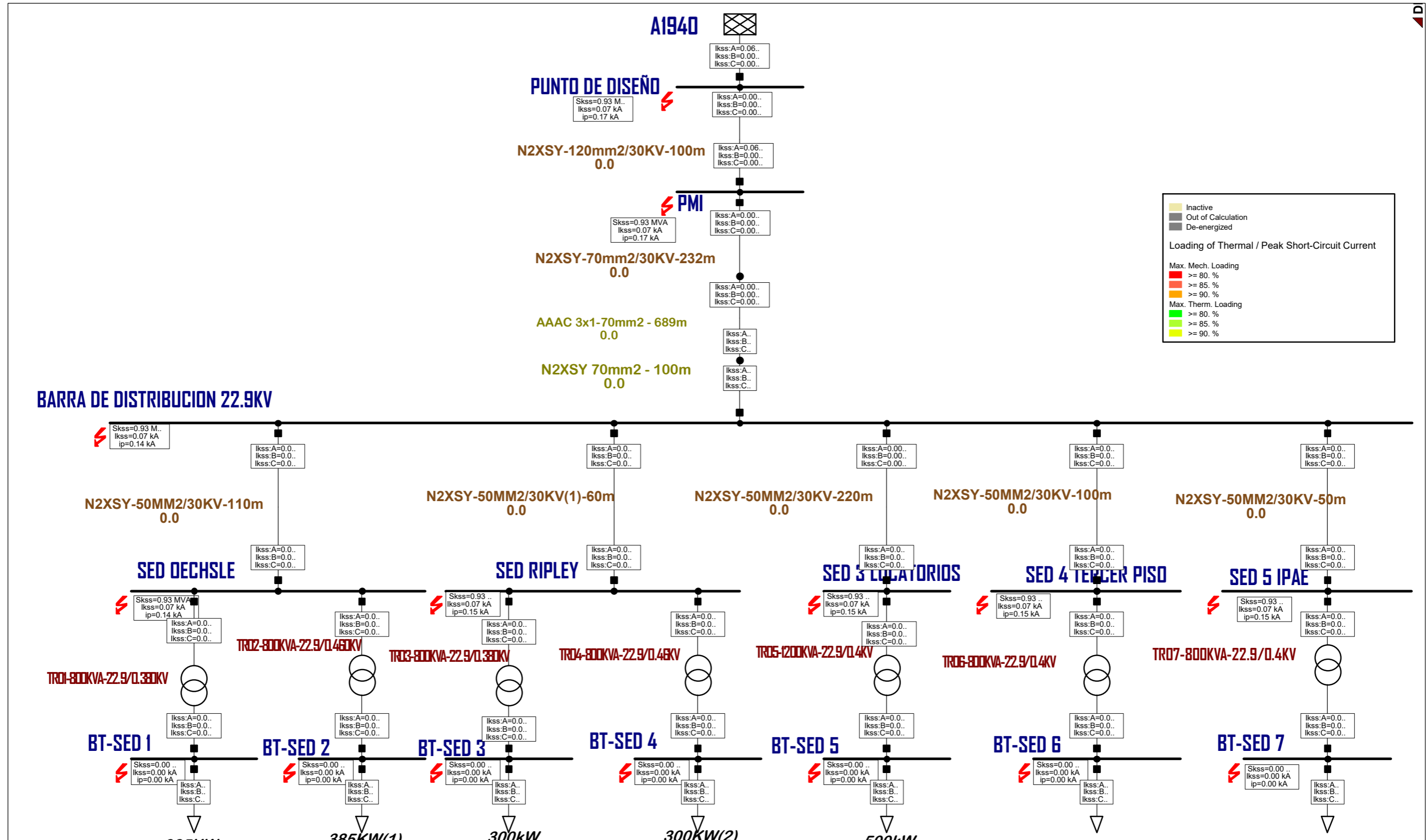
Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=100\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 30

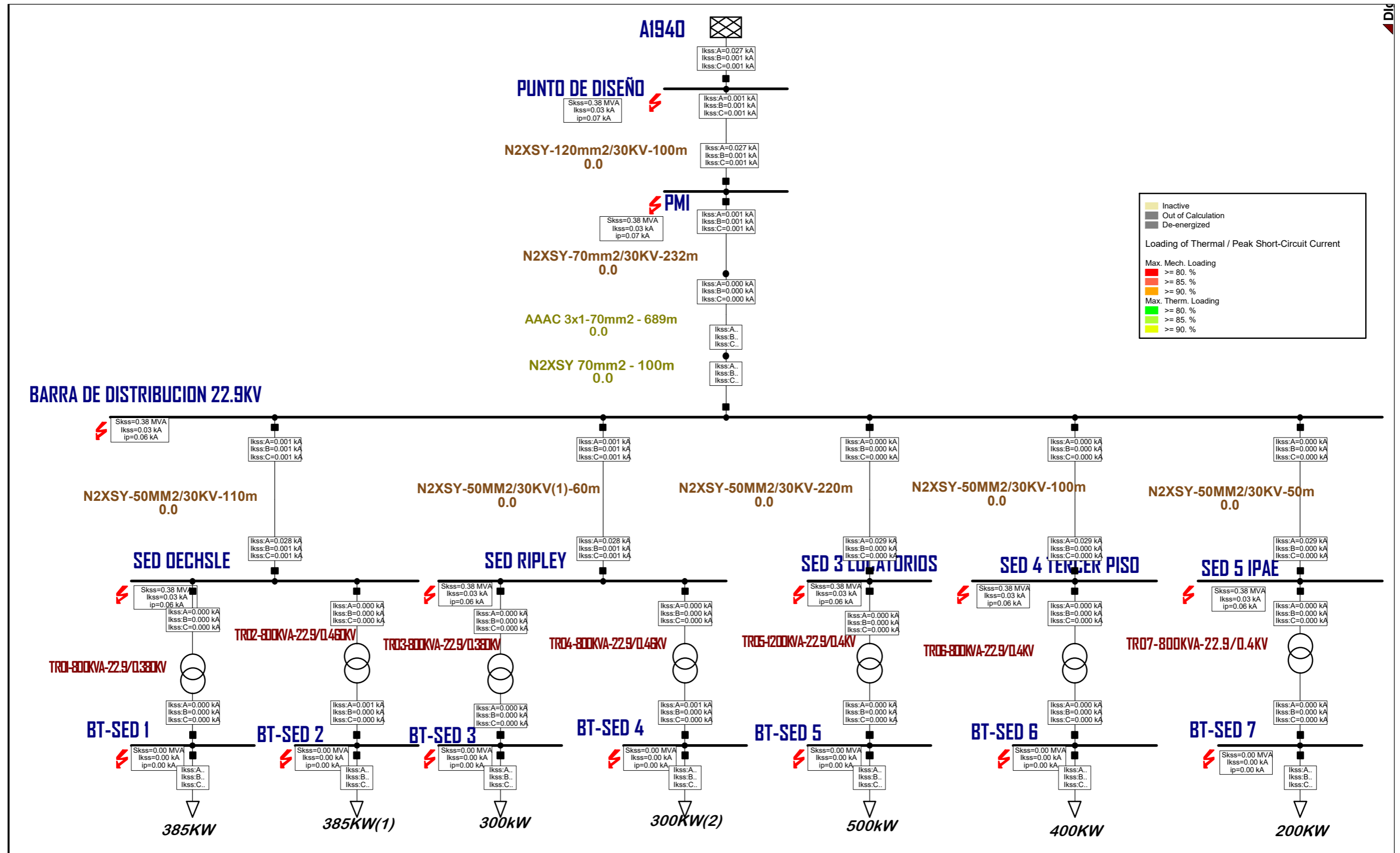
Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=250\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 31

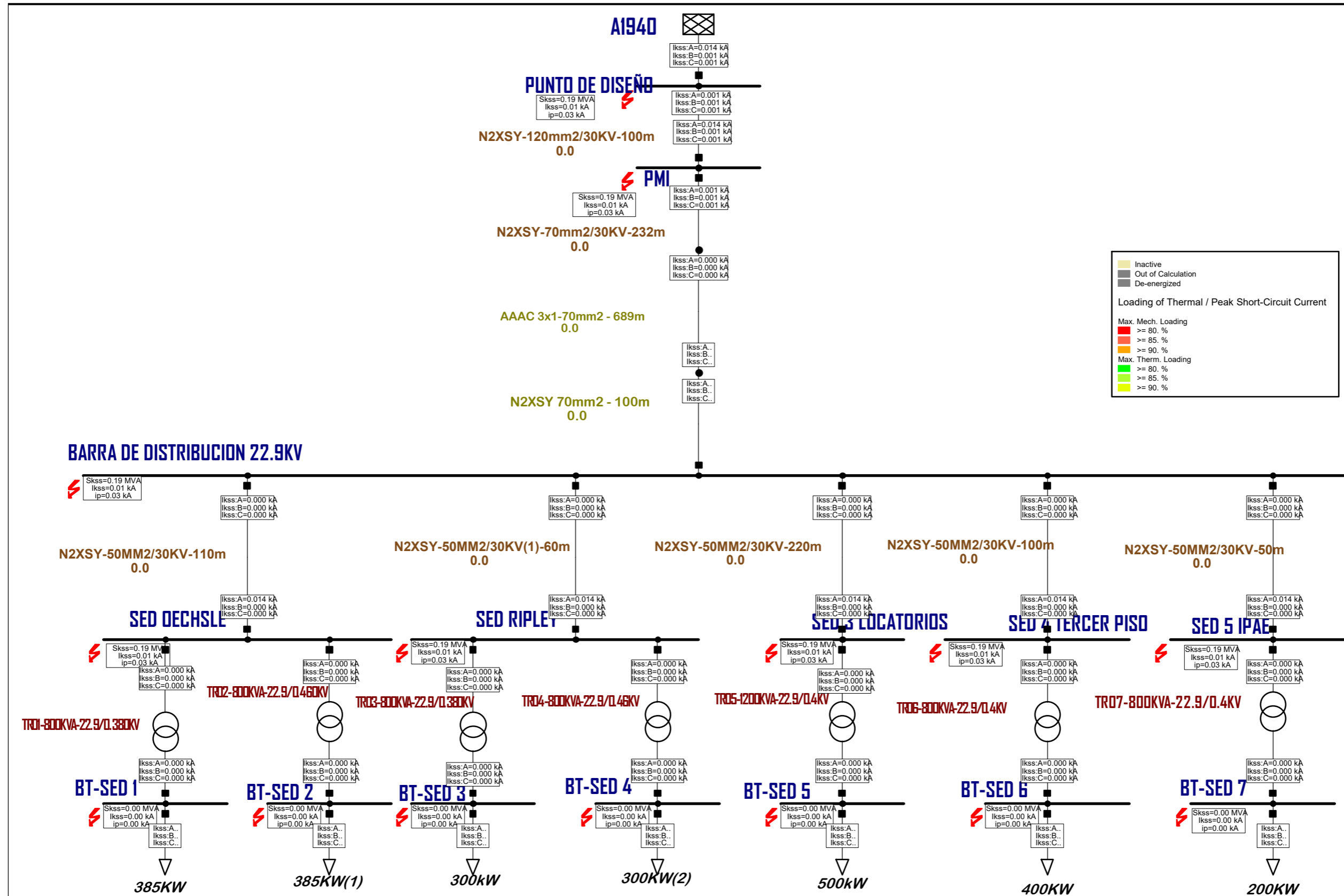
Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=500\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 32

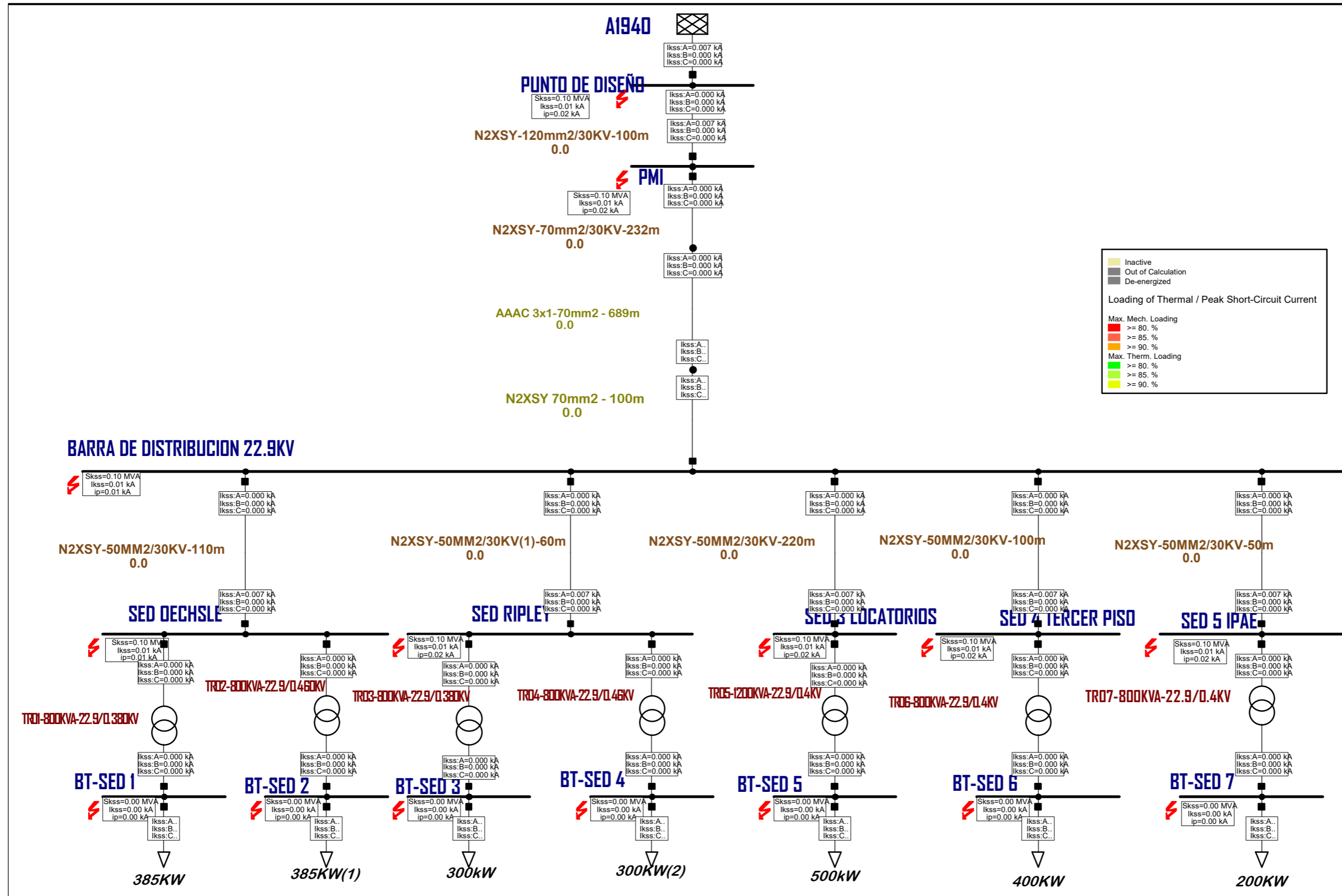
Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=1000\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

Figura 33

Cortocircuito monofásico a tierra con $R_f=2000\Omega$



Nota: Elaboración propia con software DigSilent Power Factory.

5.2. Discusión de resultados

La caracterización de los parámetros eléctricos del Centro Comercial Real Plaza Piura, que permitió definir el modelo de Thévenin y evidenciar un sistema reactivo y estable, se vincula directamente con los aportes de Díaz (2022) en Ecuador y Sulbarán (2021) en Venezuela. Ambos autores demostraron que la parametrización y modelado mediante softwares especializados como DigSilent y ETAP facilita la representación realista de sistemas eléctricos, permitiendo validar flujos de carga y cortocircuito en distintos escenarios. En esa línea, los resultados de este trabajo reafirman que contar con parámetros eléctricos precisos es indispensable para garantizar un análisis confiable y fundamentar la toma de decisiones técnicas en la operación y el diseño de redes de media tensión.

El análisis del comportamiento dinámico de los transformadores, donde se comprobó que los ajustes de protección permiten soportar las corrientes de inserción y mantener la coordinación entre relés, guarda relación con la investigación de Saavedra (2021) en Chiclayo. Dicho estudio resaltó la importancia de una correcta coordinación de protecciones para mejorar la continuidad del servicio en redes de 22.9 kV, con incrementos notables en los índices de confiabilidad. En este contexto, los resultados obtenidos en Piura confirman que la adecuada selectividad entre protecciones aguas abajo y aguas arriba asegura que las fallas se despejen sin comprometer la integridad de los transformadores ni el suministro eléctrico.

En cuanto al análisis de sobrecorriente realizado en DigSilent, que mostró que los relés temporizados e instantáneos respetan las curvas de daño y garantizan la operación selectiva, los hallazgos se relacionan con los de Pinto (2022) en Arequipa. En dicho estudio, las simulaciones de cortocircuito permitieron validar la seguridad y protección frente a fallas trifásicas y monofásicas en sistemas de media tensión. Esta coincidencia evidencia que el uso de herramientas de simulación no solo valida los parámetros de protección, sino que también respalda la confiabilidad operativa en la puesta en servicio de transformadores en distintos entornos eléctricos.

Finalmente, la simulación de la red de media tensión y de los transformadores, que confirmó tensiones estables, ausencia de sobrecargas y la necesidad de protecciones sensibles ante fallas monofásicas, puede contrastarse con los trabajos de De Marco (2024) en Argentina y Vita et al. (2023) en Colombia. Mientras que De Marco enfatiza la estabilidad de pequeña señal y la planificación post-contingencia, y Vita propone metodologías predictivas con inteligencia artificial para mejorar la confiabilidad de los transformadores, el presente estudio aporta en la fase previa de diseño y validación. En este sentido, los resultados obtenidos en Piura fortalecen la importancia de la simulación computacional como base para la operación segura de redes antes de implementar estrategias más avanzadas de control o mantenimiento predictivo.

CAPÍTULO VI : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- La caracterización de los parámetros eléctricos evidenció que el centro comercial Real Plaza Piura se abastece mediante el alimentador A-1940 de la SET Coscomba, con 22.9 kV y una demanda máxima de 2500 kW. Con los valores de cortocircuito en barra y en el punto de diseño se definió el modelo de Thévenin, obteniéndose una corriente trifásica máxima de 5.009 kA y relaciones de impedancia ($R/X=0.083$; $Z2/Z1=1.5$; $X0/X1=27$; $R0/X0=0.25$) que reflejan un sistema principalmente reactivo y estable.
- El estudio del comportamiento dinámico de los transformadores evidenció que los ajustes de protección seleccionados permiten soportar las corrientes de inserción sin disparos indebidos y, al mismo tiempo, asegurar la coordinación entre relés. La protección del Real Plaza actúa primero ante fallas cercanas, mientras que la del alimentador A-1940 opera solo como respaldo.
- El análisis realizado en DigSilent evidenció que los ajustes de sobrecorriente, tanto temporizados como instantáneos, permiten que los transformadores soporten la corriente de inserción sin disparos indebidos y con adecuada coordinación entre protecciones. Las curvas de daño se mantienen respetadas y la selectividad asegura que la protección más próxima actúe primero y la superior solo como respaldo, garantizando así una puesta en servicio y operación segura de los transformadores frente a diferentes escenarios de falla.
- La simulación confirmó que la red de media tensión y transformadores operan de forma estable, con tensiones dentro de los límites y sin sobrecargas. Las fallas trifásicas registraron corrientes cercanas a 5 kA, disminuyendo conforme aumenta la distancia a la fuente, lo que valida la capacidad de interrupción y la coordinación de protecciones. En las fallas monofásicas se evidenció que la corriente depende de la resistencia de falla, lo que resalta la necesidad de protecciones de tierra sensibles. Estos resultados aseguran la confiabilidad del sistema antes de su puesta en marcha.

6.2. Recomendaciones

- Resulta necesario profundizar en la coordinación de protecciones para mantener la selectividad frente a fallas de alta y baja magnitud, considerando las variaciones dinámicas de la red.
- Se plantea el desafío de ajustar la sensibilidad de los relés de tierra para garantizar la detección confiable de fallas de alta impedancia sin comprometer la estabilidad del sistema.
- Persiste la necesidad de validar el desempeño de los transformadores y la red de media tensión en escenarios de operación más exigentes, incluyendo futuras expansiones de carga.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alarcon Monteza, D. D. (2021). *Implementación de un sistema de monitoreo y control en tiempo real para el análisis predictivo de un sistema eléctrico de potencia con generación distribuida*. Repositorio Institucional de la Universidad de Ingeniería y Tecnología.
- Asturimac Oscanoa, R. C. (2023). *Diseño del sistema eléctrico Huancayo para optimizar la red en Media Tensión eléctrica a largo plazo*. Repositorio Institucional de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional del Centro del Perú.
- Barrantes Pinela, L. S. (2011). *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*. Repositorio de la Universidad Carlos III de Madrid.
- Bernilla Reyes, J. A. (2022). *Modelamiento de un sistema de protección eléctrica en media tensión 13,8 - 22,9kv para la empresa Agrobananas del Perú s.r.l. aplicando software Digsilent*. Repositorio Institucional de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.
- Chen, X. (2022). Research on abnormal power loss identification method of distribution transformer based on BP neural network. *Proc. SPIE 12329, Third International Conference on Artificial Intelligence and Electromechanical Automation (AIEA 2022)*.
<https://doi.org/10.1117/12.2646775>
- COES SINAC. (2018). *Requisitos mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN*. Lima: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
- De Marco, F. J. (2024). *Contribuciones a la planificación de sistemas eléctricos de potencia: Estabilidad de pequeña señal, fortaleza de red y acciones topológicas correctivas*. Repositorio Institucional de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional de Rosario.
- Díaz Yépez, J. P. (2022). *Desarrollo de un modelo para la parametrización del equipamiento eléctrico en centrales de generación hidroeléctrica*.

Repositorio Institucional de la Escuela de Posgrado de la Universidad Politécnica Salesiana.

Escuadron dinámico. (2025). *Modelación de sistemas dinámicos*.
<https://escuadrondinamico.wordpress.com/>

Escuela de Organización Industrial. (24 de enero de 2022). *Gestión y operación de la red eléctrica. Esquema de la red eléctrica de España. Asimetría peninsular: generación y consumo. Conexiones internacionales*.
<https://www.eoi.es/blogs/merme/gestion-y-operacion-de-la-red-electrica-esquema-de-la-red-electrica-de-espana-asimetria-peninsular-generacion-y-consumo-conexiones-internacionales-3/>

Estuch, R. O., Torres Breffe, O. E., Espinosa Domínguez, J., & Caballero Mena, A. J. (2021). Mejoras a las protecciones de los Grupos Electrógénos MAN. Caso de estudio Centra Ariguanabo. *Ingeniería Energética*, 42(1), 1-9.

FidelSMC. (18 de marzo de 2015). *Curso de Etap y Coordinación de Protecciones*.
<https://fidelsmc.blogspot.com/2015/03/curso-de-etap-y-coordinacion-de.html>

González Pérez, I., Álvarez Salas, J. A., & Ramírez, J. S. (2018). Comparación de las pérdidas en un transformador tipo seco de 5 kVA ante carga lineal y no lineal. *Pistas educativas*, 40, 525-539.

Luo, J. P., Yuan, L. L., Han, L. Q., & Huang, W. T. (2021). Research on Intelligent Mining Algorithm for Distribution Network Transformer Fault Early Warning. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 701, 1-8.
<https://doi.org/10.1088/1755-1315/701/1/012014>

Martinez Cabrera, L. F. (2011). *Protección de Subestaciones de Transmisión*.

Pinto García, A. K. (2022). *Diseño de un sistema de utilización en Power Factory para la demanda de una planta ladrillera de 400 kVA en un sistema eléctrico de 10 kV. Mollebaya - Arequipa*. Repositorio Institucional de la Universidad Católica de Santa María.

Power, R., Madawala, U., Baguley, C., & Song, B. (2023). A New Hybrid Transformer Topology for Distribution Networks. *IECON 2023- 49th Annual*

- Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1-6.
<https://doi.org/10.1109/IECON51785.2023.10312051>
- Roa Bohórquez, O. L., Contreras Gelves, G. A., Medina Sánchez, L. V., & Vega, H. (2017). Modelado matemático, simulación, análisis y control de un sistema hidráulico interactivo-tres tanques en serie. *Revista de Tecnología*, 16(1), 77-98.
- RVR Transformadores. (2020). *Transformadores de potencia*. RVR Transformadores: <https://www.rvrtransformadores.com/transformadores-de-potencia/>
- Saavedra Ugaz, R. C. (2021). *Estudio de coordinación de protecciones para mejorar la calidad de servicio en el sistema eléctrico rural Chulucanas - Quiroz 22.9 kV*. Repositorio Institucional de la Universidad César Vallejo.
- Sulbarán, H. (2021). *Modelación de sistema eléctrico de potencia mediante software de Ingeniería Eléctrica*. Repositorio Institucional del Instituto Universitario Politécnico "Santiago Mariño".
- Villacres, F., & Inga, E. (2019). Planning and Sizing of Electrical Networks of Underground Distribution by Metaheuristic Method. *Ingeniería y Ciencia*, 15(30), 141-166. <https://doi.org/10.17230/ingciencia.15.30.7>
- Vita, V., Fotis, G., Chobanov, V., Pavlatos, C., & Mladenov, V. (2023). Predictive Maintenance for Distribution System Operators in Increasing Transformers' Reliability. *Electronics*, 12(1356), 1-23. <https://doi.org/10.3390/electronics12061356>
- Zamudio Piscoya, M. A. (2023). *Diseño e implementación de un sistema de monitoreo de parámetros eléctricos para la evaluación del rendimiento energético de sistemas fotovoltaicos conectados a red*. Repositorio Institucional de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Zufeng, H., Minhong, L., Jiandian, C., Guanxin, Q., & Yong, Z. (2021). Research on Electromagnetic Characteristics of Power Transformer in Distribution Network. *IEEE International Conference on Advances in Electrical Engineering and Computer Applications (AEECA)*, 1011-1016. <https://doi.org/10.1109/AEECA52519.2021.9574400>

Anexo 2 – Parámetros eléctricos sistema actual SU Real Plaza Piura

1. Potencias de corto circuito.

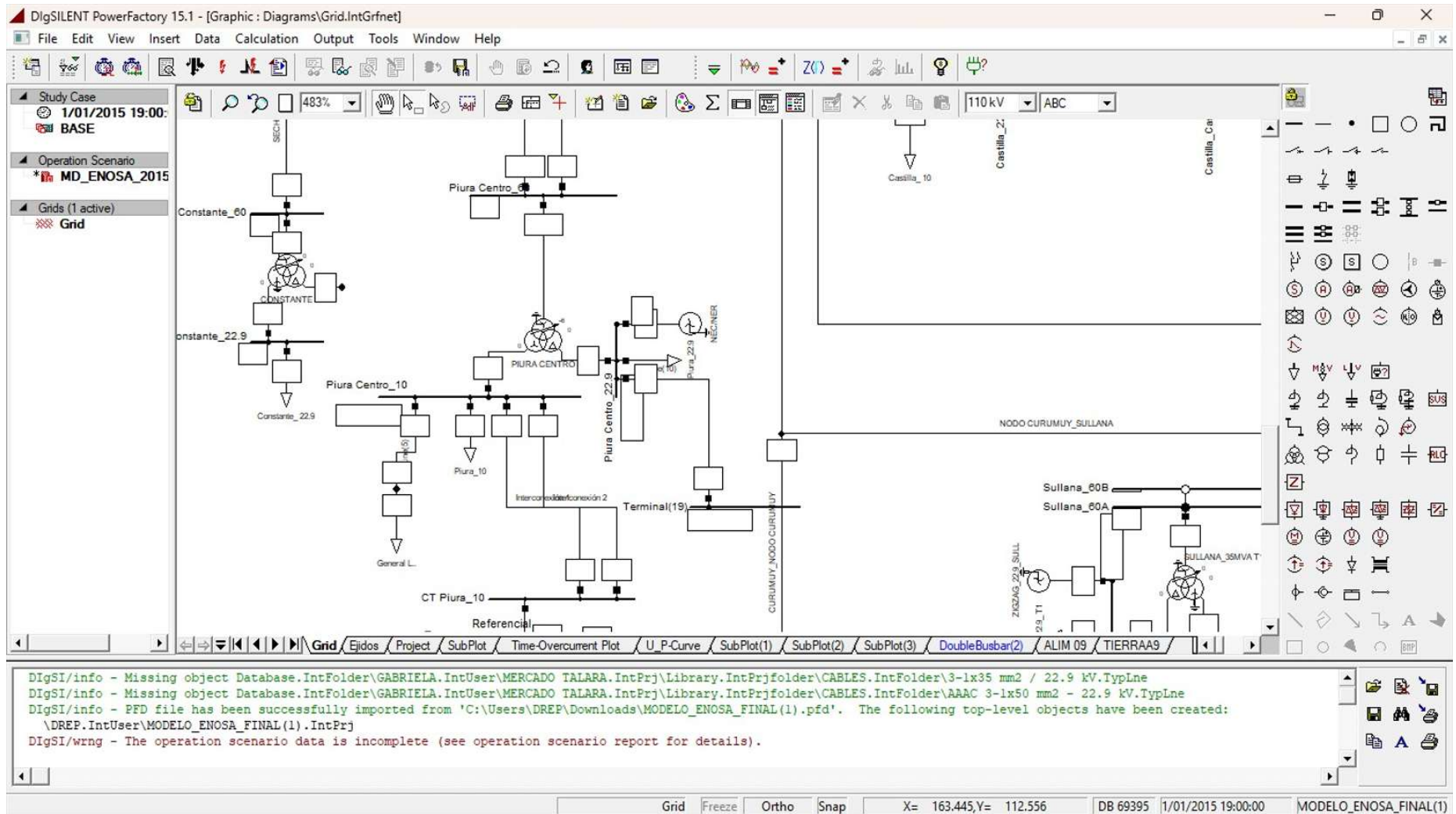
Suministro 15394233 – Real Plaza Piura

Tipo de Sistema	ESTRUCT. MT (NTCSE)	AMT	NIVEL TENSIÓN (kV)	UBICACIÓN	Barra 22.9kV		Punto Diseño	
					Pcc 3Φ (MVA)	Pcc 1Φ (MVA)	Pcc 3Φ (MVA)	Pcc 1Φ (MVA)
Sistema de Utilización	157297	A1940	22.9 kV 3Ø	Real Plaza Piura	208.2	7.60	198.9	7.50

2. Ajustes de la protección ubicada aguas arriba del SU

DESCRIPCIÓN			
CÓDIGO	:	I100606	
ALIMENTADOR	:	A1940	
SUBESTACIÓN	:	Piura Centro	
REGIMEN DE NEUTRO	:	Aterrado con zigzag	
NIVEL DE TENSIÓN (kV)	:	22.9	
EQUIPO DE PROTECCIÓN			
TIPO	:	Recloser	
MARCA	:	Entec	
AJUSTES DE PROTECCIÓN			
FASES	51P	Pick up	160
		Curva	IEC Extremadamente Inversa
		Dial	0.05
	50P	Pick up	1500
		Tiempo	0
TIERRA	51N	Pick up	12
		Curva	Tiempo definido
		Dial	0.2
	50N	Pick up	80
		Tiempo	0.15
SEF	Temporizado	Pick up	4.0
		Curva	Tiempo definido
		Dial	0.25

Anexo 3 – Diagrama unifilar Red de Distribución desde punto de alimentación (DigSilent Power Factory)



DlgSILENT PowerFactory 15.1 - [Graphic : Diagrams\Grid.IntGrfnet]

File Edit View Insert Data Calculation Output Tools Window Help

Study Case: 1/01/2015 19:00: BASE

Operation Scenario: MD_ENOSA_2015

Grids (1 active): Grid

110 kV | ABC

Nodes | Branches

Grid | Ejidos | Project | SubPlot | Time-Overcurrent Plot | U_P-Curve | SubPlot(1) | SubPlot(2) | SubPlot(3) | DoubleBusbar(2) | ALIM 09 | TIERRAA9

DlgSI/info - Missing object Database.IntFolder\GABRIELA.IntUser\MERCADO TALARA.IntPrj\Library.IntPrjfolder\CABLES.IntFolder\3-1x35 mm2 / 22.9 kV.TypLne
 DlgSI/info - Missing object Database.IntFolder\GABRIELA.IntUser\MERCADO TALARA.IntPrj\Library.IntPrjfolder\CABLES.IntFolder\AAAC 3-1x50 mm2 - 22.9 kV.TypLne
 DlgSI/info - PFD file has been successfully imported from 'C:\Users\DREP\Downloads\MODELO_ENOSA_FINAL(1).pfd'. The following top-level objects have been created:
 \DREP.IntUser\MODELO_ENOSA_FINAL(1).IntPrj
 DlgSI/wrng - The operation scenario data is incomplete (see operation scenario report for details).

Grid | Freeze | Ortho | Snap | X= 135.702,Y= 138.062 | DB 69395 | 1/01/2015 19:00:00 | MODELO_ENOSA_FINAL(1)

DlgSILENT PowerFactory 15.1 - [Graphic : Diagrams\Grid.IntGrfnet]

File Edit View Insert Data Calculation Output Tools Window Help

Study Case
1/01/2015 19:00:
BASE

Operation Scenario
MD_ENOSA_2015

Grids (1 active)
Grid

110 kV ABC

Grid/Ejidos / Project / SubPlot / Time-Overcurrent Plot / U_P-Curve / SubPlot(1) / SubPlot(2) / SubPlot(3) / DoubleBusbar(2) / ALIM 09 / TIERRAA9

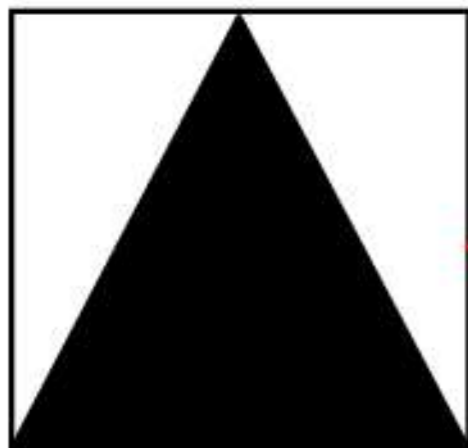
```

DIgSI/info - Missing object Database.IntFolder\GABRIELA.IntUser\MERCADO TALARA.IntPrj\Library.IntPrjfolder\CABLES.IntFolder\3-1x35 mm2 / 22.9 kV.TypLne
DIgSI/info - Missing object Database.IntFolder\GABRIELA.IntUser\MERCADO TALARA.IntPrj\Library.IntPrjfolder\CABLES.IntFolder\AAAC 3-1x50 mm2 - 22.9 kV.TypLne
DIgSI/info - PFD file has been successfully imported from 'C:\Users\DREP\Downloads\MODELO_ENOSA_FINAL(1).pfd'. The following top-level objects have been created:
  \DREP.IntUser\MODELO_ENOSA_FINAL(1).IntPrj
DIgSI/wrng - The operation scenario data is incomplete (see operation scenario report for details).

```

Grid Freeze Ortho Snap X= 420.389,Y= 440.665 DB 69395 1/01/2015 19:00:00 MODELO_ENOSA_FINAL(1)

SET
PIURA
CENTRO



Vn= 22.9KV
Pcc(3f)= 187.47MVA
ALIMENTADOR 1940

51P Curva IEC Muy Inversa
51P Pickup 190 A -pri
51P Time Dial 0.16
SEF Curva Tiempo definido
SEF Pickup 0.5 A -pri
SEF Delay 0.2 seg

N2XSY 3-1x120 mm2 (100mt)

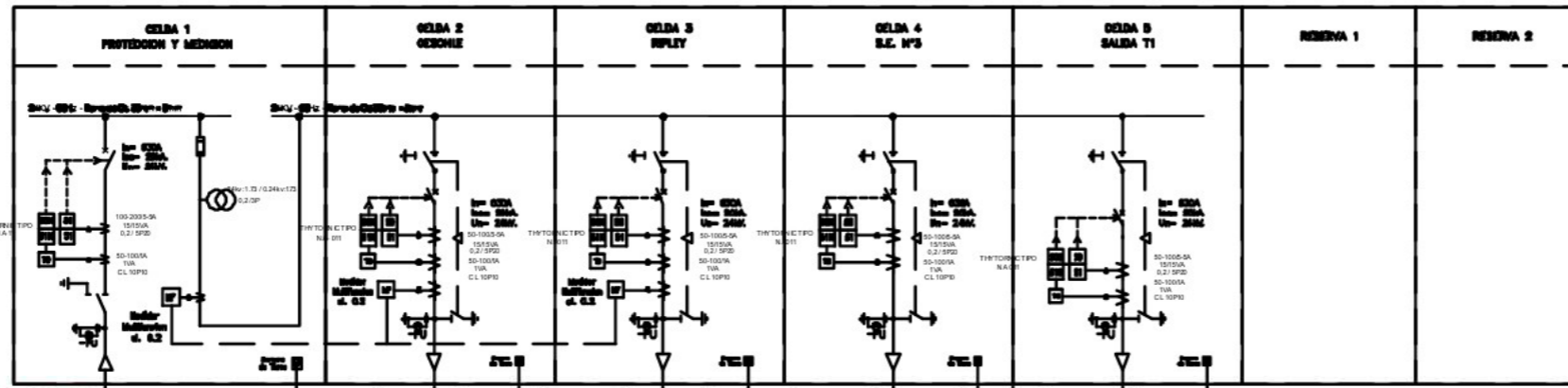
PMI con Seccionamiento Portafusible
Vn= 24KV
In= 400A
TPs= 22.9Kv/1,73/0.10Kv/1.73
TCs= 150-200/5A
I fusible= ?

SECCIONADOR BAJO CARGA
SILBOR -24 I&T ELECTRIC PROTECCIÓN 50N/51N
TOROIDE = 50-100/1A Cl. 5P20
RELE ORION IPR-A
top = —



N2XSY 3-1x70mm2 (232mt)

SUBESTACION ELECTRICA N°2 - SSCG 2



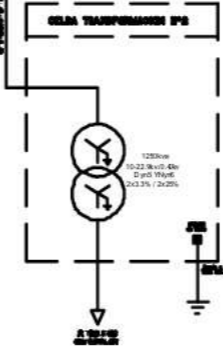
MAXIMA DEMANDA 2500KW

N2XSY 3-1x70mm² (100mt)

HACIA SUBESTACION OESHLE

HACIA SUBESTACION RIPLEY

HACIA SUBESTACION S.E. N°3



1) m04 2 mm05 03 81 YSX2 N ELBAC

1) m02 2 mm05 03 81 YSX2 N ELBAC

CABLE N2XSY 18/30 50mm² (110mt)

DIAGRAMA UNIFILAR OESHLE

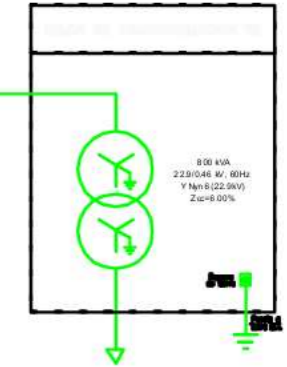
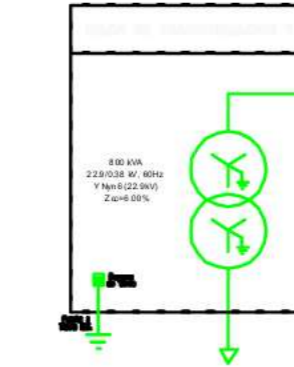
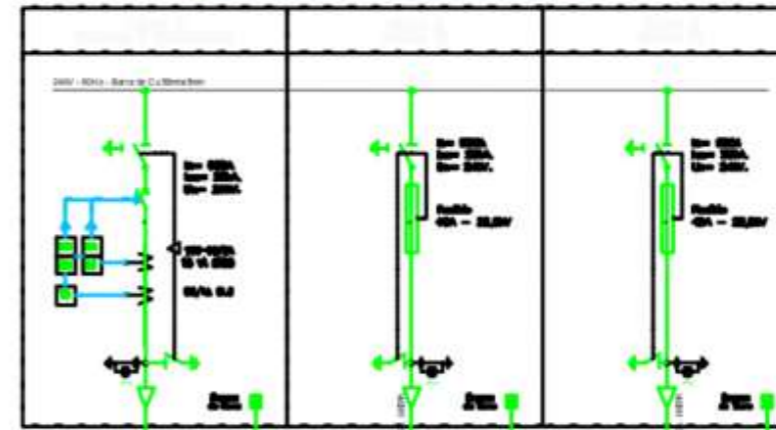


DIAGRAMA UNIFILAR RIPLEY



CABLE N2XS Y 18/30 50mm² (60mt)

VENIR DES DE NT
1-1053040 N2 SY 18/30 Y
DES A. PRINCIPAL D.C.

1-1053040 N2 SY 18/30 Y

1-1053040 N2 SY 18/30 Y

SUB-ESTACION ELECTRICA N°3 - LOCATARIOS

