

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Influencia del sistema de protección ante fallas a
tierra en la subestación de distribución de 10 kV
Chilete - Cajamarca 2018**

Gustavo Alex Huayra Sánchez

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2021

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

ASESOR

Ing. Pedro Ricardo Gurmendi Párraga

AGRADECIMIENTO

Durante estos años son muchas las personas e instituciones que han participado en este trabajo y a quienes quiero expresar mi gratitud por el apoyo y la confianza que me han prestado de forma desinteresada.

A Dios por guiar mi camino.

A los docentes de la facultad de Ingeniería de la Universidad Continental por el apoyo en mi formación profesional y académica.

Al Ing. Pedro Ricardo Gurmendi Párraga por su colaboración en esta tesis.

DEDICATORIA

A Dios, quien inspiró mi espíritu para la conclusión de esta tesis.

A mis padres, quienes me apoyaron todo este tiempo.

A mis compañeros de estudio, a mis maestros y amigos, ya que sin su ayuda nunca hubiera podido hacer esta tesis.

Para ellos, a quienes les debo bastante por su apoyo incondicional.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Asesor	ii
Agradecimiento	iii
Dedicatoria.....	iv
Índice de contenidos	v
Índice de figuras.....	viii
Índice de tablas	x
Resumen	xii
Abstract.....	xiii
Introducción	xiv
CAPÍTULO I	16
PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	16
1.1. Planteamiento y formulación del problema	16
1.1.1. Planteamiento del problema	16
1.1.2. Formulación del problema	17
1.1.2.1. Problema general	17
1.1.2.2. Problemas específicos	17
1.2. Objetivos.....	18
1.2.1. Objetivo general	18
1.2.2. Objetivos específicos.....	18
1.3. Justificación e importancia	18
1.3.1. Justificación práctica	18
1.3.2. Justificación teórica	19
1.3.3. Justificación tecnológica.....	19
1.3.4. Justificación metodológica.....	19
1.3.5. Justificación técnica.....	19
1.3.6. Justificación económica.....	20
1.4. Hipótesis y descripción de variables	20
1.4.1. Hipótesis	20
1.4.1.1. Hipótesis general	20
1.4.1.2. Hipótesis específicas	20
1.4.2. Descripción de variables	20
1.4.2.1. Variable independiente (x)	20

1.4.2.2. Variable dependiente (y)	20
1.4.2.3. Operacionalización de las variables	21
CAPÍTULO II.....	22
MARCO TEÓRICO	22
2.1. Antecedentes del problema	22
2.2. Bases teóricas	27
2.2.1. Sistema de protección	27
2.2.2. Características de un sistema de protección	28
2.2.3. Elementos de un sistema de protección	29
2.2.4. Relé de protección	31
2.2.5. Tiempos de operación del relé.....	32
2.2.6. Relé de sobrecorriente de fases y tierra	33
2.2.7. Protección de redes de distribución contra sobretensiones	42
2.2.8. Sistema de distribución	46
2.2.9. Subestación de distribución radial aérea	46
2.2.10. Componentes básicos.....	47
2.2.11. Métodos de protección de tierra	53
2.2.11.1. Sistema con neutro puesta a tierra	54
2.2.11.2. Sistema neutro aislado	56
2.2.12. Detección de parámetros	58
2.2.13. Definición de falla monofásica a tierra	60
2.2.14. Análisis de recursos híbridos.....	63
2.2.14.1. Cálculos eléctricos de la línea y red primaria	63
2.2.14.2. Bases de cálculo	64
2.2.14.3. Punto de alimentación	65
2.2.14.4. Características del sistema.....	65
2.2.14.5. Parámetros de los conductores	65
2.2.15. Análisis del sistema eléctrico del proyecto.....	66
2.2.15.1. Generalidades	66
2.2.16. Determinación del número de desconexiones por cada 100 km al año.....	79
2.2.17. Hidrandina en Chilete- Contumaza.....	81
2.3. Definición de términos básicos	82
CAPÍTULO III.....	85

METODOLOGÍA.....	85
3.1. Método y alcance de la investigación	85
3.2. Diseño de la investigación.....	85
3.3. Población y muestra.....	86
3.3.1. Población.....	86
3.3.2. Muestra.....	86
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	87
CAPÍTULO IV	88
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	88
4.1. Resultados del tratamiento y análisis de la información	88
4.1.1. Parámetros eléctricos de los conductores.....	90
4.1.2. Selección del nivel de aislamiento y de aisladores para líneas y redes primarias	91
4.1.2.1. Criterios para la selección de aisladores zona	92
4.1.2. Dimensionamiento de los pararrayos.....	92
4.1.2.1. Calculando la máxima tensión de operación continua (MCOV o U_c).....	92
4.1.2.2. Cálculo de la capacidad de absorción de energía y selección de clase de descarga.....	93
4.1.2.3. Evaluación de coordinación de aislamiento	96
4.1.2.4. Conclusión, los pararrayos a ser instalados deberán tener las siguientes características técnicas	97
4.2. Análisis de resultados	97
4.3. Prueba de hipótesis	98
4.4. Discusión e interpretación de resultados.....	102
Conclusión	105
Recomendaciones	106
Lista de referencias.....	107
Anexos.....	110

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Circuito básico de operación de un sistema de protección contra sobrecorriente	31
Figura 2. Relé Micom P124.....	31
Figura 3. Falla a tierra instantánea.....	32
Figura 4. Características de operación de los relés de sobrecorriente	33
Figura 5. Esquema de un relé tipo disco de inducción con espiras en cortocircuito.....	36
Figura 6. Medición de la corriente homopolar mediante transformadores de corriente convencionales.....	38
Figura 7. Medición de la corriente homopolar mediante transformador tipo toroide	38
Figura 8. Conexión incorrecta de un transformador tipo toroide	39
Figura 9. Conexión correcta de un transformador tipo toroide	39
Figura 10. Comportamiento de un explosor con un frente rápido, cuanto mayor es el dV/dt , mayor es la sobretensión alcanzada	44
Figura 11. Ejemplo de característica de un pararrayo de óxido de zinc (ZnO) que se utiliza en redes de 20 kV, aislamiento 125 kV “al choque”....	45
Figura 12. Red de operación radial	46
Figura 13. Fusible	49
Figura 14. Seccionador fusible (cut out).....	50
Figura 15. Comportamiento de las corrientes homopolares en un sistema puesto a tierra	55
Figura 16. Circuito aproximado para una falla a tierra con neutro aislado	55
Figura 17. Circuito aproximado para una falla a tierra con neutro aislado simplificado	56
Figura 18. Las capacidades repartidas de la red forman una conexión entre el neutro y la tierra	57
Figura 19. Diagramas vectoriales de una red en esquema IT sin defecto.....	58
Figura 20. Cuando la fase 1 tiene un defecto a tierra.....	58
Figura 21. Conexión para la medición de tensión.....	59
Figura 22. Corriente homopolar suma de tres transformadores de corriente ...	59
Figura 23. Suma de corrientes dentro de un núcleo magnético.....	60

Figura 24. Sistema con neutro aislado ante una falla a tierra	61
Figura 25. Circuito equivalente para el análisis de falla de acuerdo a la teoría de los componentes simétricos	62
Figura 26. Circuito equivalente donde la capacitancia homopolar determina la impedancia cero de la red	63
Figura 27. Reducción de la corriente de cortocircuito de choque vs R/X	69
Figura 28. “m” Miembro de CC - “n” Miembro de C. A.....	70
Figura 29. Selección de pararrayos.....	75
Figura 30. Mapa Isoceraúnico. Tomada del INEI.....	80
Figura 31. Selección de pararrayos clase 2.....	95
Figura 32. Interrupciones imprevistas de la subestación CL 1003 por año	97
Figura 33. Número de interrupciones imprevistas de la subestación CL1003 por fallas por cortocircuitos y fallas a tierra	98
Figura 34. Valores de t de Student.....	101
Figura 35. Curva característica de los fusibles de expulsión tipo K	112
Figura 36. Curva característica de los fusibles de expulsión tipo K	113
Figura 37. Detalle de armado de la subestación Chilete vista Frontal	114
Figura 38. Detalle de armado de la subestación Chilete vista Perfil	115
Figura 39. Plano subestaciones estudiadas	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Operacionalización de variables.....	21
Tabla 2. Definición de la característica estándar de los relés según norma IEC 60255	35
Tabla 3. Definición de la característica estándar de los relés según norma americana C37.122-1996- IEEE	35
Tabla 4. Selección de fusibles en la subestación de distribución.....	71
Tabla 5. Aislamiento requerido por contaminación	72
Tabla 6. Aislación necesaria por sobretensiones de impulso	73
Tabla 7. Selección de los aisladores para LP y RP	73
Tabla 8. Márgenes de seguridad de la coordinación del aislamiento.....	76
Tabla 9. Cálculo de caída de tensión	89
Tabla 10. Características de conductores AAAC DEP/MEM	90
Tabla 11. Resistencia (R).....	90
Tabla 12. Cálculo de la inductancia (L)	90
Tabla 13. Parámetros eléctricos	90
Tabla 14. Parámetros eléctricos	91
Tabla 15. Condiciones de operación	91
Tabla 16. Selección del nivel de aislamiento	91
Tabla 17. Sobretensiones externas (Norma IEC 71-1)	92
Tabla 18. Sobretensiones internas (Norma Alemana VDE).....	92
Tabla 19. Contaminación ambiental (Norma IEC 815)	92
Tabla 20. Parámetros ambientales y eléctricos del sistema	92
Tabla 21. Selección de la tensión nominal del pararrayo U_r normalizado al inmediato superior del determinado inicialmente	93
Tabla 22. Incremento de la clase de descarga del pararrayo conforme se incrementa la corriente de descarga.....	94
Tabla 23. Parameters for the line discharge test on 20 000 A and 10 000 A arresters	94
Tabla 24. Determinación de la clase a la que pertenece clase 2	94
Tabla 25. Características de protección de los pararrayos	96
Tabla 26. Cálculo de la resistencia de aislamiento del equipo.....	96

Tabla 27. Evaluación de coordinación de aislamiento	96
Tabla 28. Distribución t, valores de t	100
Tabla 29. Media y desviación estándar de la influencia de las fallas a tierra .	100
Tabla 30. T de Student calculados con SPSS	101
Tabla 31. Alimentador L 5043	111

RESUMEN

La investigación titulada “*Influencia del sistema de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018*” tiene como problema general ¿Cómo influyen los sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018? Por lo que, se ha planteado como objetivo general determinar la influencia del sistema de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018, la hipótesis general de la investigación es el sistema de protección influirá ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018.

La metodología de investigación en que se basó corresponde a un tipo de investigación aplicada, de alcance descriptivo – correlacional con diseño no experimental, de corte transeccional; para ello, se ha considerado como población a tres subestaciones de distribución del distrito de Chilete y muestra a la subestación de distribución de 10 kV alimentador L5043 – subestación N.º CL1003.

La conclusión de la investigación es que ha logrado analizar la importancia del sistema de protección de la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018, mediante el cálculo de la disponibilidad del servicio eléctrico, la determinación del estudio de coordinación de protección y el índice de interrupciones del servicio eléctrico.

Palabras claves: confiabilidad de continuidad en el suministro de energía, costo económico, demanda, perspectiva a largo plazo

ABSTRACT

The research entitled "Influence of the ground fault protection system in the 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018 distribution substation" has as general problem: How the ground fault protection systems influence the substation of distribution of 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018? For which it has been planned as a general objective: To determine the influence of the systems of protection against ground failures in the distribution substation of 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018; the general hypothesis of the research is: The protection system will influence ground failures in the 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018 distribution substation.

The research methodology on which it is based corresponds to a type of applied research, of descriptive scope – correlation within with non - experimental desing of transectional cut; for this purpose, the Chilete districthas been considered as a population and shows the 10 kV distribution substation of feeder L5043 – substation N° CL1003.

The conclusion of the research is that it has managed to analyze the influence of the 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018 distribution substation protection system, by calculating the availability of the electrical service, determining the index of failures and the approaches to the significant use of ground fault protection systems in population and electrical use claims.

Keywords: availability of electrical energy, demand for electrical energy, efficiency of use, management of resources in electricity, scarcity index, supply of electricity

INTRODUCCIÓN

La tesis titulada “*Influencia del sistema de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018*” tiene como objetivo determinar la influencia del sistema de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV para plantear los medios de gestión, para lo que se determinó la oferta, demanda, disponibilidad de energía eléctrica y el índice de escasez. Como medios de gestión se han considerado la reducción de las interrupciones del sistema de protección ante fallas a tierra y la optimización del sistema eléctrico. Con los resultados obtenidos se pretende mostrar la situación actual y futura del sistema de protección ante fallas a tierra de la subestación de distribución de 10 kV y los medios de gestión. Siendo así que, se desarrolló la tesis en cinco capítulos, analizados y distribuidos de la siguiente manera:

El Capítulo I, sobre la descripción de la realidad problemática, la formulación de problema, los objetivos de la investigación general y específicos, la justificación de la investigación, limitaciones y viabilidad del estudio.

El Capítulo II, sobre el marco teórico, los antecedentes de la investigación, las bases teóricas, las definiciones conceptuales, formulación de hipótesis general y específicas.

El Capítulo III, sobre la metodología de la investigación, las variables, el método de investigación, el tipo de investigación, el diseño de la investigación, la población y muestra, operacionalización de variables, técnicas de recolección de datos, técnicas para el procesamiento y el análisis de la información, lugar y periodo de la investigación.

El Capítulo IV, sobre los resultados, los resultados de la disponibilidad del sistema de protección ante fallas a tierra, el índice de escasez ante interrupciones imprevistas del sistema eléctrico y los medios de gestión de compensación por energía a los clientes debido a las interrupciones, sobre la

discusión y, culminando esta investigación, están las conclusiones, recomendaciones, lista de referencias y anexos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. Planteamiento y formulación del problema

1.1.1. Planteamiento del problema

La energía es un factor fundamental para lograr los objetivos en materia de desarrollo sostenible, la magnitud y escala de las necesidades energéticas que tiene el mundo en la actualidad en relación con el desarrollo sostenible quedan patentes si se tiene en cuenta que casi la tercera parte de la población mundial de 6000 millones de habitantes, que en su mayoría viven en países en desarrollo, sigue sin tener acceso a servicios de energía y transporte. Existen grandes diferencias en los niveles de consumo de energía dentro de cada país y entre países desarrollados y en desarrollo. Las actuales modalidades de producción, distribución y aprovechamiento de la energía son insostenibles.

Para hacer frente a este problema en el futuro se necesitarán recursos financieros nuevos y adicionales en cantidad suficiente y previsible, como se estipula en el “Informe de la conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo”.

A nivel nacional, la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (Minem) informó que la producción total de energía eléctrica a nivel nacional obtuvo un crecimiento positivo al tener un 5.9% en febrero, comparado con el mismo del año pasado.

La producción fue de 4,503 gigavatios hora (GWh) durante el segundo mes del año. En lo que corresponde al Sistema Interconectado Nacional (SEIN), las unidades interconectadas generaron 4,308 GWh, lo que equivale a un 6.3% más, en el mismo periodo del 2018.

Las centrales hidroeléctricas generaron 2,945 GWh de energía eléctrica, equivalente a un 1,8% mayor respecto a febrero del 2018.

Se ha de recordar que, según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), la producción de electricidad aumentó sus números a un 5,68% en enero de 2019 gracias a varias empresas que aportaron en dicho crecimiento.

Por otro lado, la empresa regional de servicio público de electricidad Electronorte Medio S. A. (Hidrandina S. A.) brinda el servicio público de electricidad dentro de su zona de concesión, que abarca los departamentos de La Libertad, Ancash y en 7 provincias del departamento de Cajamarca, mediante la distribución y comercialización de energía eléctrica adquirida a empresas generadoras. En la UU. NN. Cajamarca (servicio eléctrico – Chilete) se incrementaron las pérdidas en distribución en 1%, afectando en 0,15%; sin embargo, esto recae en la falta de estudios especializados que den una mejor perspectiva de la situación actual y futura de la situación de los sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV Chilete - Cajamarca.

1.1.2. Formulación del problema

1.1.2.1. Problema general

¿Cómo influyen los sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018?

1.1.2.2. Problemas específicos

- ¿Qué interrupciones imprevistas existen del servicio eléctrico por fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018?

- ¿Cuáles son las técnicas de selectividad que existen en los sistemas de protección en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca?
- ¿Cómo se vienen dando las consideraciones para determinar la compensación por energía eléctrica a los clientes, debido a las interrupciones del servicio eléctrico – Chilete – Cajamarca?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Determinar la influencia del sistema de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018.

1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar las interrupciones imprevistas del servicio eléctrico por fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018.
- Especificar las técnicas de selectividad de los sistemas de protección en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018.
- Estimar la compensación por energía a los clientes debido a las interrupciones del servicio eléctrico.

1.3. Justificación e importancia

1.3.1. Justificación práctica

La justificación práctica recae en resolver un problema real, el motivo del estudio de la influencia del sistema de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución considera que la disponibilidad es uno de los indicadores que refleja estabilidad en el sistema eléctrico.

La importancia del estudio mencionado es garantizar el óptimo funcionamiento de los sistemas de protección ante fallas a tierra, la reducción de las interrupciones imprevistas innecesarias de acuerdo a los indicadores FIC y TIC.

Una interrupción en la energía eléctrica en algún lugar del Perú significa la paralización de sus actividades cotidianas. Representa pérdidas para las empresas por el atraso de la producción, trabajadores inactivos en horarios de

trabajo o que se estropeen algunos insumos o productos en proceso. Incluso, representa pérdidas para la misma empresa proveedora de electricidad, ya que, cualquier interrupción implica dejar de suministrar, es decir, vender energía a sus clientes y asumir otros costos en un sector bastante regulado como se verá más adelante.

Para los usuarios implica el deterioro de la calidad de vida e incluso la restricción de muchas de sus actividades. Disminuye el estándar de vida logrado, a nivel de sociedad los costos aumentan por las labores que no pueden realizarse.

1.3.2. Justificación teórica

La investigación consideró teorías asociadas a la protección del sistema eléctrico de distribución, así como, a la calidad del servicio eléctrico, dado que, una correcta protección permite asegurar una calidad adecuada. Por lo tanto, esta investigación con los datos acopiados permite verificar la relación causal establecida por la teoría de manera que se contraste con la práctica.

1.3.3. Justificación tecnológica

Se obtendrá mayor eficiencia y seguridad de operación respecto al inicio y cierre del alimentador.

1.3.4. Justificación metodológica

Metodológicamente se ha empleado un diseño no experimental para evaluar el cumplimiento de las políticas nacionales y mundiales sobre las normas de electricidad, de manera que, se alcance un sistema confiable y se reduzcan las interrupciones para otorgar una mejor calidad de suministro y producción de energía eléctrica.

1.3.5. Justificación técnica

Esta investigación tiene como fin contribuir a las empresas concesionarias que buscan mejorar sus servicios y minimizar las interrupciones. En cuanto a equipos, como forma de funcionamiento, es importante utilizar energías adecuadas al sistema, que ayuden a mantener la vida útil de estos y evitar

efectos por variaciones de tensión eléctrica de diversos orígenes, que ocasionan falsas lecturas, mal funcionamiento, deterioro inmediato, y para la sustitución de algún equipo eléctrico deteriorado o defectuoso, ocasionado por diferentes errores en el voltaje o potencial.

1.3.6. Justificación económica

La justificación económica es que, no se requiere de un gran presupuesto, sino que se apoya en la experiencia de trabajo en la actividad de la ingeniería eléctrica.

1.4. Hipótesis y descripción de variables

1.4.1. Hipótesis

1.4.1.1. Hipótesis general

Los sistemas de protección ante fallas a tierra, influirá en un 30% a la reducción de las interrupciones imprevistas en la subestación de distribución de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018.

1.4.1.2. Hipótesis específicas

- El análisis en el servicio eléctrico ante las interrupciones imprevistas por fallas a tierra presenta déficit y estas se deben a un gran porcentaje de descargas transitorias y permanentes en aisladores.
- Son numerosas las técnicas que permiten alcanzar el objetivo de la selectividad en cortocircuito entre dos aparatos.
- El índice de interrupciones varía según los indicadores FIC y TIC que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico de acuerdo con la normativa peruana.

1.4.2. Descripción de variables

1.4.2.1. Variable independiente (x)

Sistema de protección

1.4.2.2. Variable dependiente (y)

Fallas a tierra en la subestación de distribución

1.4.2.3. Operacionalización de las variables

Tabla 1
Operacionalización de variables

Variables	Definición conceptual	Dimensión	Indicadores	Instrumentos por utilizar
Sistema de protección	-Constituyen el equipo más importante que se incluye en la subestación de distribución. -Provocan la excitación de un dispositivo de inicio cuando detectan una perturbación.	Rapidez	Limitar daños	Cálculos justificativos
		Selectividad	Mantener el servicio al máximo	Cálculos justificativos
		Fiabilidad	Nivel de calidad	Cálculos justificativos
		Seguridad	Sistema seguro	Cálculos justificativos
Subestación de distribución	-Conecta en sí varias líneas de distribución y sirve para alimentar a otras redes de tensiones inferiores que llevan la energía eléctrica hasta el consumidor final. -Es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que, una falla en esta produce interrupción en el servicio.	Líneas	Cargas concentradas	Cálculos justificativos
		Cables	Resistencia eléctrica	Cálculos justificativos
		Transformadores	Transforma la energía	Cálculos justificativos
		Equipos de protección	Controlar el estado eléctrico	Cálculos justificativos
		Continuidad del servicio	Calidad de servicio	Datos de interrupciones

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del problema

Se revisaron diferentes artículos como también tesis de páginas web como Proquest, Ebsco, Scielo, entre otros; se hizo una revisión acerca del tema, para así obtener mayor información y ver los diferentes puntos de vista de distintas personas, a nivel nacional e internacional.

Antecedentes internacionales

En la tesis *“Detección de fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado y resonante”* (1), la empresa noruega Sintef realizó un reporte de una auditoría que consistió en la toma de mediciones de corrientes y tensiones al aplicar una falla monofásica línea a tierra, el objetivo principal fue el desarrollo de un modelo computacional de un sistema eléctrico de potencia en un programa llamado PSCAD, que tuviera un comportamiento consistente a la red. Para hacer posible la creación del modelo computacional se realizó un estudio acerca del comportamiento de los diferentes métodos de puesta a tierra ante fallas monofásicas, finalmente, se comprobó la validez del modelo compuesto gracias a las consistencias de las variables claves entre los resultados de las simulaciones y las mediciones realizadas en la auditoría. El método QV fue evaluado en el modelo propuesto PSCAD, sin mostrar ninguna limitante en las simulaciones de los escenarios planteados y presentó consistencia con las mediciones realizadas en la auditoría. Este trabajo se relaciona con la

investigación en curso, ya que, propone un modelo computacional para la detección de fallas a tierra en redes de distribución, a través de una estructura que aborda paso a paso las actividades, así como una descripción detallada.

En la tesis *“Diseño del sistema de puesta a tierra de la Universidad de la Costa aplicando las reglamentaciones vigentes”* (2), parte de la necesidad que tiene la Universidad de la Costa que no cuenta con un sistema de puesta a tierra común o unificado que garantice la seguridad de las personas y equipos al presentarse una falla en el sistema eléctrico, se propone un diseño óptimo partiendo de las referencias, normas y estándares actuales que garanticen la correcta metodología para llevarlo a cabo. El objetivo es lograr un diseño que cumpla con las expectativas, fue necesario remitirse a las normas y estándares como el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (Retie) y el estándar IEEE 80-2000 que promueve buenas prácticas y sirven como guías para lograr el diseño de puesta a tierra de forma eficiente. Este trabajo se relaciona con la investigación en curso, ya que, propone un diseño óptimo que cumpla con las expectativas para lograr el diseño de puesta a tierra de forma eficiente.

En la tesis *“Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión”* (3), el objetivo es realizar un estudio para reducción de las corrientes de falla en la subestación AES Nejapa. El problema para las distribuidoras en los equipos de protección utilizados en las zonas aledañas a la subestación, que no están diseñados para soportar los altos niveles de cortocircuito, con lo que, al ocurrir una falla se producen explosiones, acompañados de arcos eléctricos que dañan los equipos y elementos de la red cercanas y en el peor de los casos el riesgo de vidas humanas. La salida más rápida para solventar el problema es sobredimensionar los equipos de protección; sin embargo, la utilización de equipos más robustos aumenta su precio y en ocasiones no existe la tecnología para soportar estas corrientes de falla. Con la ayuda de software de simulación de sistemas de potencia, se pretende realizar una guía para el desarrollo y seguimiento para dichos efectos de las altas corrientes de cortocircuito. Este trabajo se relaciona con la investigación en curso, en verificar la capacidad interruptiva de los equipos

existentes, este mismo análisis será la base para la selección de los equipos de interrupción en la planificación del sistema en caso de una expansión.

En la tesis *“Protección en sistemas eléctricos”* (4), el objetivo fue recopilar la información técnica necesaria en el tópico eléctrico dentro del área de especialización de la protección eléctrica, que esté escrito sirve como guía de aplicación a la industria, tanto a los ingenieros como a los estudiantes y la utilicen de consulta. Se supone que los interesados vean en este escrito el manual que les ayude a escoger los elementos de protección necesarios para solucionar sus problemas relacionados con circuitos eléctricos, sistemas de distribución, fallas monofásicas, fallas trifásicas, instalaciones eléctricas e instalaciones industriales. Este trabajo se relaciona con la investigación en curso porque muestra la idea de que es indispensable la protección de los sistemas eléctricos y explica que hay más de una manera de proteger a dichos sistemas.

En la tesis *“Estudio de coordinación de las protecciones eléctricas para la empresa eléctrica península de Santa Elena (Emepe) año 2001, subestación: Santa Rosa, Libertad, Salinas y Chipipe”* (5), el objetivo fue mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica y fomentar el uso del programa de simulación de redes Synergee como herramienta de trabajo para los ingenieros de planificación en estudios futuros. El estudio de coordinación de los dispositivos de protección existentes en las líneas de subtransmisión en las subestaciones de distribución es elaborado para obtener sensibilidad, selectividad y rapidez en el sistema de protección en estudio; características claves para que un sistema eléctrico de distribución sea confiable.

Antecedentes nacionales

En la tesis *“Cálculo, coordinación y análisis del sistema de protección ante fallas a tierra en las subestaciones de distribución de 10 kV en la SET Santa Marina ubicada en la provincia constitucional del Callao”* (2), el objetivo fue analizar el mal comportamiento de los relés de fallas a tierra en las subestaciones de distribución de 10 kV en la SET Santa Marina debido al ajuste inapropiado sin considerar factores como la corriente de retorno. El problema en el que se enfoca el estudio es cuando ocurren fallas a tierra que debido a la corriente de retorno

involucra a los otros alimentadores, provocando interrupciones imprevistas innecesarias, lo que conlleva en un aumento de los indicadores FIC y TIC. La mayoría de los estudios necesita de un complejo y detallado modelo que presente al sistema de potencia, generalmente establecido en la etapa del proyecto. Los estudios de cortocircuito son típicos ejemplos de estos siendo esencial para la selección de equipos y el ajuste de sus respectivas protecciones.

En la tesis *“Diseño e implementación de diferentes sistemas de puestas a tierra para los laboratorios de ingeniería mecánica eléctrica de la UNA – Puno”* (7), el objetivo fue diseñar sistemas de puesta a tierra con aplicaciones de los conceptos y recomendaciones normativas que en caso de falla a tierra se presente, utilizando diferentes materiales y probar sus ventajas de uno y otro sistema, además que sirvan para prácticas de laboratorio. Desarrollando el trabajo de tesis se supo que el comportamiento de los diferentes sistemas de puesta a tierra se enfoca principalmente en la resistencia de puesta a tierra. Este trabajo se relaciona con la investigación en curso porque tiene un buen sistema de puesta a tierra, en caso de falla de corrientes a tierra garantiza la protección de los equipos y las personas.

En la tesis *“Estudio de coordinación de protecciones en la subestación de Dolorespata acorde a la nueva topología en alta y media tensión para el año 2018”* (8), el objetivo fue proponer un nuevo estudio de coordinación de protecciones acorde a la nueva topología del sistema Sureste en las instalaciones de la subestación de Dolorespata, con una proyección al 2018. Con el nuevo estudio de coordinación de protección acorde a la nueva topología en alta y media tensión, se propuso un nuevo ajuste que mejorará la rapidez, selectividad, sensibilidad y confiabilidad del sistema de protección.

En la tesis *“Diseño, montaje y puesta en servicio para la ampliación de la nueva subestación Bellavista 15 MVA, 138 kV / 10 kV”* (9), el objetivo fue desarrollar la ingeniería básica y de detalle para la ampliación de la subestación Bellavista para dar facilidad de acceso de energía eléctrica al departamento de San Martín, mediante la interconexión del sistema eléctrico de San Martín al SEIN. El siguiente trabajo constituye en un estudio de los aspectos técnicos

desde el punto de vista de la ingeniería, relacionados a la implementación de cuatro nuevas celdas en la nueva subestación Bellavista, la que permitirá cambiar la configuración “T” existente a una nueva configuración en “pi” que permitirá recepcionar la línea de transmisión de 138 kV.

En la tesis *“Sistema de puesta a tierra y protección equipotencial para sistemas de cómputo”* (10), el objetivo fue tener un buen sistema de puesta a tierra equipotencializada, que garantice la seguridad de las personas y de los sistemas eléctricos en general, conectando los sistemas a tierra se limitan las sobretensiones eléctricas transitorias a la red o contacto accidental con líneas de baja y alta tensión y, a la vez, resaltar la importancia para el mantenimiento de monitoreo y funcionamiento de los diferentes equipos eléctricos, según las normas nacionales e internacionales, la instalación de sistemas de puesta a tierra se da para minimizar los riesgos al personal, protección del equipo permanentemente y prevenir interrupciones temporales del funcionamiento del sistema durante sobretensiones de rayo o fallas de tierra. La importancia de un sistema de puesta a tierra es porque hoy en día todas las personas se ven involucradas de cualquier modo con la electricidad, más aún ante la evolución de la electrónica con los microprocesadores, computadoras, variadores, PLC y otros equipos eléctricos; es necesario estar conectados a tierra y así poder estar protegidos ante las corrientes residuales, fallas eléctricas, sobretensiones y otros factores que puedan dañar los equipos.

En la tesis *“Coordinación de protección de las minicentrales hidroeléctricas Huarisca – Ingenio y El Machu para su reconocimiento por el COES”* (11), el objetivo general fue proponer la coordinación de protección más adecuada a las tres minicentrales hidráulicas de Huarisca, Ingenio y El Machu como parte de los requisitos exigidos por el COES en el procedimiento 20 para su respectivo reconocimiento. Los ajustes de coordinación de protección de las tres minicentrales hidráulicas permitirán elaborar el estudio de operatividad para poder ser integrantes del COES – Sinac. Así como, permitirá realizar un suministro eficiente, continuo y con los respectivos estándares de calidad de suministro de energía eléctrica.

En la tesis *“Coordinación de protección de la línea de subtransmisión Villa Rica – Puerto Bermúdez y subestaciones en 60 kV”* (12), el objetivo fue realizar una adecuada coordinación del sistema de protección para la línea de subtransmisión de potencia en 60 kV para garantizar el suministro de energía de manera eficiente y continua con los estándares de calidad. La coordinación de los ajustes del sistema de protección de la línea de subtransmisión Villa Rica – Puerto Bermúdez y las subestaciones de potencia en 60 kV, permitirá el suministro de energía eléctrica de manera eficiente, de forma continua y con los respectivos estándares de calidad de energía eléctrica.

En la tesis *“Capacidad para soportar cortocircuitos en las subestaciones Lima – 1”* (13), el objetivo principal fue determinar la capacidad real del equipamiento de las subestaciones Lima – 1 para soportar corrientes de cortocircuito. Durante el tiempo de operación de las subestaciones Lima – 1, estas han estado sometidas a cambios en su configuración para adaptarse a los requerimientos de la ampliación del sistema de transmisión, además, se ha extraviado información de diseño respectivo a la capacidad que tiene sus instalaciones para poder soportar las corrientes de cortocircuito, esto debido a los cambios que se produjeron en la administración de estas subestaciones.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Sistema de protección

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de faltas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falta (3).

El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto, la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen del sistema de protección.

Estos sistemas de protección se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación o alarma de un dispositivo de apertura cuando detectan una perturbación, por ejemplo, la bobina de disparo de un interruptor.

También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las faltas tan pronto como sea posible, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos provocados por cualquier tipo de falta.

2.2.2. Características de un sistema de protección

Sensibilidad

La protección debe ser capaz de detectar condiciones de operación anormales en los equipos de potencia, por más incipientes que estas sean.

Selectividad

La protección debe ser capaz de detectar todas las fallas que ocurran en su zona de operación, sin embargo, requiere una debida coordinación con las protecciones ubicadas en las zonas adyacentes.

Rapidez

Una vez detectada la falla, esta debe ser despejada lo más pronto posible, con el fin de reducir los daños que se producirán en los diferentes elementos del sistema de potencia, al disminuir el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas.

Confiabilidad

Es la probabilidad que la protección responda siempre correctamente. No se debe confundir respuesta con operación, puesto que una protección al no operar durante condiciones normales significa que está respondiendo correctamente.

La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección, será la total selectividad con la máxima sensibilidad y velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí.

Cuando se incremente una de ellas lo más probable es que se disminuyan las otras dos (4).

2.2.3. Elementos de un sistema de protección

No basta con el relé para definir un sistema de protección. Existen otros elementos que permiten detectar, analizar y despejar la falla eléctrica. A continuación, se detallan los principales elementos que componen un sistema de protección (5):

Batería de alimentación

Garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento de la protección. Por tanto, los requerimientos que se deben asegurar en este elemento son la confiabilidad y la autonomía, lo que se logra con baterías permanentemente conectadas a través de un cargador a la línea de corriente alterna de los servicios auxiliares de la subestación.

Transformadores de medida para protección

Un relevador de protección necesita señales de entrada para evaluar en cada instante el comportamiento del sistema que está protegiendo. Dichas señales pueden ser corrientes o tensiones. Sin embargo, teniendo en cuenta las magnitudes elevadas que pueden alcanzar estos parámetros durante fallas en el sistema eléctrico, se utilizan transformadores de medición con el fin de lograr una atenuación de estas señales.

La señal se atenúa en el secundario del transformador de medición, con un determinado error de precisión. Una característica que representa este error es la clase de precisión del transformador.

Relé de protección

Es el encargado de recibir la información, procesarla y tomar la decisión de enviar la señal de disparo al interruptor. Independientemente de la tecnología empleada para su construcción, un relé de protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales, las que se describen a continuación: el acondicionamiento de las señales proporcionadas por los transformadores de medición es la primera etapa, en la que se adecua la señal de entrada al formato que el relé necesita. Normalmente las entradas al relé son valores instantáneos de las magnitudes de fases, ya sea tensión o corriente. El relé se encarga de determinar, en función a sus necesidades específicas, valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales, etc. Luego que el relé dispone de datos, procede a aplicar los criterios de decisión que le hayan sido implementados, que se constituyen mediante las funciones de protección. Finalmente, los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizan conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es responsable de tomar la decisión de cómo debe actuar la protección. La orden de actuación se transmite a través de los contactos que energizan el circuito de disparo del interruptor, con el fin de despejar la falla.

Interruptor automático

Es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito bajo tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de intensidad de corriente. Opera bajo el control de la protección y su apertura, coordinada con la de otros interruptores, permite aislar el punto en que se ha producido la falla. Está conformado por:

- Circuito de control, gobernado por la protección correspondiente.
- Contactos principales, que al separarse o juntarse, implican la apertura o cierre del interruptor, respectivamente.
- Contactos auxiliares, que reflejan el estado en que se encuentra el interruptor. Mediante ellos se realimenta la protección y a otros equipos con la información de si el interruptor está abierto o cerrado y, por tanto, permiten conocer si el interruptor ha operado correctamente siguiendo la orden dada por la protección.

- Cámara de extinción, en la que se crea un ambiente de alta rigidez dieléctrica, necesaria para la extinción del arco que se genera durante la separación de los contactos del interruptor, que se encuentran inmersos en ella. Actualmente, se emplea el aceite, el gas hexafluoruro de azufre (SF6) o el vacío, como medios dieléctricos.

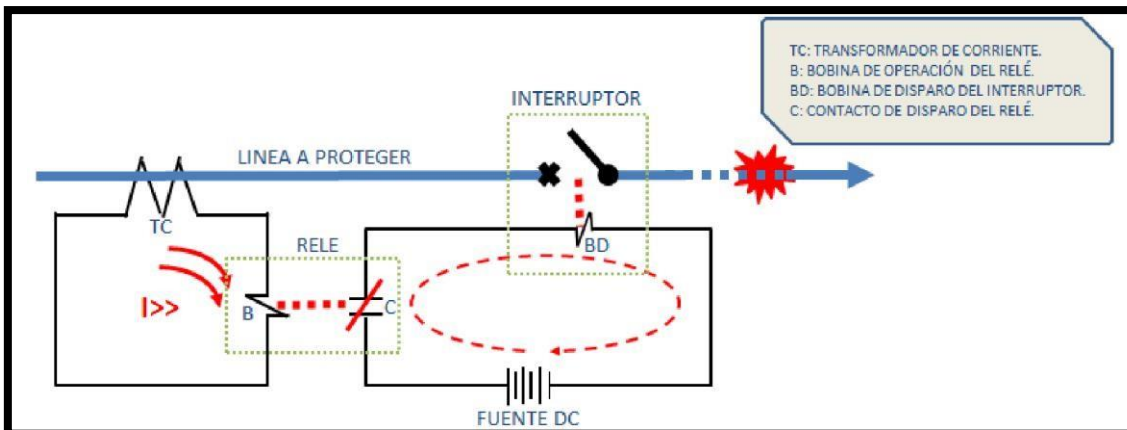


Figura 1. Circuito básico de operación de un sistema de protección contra sobrecorriente. Tomada de Protección de sistemas eléctricos de potencia (5)

2.2.4. Relé de protección

• Relé Micom P124

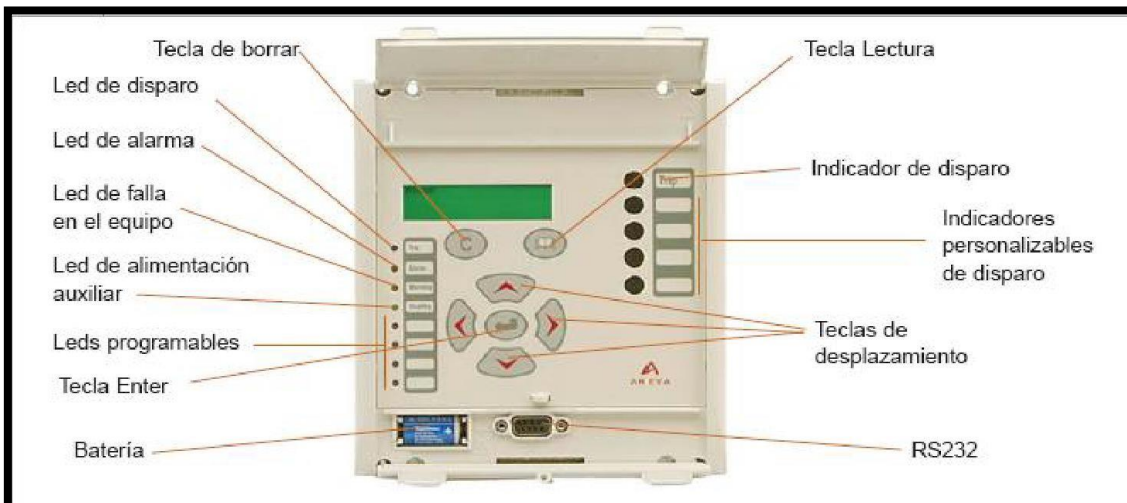


Figura 2. Relé Micom P124. Tomada de Cálculo y coordinación del Sistema (2)

Falla a tierra temporizada (51N)

La detección de falla a tierra es idéntica a la detección de sobrecorriente de fase temporizada. Se pueden seleccionar tres etapas de falla a tierra independientes. Para la primera etapa, el usuario puede seleccionar ya sea cualquiera de las 14 familias de curvas y valores RMS o una configuración de

tiempo definido. El rango de falla a tierra puede programarse de 0.002 a 40 veces la corriente nominal a tierra, para permitir una máxima sensibilidad para la detección de esta. La corriente a tierra se genera ya sea por un núcleo de Transformador de Corriente (TC) de suficiente potencia o por una conexión residual de los TC de tres líneas (2).

Falla a tierra instantánea (50N)

En cuanto a fallas de fase, los relevadores Micom P124 generan datos instantáneos para cada etapa de falla a tierra, con las mismas características. Para el modelo de alimentación dual, el usuario puede asignar etapas instantáneas de falla a tierra a contactos de salida, así como a cuatro LED y cuatro indicadores magnéticos localizados en el panel frontal (2).

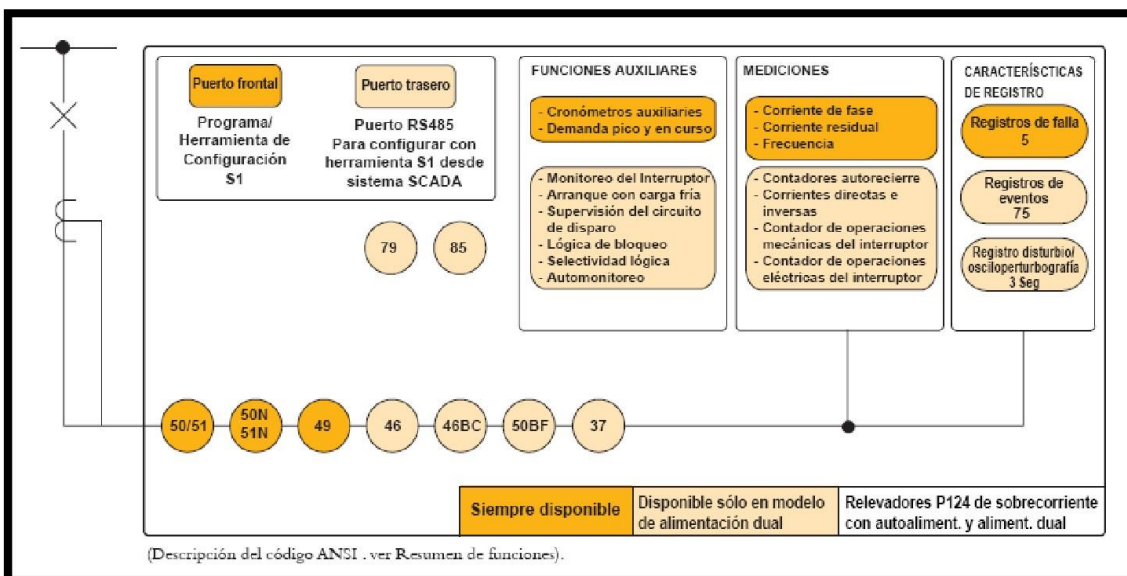


Figura 3. Falla a tierra instantánea. Tomada de Cálculo y coordinación del Sistema (2)

2.2.5. Tiempos de operación del relé

El tiempo con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los disyuntors automáticos asociados a la misma (6).

Instantáneas

Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, a

nivel orientativo, el tiempo usual de despeje de una falla en AT mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos. Si el tiempo de despeje es menor, la protección se denomina de alta velocidad.

Tiempo diferido o con retraso en tiempo

Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de disyuntores una vez que ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falla, desconectando la mínima parte posible de SEP.

2.2.6. Relé de sobrecorriente de fases y tierra

Cada vez que la corriente medida supera el ajuste de corriente establecido en el relé, ya sea por una sobrecarga o un cortocircuito, este actúa instantáneamente o de forma temporizada, según las necesidades del sistema a proteger, dando la orden de apertura del interruptor.

2.2.6.1. Características de operación

Los relés de sobrecorriente pueden ser clasificados en tres grupos: de corriente definida, de tiempo definido y de tiempo inverso. Los que se detallan en la figura:

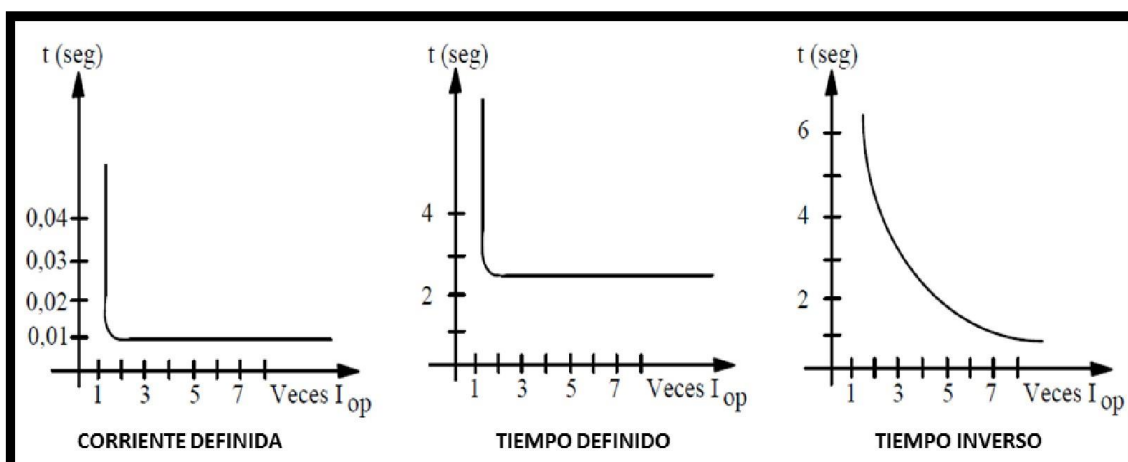


Figura 4. Características de operación de los relés de sobrecorriente. Tomada de Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada (7)

Relés de corriente definida

Este tipo de relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. Aprovechando esta característica, se ajustan las protecciones de tal manera que los relés ubicados en puntos más alejados a la fuente operarán para una corriente de bajo valor, mientras los más cercanos, operarán para una corriente de alto valor. Tienen el inconveniente de tener una baja selectividad para valores elevados de corrientes de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad de distinguir entre corrientes de falla en un punto u otro cuando la impedancia entre estos puntos es pequeña en comparación con la impedancia de la fuente, llevando a la posibilidad de una pobre discriminación (7).

Relés de tiempo definido

La ventaja de estos relés es que pueden ser ajustados de tal manera que el interruptor más cercano a la falla dispare en tiempo más corto y los interruptores más alejados lo hagan en tiempos de retardos mayores, a medida que se acerca a la fuente. Por otro lado, la principal desventaja de este método de discriminación es que el mayor tiempo de despeje de falla ocurrirá para fallas ubicadas cerca de la fuente, en donde el nivel de cortocircuito es el mayor (7).

Relés de tiempo inverso

Este tipo de relés operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. La ventaja frente a los relés de tiempo definido es que, para corrientes de falla elevada, pueden obtenerse tiempos de disparo más cortos sin el riesgo de la selectividad (7).

Los relés de tiempo inverso son clasificados de acuerdo a una curva que determina el tiempo de operación, denominada curva de operación. Existen familias de curvas estandarizadas, tales como las curvas IEC y las curvas IEEE, que se definen en las tablas 1 y 2, respectivamente (7).

Tabla 2**Definición de la característica estándar de los relés según norma IEC 60255**

CARACTERÍSTICA DEL RELÉ	ECUACIÓN
“Standard Inverse” (SI)	$t = TMS \frac{0.14}{I_r^{0.02-1}}$
“Very Inverse” (VI)	$t = TMS \frac{13.5}{I_r-1}$
“Extremely Inverse” (EI)	$t = TMS \frac{80}{I_r^2-1}$
“Long time standby earth fault”	$t = TMS \frac{120}{I_r-1}$

Tabla 3**Definición de la característica estándar de los relés según norma americana C37.122-1996- IEEE**

CARACTERÍSTICA DEL RELÉ	ECUACIÓN
“IEE Moderately Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{0.0515}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.114 \right]$
“IEEE Very Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{19.61}{I_r^2 - 1} \right) + 0.491 \right]$
“IEE Extremely Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{28.2}{I_r^2 - 1} \right) + 0.1217 \right]$
“US CO8 Inverse”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{5.95}{I_r^2 - 1} \right) + 0.18 \right]$
“US CO2 Short”	$t = \frac{TD}{7} \left[\left(\frac{0.02394}{I_r^{0.02} - 1} \right) + 0.01694 \right]$

DondeI_r = I/I_s

I = corriente medida

I_s = ajuste de corriente en el relé 1

TMS = ajuste del multiplicador de tiempo

TD = ajuste del dial de tiempo

Tal como se verifica en las tablas 2 y 3, el ajuste de sobrecorriente de tiempo inverso queda totalmente definido con la curva característica, el dial, el multiplicador y la corriente de arranque. Cada vez que se supere esta corriente y durante un tiempo mayor al tiempo de operación, el relé enviará la señal de disparo para la apertura del interruptor.

Los relés de tiempo definido o tiempo inverso corresponden a la clasificación de relés de sobrecorriente temporizada, mientras que los relés de corriente definida corresponden a los de sobrecorriente instantánea

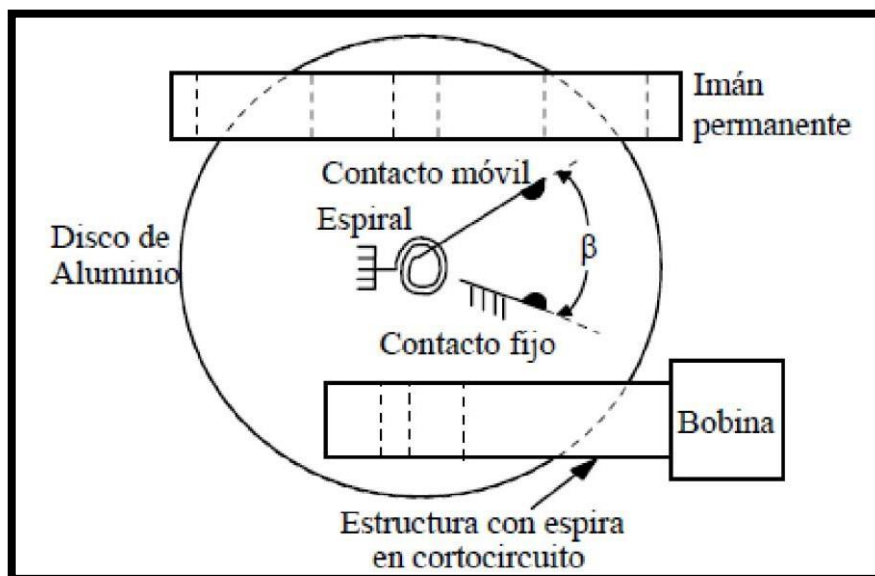


Figura 5. Esquema de un relé tipo disco de inducción con espiras en cortocircuito

El relé que se muestra en la figura 5 es de tipo disco de inducción. El disco del relé está montado sobre un eje que es retenido por un resorte espiral cuya tensión puede regularse, permitiendo el ajuste de corriente de arranque. El contacto móvil está sujeto al disco de modo que gira junto con este y cierra su circuito a través de la espiral. El contacto fijo está montado sobre la armazón metálica del relé; el torque de operación es producido por la unidad electromagnética y en frente de esta se encuentra ubicado un imán permanente que actúa como freno para el disco, una vez que este se encuentra en movimiento, sustituyendo en cierta forma al resorte espiral, que en estas condiciones prácticamente no tiene ningún efecto. La posición de reposo del disco está definida por un tope móvil que permite variar la separación inicial entre los contactos fijo y móvil, que se determinan en un ángulo β entre sí. El

ajuste de la separación de los contactos, es decir del ángulo β , se acostumbra a denominarlo “*lever*”. Las distintas posiciones dan origen a una familia de curvas de tiempos de operación del relé que pueden ser seleccionadas por medio de una rueda numerada o dial de tiempo (*time dial*) que va desde 1 o 0,5 a 10 en los relés americanos y desde 0,1 (0,05) a 1 en los europeos. La corriente de operación del relé se ajusta utilizando la toma o *tap* adecuado de la unidad electromagnética. La posición del imán permanente también es posible de ajustar e influye sobre la curva de operación (8).

2.2.6.2. Relé de sobrecorriente de neutro sensible

Es una protección contra fallas a tierra que se diferencia de la protección de sobrecorriente de neutro, debido a la mayor sensibilidad que posee al detectar la corriente a tierra.

En una protección de sobrecorriente de tierra se calcula la corriente homopolar en base a la suma de las corrientes por fase medidas por 3 transformadores de corriente (uno por cada fase). Para el caso de la corriente sensible, esta se calcula mediante un transformador tipo toroide. En el primer caso, la corriente medida tiene un mayor error de medición debido a la corriente de excitación de los 3 transformadores de corriente, con lo que se podría dar una operación incorrecta del relé. En el segundo caso, se calcula la suma de las 3 corrientes dentro de un solo núcleo magnético, por tanto, existe un solo error de medición. Otro aspecto que mejora la sensibilidad es la menor relación de transformación que se utiliza en los transformadores tipo toroide, frente a los transformadores para la protección de neutro.

En la figura 6 se explica matemáticamente la diferencia de errores entre los tipos de medición indicados:

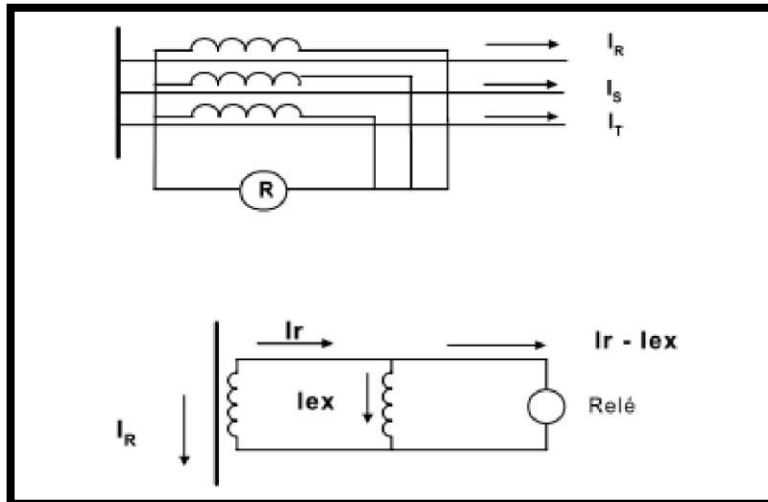


Figura 6. Medición de la corriente homopolar mediante transformadores de corriente convencionales. Tomada de Optimización de la protección eléctrica (7)

Una solución para obtener mayor sensibilidad en la medición de corrientes de falla a tierra, sin perjuicio de una incorrecta actuación del relé, es obtener la corriente homopolar mediante un transformador tipo toroide, tal como se muestra en la figura 7.

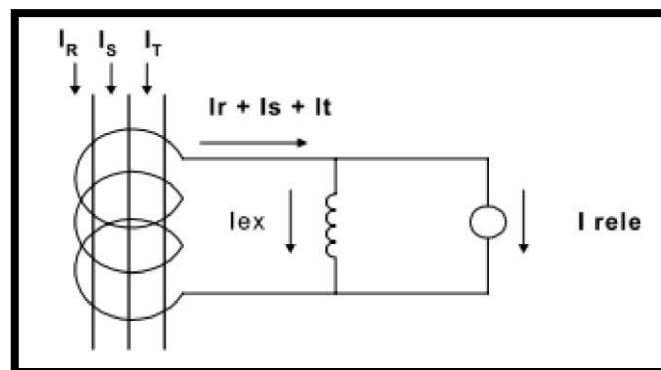


Figura 7. Medición de la corriente homopolar mediante transformador tipo toroide. Tomada de Optimización de la protección eléctrica (7)

Con la utilización de un solo núcleo se obtiene un solo error en la medición.

$$I_{\text{relé}} = (I_r + I_s + I_t) - I_{\text{ex}}$$

El montaje de los transformadores de corriente tipo toroide debe efectuarse de una forma muy especial debido a que los cables con funda de plomo, NKY, normalmente tienen corrientes homopolares en estas y pueden dar

falsas operaciones al relé de neutro sensible. En otro caso, por ejemplo, si existe una falla a tierra en el cable, el relé no detectaría la corriente si la conexión fuese la indicada como en la figura 8 (9).

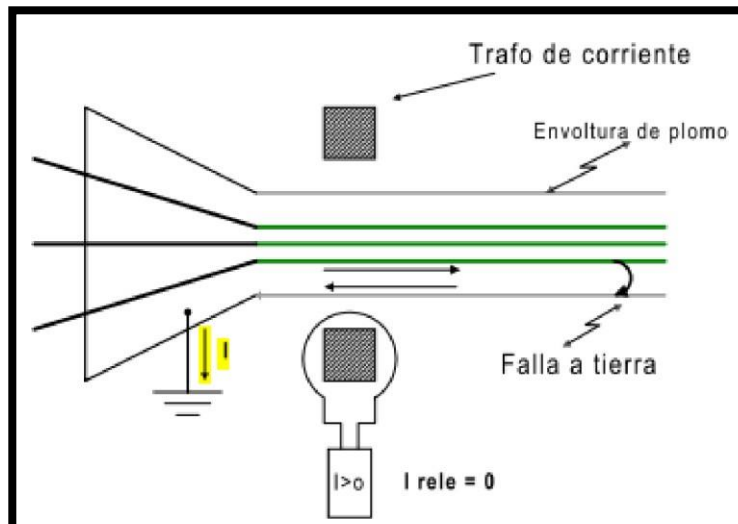


Figura 8. Conexión incorrecta de un transformador tipo toroide. Tomada de Protección de fallas a tierra en sistemas de distribución (9)

El montaje correcto para evitar los inconvenientes mencionados consiste en pasar la puesta a tierra de la cabeza terminal de cable, por el transformador de corriente tipo toroide, tal como se indica en la figura 9.

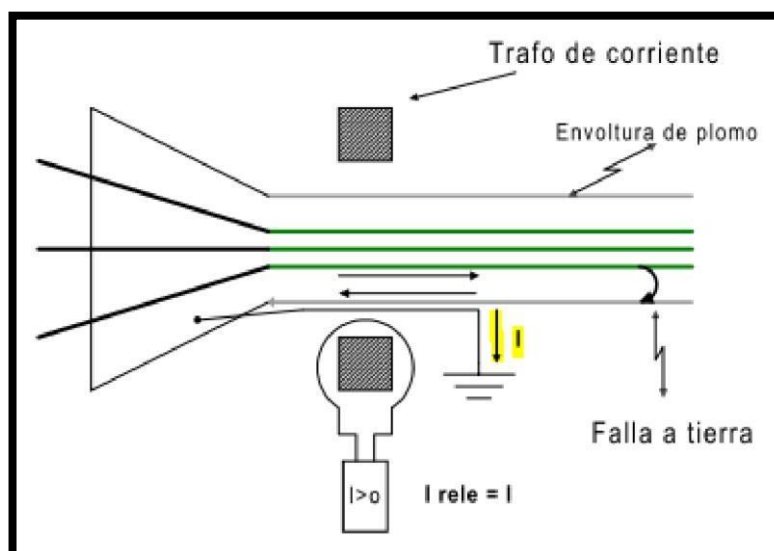


Figura 9. Conexión correcta de un transformador tipo toroide. Tomada de Protección de fallas a tierra en sistemas de distribución (9)

La protección de neutrosensible (Función ANSI 51NS o SEF3) se utiliza para proteger ante fallas a tierra, tanto en sistemas con neutro aterrado como en

sistemas aislados 4, debido a la máxima sensibilidad que se requiere para medir las magnitudes de corrientes homopolares que se pueden experimentar durante este tipo de fallas. En el caso de un sistema aterrado, una protección SEF se utiliza contra las fallas a tierra de alta impedancia, debido a la disminución de la corriente de falla. En tanto, en un sistema aislado se utiliza la protección de neutro sensible de manera conjunta con la protección direccional, resultando la protección direccional de neutro sensible, debido a la aparición de corriente homopolar de pequeña magnitud, tanto en el alimentador 5 con falla como en los que no experimentan la falla, propia del efecto capacitivo del sistema (9).

2.2.6.3. Relé direccional

La actuación de los relés direccionales (Función ANSI 67) se basa en la evaluación de una zona de operación, que se establece a partir del ajuste de un ángulo característico, las señales de polarización (o de referencia) y de la señal de operación. El relé direccional trabaja en conjunto con un relé de sobrecorriente, permitiendo o bloqueando su actuación, en caso la señal de operación se encuentre dentro de la zona de operación o fuera de esta, respectivamente. Para el ajuste de la función direccional, es importante identificar la metodología que se usa para proteger, ya que esta puede variar según el fabricante del relé. Por lo general, la tensión es usada para polarizar y con la corriente de falla se establece la señal de operación. Dependiendo de la protección de sobrecorriente que se utilice, se establecen distintas funciones de tipo direccional, con sus respectivas aplicaciones.

- **Función direccional de fases (ANSI 67P)**

Es útil para la protección de sistemas anillados, en donde la corriente de falla puede ir en un sentido u otro, debido a la existencia de fuentes en ambos extremos del punto de falla (7).

- **Función direccional de tierra (ANSI 67N)**

Una aplicación es la protección contra fallas a tierra en transformadores de potencia con conexión YND, que se ubican en sistema de transmisión multiterrestre. Puesto que, ante una falla a tierra en el sistema de transmisión, el relé de sobrecorriente a tierra que protege al transformador en el devanado de

alta tensión, mide una corriente a tierra en una dirección opuesta a la de una falla aguas arriba del transformador. Lo que se logra con la protección direccional de tierra, es bloquear la operación de la protección para fallas vistas en dirección opuesta.

- **Función direccional de neutro sensible (ANSI 67NS)**

Se aplica para proteger contra fallas a tierra en sistemas con régimen de neutro aislado, cuando este se encuentra conformado por varios alimentadores. El uso de esta función requiere la participación de los transformadores de corriente tipo toroide, que permiten medir con mayor precisión, las corrientes de tipo capacitivas que se generan durante una falla a tierra en sistemas aislados. Teniendo en cuenta que estas corrientes pasan por todos los alimentadores, con la función direccional se determina el alimentador en falla, mediante la evaluación de la dirección de la corriente capacitiva con respecto a la tensión homopolar.

2.2.6.4. Relé de máxima y mínima tensión

En condiciones normales, los equipos de un sistema eléctrico deben operar a tensiones nominales, sin embargo, existen diversos factores que pueden conducir a una operación distinta. Esto trae como consecuencia la disminución de la vida útil de los equipos. De manera que es necesario disminuir el tiempo de esta operación no deseada (7).

El bajo nivel de tensión se puede deber a los huecos de tensión que se generan durante un cortocircuito o por causa de una deficiente regulación de potencia reactiva. La duración del primer fenómeno dependerá del tiempo que demore la protección de sobrecorriente en despejar el cortocircuito (tiempo en el orden de los milisegundos). En tanto el segundo caso es una situación permanente que podría incluso traer consecuencias mucho más graves, tales como el colapso de tensión. Es por lo que, la protección de mínima tensión (Función ANSI 27) está dedicada a proteger contra este último caso.

Por otro lado, se tienen las sobretensiones, que pueden ser: transitorias rápidas, debido a maniobras o fenómenos atmosféricos o permanentes debido a

un exceso de potencia reactiva. La duración de las primeras está en el orden de los microsegundos y no podría ser medida por los relés, por lo tanto, la protección de máxima tensión (Función ANSI 59) está dedicada a las sobretensiones permanentes.

La protección de tensión mide permanentemente las tensiones por fase con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores al rango de operación normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido actúa la protección de subtensión o mínima tensión (Función ANSI 27); en el caso de tensiones mayores se tiene la protección de sobretensión (Función ANSI 59). Al igual que las protecciones de corriente, las protecciones de tensión pueden operar de manera temporizada o instantánea.

Dentro de las protecciones de tensión se encuentra la protección de sobretensión homopolar (Función ANSI 59N), que puede ser empleada para protección contra fallas a tierra en sistemas con neutro aislado que poseen un solo alimentador, debido al aumento de tensión en las fases no falladas y la tensión homopolar. En caso existan más alimentadores, la función 59N no es selectiva, puesto que la sobretensión homopolar que aparecerá ante una falla a tierra se reflejará en toda la red de media tensión, incluyendo los alimentadores que no tienen falla. Por tanto, se dará la desconexión de todos los alimentadores. Sin embargo, puede ser utilizada como una protección de respaldo ante la no actuación de las protecciones de tierra.

2.2.7. Protección de redes de distribución contra sobretensiones

Con el fin de entender los efectos del rayo, es mejor obtener algún conocimiento sobre lo que es el rayo, cómo se origina y dónde es más probable que ocurra.

Conductores de descarga (predescarga)

Bajo condiciones normales se ha creído generalmente que las nubes contienen cargas positivas y negativas que se combinan entre sí resultando una carga neutra, con diferencia de voltaje cero dentro de la nube.

Una explicación del rayo es la siguiente: cuando el aire húmedo es calentado, se eleva rápidamente y cuando logran alturas más grandes comienzan a enfriarse. A muy grandes alturas (tan altas como 60.000 ft) se forman partículas de precipitación y comienzan a caer, los aires van ascendiendo y las partículas van hacia abajo (a una velocidad de 100 MPH) y crean un mecanismo de transferencia de carga paralizando la nube.

Cuando el gradiente de potencial entre nubes o entre la nube y la tierra alcanza el límite para que el aire esté en la región de alto esfuerzo, se ioniza y se rompe. El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendiente de la descarga entre la nube y la tierra el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje en pasos sucesivos, estos pasos en zigzag son de aproximadamente 60 yardas en un tiempo de 30 a 90 μ s vacilantes entre pasos.

Como la predescarga se dirige a la tierra, los iones negativos progresan hacia abajo a lo largo de la trayectoria conductora y los iones positivos comienzan a ascender (descarga de retorno) y cuando la carga y la descarga de retorno se encuentran, se establece la conexión nube - tierra y la energía de la nube es liberada en la tierra, esta liberación de energía es la descarga visible llamada rayo.

Explosores y pararrayos

Los medios de protección que más se utilizan contra las sobretensiones son los explosores y los pararrayos. Los explosores o descargadores son dispositivos menos costosos y más rústicos, se utilizan exclusivamente en redes aéreas. Los pararrayos o limitadores de sobretensiones tienen mejores prestaciones, pero un coste sensiblemente mayor.

Los explosores

El explosor es un dispositivo simple constituido por dos electrodos en el aire. La limitación de tensión en sus bornes se efectúa por el cebado del arco a través del aire. Este funcionamiento tiene un cierto número de inconvenientes.

Una gran dispersión, estadísticamente hablando en cuanto al valor real de cebado dependiendo de las condiciones del entorno (humedad, polvo, cuerpos extraños, etc.)

El valor de protección depende de la pendiente de la rampa de subida de la sobretensión. En efecto el aire tiene un comportamiento de “retardo al cebado” que hace que una sobretensión importante con un frente muy empinado provoque el cebado para un valor de cresta muy superior al valor de protección deseado, figura 10.

Cuando actúa el explosor aparece una corriente de defecto a tierra. Normalmente la corriente “que sigue”, cuya intensidad depende del tipo de puesta a tierra del neutro, no puede apagarse espontáneamente lo que provoca la actuación de la protección aguas arriba. Un reenganche realizado algunos milisegundos más tarde permite restablecer el servicio. Para redes con neutro impedante hay algunos dispositivos como el interruptor *shunt* que realizan la extinción del arco y la supresión del defecto sin provocar el corte del suministro.

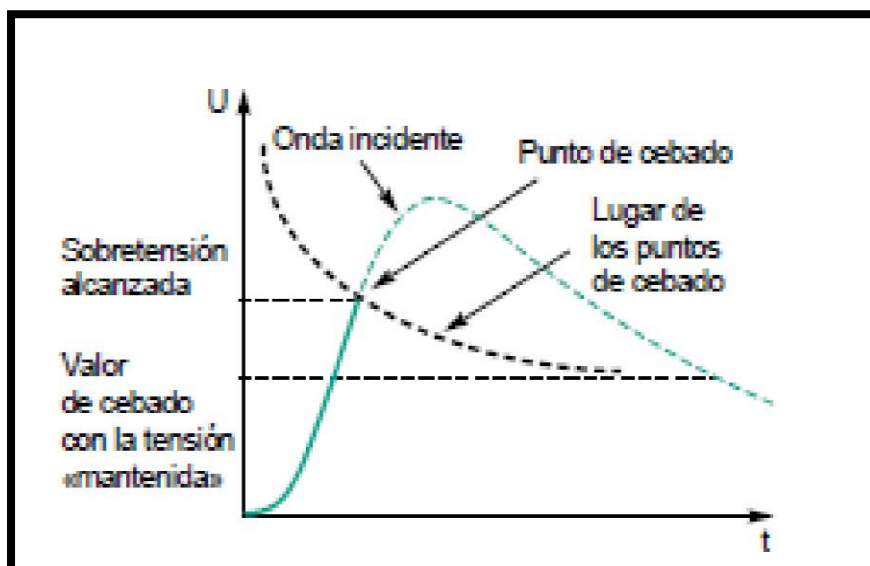


Figura 10. Comportamiento de un explosor con un frente rápido, cuanto mayor es el dV/dt , mayor es la sobretensión alcanzada

Los pararrayos o limitadores de sobretensiones

Los pararrayos permiten evitar esta situación perjudicial porque tienen un comportamiento reversible. Son resistencias extremadamente no lineales que presentan una disminución importante de su resistencia interna al sobrepasar un cierto valor de tensión en sus bornes. La posibilidad de volver a funcionar es mucho mejor que la de los explosores y el fenómeno del retardo es inexistente.

Los modelos antiguos de carburo de silicio (SiC) no son capaces de soportar de manera permanente la tensión de servicio porque su tensión residual es muy importante y genera continuamente un calor inadmisibles. Por este motivo, se asocian a un dispositivo explosor en serie capaz de interrumpir la corriente residual y soportar la tensión de servicio. Los modelos más recientes de óxido de zinc (ZnO) tienen una no linealidad mucho más acentuada que permite tener una corriente de fuga del orden de 10 mA a la tensión de servicio. Por esto, es posible mantener sus partes activas permanentemente en tensión. Su gran no linealidad mejora también la eficacia de protección para grandes corrientes (figura 11).

Los pararrayos de óxido de zinc, cuyo uso tiende a generalizarse, están disponibles en formatos que se adaptan a su utilización en redes aéreas, en celdas o en sus extensiones con accesorios de conexión enchufables. Por tanto, están cubiertos todos los posibles casos de instalación.

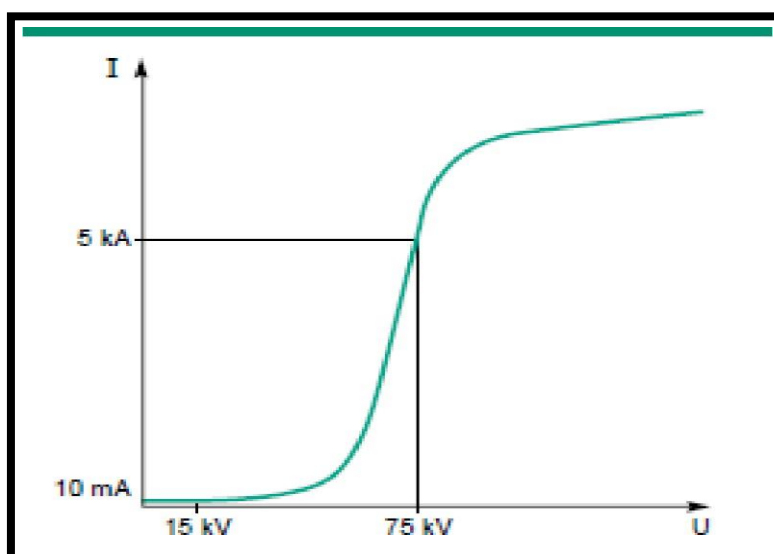


Figura 11. Ejemplo de característica de un pararrayo de óxido de zinc (ZnO) que se utiliza en redes de 20 kV, aislamiento 125 kV "al choque"

2.2.8. Sistema de distribución

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en media como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como (10):

- Densidad
- Tipo de carga
- Localización geográfica de la carga
- Área de expansión de la carga
- Continuidad del servicio

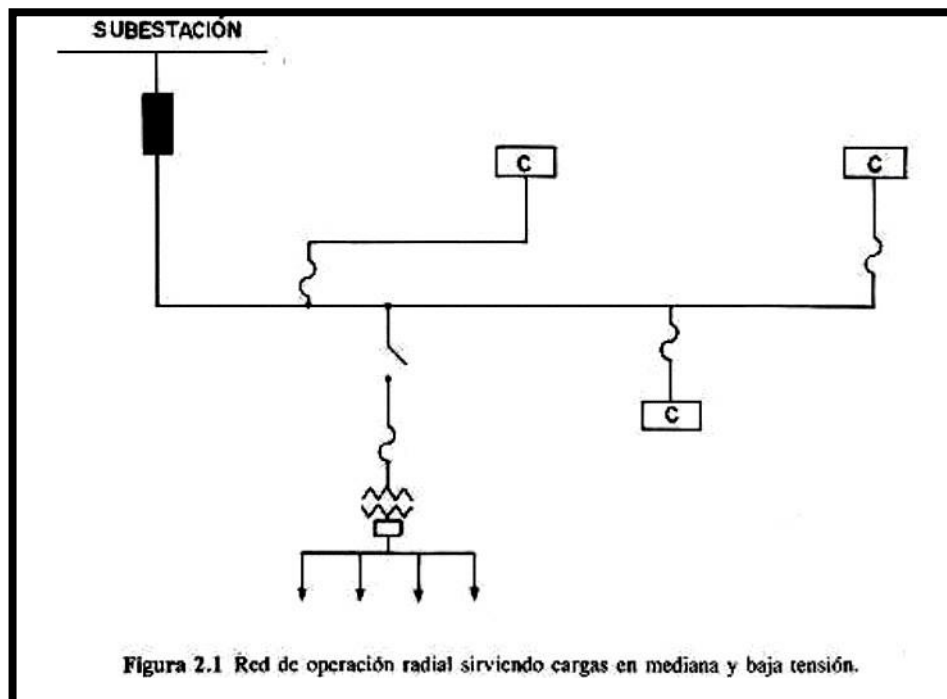


Figura 12. Red de operación radial

2.2.9. Subestación de distribución radial aérea

Los sistemas de distribuciones radiales aéreos se usan generalmente en las zonas urbanas, suburbanas y en las zonas rurales (11).

Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes. En regiones rurales, donde la densidad de carga es baja, se utiliza el sistema radial puro. En regiones urbanas, con mayor densidad de carga se utiliza también el

sistema radial, sin embargo, presenta puntos de interconexión que están abiertos, en caso de emergencia, se cierra para permitir pasar parte de la carga de un alimentador a otro, para que en caso de falla se pueda seccionar esta y mantener su operación al resto mientras se efectúa la reparación.

Conecta en sí varias líneas de distribución y sirve para alimentar a otras redes de tensiones inferiores que llevan la energía eléctrica hasta el consumidor final.

Las tensiones de transmisión se reducen en la subestación para su distribución al área local. Cada subestación suministra a su área local a través de los alimentadores de distribución que operan en tensiones que van desde 2.4 kV hasta 64 kV. Los transformadores de postes en la red aérea reducen las tensiones de distribución hasta 120 / 240 V para los alimentadores secundarios que van hacia los clientes.

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en esta produce interrupción en el servicio (10).

Este sistema de servicio es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. Debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando, pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables.

Los elementos principales de esta red (transformador, fusibles, seccionadores, cables, etc.) Se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.

2.2.10. Componentes básicos

Cualquiera que sea el tipo de un centro de transformación en cuanto a su alimentación, tarificación, disposición interior, etc., sus componentes básicos son siempre:

- Equipo de MT

- El o los transformadores de MT/BT

2.2.10.1. Equipo de MT

En la actualidad gran parte de los usuarios industriales y comerciales requieren de la energía eléctrica para abaratar sus costos por el diferencial tarifario y costos menores en la instalación a tensiones mayores con el fin de lograr ser más competitivos, para los usuarios que buscan estos fines, se instalan subestaciones eléctricas. Una subestación eléctrica se integra básicamente por un transformador de distribución, acompañado de su respectiva protección contra sobretensiones (descargadores de sobretensión DST) y protección contra sobrecorriente (cortocircuitos), como también de algunos accesorios indispensables para su montaje como apoyos, aisladores y herrajes (11).

Tablero de distribución

Es un conjunto de barras y conexiones de cobre que conectan dispositivos de protección y maniobra de baja tensión tipo interior para conexión y desconexión de alimentadores bajo carga hacia cargas de distribución secundaria, cargas importantes, electrobombas y tablero de alumbrado.

Tablero de alumbrado público

Es un conjunto de barras y conexiones de cobre que conectan dispositivos de protección, maniobra control de medición (directa o indirecta a través de transformadores de medida) de baja tensión tipo interior, donde salen los alimentadores en baja tensión para el alumbrado público en el radio de acción de la subestación de distribución. El tablero de alumbrado público es alimentado desde una de las salidas en baja tensión del tablero de distribución.

Fusibles

Son dispositivos de protección contra cortocircuitos de líneas, cables, transformadores, motores, circuitos de alumbrado público, etc. Su función como limitador de corriente le permite reducir la amplitud y el tiempo de la corriente de cortocircuito a valores ínfimos para no dañar térmicamente al equipo o material eléctrico protegido. Dependiendo de la instalación para la que estén diseñados,

los fusibles limitadores de corriente pueden ser tipo interior y tipo exterior (a la intemperie).

Fusible de expulsión de media tensión

Es un dispositivo de protección contra cortocircuitos de líneas aéreas laterales y de transformadores de las subestaciones aéreas tipo monoposte y biposte. Se aloja en el portafusible de un fusible seccionador unipolar de media tensión tipo aéreo (*cut out*), y como no tiene características limitadoras de corriente los efectos térmicos del cortocircuito pueden dañar al equipo o material eléctrico protegido si es correctamente seleccionado.

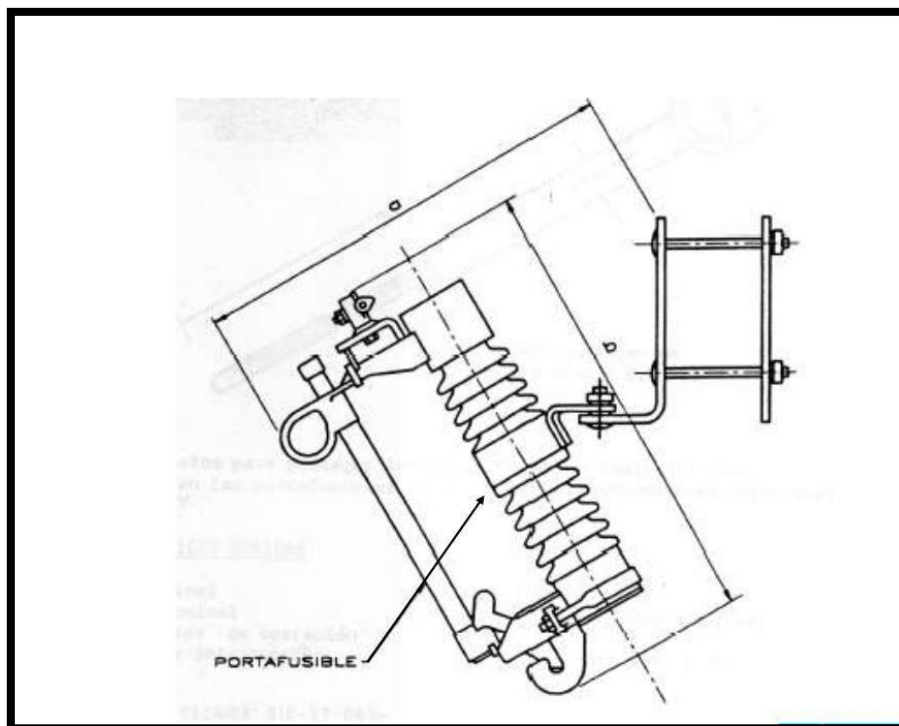


Figura 13. Fusible

Seccionador

Es un interruptor mecánico de maniobra para conexión y desconexión de circuitos con carga y sin carga en forma unipolar, bipolar o tripolar. Si la maniobra es con carga se denomina seccionador simple. Dependiendo del tipo de instalación para la que está diseñado, el seccionador puede ser tipo exterior, y en este caso el tipo exterior puede ser usado también como tipo interior. Dependiendo del nivel de tensión para el que esté diseñado se denomina de baja, media y alta tensión y, si es seccionador, va asociado a fusible(s) formando

un equipo mixto de protección y maniobra, se denomina fusible fusible-seccionador (si la protección es más importante que la maniobra) o seccionador-fusible (si la maniobra es más importante que la protección)

Seccionador fusible (*cut out*)

Los *cut out* son aparatos que han sido diseñados para la protección de líneas en redes de distribución. Estos seccionadores suministran protección fiable tanto en sobrecarga como en cortocircuitos, siempre que estos no sobrepasen la capacidad máxima de interrupción (capacidad de corte).



Figura 14. Seccionador fusible (cut out)

Relé de sobrecorriente

Es un dispositivo de protección contra sobrecorrientes debido a sobrecargas o cortocircuitos, con nivel de aislamiento de baja tensión e instalación tipo interior, que va asociado a un interruptor automático de baja o media tensión para la conexión y desconexión bajo carga (en condiciones normales y de cortocircuito o sobrecarga) de cables, líneas y transformadores de distribución.

Interruptor automático

Es un dispositivo de maniobra para conexión y desconexión de circuitos generalmente tripolares y trifásicos en forma simultánea y bajo carga (en condiciones normales y de sobrecorriente por cortocircuito o sobrecargas). Dependiendo de su nivel de aislamiento es de baja, media y alta tensión, y dependiendo de la instalación para la que está diseñado es tipo interior y tipo exterior (a la intemperie o aérea). Generalmente el interruptor automático de media tensión va asociado a un relé de sobrecorriente primario o secundario que al sentir la corriente de sobrecarga o cortocircuito acciona su mecanismo de desconexión, en un tiempo de desconexión total que debe sumar el tiempo de reacción del relé al tiempo de apertura total de los polos del interruptor.

Apartarrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance de sistemas.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda cierto valor determinado.
- Convertirse en conductor al alcanzar la tensión de ese valor.
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal. El dispositivo de protección debe de interrumpir la corriente. Estas características se logran con el aparato llamado apartarrayos (pararrayos).

Transformadores

Es un equipo eléctrico estático que transforma electromagnéticamente la energía recibida de un circuito alimentador de media tensión, para entregarla en sus bornes de baja tensión al tablero de distribución de la subestación, que se

alimenta el tablero de alumbrado público, alimentadores de baja tensión para la distribución secundaria, electrobombas y clientes de cargas importantes.

Características principales del sistema eléctrico en la subestación de distribución Chilete – Cajamarca

- Tensión nominal : 22,9 kV
- Configuración : Trifásico 3Ø y monofásico retorno por tierra 1Ø-MRT
- Tensión máxima de servicio : 25 kV
- Frecuencia nominal : (60 Hz)
- Factor de potencia : 0,9 (atraso)
- Conexión del neutro : efectivamente puesto a tierra
- Potencia de cortocircuito mínima : 250 MVA
- Nivel isoceraúnico : 80 (según mapa isoceraúnico)

Protección de redes de distribución contra sobrecorriente

Las fallas en los sistemas de distribución se clasifican, de acuerdo con su naturaleza, en temporales o permanentes. Una falla temporal se define como aquella que puede ser liberada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o las instalaciones. Un ejemplo de fallas temporales o transitorias son los arcos que producen aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, “galopeo” de los conductores (debido a fuertes vientos y sismos) o contactos temporales de ramas de árbol con los conductores. Una falla que en un inicio es de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo de distribución se juntan debido a rotura de postes, crucetas o conductores, la falla será permanente. Un arco entre fases de un circuito con conductor aislado puede ser inicialmente temporal, pero si la falla no se despeja rápidamente los conductores pueden romperse y la falla se volvería permanente.

Protección lado MT

La protección lado MT contra las sobrecargas es conveniente cuando se trata de transformadores de gran potencia con interruptores automáticos MT asociados a protecciones con fuente auxiliar. Estas protecciones pueden ser a tiempo constante o a tiempo dependiente y son válidos también para la protección contra las grandes corrientes de defecto (hipótesis de defecto MT). En todos los casos deberán respetarse los imperativos de selectividad con las protecciones de baja tensión.

Protección lado BT

La protección lado BT es fácil de llevar a cabo con interruptor automático general de BT. Este tipo de aparato dispone de una curva a tiempo inverso (llamada térmica o de largo retardo) que generalmente sobreprotege el transformador. En efecto la constante de tiempo y la inercia que se tiene en cuenta para definir este tipo de curva son las de las canalizaciones BT que son más bajas que las del transformador.

Para proteger el transformador, el interruptor automático no se ajusta en función de la resistencia o capacidad térmica de los conductores aguas abajo, lo que es habitual en BT, sino en función de la corriente asignada del transformador situado aguas arriba que normalmente es menor que la corriente asignada de los conductores. Si este interruptor automático general está temporizado para asegurar la selectividad cronométrica con los interruptores automáticos de las derivaciones BT, la selectividad con una eventual protección MT puede ser delicada.

Con un esquema de protección BT de este tipo hay que recordar que la elección es válida para proteger el transformador contra sobrecargas y cortocircuitos de la red BT, pero no contra los defectos internos.

2.2.11. Métodos de protección de tierra

El valor de la impedancia de puesta a tierra influye sobre el método de protección necesarios contra los defectos fase-tierra de forma general, cuanto más importantes son corrientes de defecto, más fácil es su detección e

inversamente, cuando más débiles son las corrientes de defecto más delicada y sensible a fenómenos parásitos es su detección.

Por otra parte, es deseable y a veces imperativo realizar esta protección no en su punto solamente, sino sobre cada una de las arterias de la red, con un funcionamiento selectivo entre los relés.

La protección de los defectos fase-tierra se realiza mediante relés de máxima intensidad alimentados por la corriente de tierra.

2.2.11.1. Sistema con neutro puesta a tierra

El comportamiento de las corrientes homopolares en un sistema puesto a tierra se muestra a continuación, en esta se puede observar que debido al hecho de que el neutro del transformador de potencia esté puesto a tierra y que su reactancia homopolar sea mucho menor que la reactancia capacitiva homopolar de los alimentadores; al existir una falla a tierra, prácticamente toda la corriente homopolar retorna a la barra a través del neutro del transformador de potencia, existiendo corriente solo en el alimentador fallado y no en los otros alimentadores; es por esto que no se justifica la instalación de relés direccionales, en este caso, es suficiente la instalación de relés no direccionales sensitivos de corriente homopolar.

Adicionalmente, en caso de utilizarse relés direccionales estos no operarían debido a que las tensiones homopolares generadas serían muy pequeñas, debajo del 1% los relés direccionales necesitan de 3% a 5% de tensión para poder polarizarse.

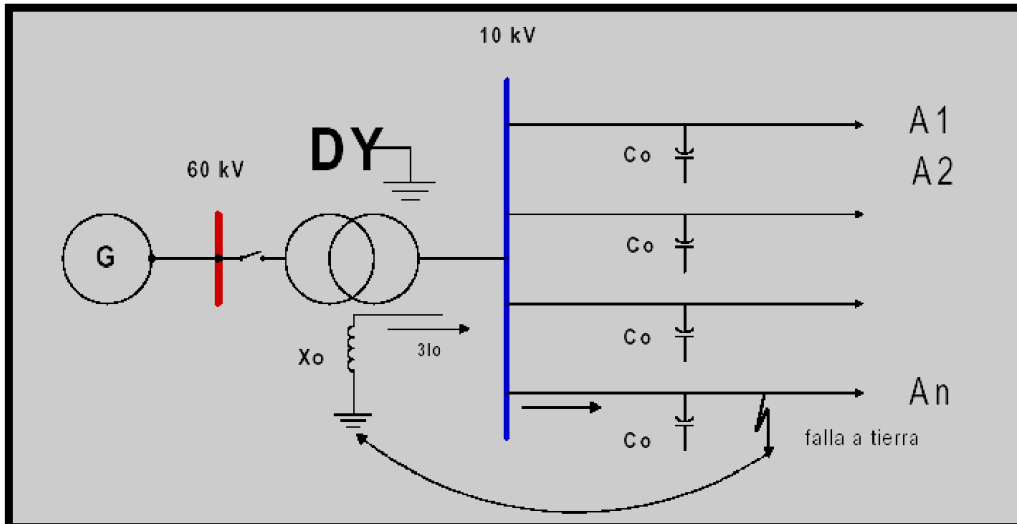


Figura 15. Comportamiento de las corrientes homopolares en un sistema puesto a tierra

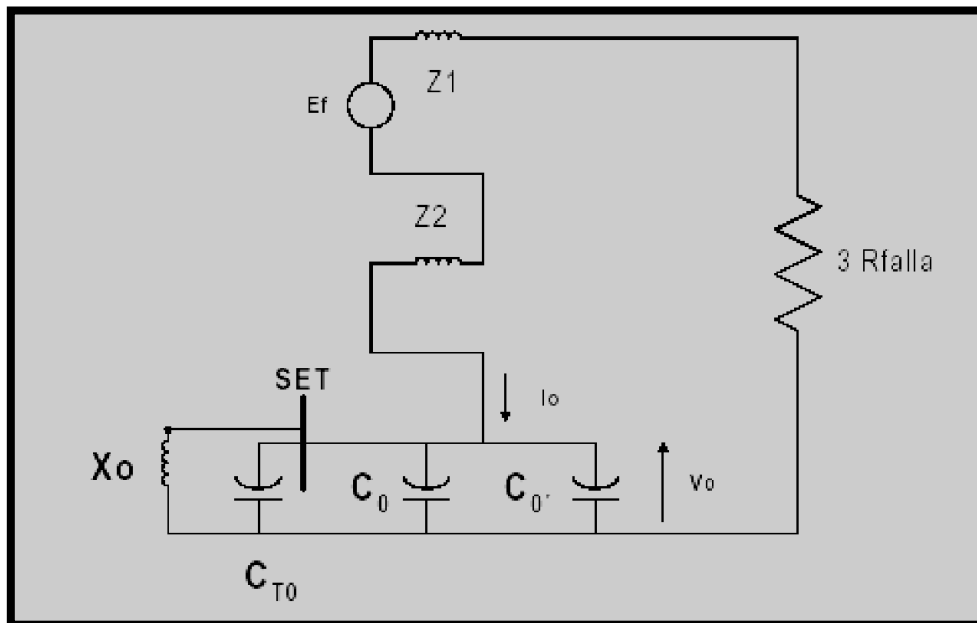


Figura 16. Circuito aproximado para una falla a tierra con neutro aislado

Donde:

C_{T0} = capacidad total homopolar de los alimentadores no involucrados en la falla

X_o = reactancia homopolar de trafo de potencia generalmente $X_o \ll X_{\alpha 0}$

Luego se puede simplificar el circuito como sigue:

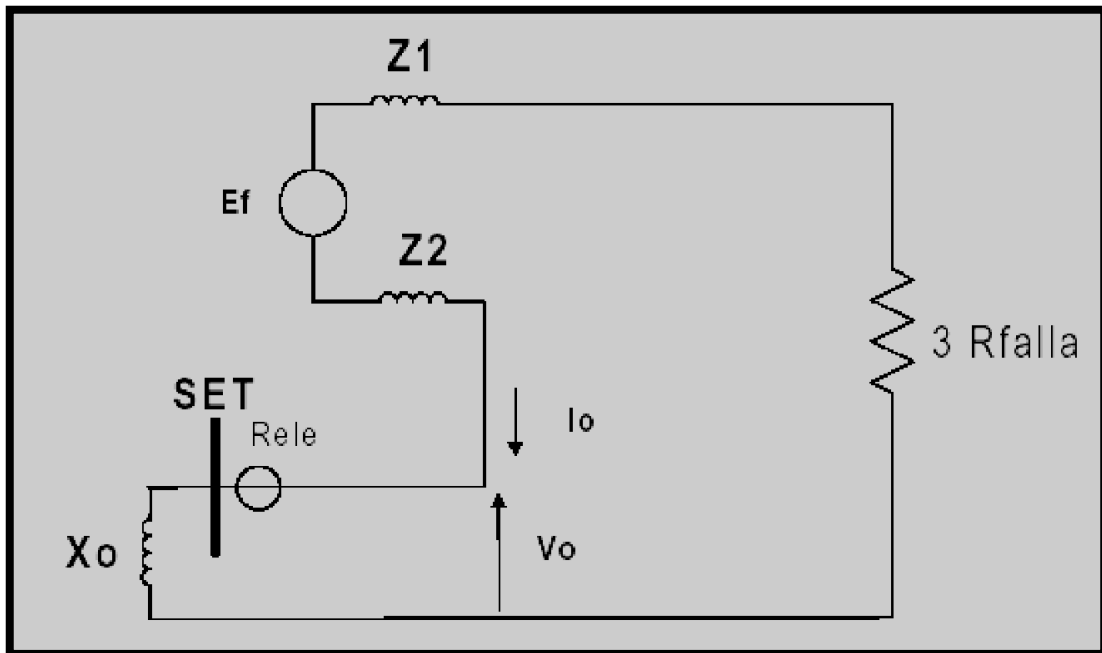


Figura 17. Circuito aproximado para una falla a tierra con neutro aislado simplificado

Donde:

$$I_0 = \frac{E_f}{\sqrt{(3R_f)^2 + (Z_1 + Z_2 + X_0)^2}}$$

Z1 = impedancia de secuencia positiva

Z2 = impedancia de secuencia negativa

X0 = reactancia homopolar del transformador

Rf = resistencia de falla a tierra

Generalmente $Z_1 = Z_2 \approx X_0$

$$I_0 = \frac{E_f}{\sqrt{(3R_f)^2 + (3Z_1)^2}}$$

$$V_0 = I_0 \cdot X_0$$

$$I_{rele} = 3I_0$$

Contacto a tierra

2.2.11.2. Sistema neutro aislado

Un sistema aislado es aquel en el que no existe conexión intencional entre los conductores y la tierra.

Sin embargo, en todos los sistemas existe una conexión capacitiva entre los conductores del sistema y las superficies adyacentes que se encuentran en tierra.

Por lo tanto, un sistema aislado es un sistema capacitivamente puesta a tierra por virtud de la capacitancia distribuida del sistema como se observa en la siguiente figura.

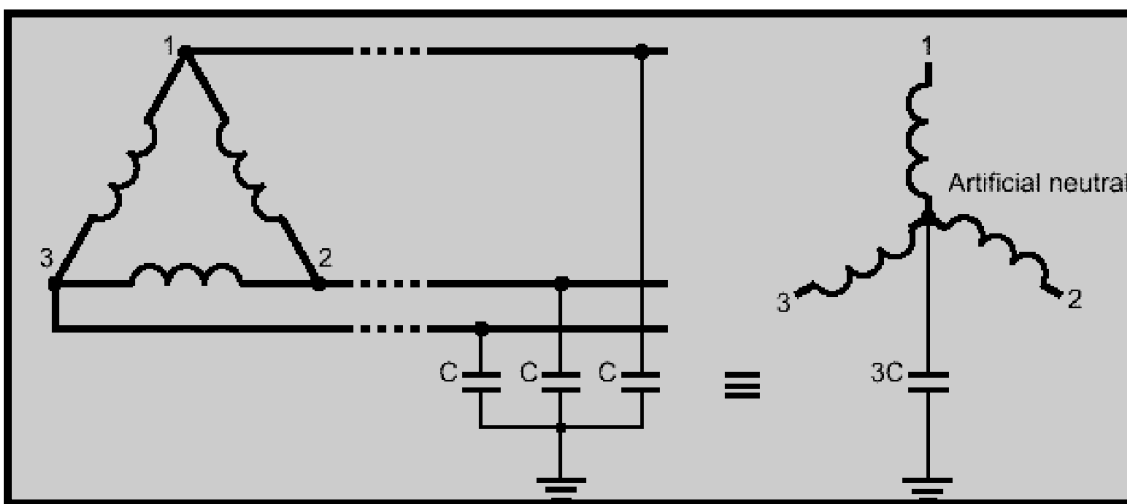


Figura 18. Las capacidades repartidas de la red forman una conexión entre el neutro y la tierra. Tomada del Cuaderno técnico n.º 178 El esquema IT (neutro aislado) de los esquemas de conexión a tierra – Schneider Electric

Durante condiciones normales de operación la capacitancia distribuida no presenta problemas, de hecho, beneficia y establece un neutro para el sistema de distribución, por lo tanto, las tensiones de fase a tierra son de 5700 voltios aproximadamente.

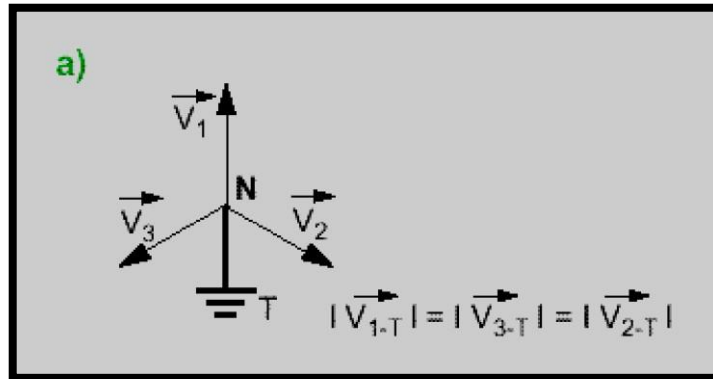


Figura 19. Diagramas vectoriales de una red en esquema IT sin defecto. Tomada del Cuaderno técnico n.º 178 El esquema IT (neutro aislado) de los esquemas de conexión a tierra – Schneider Electric

En condiciones de falla a tierra en fase, aparecen voltajes fase a tierra en las fases sanas de aproximadamente 10 kV, esto puede ocasionar fallas en los aislamientos de los accesorios de la red de distribución.

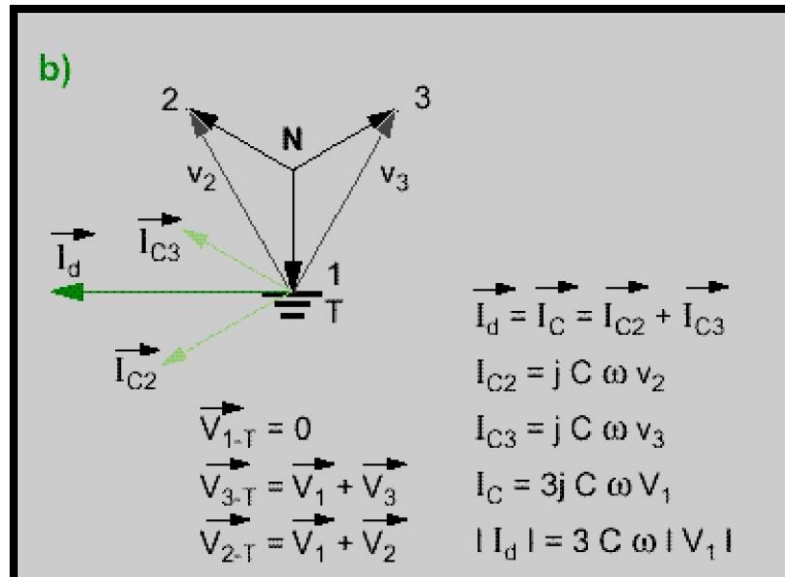


Figura 20. Cuando la fase 1 tiene un defecto a tierra. Tomada del Cuaderno técnico n.º 178 El esquema IT (neutro aislado) de los esquemas de conexión a tierra – Schneider Electric

2.2.12. Detección de parámetros

Para la detección de fallas a tierra en la red de distribución de 10 kV, se emplearon los parámetros de tensión y corriente que continuación se detallan.

a. Tensión homopolar

Para poder efectuar la detección de las tensiones homopolares en la red de distribución, se tiene que realizar la conexión delta abierta de los devanados de los transformadores de tensión como se muestra en la figura.

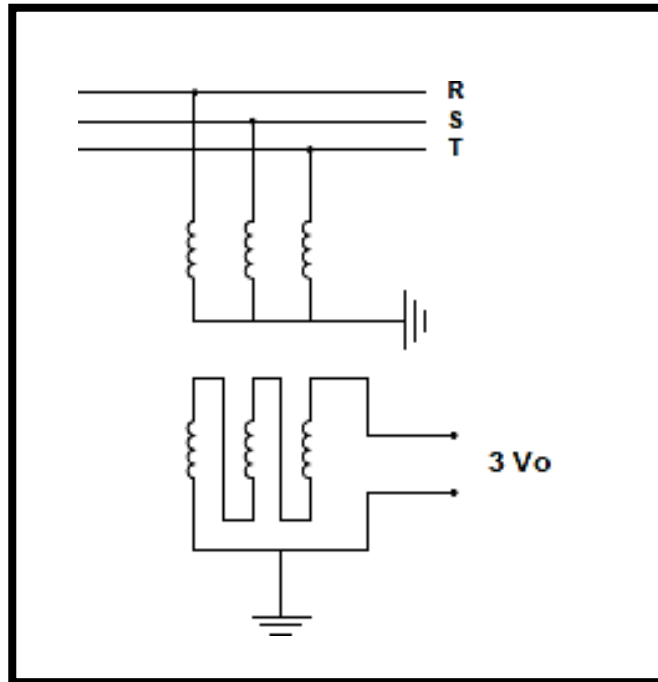


Figura 21. Conexión para la medición de tensión

$$V_0 = (V_R + V_S + V_T)/3$$

b. Corriente homopolar

Debido a que la corriente homopolar es muy pequeña en comparación con la corriente de carga del alimentador y si la detección de la corriente se efectúa a través de la suma de tres transformadores de corriente, es posible que el resultado del filtro homopolar sea:

- Una corriente debido a la diferencia de corrientes de excitación que daría como resultado operaciones incorrectas.
- El valor de la corriente sensitiva a tierra sería muy alto, por lo que no detectaría fallas a tierra de alta impedancia.

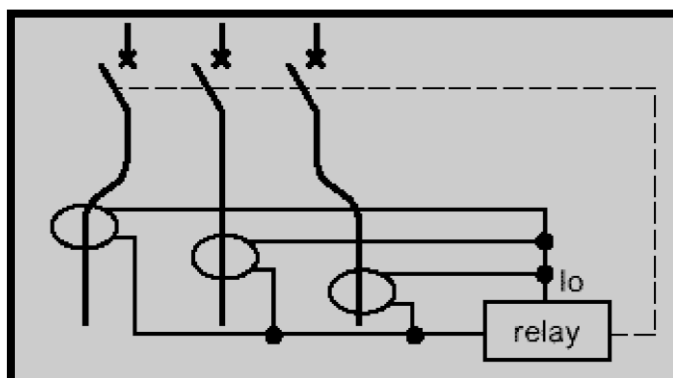


Figura 22. Corriente homopolar suma de tres transformadores de corriente

$$I_0 = (I_R + I_S + I_T)/3$$

Las corrientes de excitación de los transformadores de corriente influyen en la medición del relé de protección tal como se ve en la siguiente fórmula:

$$I_{rele} = (I_r - I_{exr}) + (I_s + I_{exs}) + (I_t - I_{ext})$$

$$I_{rele} = (I_r + I_s + I_t) - (I_{exr} + I_{exs} + I_{ext})$$

Esta corriente puede originar operaciones incorrectas en el relé.

Para solucionar este problema se debe efectuar la suma de las tres corrientes dentro de un solo núcleo magnético, que da como resultado una corriente en el secundario del transformador siempre. Para poder introducir las tres fases dentro de un núcleo magnético la única forma es a través de un transformador toroidal.

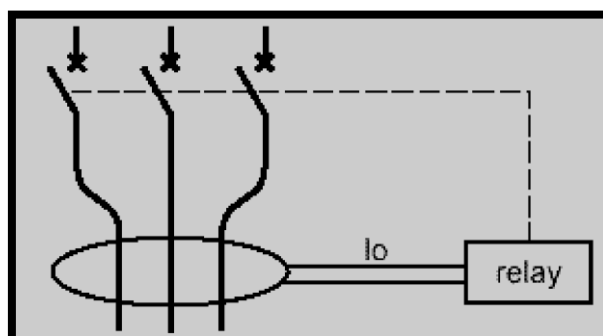


Figura 23. Suma de corrientes dentro de un núcleo magnético

$$I_{rele} = (I_r + I_s + I_t) - I_{ex}$$

2.2.13. Definición de falla monofásica a tierra

En la figura siguiente se muestra el comportamiento de las corrientes homopolares en un sistema de distribución de 10 kV con neutro aislado ante una falla a tierra.

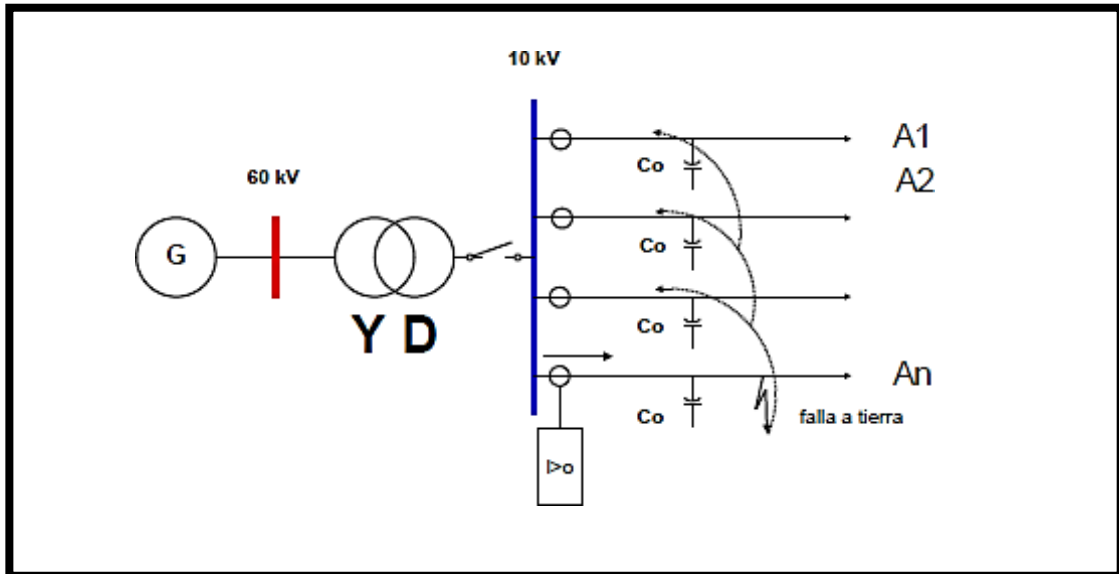


Figura 24. Sistema con neutro aislado ante una falla a tierra

En el alimentador An con la falla a tierra existe una corriente homopolar desde la barra del SET hacia la falla. Debido a que la conexión en delta del transformador de potencia aísla al transformador del sistema de distribución, esta corriente tiene que regresar a la barra a través de los otros alimentadores y de sus capacidades homopolares teniendo una dirección contraria.

La figura siguiente muestra la conexión de las redes de secuencia para una falla a tierra en un sistema neutro aislado. El circuito equivalente para el análisis de este tipo de fallas será efectuado de acuerdo a la Teoría de los Componentes Simétricos.

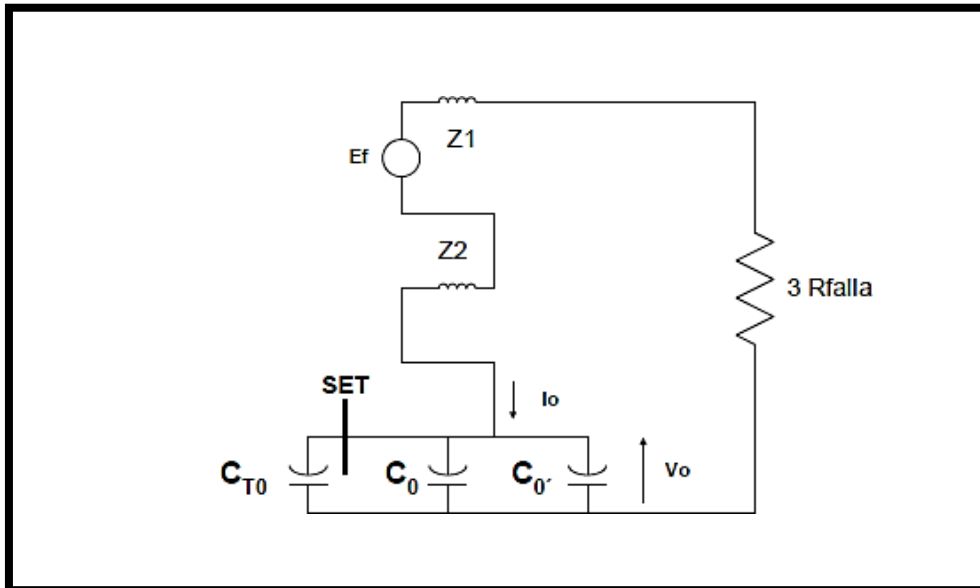


Figura 25. Circuito equivalente para el análisis de falla de acuerdo a la teoría de los componentes simétricos

$Z1$ = impedancia secuencia positiva de la fuente y el alimentador

$Z2$ = impedancia secuencia negativa de la fuente y el alimentador

R_{falla} = resistencia falla a tierra

C_{T0} = capacidad total homopolar de los alimentadores no involucrados en la falla

C_0, C_0' = capacidad a ambos extremos del punto de falla en el alimentador involucrado

La capacitancia homopolar de los alimentadores determina la impedancia cero de la red, estas son muchos mayores que las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del alimentador.

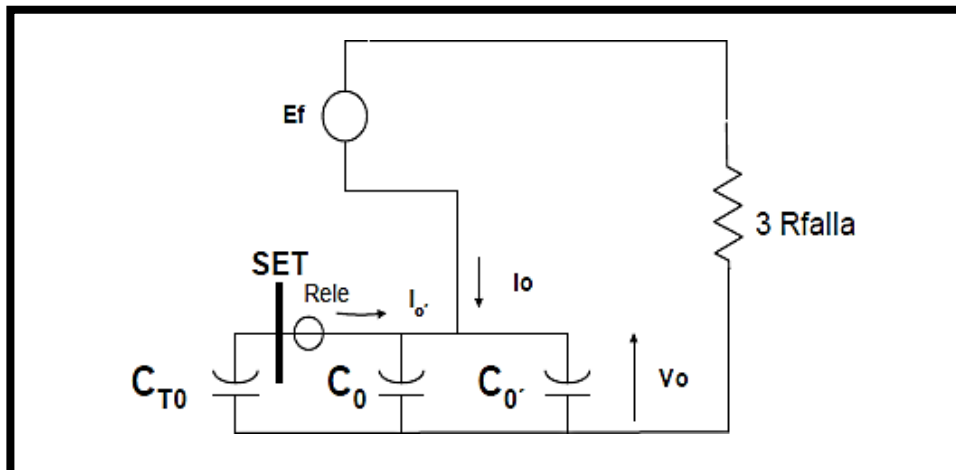


Figura 26. Circuito equivalente donde la capacitancia homopolar determina la impedancia cero de la red

Donde:

$$I_0 = \frac{Ef}{\sqrt{(3Rf)^2 + \frac{1}{\omega^2(C_{T0} + C_0 + C'_0)^2}}}$$

La corriente homopolar del relé es:

$$I'_0 = I_0 \frac{C_{T0}}{C_{T0} + C_0 + C'_0}$$

En una S. E. con varios alimentadores donde:

$$C_{T0} \gg C'_0 + C_0 \dots \dots I'_0 \approx I_0$$

$$I'_0 = \frac{Ef}{\sqrt{(3Rf)^2 + \frac{1}{(\omega C_{T0})^2}}}$$

$$V_0 = \frac{I'_0}{\omega C_{T0}}$$

2.2.14. Análisis de recursos híbridos

2.2.14.1. Cálculos eléctricos de la línea y red primaria

El diseño de la línea y redes primarias comprende también etapas previas al diseño propiamente dicho.

- Determinación del nivel de aislamiento
- Estudio de la coordinación de aislamiento
- Estudio de la coordinación de la protección
- El cálculo, diseño y configuración y configuración del sistema de puesta a tierra

Todos estos cálculos se detallan más adelante, teniendo como base la alternativa seleccionada en el análisis del sistema eléctrico.

2.2.14.2. Bases de cálculo

Los cálculos de las Líneas y Redes Primarias cumplen con las siguientes normas y disposiciones legales:

En la elaboración de estas bases se han tomado en cuenta las prescripciones de las siguientes normas:

- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011
- Ley de Concesiones Eléctricas N.º 25844
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N.º 25844
- Normas DGE/MEM vigentes
- Especificaciones técnicas para la Electrificación Rural de la DGE/MEM vigentes
- Resoluciones Ministeriales (relativo a Sistemas Eléctricos para tensiones entre 1 y 36 kV – Media Tensión), vigentes

En forma complementaria, se han tomado en cuenta las siguientes normas internacionales:

- NESC (*National Electrical Safety Code*)
- REA (*Rural Electrification Association*)
- U. S. *Bureau of Reclamation – Standard Design*
- VDE 210 (*Verband Deutscher Elektrotechniker*)
- IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*)
- CIGRE (*Conference International des Grands Réseaux Électriques*)
- Norma Brasileña de Líneas de Transmisión

- ANSI (*American National Standard Institute*)
- IEC (*International Electrotechnical Commission*)

2.2.14.3. Punto de alimentación

El punto de alimentación según el diseño del proyecto de servicio y punto de diseño otorgado por Hidrandina S. A., es la estructura de media tensión con coordenadas UTM N.º 738631.00, 9201018.00 ubicado en la entrada de Chilete, alimentador L5043 de la subestación de distribución CL1003 Smelter en 10 Kv, trifásico.

2.2.14.4. Características del sistema

Para los efectos del diseño eléctrico de líneas y redes primarias se tomaron en cuenta las siguientes características:

Sistema efectivamente puesto a tierra

Tensión nominal de la red	: 22,9 kV
Tensión máxima de servicio	: 25,0 kV
Frecuencia nominal	: 60 Hz
Factor de potencia	: 0,90 (atraso)
Conexión del neutro	: efectivamente puesto a tierra

2.2.14.5. Parámetros de los conductores

a. Resistencia eléctrica

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calcula mediante la siguiente fórmula.

$$R_1 = R_{20}[1 + 0,0036(t - 20^\circ)]$$

Donde:

R_{20} = resistencia del conductor en c.c. a 20 °C, en ohm/km

t = 20 °C

t = temperatura máxima de operación, en °C

b. Reactancia inductiva

La reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrado es:

$$X_L = 377(0,5 + 4,6 \text{Log} \left(\frac{DMG}{r} \right)) * 10^{-4} \text{ , en ohm/km}$$

Donde:

DMG = distancia media geométrica, igual a 1,20 m

r = radio del conductor, en metros

La reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.

$$X_{LT} = 0,1734 \text{ Log} \left(\frac{D_e}{D_s} \right) \text{ , en ohm/km}$$

Donde:

$D_e = 85\sqrt{\rho}$ - diámetro equivalente, en metros

D_s = radio equivalente del conductor, e igual a $2,117 r'$ para conductor de 7 alambres

ρ = resistividad eléctrica del terreno, se considera 250 Ohm-m

r' = radio del alambre del conductor en metros

2.2.15. Análisis del sistema eléctrico del proyecto

2.2.15.1. Generalidades

El objetivo de la evaluación técnica es determinar el dimensionamiento del conductor requerido para la alternativa evaluada, los criterios considerados son:

- Regulación automática en barras de 22,9 kV de la S. E. P. Chilete 29/35/20 MVA
- Se utilizaron los resultados de la proyección de la demanda del sistema de electrificación.
- Se ha definido como sección mínima a utilizar 25 mm² AAAC.
- Para determinar el dimensionamiento eléctrico de la alternativa evaluada, se consideró un análisis del sistema eléctrico.

- Para el análisis del sistema eléctrico se ha realizado el cálculo eléctrico utilizando el método de caída de tensión.

Análisis de regulación de tensión y pérdidas:

Las fórmulas por aplicar en el cálculo de caída de tensión en las líneas primarias son:

a. Sistemas trifásicos

$$\Delta V\% = PL(r_1 + X_1 tg\phi)/(10 V_L^2)$$

$$\Delta V\% = K_1 PL; K_1 = (r_1 + X_1 tg\phi)/(10 V_L^2)$$

b. Sistema monofásico con retorno por tierra – MRT

$$\Delta V\% = PL(r_1 + X_t tg\phi)/(10 V_f^2)$$

$$\Delta V\% = K_t PL; K_t = (r_1 + X_t tg\phi)/(10 V_f^2)$$

Donde:

$\Delta V\%$ = caída porcentual de tensión

P = potencia, en kW

L = longitud del tramo de línea, en km

V_L = tensión entre fases, en kV

V_f = tensión de fase – neutro, en kV

r_1 = resistencia del conductor, en ohm/km

X_1 = reactancia inductiva para sistemas trifásicos en ohm/km

X_t = reactancia inductiva para sistemas monofásicos con retorno por tierra – MRT

Φ = ángulo de factor de potencia

K = factor de caída de tensión

2.2.15.2. Corriente de cortocircuito

Una vez obtenida la matriz de impedancia y con las impedancias de los ramales en MRT, ya se está en capacidad de obtener las corrientes de

cortocircuitos trifásicas y monofásicas en los nodos mencionados líneas arriba.
 Para obtener las corrientes de cortocircuito se utilizan las siguientes fórmulas:

$$I_{cc3\phi K} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{KK}^{(+)}}$$

$$I_{cc3\phi K} = \frac{3U/\sqrt{3}}{Z_{KK}^{(+)} + Z_{KK}^{(-)} + Z_{KK}^{(0)} + 3Z_{falla}}$$

$$Z_{falla} = Z_{MRT} + R_{falla}$$

Donde:

$I_{cc3\phi K}$: corriente de cortocircuito trifásico en el nodo K

$I_{cc1\phi K}$: corriente de cortocircuito monofásico en el nodo K

U : tensión nominal

$Z_{KK}^{(+)}$: elemento KK de la matriz de impedancia de secuencia positiva

$Z_{KK}^{(-)}$: elemento KK de la matriz de impedancia de secuencia negativa

Z_{falla} : impedancia de falla a tierra

Z_{MRT} : impedancia del tramo MRT

R_{falla} : resistencia de falla

La resistencia de falla sirve para representar el efecto de la tierra. Se asume el valor de 20 Ohm.

A continuación, se presentan los resultados del cálculo de cortocircuito de los sistemas 3Φ y 1Φ MRT

2.2.15.3. Cálculo típico

Se asume los siguientes datos:

- Potencia de cortocircuito en el finito de falla : 250 MVA
- Tensión mínima de la red : 22,9 kV
- Tiempo de eliminación de alta falla : 0,2 S
- Relación R/X (N) : 0,5
- Relación I''_{cco}/I_{ccp} (I subtransitoria / *I permanente) : 2,0

$$I_{cco} = \frac{250}{\sqrt{3} * 22,9} = 630Ka$$

Para N = 0,5 de los gráficos N.º 2 y 3 se determina: m = 0, n = 0,85 luego:

$$I_m = \frac{630}{\sqrt{(0 + 0,85)(0,2)}} = 260kA$$

Para una temperatura final de 160 °C e inicial de 40 °C la densidad máxima admisible es 91 A/mm², por tanto la sección mínima del conductor de aleación de aluminio que satisface esta exigencia es: 28.57 mm² o sea 35 mm²

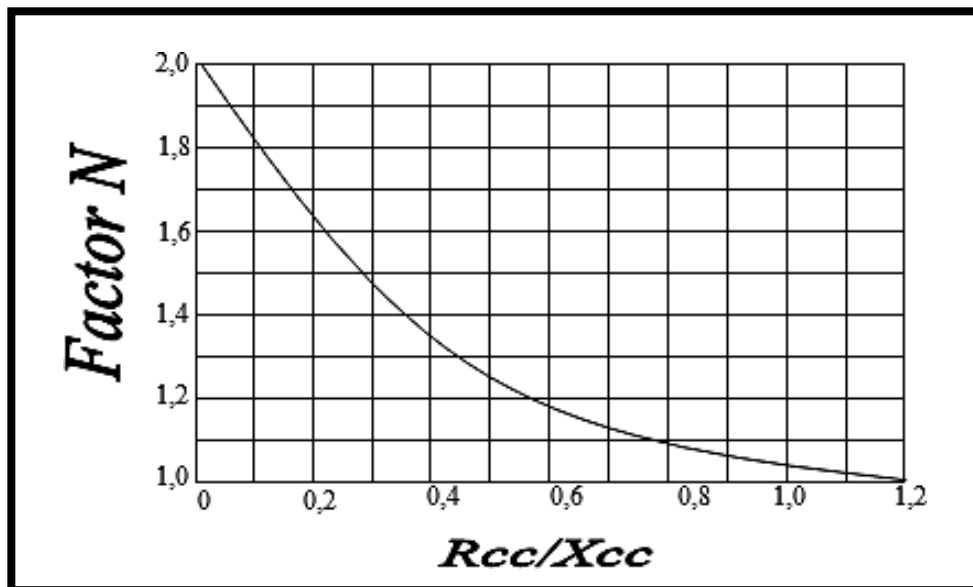


Figura 27. Reducción de la corriente de cortocircuito de choque vs R/X. Tomada de Detección de fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado y resonante (12)

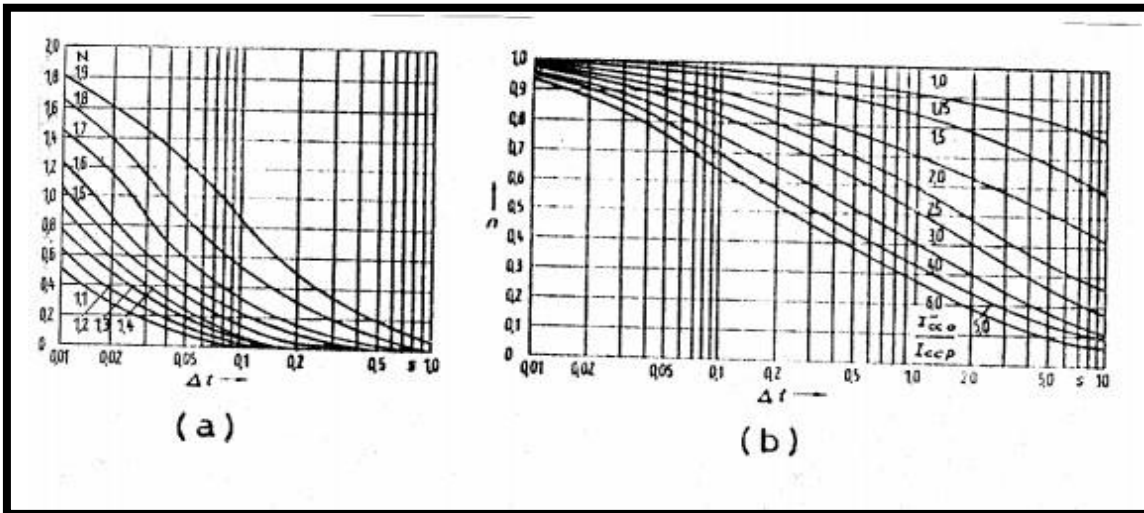


Figura 28. "m" Miembro de CC - "n" Miembro de C. A.

a. Selección de los equipos de protección

Para la selección de los elementos fusibles se debe considerar:

- La máxima corriente normal y tensión del sistema
- Capacidad de interrupción
- Velocidad de respuesta (tipo T)

Además se debe cumplir lo siguiente:

$$1.25 * I_{CARGAMAXIMA} < I_{NOMINALFUSIBLE} < 0.25 * I_{CCMIN}$$

b. Protección de la línea primaria

La ampliación del sistema eléctrico rural cuenta con seccionadores fusibles en las derivaciones. Los fusibles que se utilizan se muestran en la tabla siguiente.

c. Protección de los transformadores de distribución

Los transformadores de distribución cuentan con protección en el lado de MT con seccionadores fusible tipo expulsión (K), en la tabla se detallan los valores de los fusibles normalizados por la DEP/MEM para los transformadores de distribución.

Tabla 4
Selección de fusibles en subestación de distribución

Potencia – kVA	In Fusible – (A)	Tipo – Fusible
10	2	K
75	7	K

Tomada del Código nacional de electricidad (suministro 2011) (Reglas para la Instalación de Estaciones de Suministro Eléctrico y Equipos, 2011)

2.2.15.4. Determinación del nivel de aislamiento

Los criterios considerados en la selección del aislamiento son por contaminación ambiental, sobretensiones a frecuencia industrial en seco y sobretensiones atmosféricas.

a. Aislamiento necesario por contaminación ambiental

Esta solicitud determina la longitud de la línea de fuga a fase–tierra requerida en el aislamiento por contaminación ambiental. El área del proyecto se caracteriza por ser una zona de selva, con altitud entre 1200 y 1500 m s. n. m., expuesta a descargas atmosféricas y presencia de lluvias frecuentes y de gran intensidad, lo que contribuye a la limpieza periódica de los aisladores.

La selección de la distancia de fuga de los aisladores ha sido tomada de la recomendación de la Norma IEC 815 “*Recomendaciones para distancia de fuga en los aisladores poliméricos para ambientes contaminados*”, que establece niveles de contaminación según características ambientales, para el proyecto corresponde a una distancia de fuga de 16 mm/kV correspondiente a una zona de contaminación muy ligera.

La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} * U_{MAX} * f_{ch}$$

Donde:

L_{fuga} : longitud de fuga fase-tierra requerida

L_{f0} : longitud de fuga unitaria en mm/kV Φ - Φ

U_{max} : tensión máxima de servicio

f_{ch} : factor de corrección por altura f_{ch}

Factor de corrección por altura; $f_{ch} = 1 + 1,25 (msnm - 1\ 000) \times 10^{-4}$

Tabla 5
Aislamiento requerido por contaminación

Zona	m s. n. m.	Fch	mm/kV ϕ - ϕ	Umax (kV)	Lfuga
Hasta 4300 m s. n. m.	4300	1,0625	16	25	565

Tomada del Código nacional de electricidad (Suministro 2011) (Reglas para la Instalación de Estaciones de Suministro Eléctrico y Equipos, 2011)

b. Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial en seco

La tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase tierra recomendado según la norma DGE RD-018-2003 “Bases para el diseño de líneas y redes primarias”, es:

$$V_{fi} = 50 \text{ kV}$$

c. Aislamiento necesario por sobretensiones atmosféricas

A continuación se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido por descargas atmosféricas (contorneo inverso “-“):

$$V_i = \frac{NBI}{(1 - N * \sigma) * \delta}$$

Donde:

NBI: nivel básico de aislamiento (170 kV-BIL)

N: número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)

σ : desviación estándar (2%)

δ : densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{392 * b}{273 + t} \quad \text{y} \quad \log \log b = \log \log 76 - \frac{m \text{ s. n. m.}}{18336}$$

Para $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ para m s. n. m. = 4300 m ($\delta = 0,811$)

Obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 6
Aislación necesaria por sobretensiones de impulso

Descripción	NBI (kV)	Vfi (kV)
Sistema eléctrico 22,9 kV		
Hasta 4300 m s. n. m.	170	50

Tomada del Código nacional de electricidad (Suministro 2011) (Reglas para la Instalación de Estaciones de Suministro Eléctrico y Equipos, 2011)

2.2.15.5. Selección de los aisladores para la LP y RP

A continuación, se muestra una comparación de los resultados obtenidos con respecto a la selección de los aisladores tipo Pin y tipo Suspensión poliméricos:

Tabla 7
Selección de los aisladores para LP y RP

Requerimientos	Valores requeridos	Polimérico	
		Suspensión (1)	Pin (2)
Longitud de la línea de fuga L (mm) para 4300 m s. n. m.	565	900	876
Aislación necesaria por sobretensiones a frecuencia industrial V_{fi} (kV)	50	160/100	215/100
Aislación necesaria por sobretensión de impulso V_i (kV)	150	250/260	341

Tomada del Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011) (Reglas para la Instalación de Estaciones de Suministro Eléctrico y Equipos, 2011)

(1) Aislador de suspensión de goma de silicón

(2) Aislador tipo pin de goma de silicón

Niveles de aislamiento para las subestaciones de distribución

Los niveles de aislamiento considerados para el diseño de la subestación de distribución hasta los 4300 m s. n. m. son los siguientes:

Tensión nominal	: 22,9 kV
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial	: 50 kV
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 μ s (interno)	: 150 kV
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 μ s (externo)	: 150 kV

Selección de pararrayos y seccionadores fusibles

Las principales características de los pararrayos y seccionadores son las siguientes:

Pararrayos: los pararrayos serán de óxido metálico, clase 1, habiendo seleccionado para el nivel de tensión 22,9/13,2 kV.

Para la selección del pararrayo se han tomado los valores de las impedancias de secuencia calculados. Luego de obtener los valores de R_0 , X_0 , X_1 equivalente en cada punto donde se pretende la colocación de pararrayos, se obtiene los valores de “ K_e ”, este valor de “ K_e ” se obtiene de la gráfica mostrada en la figura 29.

Con los valores de “ K_e ” se calcularon los valores de TOV.

$$TOV_e \equiv \frac{K \times V}{\sqrt{3}}, \quad \text{donde:} \quad K_e \equiv f\left(\frac{R_0}{X_1}, \frac{X_0}{X_1}\right)$$

El valor de la máxima tensión continua de operación (MCOV), se calcula mediante:

$$MCOV \equiv \frac{\sqrt{2} \times V_n}{\sqrt{3}}$$

Con lo que se obtiene el valor del tiempo de sostenimiento para los pararrayos:

$$t \equiv \frac{TOV}{MCOV}$$

Se selecciona un pararrayo de 21 kV y seccionadores de 27 kV.

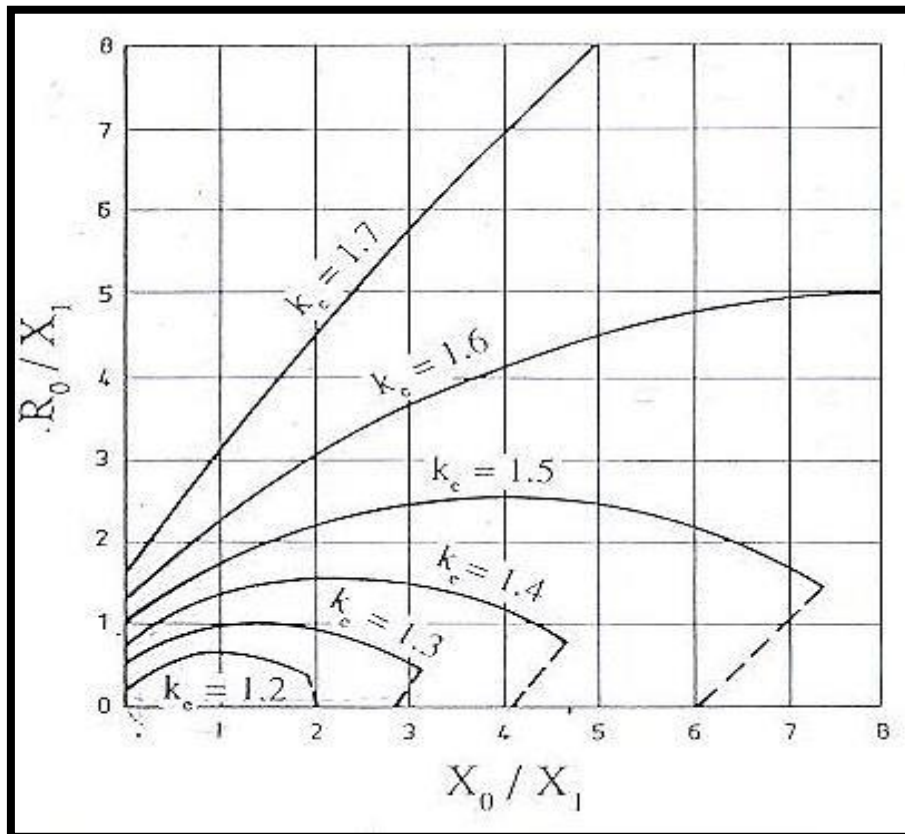


Figura 29. Selección de pararrayos

2.2.15.6. Estudio de coordinación de aislamiento

Se entiende por coordinación de aislamiento al conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen daño a los equipos eléctricos y que, cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos con medios que resulten económicos, sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de este último.

Por tal razón es imprescindible la instalación de los pararrayos para la adecuada protección de la aislación interna de los transformadores.

Los márgenes mínimos de seguridad recomendados por ANSI, según guía de aplicaciones C62.2-1981 es:

MP1: margen del nivel de onda cortada = 120%

MP2: margen del nivel básico de aislamiento (BIL) = 120%

Donde:

$$\text{MP1} = \frac{\text{Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico de onda cortada del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para frente de onda cortada}}$$

$$\text{MP2} = \frac{\text{Tensión de sostenimiento nominal de impulso atmosférico del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico}}$$

El cálculo de coordinación del aislamiento es como sigue:

Características del sistema:

Nivel de tensión : 22,9 kV / 13,2 kV
Máxima tensión del servicio : 25 kV
Tensión nominal soportable al impulso atmosférico : 150 kV

Características de los pararrayos:

Tensión nominal : 21 kV
Nivel de protección al impulso atmosférico : 77 kV
Nivel de protección al frente de onda cortada : 70 kV

Despreciando los efectos de los cables de conexión y la distancia de separación entre los pararrayos a los equipos a ser protegidos, de donde se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 8
Márgenes de seguridad de la coordinación del aislamiento

Vp (kV)	MP1	MP2
21	250%	178,6%

Tomada del Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011) (Reglas para la Instalación de Estaciones de Suministro Eléctrico y Equipos, 2011)

Se observa que, para los pararrayos analizados, se tienen márgenes de seguridad por encima de los valores mínimos permitidos, con lo que se concluye que no se deberían tener dificultades de aislamiento.

2.2.15.7. Cálculo, diseño y configuración del sistema de puesta a tierra

a. En líneas y redes primarias

En los sistemas "efectivamente puesto a tierra sin neutro corrido" en 22,9 kV, 13,2 kV, se requiere que las instalaciones de líneas y redes primarias garanticen la seguridad de las personas, operación del sistema, y facilidad para el recorrido a tierra de la corriente de operación del sistema eléctrico MRT.

La Norma DGE RD-018-2003-EM "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural", establece que, desde el punto de vista de la operación, las únicas puestas a tierra importantes son las que corresponden al neutro del transformador de potencia y a las subestaciones de distribución. Asimismo, para líneas primarias ubicadas en la sierra, expuestas a descargas atmosféricas indirectas se recomienda poner a tierra todas las estructuras.

Como en las líneas primarias se tiene un recorrido por zonas de escaso tránsito de personas, no se toma en cuenta el criterio de tensiones de toque, paso y de transferencia.

Sin embargo, se recomienda que para las líneas y redes primarias se siga con el siguiente criterio:

En las líneas primarias se instala la PT tipo PAT-0 cada estructura, y en las redes primarias se deben tener en consideración la seguridad de las personas, además de la operación del sistema, recomendándole que todas las estructuras lleven puesta a tierra, salvo las que llevan retenidas.

El sistema de puesta a tierra tipo PAT-1, consiste en llevar el conductor de cobre recocido de 25 mm² desnudo conectado desde la varilla de cobre de 2,4 m-16 mm ϕ , por el interior del poste de concreto hasta una altura de 0,6 m por debajo del brazo de soporte (riestra), que será sujetado por un fleje de acero.

La resistencia de puesta a tierra del sistema PAT-0 resulta de aplicar la siguiente fórmula:

$$R_{PAT-0} = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times l} \ln \left[\frac{4 \times l}{1,36 \times d} \times \frac{(2 \times H + l)}{(4 \times H + l)} \right]$$

Donde:

ρ_a = resistividad eléctrica aparente del terreno (ohm-m)

l = longitud de la (1,8 m)

d = diámetro de la varilla (16 mm)

H = profundidad de enterramiento (0,3 m)

La resultante es:

$$R_{PAT-0} = 0,493 \times \rho_a$$

Asimismo, todas las estructuras de seccionamiento contarán con puesta a tierra tipo PAT-1, con un valor de 25 Ω .

b. En subestaciones de distribución

La Norma DGE RD-018-2003-EM “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”, establece que para subestaciones trifásicas se debe tener un valor de 25 Ω sin tomar en cuenta la red secundaria.

Para transformadores 1 ϕ de sistemas MRT deben tener los siguientes valores de puesta a tierra:

kVA Transf.	Puesta a tierra - Ω
10	25
15	20
25	15

En el sistema 1 ϕ - MRT los valores de la puesta a tierra en las subestaciones de distribución deben limitar a la tensión de toque a un valor máximo de 25 voltios, consiguiendo con esto seguridad para las personas.

Considerando el valor de la sobrecarga más crítica obtenida para los transformadores de distribución ($fsc = 1,35$ para el año 10), y la tensión nominal en sus bornes se calcula la corriente nominal de dichos transformadores y teniendo el valor de la tensión de toque se obtiene los valores máximos de la resistencia de puesta a tierra, a continuación se presentan los valores obtenidos.

Las subestaciones de distribución llevarán una puesta a tierra PAT- 1 según corresponda para la media tensión-MT, donde se conecta el pararrayos, el neutro y la carcasa del transformador y una puesta a tierra PAT-1 para los elementos metálicos; El cable de bajada irá dentro del poste de concreto, será de Cu blando desnudo de 25 mm²

2.2.16. Determinación del número de desconexiones por cada 100 km al año

Para determinar el número de desconexiones por cada 100 km al año, se utilizó la Norma IEEE STD 1410, que analiza el comportamiento de las líneas aéreas de distribución a las descargas tipo rayo, para lo que se consideró lo siguiente:

Las descargas tipo rayo pueden causar flameos por descargas directas y tensiones inducidas por descargas cercanas. Debido a que el diseño de las líneas primarias considera el uso de postes de concreto CAC y aisladores pin Ansi 56-3, se ha obtenido un aislamiento fase tierra de 200 kV, siendo el recorrido de las línea primarias apantallada por la presencia de árboles con una altura mayor de 10 m, por lo que las desconexiones por tensiones inducidas son consideradas nulas según la norma IEEE 1410, lo que significa que el número de salidas serán producidas por las descargas directas.

El área de proyecto se desarrolla en zona de la selva, con presencia de descargas atmosféricas, la información del número de tormentas por año, se muestran en la figura siguiente:

Nivel Isoceraúnico (número de días de tormentas por año)

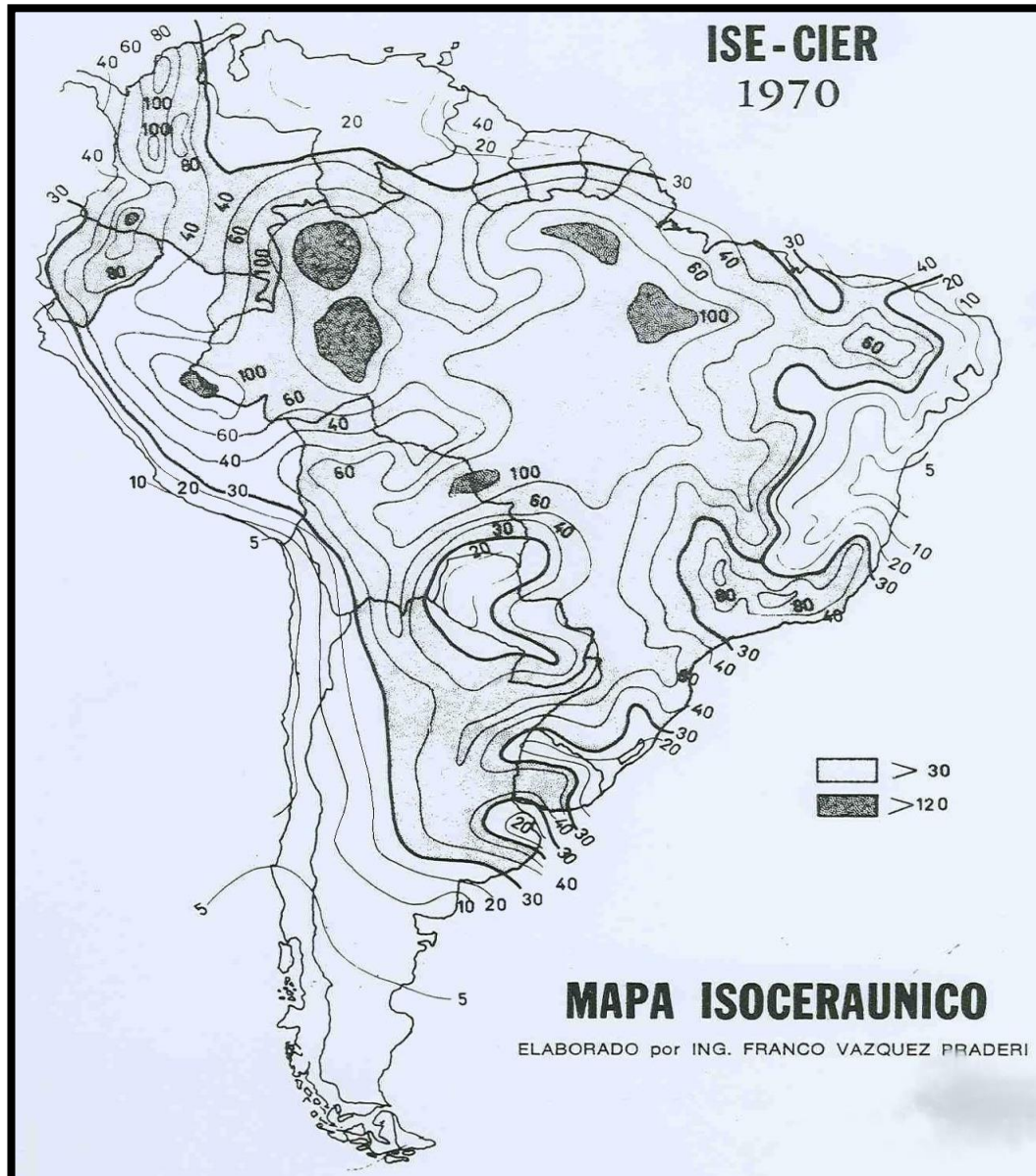


Figura 30. Mapa Isoceraúnico. Tomada del INEI

Del gráfico se obtiene que el nivel isoceraúnico es de aproximadamente 60 días de tormentas al año, con lo que se puede hallar la densidad de descargas atmosféricas, según la siguiente ecuación:

$$N_g = 0,04 * T_d^{1,25}$$

Donde:

T_d : número de días de tormentas al año

Reemplazando el valor de T_d se obtiene:

$$N_g = 668[\text{descargas}/\text{km}^2/\text{año}]$$

El número de descargas / km^2 / año obtenidos será aplicado al 100% del recorrido de las líneas primarias que se encuentran más expuestas (cruce de lomas o zonas con poca presencia de árboles).

Para determinar el número de desconexiones por cada 100 km al año se utilizó la siguiente ecuación:

$$N = N_g(28h^{0.6} + b)/10$$

Donde:

N: número de desconexiones por cada 100 km/año

h: altura del poste en metros (13 - 1.8 = 11.2 m)

b: ancho de la estructura en metros (despreciable)

N_g : densidad de descarga (rayos / km^2 /año)

Para 100 km con 7 descargas / km^2 / año se tiene:

$$N = 6.668 (28 \times 11.2^{0.6} + 0) / 10$$

$$N = 79.70$$

Entonces se concluye que el proyecto que cuenta con 3.57 km tendrá de 2 a 3 desconexiones / año.

2.2.17. Hidrandina en Chilete- Contumaza

La concesionaria eléctrica peruana dispone de un centro de atención al cliente en la ciudad de Chilete.

Ubicación

Este centro de atención está ubicado en la dirección siguiente:

Jr. Contumaza 135 Pblo. Chilete

Servicios brindados

Empresa Regional del Servicio Público de Electricidad Electronorte Medio S.A. (Hidrandina S. A.) brinda el servicio público de electricidad dentro de su zona de concesión, mediante la distribución y comercialización de energía eléctrica.

Asimismo, en el centro de atención de Hidrandina se puede averiguar en detalle las diferentes tarifas, y las diferentes modalidades de pago (pago en línea, pago en agencia, pago por medio de bancos afiliados).

2.3. Definición de términos básicos

- **Corriente de malla:** es una técnica de análisis de mallas, funciona asignando arbitrariamente la corriente de una malla en una esencial. Una malla esencial es un lazo que no contiene a otro lazo.
- **Caída de tensión:** es la diferencia de potencial eléctrico presente entre los extremos de cualquier conductor, semiconductor o aislante.
- **Monofásico:** sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica que se genera por una corriente alterna o fase, para luego obtener un voltaje que varíe del mismo modo.
- **Trifásico:** sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica que se genera por tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud (y por consiguiente valor eficaz), que presentan un desfase entre ellas de 120° , y están dadas en un orden determinado.
- **Válvula de sobrepresión:** alivia la presión interna del tanque cuando ésta rebasa los límites seguros de operaciones.

- **Fusible *bayonet current sensing*:** protege el equipo de corrientes dañinas del sistema de distribución interno en el conjunto bayoneta.
- **Fusible de expulsión:** respalda la operación del interruptor, actuando como una protección de sobrecorriente aislando el transformador fallando de la red.
- **Fusible *bayonet dual sensing*:** censa la corriente y adicionalmente monitorea la temperatura del punto caliente del equipo y limita el calentamiento de este por sobrecargas prolongadas o condiciones ambientales internas en el conjunto bayoneta.
- **Fusible limitador de corriente:** operan en caso de una falla interna del transformador o altas corrientes en el primario para proteger al sistema de distribución o de alimentación.
- **Válvula de drenaje:** para obtener muestra de aceite para poder realizar la prueba correspondiente.
- **Interruptor *Magnex*:** interruptor que protege al transformador de distribución de sobrecargas y fallas secundarias.
- **DSP (pararrayo) tipo codo:** protege el transformador contra el aumento repentino de la tensión provocada por descargas atmosféricas o *switcheos*.
- **Interruptor-seccionador:** aparato mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir intensidades en condiciones normales del circuito, comprendiendo eventualmente condiciones específicas de sobrecarga en servicio, así como soportar durante un tiempo específico intensidades en condiciones anormales del circuito, tales como las de cortocircuito, pueden también establecer, pero no interrumpir intensidades de cortocircuito.
- **Media tensión:** (abreviatura: MT) cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y baja tensión.

Los límites son $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$, siendo U la tensión nominal.

- **Punto de alimentación:** salida de MT en las subestaciones y excepcionalmente en centros de reparto.
- **Seccionador:** un dispositivo mecánico de conexión y desconexión utilizado para cambiar las conexiones de un circuito, o para aislar un circuito o equipo de la fuente de alimentación.
- **Seccionamiento:** función destinada a asegurar la puesta fuera de servicio de toda o parte de una instalación eléctrica separando la instalación o una parte de esta, de toda fuente de energía eléctrica por razones de seguridad.
- **Sistema eléctrico:** conjunto de equipos y elementos necesarios para que la energía eléctrica llegue desde las centrales hasta los consumidores.
- **Subestación:** conjunto de instalaciones incluyendo las eventuales edificaciones requeridas para albergarlas, destinado a la transformación de la tensión eléctrica y al seccionamiento y protección del circuito solo al seccionamiento y protección de circuitos y está bajo el control de personas calificadas.
- **Tensión:** diferencia de potencial eficaz entre dos conductores cualquiera o entre un conductor a tierra. Las tensiones están expresadas en valores nominales a menos que se indique lo contrario.
- **Puesto a tierra:** conectado a tierra o en contacto con ella o conectado a un cuerpo conductor que actúe como la tierra.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Método y alcance de la investigación

El método que se aplicó en la investigación fue el analítico, debido a que se recopilaron datos del alimentador, respecto del sistema de protección y de la calidad del producto de energía, que serán analizados según sus componentes e indicadores.

Asimismo, la investigación fue de alcance descriptivo-explicativo, fue descriptivo, ya que evaluó la situación actual del funcionamiento del alimentador en estudio y del sistema de protección que se viene empleando. Y fue explicativo, debido a que determinó la influencia que ha tenido el sistema de protección de distribución en la calidad de la energía suministrada.

3.2. Diseño de la investigación

Corresponde en este caso a un diseño descriptivo comparativo

M_1→O_1

M_2→O_2

M1, M2: cada una de las muestras del estudio

O1, O2: observación de las muestras para recoger información relevante.

Se afirma que el diseño descriptivo comparativo recoge información de varias muestras sobre un mismo objeto de investigación y lo caracteriza sobre la

base de una comparación (10). Sirve para estudios de diagnóstico descriptivo comparativos, caracterizaciones de varios factores.

3.3. Población y muestra

3.3.1. Población

Se asevera que la población, en términos más precisos la población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes, donde las conclusiones de investigación serán extensivas. Esta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio (13).

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, en este caso la población de estudio estuvo constituida por la subestación de distribución 10 kV Servicio Eléctrico Chilete – Cajamarca, cuyas características se muestran a continuación.

- Tensión nominal del sistema : 22,9 kV
- Configuración : trifásico 3Ø y monofásico retorno por tierra 1Ø-MRT
- Tensión máxima de servicio : 25 kV
- Frecuencia nominal : (60 Hz)
- Factor de potencia : 0,9 (atraso)
- Conexión del neutro : efectivamente puesto a tierra
- Potencia de cortocircuito mínima : 250 MVA
- Nivel isoceraúnico : 80 (según mapa isoceraúnico CIER)

3.3.2. Muestra

Para esta investigación la muestra fue seleccionada de manera intencional, ya que se consideró la localidad de Chilete adquiridos el año 2018, debido a que fueron los que mayores inconvenientes presentaban con respecto a las interrupciones eléctricas y por ende a la disponibilidad, los equipos seleccionados se especifican a continuación:

Se afirma que en el muestreo intencional los elementos son escogidos con base en criterios o juicios preestablecidos por el investigador (13).

- Influencia de los sistema de protección
- Fallas a tierra en la subestación de distribución

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se indica que se entiende por técnica de investigación, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información (13).

En este caso se tuvo en cuenta las técnicas de:

- Análisis documental para obtener datos e información técnica y científica relacionados con la investigación propuesta.
- Análisis de contenido para el análisis de datos recolectados.
- La observación para observar las características de las fallas del sistema eléctrico.

Se describe que la observación es una técnica que consiste en visualizar o captar mediante la vista, en forma sistemática, cualquier hecho, fenómeno o situación que se produzca en la naturaleza o en la sociedad, en función de unos objetivos de investigación preestablecidos (13).

Los instrumentos requeridos fueron:

- Código Nacional de Electricidad, documentos y artículos relacionados con el tema de investigación para el análisis documental
- Los cuadros de registro y clasificación de las categorías para lo que se utilizó las hojas electrónicas de cálculo del Ms Excel para el análisis de contenido
- Los reportes de fallas del sistema para la técnica de observación.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados del tratamiento y análisis de la información

Teniendo en cuenta la variable de interés de esta investigación que tuvo que ver con la productividad en función de la disponibilidad del sistema eléctrico se tienen dichos valores que se detallan en las tablas siguientes.

Tabla 9
Cálculo de caída de tensión

CALCULOS ELECTRICOS																	
"SISTEMA DE DISTRIBUCION EN 22.9 kV CHILETE - CAJAMARCA"																	
CALCULO DE CAIDA DE TENSION Y PERDIDA DE POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICA LINEA PRIMARIA																	
1.- Alimentador N° 01																	
NODO	DESCRIPCION	POTENCIA APARENTE (KVA)	POTENCIA ACTIVA (KW)	POTENCIA REACTIVA (KVAR)	SUMA DE POTENCIA (KW)	SUMA DE POTENCIA (KVAR)	LONGITUD (Km)	SECCION NOMINAL (mm2)	N° fases	R 40°C (Ω/km)	K	CAIDA DE TENSION (%)	SUMA DE CAIDA DE TENSION (%)	TENSION (Kv)	Perdidas de Potencia (kw)	Factor de Carga de Perdidas	Perdida de Energia Anual (kwh)
1.00	Derivacion Tambillo	85.00	68.00	0.00	68.00	0.00	3.72	35	3Φ	1.036	1.15E-04	0.03	0.03	22.90	0.042	0.128185	47.11

4.1.1. Parámetros eléctricos de los conductores

Tabla 10

Características de conductores AAAC DEP/MEM

Sección (mm ²)	Hilos (Cantidad)	o hilo (mm)	Peso (kg/km)	R 20°C (ohm/km)	Mod.Elas (kg/mm ²)	Coef.Dila (1/°C)	Sección (mm ²)	o ext (mm)	Rotura (kg)	Secc/Rotura (kg/mm ²)	Secc.Real/Rotura (kg/mm ²)
150	37	2.25	405.1	0.2210	6250	0.000023	147.11	15.75	4191	27.94	28.49
120	19	2.5	333.0	0.2820	6350	0.000023	120.00	14.25	3625	30.21	30.21
95	19	2.5	260.4	0.3580	6350	0.000023	93.30	12.50	2699	28.41	28.93
70	19	2.15	189.6	0.5070	6350	0.000023	65.80	10.50	1965	28.07	29.86
50	7	3	135.0	0.6710	6450	0.000023	49.48	9.00	1507.6	30.15	30.47
35	7	2.5	94.0	0.9960	6450	0.000023	34.40	7.50	1055	30.14	30.67
25	7	2.1	66.0	1.3700	6450	0.000023	24.20	6.30	754	30.17	31.17
16 Cu	7	1.7	141.0	1.1300	11500	0.000017	16.00	5.10	636	39.75	39.75
25 Cu	7	2.14	224.0	0.7410	11500	0.000017	25.00	6.42	995	62.19	39.80
50 Cu	19	1.78	420.0	0.3950	11500	0.000017	50.00	8.90	1890	118.13	37.80
16	7	1.68	42.7	2.1615	6450	0.000023	15.50	5.04	414	25.88	26.71

Tabla 11

Resistencia (R)

Sección	120	95	70	50	35	25	16	16 Cu	25 Cu	50 Cu	
R 20°C	0.2820	0.3580	0.5070	0.6710	0.9660	1.3700	2.1615	1.1300	0.7410	0.3950	Ohm/km
Alfa	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0036	0.0038	0.0038	0.0038	°C -1
T Oper.	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	°C
R T Oper.	0.3023	0.3838	0.5435	0.7193	1.0356	1.4686	2.3171	1.2163	0.7976	0.4252	Ohm/km

Tabla 12

Cálculo de la inductancia (L)

	3F	2F	1F+N	MRT
	Trifásico	Monofásico	Monofásico	Retorno
DMG	1.4832	2.20	1.20	20.00
ρ				379.6
De				1656.08
Tensión	22.9	22.9	13.20	13.2

m Distancia media geométrica
 ohm-m Resistividad del terreno
 m Diámetro equivalente
 kV

Tabla 13

Parámetros eléctricos

Sección (mm ²)	Radio Hilo (m)	Dist.med (m)	Radio Equi (m)	L 3F	L 2F	L 1F+N	L MRT	f (Hz)	X 3F	X 2F
				Trifásico (Hr/km)	Monofásico (Hr/km)	Monofásico (Hr/km)	Retorno (Hr/km)		Trifásico (Ohm/km)	Monofásico (Ohm/km)
150	0.00113	0.0060	0.00788	0.00110	0.00118	0.00106	-	60	0.4138	0.4435
120	0.00125	0.0067	0.00713	0.00112	0.00120	0.00108	-	60	0.4213	0.4511
95	0.00125	0.0047	0.00625	0.00114	0.00122	0.00110	-	60	0.4312	0.4609
70	0.00108	0.0041	0.00525	0.00118	0.00126	0.00114	-	60	0.4444	0.4741
50	0.00150	0.0032	0.00450	0.00121	0.00129	0.00117	-	60	0.4560	0.4857
35	0.00125	0.0026	0.00375	0.00125	0.00132	0.00120	-	60	0.4697	0.4995
25	0.00105	0.0022	0.00315	0.00128	0.00136	0.00124	-	60	0.4829	0.5126
16 Cu	0.00085	0.0018	0.00255	0.00132	0.00140	0.00128	-	60	0.4988	0.5285
25 Cu	0.00107	0.0023	0.00321	0.00128	0.00136	0.00123	-	60	0.4815	0.5112
50 Cu	0.00089	0.0019	0.00445	0.00121	0.00129	0.00117	-	60	0.4568	0.4866
16	0.00084	0.0018	0.00252	0.00133	0.00140	0.00128	-	60	0.4997	0.5294

Tabla 14
Parámetros eléctricos

Sección (mm ²)	X 1F+N	X MRT	R 20°C	Alfa	R Operac	Cos φ	3F	2F	1F+N	MRT
	Monofásico (Ohm/km)	Retorno (Ohm/km)	(°C)	(1°C)	(°C)		Trifásico (Ohm/km)	Monofásico (Ohm/km)	Monofásico (Ohm/km)	Retorno (Ohm/km)
150	0.3978	0.9445	0.22100	0.0036	0.2369	0.90	8.339E-05	1.723E-04	4.931E-04	4.330E-04
120	0.4054	0.9366	0.28200	0.0036	0.3023	0.90	9.656E-05	1.986E-04	5.723E-04	4.683E-04
95	0.4152	0.9628	0.35800	0.0036	0.3838	0.90	1.130E-04	2.315E-04	6.714E-04	5.223E-04
70	0.4284	0.9742	0.50700	0.0036	0.5435	0.90	1.447E-04	2.949E-04	8.620E-04	6.172E-04
50	0.4400	0.9931	0.67100	0.0036	0.7193	0.90	1.793E-04	3.640E-04	1.070E-03	7.233E-04
35	0.4538	1.0068	0.99600	0.0036	1.0677	0.90	2.470E-04	4.995E-04	1.478E-03	9.271E-04
25	0.4669	1.0200	1.37000	0.0036	1.4686	0.90	3.247E-04	6.548E-04	1.945E-03	1.161E-03
16 Cu	0.4828	1.0359	1.13000	0.00382	1.2163	0.90	2.780E-04	5.615E-04	1.665E-03	1.020E-03
25 Cu	0.4655	1.0186	0.74100	0.00382	0.7976	0.90	1.966E-04	3.986E-04	1.174E-03	7.753E-04
50 Cu	0.4409	1.0325	0.39500	0.00382	0.4252	0.90	1.233E-04	2.520E-04	7.331E-04	5.654E-04
16	0.4837	1.0368	2.16150	0.0036	2.3171	0.90	4.880E-04	9.815E-04	2.929E-03	1.652E-03

4.1.2. Selección del nivel de aislamiento y de aisladores para líneas y redes primarias

Tabla 15
Condiciones de operación

SELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO Y DE AISLADORES PARA LINEAS Y REDES PRIMARIAS 22.9 [kV]		
CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO		
Tensión nominal de servicio entre fases	[kV]	22.9
Tensión máxima de servicio entre fases	[kV]	24
Punto más alto de la zona de Proyecto	[m.s.n.m.]	2120
Temperatura media	[°C]	11
Nivel de contaminación ambiental	[Nivel]	BAJO
Tipo de Conexión del Neutro	[Tipo]	Neutro Aterrado
Nivel Cerámico	[Tom./Año]	60

Tabla 16
Selección del nivel de aislamiento

NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO NORMALIZADO A NIVEL DEL MAR				
TENSIÓN NOMINAL TRIFÁSICO DEL SISTEMA O EQ. TRIFÁSICO DEL SISTEMA [kVrms]	MAXIMA TENSIÓN TRIFÁSICO DEL EQUIPO EQ. TRIFÁSICO DEL EQUIPO [kVrms]	ALTITUD [m.s.n.m.]	NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO REFERIDO AL NIVEL DEL MAR	
			A FRECUENCIA DE SERVICIO [kVrms]	AL IMPULSO [kVpico]
22.9	24	0 - 1000	50	125
FACTORES DE CORRECCIÓN				
ZONA	ALTITUD m.s.n.m.	FACTORES DE CORRECCIÓN Según C.N.E. Tomo IV-Norma IEC 137		FACTOR DE CORRECCIÓN RESULTANTE
		POR ALTITUD	POR TEMPERATURA	
I	0000 - 1000	1.0000	1.00	1.00
II	2100 - 3300	1.3261	1.00	1.33
III	3300 - 4000	1.4450	1.00	1.44
IV	4100 - 4400	1.5177	1.00	1.52

4.1.1.1. Criterios para la selección de aisladores zona

Tabla 17

Sobretensiones externas (Norma IEC 71-1)

ZONA	ALTITUD m.s.n.m.	NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO		AISLADORES TIPO PIN		AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN	
		A FRECUENCIA DE SERVICIO	AL IMPULSO	POSITIVO	POLIMÉRICO	POSITIVO	POLIMÉRICO
		[kVeficaz]	[kVpico]	[kVpico]	POLIM_28kV	[kVpico]	POLIM_28kV
I	0000 - 1000	50	125	170	POLIM 28kV	225	POLIM 28kV
II	2100 - 3300	66.0000	166	170.00	POLIM 28kV	225.00	POLIM 28kV
III	3300 - 4000	72	181	170	NO CUMPLE	225	POLIM 28kV
IV	4100 - 4400	76	190	170	NO CUMPLE	225	POLIM 28kV

Tabla 18

Sobretensiones internas (Norma Alemana VDE)

ZONA	ALTITUD m.s.n.m.	VDE TENSIÓN DISRUPTIVA BAJO LLUVIA A 60 Hz CALCULADO [kVeficaz]	AISLADORES TIPO PIN		AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN	
			POSITIVO	POLIMÉRICO	POSITIVO	POLIMÉRICO
			[kVeficaz]	POLIM_28kV	[kVpico]	POLIM_28kV
I	0000 - 1000	59	90	POLIM 28kV	225	POLIM 28kV
II	2100 - 3300	74.0000	90.00	POLIM 28kV	225.00	POLIM 28kV
III	3300 - 4000	80	90	POLIM 28kV	225	POLIM 28kV
IV	4100 - 4400	83	90	POLIM 28kV	225	POLIM 28kV

NOTA: La Tensión Disruptiva Bajo Lluvia a Frecuencia de Servicio que debe tener un aislador, no deberá ser menor a : $U_c = 2.1(U^*F_c + 5) \dots$ [kV]

Tabla 19

Contaminación ambiental (Norma IEC 815)

Mínima Distancia de Fuga Específica Nominal: **BAJO** 16 [mm/kV]

ZONA	ALTITUD m.s.n.m.	LONGITUD DE LÍNEA DE FUGA POR CONTAMINACIÓN AMBIENTAL CALCULADO		AISLADORES TIPO PIN		AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN	
		I, Light		LÍNEA DE FUGA	POLIMÉRICO	LÍNEA DE FUGA	POLIMÉRICO
		[mm/kV]	[mm]	[mm]	POLIM_28kV	[mm]	POLIM_28kV
I	0000 - 1000	16	381	750	POLIM 28kV	620	POLIM 28kV
II	2100 - 3300	16	440	750	POLIM 28kV	620	POLIM 28kV
III	3300 - 4000	16	439	750	POLIM 28kV	620	POLIM 28kV
IV	4100 - 4400	16	471	750	POLIM 28kV	620	POLIM 28kV

NOTA: En la zona de proyecto, se tiene un nivel de contaminación del tipo I. Según la Tabla II, de la Norma IEC-815 al cual le corresponde una mínima distancia de fuga específica nominal de: 16 [mm/kV]

4.1.2. Dimensionamiento de los pararrayos

Tabla 20

Parámetros ambientales y eléctricos del sistema

Descripción	Nivel 22.9 kV	
	Valor	Unidad
Tensión Nominal del Sistema	22.9	kV
Tensión Máxima del Sistema	24.05	kV
Tensión Máxima Asignada al Equipo	24	kV
Tensión Máxima de Diseño de Equipo	145	kV
Altura de Instalación del Equipo	2120	m. s. n. m.

4.1.2.1. Calculando la máxima tensión de operación continua (MCOV o U_c)

MCOV es el máximo valor eficaz de la tensión alterna admisible que puede aplicarse continuamente entre los terminales de un pararrayo.

Sistema con Neutro Aterrado

$$MCOV \geq k_m \times \frac{1.05 \times U_s}{\sqrt{3}}$$

Tipo de Aterramiento del Neutro:

MCOV = 14.58

Calculando la sobretensión temporal (TOV)

$$TOV \geq k_e \times \frac{1.05 \times U_s}{\sqrt{3}}$$

TOV = 19.44

Calculando el rating del pararrayo

La tensión nominal de pararrayos U_r es la mayor entre U_{r1} y U_{r2}

Utilizando la tensión de operación continua (U_c)

$$U_{r1} = \frac{1}{k_o} \times U_c$$

$U_{r1} = 18.23$

$U_r = 18.23$

$$U_{r2} = \frac{1}{k_t} \times TOV$$

$U_{r2} = 13.89$

Tabla 21

Selección de la tensión nominal del pararrayo U_r normalizado al inmediato superior del determinado inicialmente

Nivel de Tensión (kV)	Tensión Nominal U_r - Clase 2			Nivel de Tensión (kV)	Tensión Nominal U_r - Clase 3	
	Calculado	Seleccionado			Calculado	Seleccionado
22.9	21	21		22.9	21	21

4.1.2.2. Cálculo de la capacidad de absorción de energía y selección de clase de descarga

U_r es el valor cresta de la tensión que aparece entre los bornes de un pararrayo al paso de la corriente de descarga asignada de 10 kA.

Tabla 22

Incremento de la clase de descarga del pararrayo conforme se incrementa la corriente de descarga

Clase	Ur seleccionado	Ures	Clase	Ur seleccionado	Ures
2	21	55.4	3	21	51.8

Los parámetros de la Tabla siguiente muestran el incremento de la clase de descarga del pararrayos conforme se incrementa la corriente de descarga, teniendo proporción entre la tensión residual de impulso por maniobra y la tensión nominal.

Tabla 23

Parameters for the line discharge test on 20 000 A and 10 000 A arresters

Arrester classification	Line discharge class	Surge impedance of the line Z Ω	Virtual duration of peak T μs	Charging voltage U_L kV d.c.
10 000 A	1	$4,9 U_r$	2 000	$3,2 U_r$
10 000 A	2	$2,4 U_r$	2 000	$3,2 U_r$
10 000 A	3	$1,3 U_r$	2 400	$2,8 U_r$
20 000 A	4	$0,8 U_r$	2 800	$2,6 U_r$
20 000 A	5	$0,5 U_r$	3 200	$2,4 U_r$

Tabla 24

Determinación de la clase a la que pertenece clase 2

Clase	W'-Clase 2	Ures/Ur-Clase 2	Clase	W'-Clase 3	Ures/Ur-Clase 3
2	1.24	2.64	3	1.52	2.47

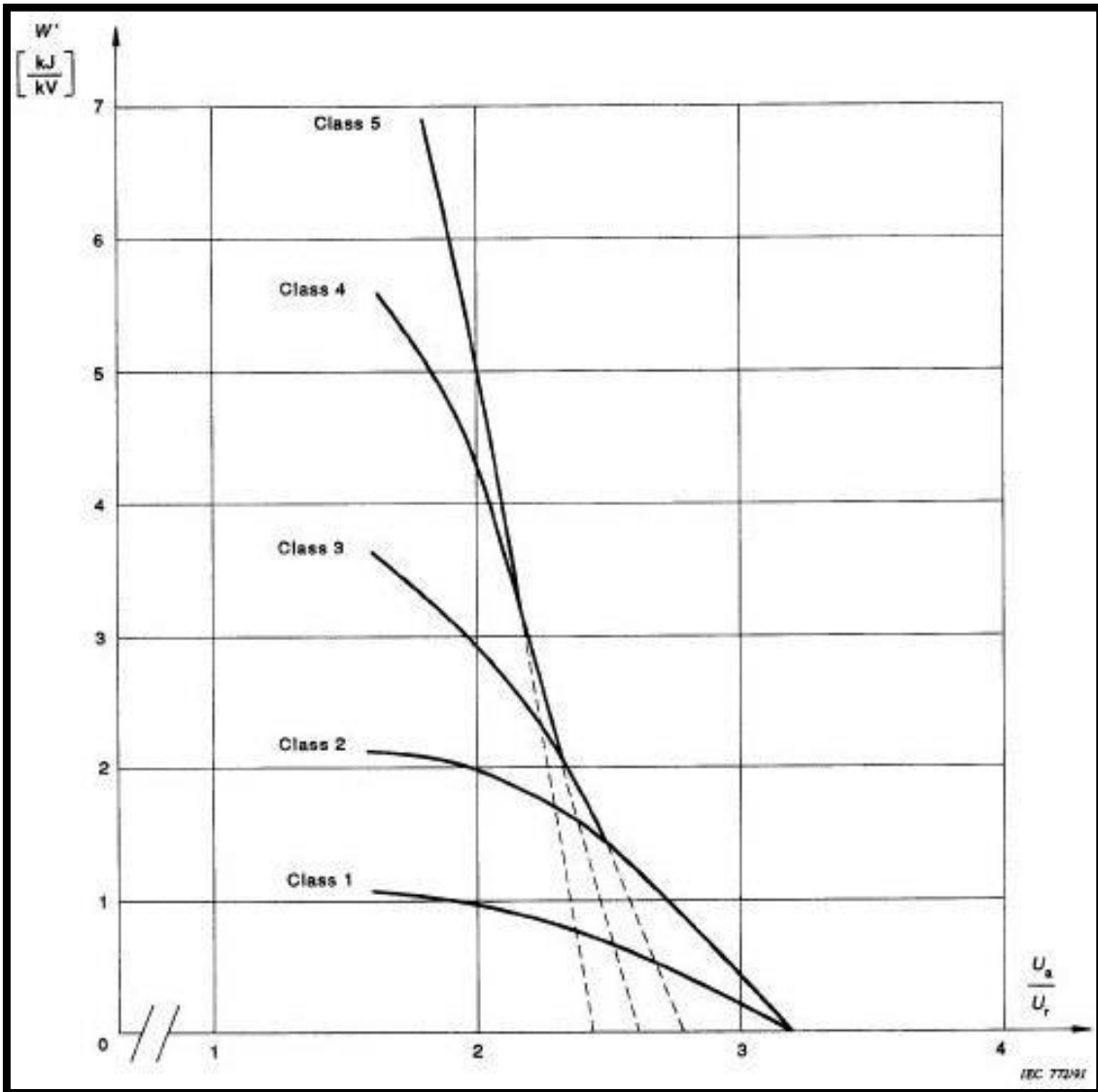


Figura 31. Selección de pararrayos clase 2

La capacidad de Absorción Específica está dada por:

$$W = U_{res} \cdot (U_L - U_{res}) \cdot 1/Z \cdot T$$

$$W = 25.94 \text{ kJ}$$

Tabla 25
Características de protección de los pararrayos (FOW, LPL y SPL)

Parametros	Nivel de Tensión 22.9 kV
FOW	58.9
LPL (10 kA)	55.4
SPL (0.5 kA)	43.4

-----> Valor mas alto de descarga a 0.5 us.

Tabla 26
Cálculo de la resistencia de aislamiento del equipo (BIL, BLL, CWW)

Parametros	Nivel de Tensión 22.9 kV
BIL	170
BSL 0.83xBIL	141.1
CWW 1.10xBIL	187

-----> Nivel de Aislamiento a Impulso Tipo Rayo.

4.1.2.3. Evaluación de coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento es evaluada en base al margen entre la resistencia del aislamiento del equipo (interno) y la tensión de descarga en los terminales del equipo.

Los siguientes márgenes son **ratios de protección para sobretensiones del tipo rayo (PRI1 y PRI2) y para sobretensiones por maniobra (PRs)**, que deben cumplir los siguientes lineamientos.

Tabla 27
Evaluación de coordinación de aislamiento

Parametros	Nivel de Tensión 22.9 kV	
PRL1	3.17	Si Cumple
PRL2	3.07	Si Cumple
PRS	3.25	Si Cumple

$$PR_{L1} = \frac{CWW}{FOW} \geq 1.20, PR_{L2} = \frac{BIL}{LPL} \geq 1.20, PR_S = \frac{BSL}{SPL} \geq 1.15$$

4.1.2.4. Conclusión, los pararrayos a ser instalados deberán tener las siguientes características técnicas

Rating Ur del Pararrayo	21 kV	ok
Tensión Maxima de Operación Continua (MCOV)	14.58 kV	ok
Tensión Soportada de Corta Duracion a Frecuencia Industrial (TOV)	19.44 kV	ok
Tensión Soportada a Impulso Tipo Rayo 10 kA (8/20 us)	55.4 kV	
Corriente de Descarga	10 kA	ok
Capacidad min de Disipación de Energía	1 kJ/kV	ok
Clase de Descarga	2	ok

4.2. Análisis de resultados

La distribución porcentual del tipo de fallas en distribución para la zona de Chilete – Cajamarca aproximadamente es como sigue:

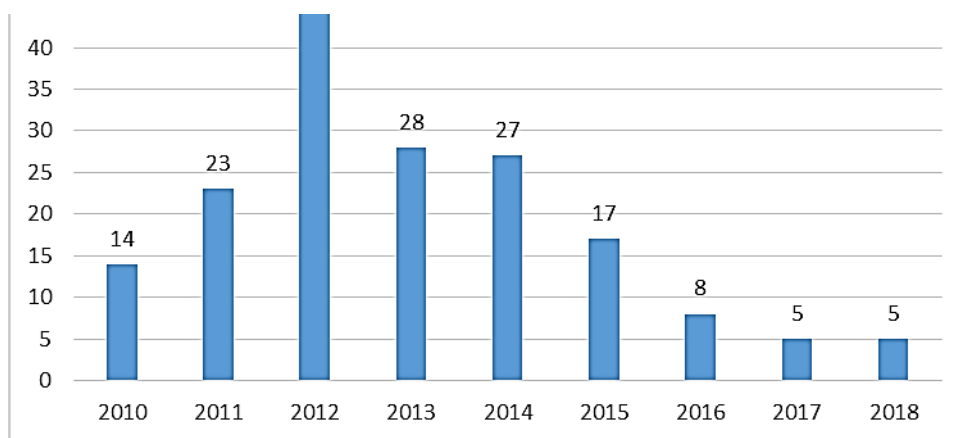


Figura 32. Interrupciones imprevistas de la subestación CL 1003 por año

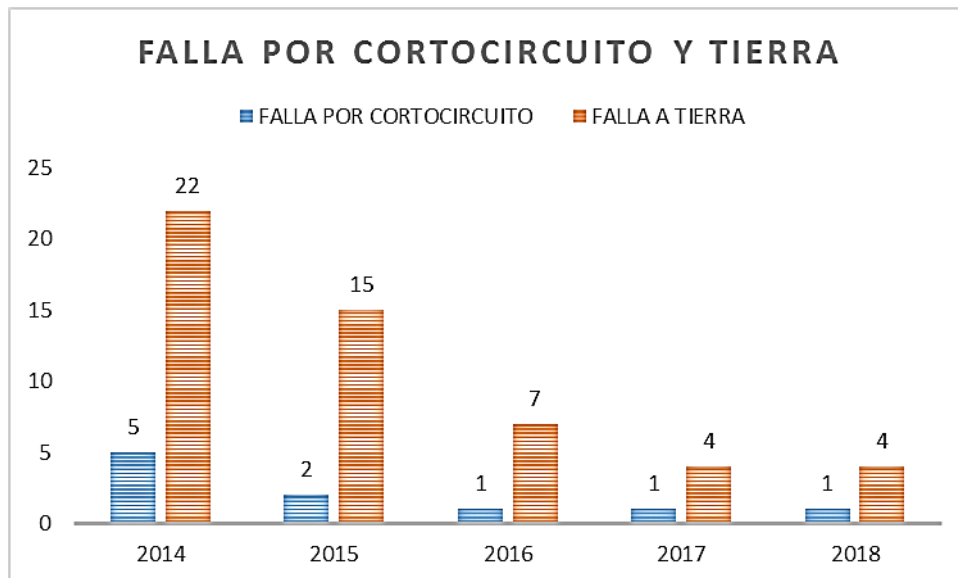


Figura 33. Número de interrupciones imprevistas de la subestación CL1003 por fallas por cortocircuitos y fallas a tierra

Esto significa que solo un 5% de las fallas en distribución se deben a conductores caídos, razón por la que se instala la protección contra fallas a tierra, sin embargo, el sistema de distribución detectará y despejará un 85% de las fallas que se deben en un gran porcentaje a descargas transitorias y permanentes en aisladores; dicho de otra forma de cada 100 fallas la protección debería despejar 10 fallas de fase y 5 fallas por conductores caídos, en total 15 fallas, 15 interrupciones. Sin embargo, la protección contra fallas a tierra despejará adicionalmente 85 fallas, 60 transitorias y 25 permanentes; es decir, 85 interrupciones adicionales, lo que evidentemente afectaría la calidad del servicio.

La estadística de fallas por interrupciones imprevistas de 22.9 kV que se tiene, es desde el año 2010 a 2018, que tuvieron una salida total del alimentador por diversas causas como: descarga superficial en aisladores, seccionadores *cut out*, cable defectuoso, choque de vehículo, mal montaje, instalaciones internas de los clientes, cable dañado por terceros, etc.

4.3. Prueba de hipótesis

Considerando la hipótesis de investigación “*El sistema de protección influirá ante fallas a tierra en la subestación de distribución de 10 kV - Chilete –*

Cajamarca 2018"; para el proceso de la prueba de hipótesis se siguió los siguientes pasos:

Formulación de la hipótesis estadística:

H₀ : las interrupciones imprevistas por fallas a tierra en la red de 10 kV – Chilete – Cajamarca 2018

H₁ : las interrupciones del servicio eléctrico reducirán la compensación por energía a los clientes

$$H_0: \underline{X} \leq \mu$$

$$H_1: \underline{X} > \mu$$

Nivel de significancia para la hipótesis estadística:

Se consideró el valor convencional del nivel de significancia del 5% (0.05).

$$\text{Nivel de significancia} = \alpha = 0.05$$

Para determinar el estadístico “**t**” de tabla se requiere los grados de libertad *gl* cuya fórmula es:

$$gl = n - 1 = 7 - 1 = 6$$

Con $\alpha = 0.05$, $gl = 6$ se tiene: ($t_{\text{tabla}} = 1.943$)

Tabla 28
Distribución t, valores de t

Distribución t										
Valores de t tales que la probabilidad sea menor o igual a la especificada (1)										
Grados de libertad v	Probabilidad a la derecha del valor dado en la tabla									
	0.40	0.30	0.20	0.15	0.10	0.075	0.05	0.025	0.01	0.005
1	0.325	0.727	1.376	1.963	3.078	4.165	6.314	12.706	31.821	63.656
2	0.289	0.617	1.061	1.386	1.886	2.282	2.920	4.203	6.965	9.925
3	0.277	0.584	0.978	1.250	1.638	1.924	2.353	3.182	4.541	5.841
4	0.271	0.569	0.941	1.190	1.533	1.778	2.132	2.776	3.747	4.604
5	0.267	0.559	0.920	1.156	1.476	1.699	2.015	2.571	3.365	4.032
6	0.265	0.553	0.906	1.134	1.440	1.650	1.943	2.447	3.143	3.707
7	0.263	0.549	0.896	1.119	1.415	1.617	1.895	2.365	2.998	3.499
8	0.262	0.546	0.889	1.108	1.397	1.592	1.860	2.306	2.896	3.255
9	0.261	0.543	0.883	1.100	1.383	1.574	1.833	2.262	2.821	3.250
10	0.260	0.542	0.879	1.093	1.372	1.559	1.812	2.228	2.764	3.169
11	0.260	0.540	0.876	1.088	1.363	1.548	1.796	2.201	2.718	3.106
12	0.259	0.539	0.873	1.083	1.356	1.538	1.782	2.179	2.681	3.055
13	0.259	0.538	0.870	1.079	1.350	1.530	1.771	2.160	2.650	3.012
14	0.258	0.537	0.868	1.076	1.345	1.523	1.761	2.145	2.624	2.977
15	0.258	0.536	0.866	1.074	1.341	1.517	1.753	2.131	2.602	2.947

Elección de la prueba estadística:

Se utilizó el estadístico *t de Student para muestras relacionadas*, cuyo algoritmo es el siguiente:

$$t_0 = \frac{\bar{d} - 0}{\sqrt{\frac{\sigma^2}{n}}}$$

Cálculo del estadístico *t de Student para muestras relacionadas*, con el SPSS.

Tabla 29
Media y desviación estándar de la influencia de las fallas a tierra
Estadísticas de muestras emparejadas

		Media	N	Desviación estándar	Media de error estándar
Par	Disp_Sin_R	,7543	7	,03867	,01462
1	Disp_Con_R	,8571	7	,08577	,03242

Tomada del Resultado de prueba t de Student para muestras relacionadas en SPSS

Tabla 30
T de Student calculados con SPSS

		Diferencias emparejadas				t	gl	Sig. (bilateral)	
		Medi a	Desviaci ón estándar	Media de error estándar	95% de intervalo de confianza de la diferencia				
					Inferi or				Superi or
P a r 1	Disp_Sin_R - Disp_Con_R	-,102 86	,04923	,01861	-,1483 9	-,05732	- 5,5 28	6	,001

Tomada del Resultado de prueba t de Student para muestras relacionadas en SPSS

Lo importante en esta fase es identificar el valor de la **t = -5.528**

Así mismo el **p-valor = 0.001** que es menor que 0.05

Comparar el valor calculado con el de tabla

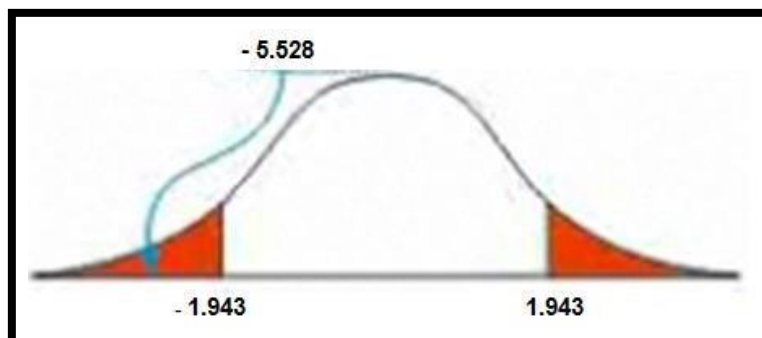


Figura 34. Valores de t de Student

Luego, como la **t de Student para muestras relacionadas calculado** está en la zona de rechazo, se acepta la hipótesis alterna (H_1), lo que verifica que el sistema de protección de las fallas a tierra en la subestación de distribución en subestación Chilete – Cajamarca incrementa su disponibilidad y como consecuencia su productividad.

Interpretación del p valor

Como el valor p-valor resultó 0.001 el mismo que es mucho menor que $\alpha = 0.05$, **se dice** entonces: que siendo que la probabilidad de equivocarse sea tan baja, se acepta la hipótesis del investigador o hipótesis alterna que dice que

el sistema de protección ante fallas a tierra en la subestación de distribución UU. NN. Chilete – Cajamarca incrementa su disponibilidad y calidad del servicio.

4.4. Discusión e interpretación de resultados

A partir de los valores de la tabla 29 se observa que el $t_{\text{calculado}} = -5.520$ es menor que el $t_{\text{tabla}} = -1.943$, por lo que se rechaza la hipótesis estadística nula que indica que los sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación de 10 kV en subestación Chilete – Cajamarca no incrementa su disponibilidad y se acepta la hipótesis estadística alterna que afirma que los sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación de 10 kV en subestación Chilete – Cajamarca incrementa su disponibilidad y calidad de servicio; en este caso se determinaron los valores de la disponibilidad media en un mismo grupo, por lo que se justifica la prueba de hipótesis de t de Student para muestras relacionadas cuyo fin es evaluar si hay o no incremento o mejora de los sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación de 10 kV en subestación Chilete – Cajamarca.

Lo expuesto anteriormente se refuerza con lo obtenido en la tabla 29, con respecto al p-valor; en este caso el p-valor calculado (0.001) es menor que el nivel de significancia $\alpha=0.05$ con lo que se verifica que los sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación de 10 kV en la subestación Chilete – Cajamarca incrementa su disponibilidad, es decir la probabilidad de cometer un error al rechazar la hipótesis nula es de 0.001.

El presente trabajo de investigación considera como variable de interés la calidad de servicio eléctrico, pero ello basado en la disponibilidad, lo que coincide con lo afirmado por Flores (1), donde se señala que las metas de la calidad de servicio eléctrico en una empresa eléctrica deben ser construidas a base de los índices de disponibilidad inherentes a los subsistemas productivos. Así mismo, también coincide con lo expuesto por Díaz (2), quien afirma que la productividad de los sistemas de protección ante fallas a tierra está en función de la producción y la disponibilidad de estas, pero lo que no se logra es superar el 90% de disponibilidad recomendada en este mismo artículo.

En este trabajo no se consideraron los factores de operación para determinar la productividad de los sistemas de protección ante fallas a tierra, ya que, en este caso para conseguir una mejor calidad del servicio eléctrico se tuvieron en cuenta solo las actividades (previo control) de mantenimiento preventivo y correctivo con fines de incrementar la disponibilidad y por ende la productividad de dichos equipos, por lo que existe una marcada diferencia con relación al trabajo de tesis denominado “*Detección de fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado y resonante*” (1), donde se considera la implementación de métodos de control, alternativas de solución para la mejora de la productividad de los sistemas de protección. Inicialmente se analizaron los factores que afectan positiva y negativamente la productividad de los sistemas de protección ante fallas a tierra, los métodos de trabajo, y los sistemas de control (en caso se cuente con los mismos o si fuese necesario una implementación de la protección ante fallas a tierra, la mejor herramienta para la gestión de la operación es el conocimiento de lo que sucede en el campo de una manera precisa y oportuna para tomar acciones correctivas).

Al igual que el trabajo de tesis “*Calculo, coordinación y análisis del sistema de protección ante fallas a tierra en las subestaciones de distribución de 10 kV en la SET Santa Marina ubicado en la provincia constitucional del Callao*” (2); donde se escribe que todo sistema es productivo siempre y cuando opere bajo un mínimo de ocurrencia de fallas, y evite en lo posible, paradas inesperadas en los sistemas eléctricos, disminución de la confiabilidad y en consecuencia disminución de la producción; que consistió básicamente en un análisis de la situación de los equipos y también se procedió a determinar la confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los sistemas de protección ante fallas a tierra.

Aportes y aplicaciones

El principal aporte es que sin tener en cuenta los modelos de mantenimiento que destacan a nivel global y que solo teniendo en cuenta la implantación adecuada de actividades preventivas y correctivas de mantenimiento en este caso específico para los Sistemas de protección ante fallas a tierra en la subestación Chilete – Cajamarca se puede incrementar la disponibilidad de estos y, como consecuencia, incrementar su productividad de

los sistemas de protección. Dentro de las aplicaciones, lo desarrollado en esta tesis se puede extender a realizar las acciones preventivas y correctivas a otras subestaciones de distribución, ya que, es sabido de que el problema de disponibilidad muchas veces está inmerso en ellos.

CONCLUSIÓN

1. La influencia del sistema de protección ante fallas a tierra, de acuerdo a los eventos de fallas ocurrido en la subestación de distribución CL 1003, subestación Chilete, se presenta en un cuadro resumen “Datos estadísticos de falla en el sistema eléctrico de Chilete” en la figura 32 y 33, como datos de campo se especifican el tipo, causa de falla, consecuencias graves y fatales ocurridas por dichas fallas. El 90% se da por fallas a tierra (transitorias 60% y permanentes 30%) esto significa que el 5% se debe a conductores caídos y el 85% se debe a un gran porcentaje a descargas transitorias y permanentes en aisladores y solo un 10% se dan por otras fallas.
2. En una distribución radial el objetivo de la selectividad es desconectar de la red el receptor o la derivación de salida defectuosa y solo esta, se queda manteniendo en servicio la mayor parte posible de la instalación, donde permite también aunar seguridad y continuidad del servicio, facilitando la localización de los defectos. La selectividad es total si queda garantizada para cualquier valor de corriente de defectos hasta el valor máximo disponible en la instalación, en caso contrario se llama selectividad parcial.

Las técnicas de instalación de la selectividad se han de adaptar a los diversos fenómenos que se producen, la elección de un tipo de selectividad en una distribución eléctrica se hace en función del tipo de aparato y de su situación en la instalación.

3. La norma técnica de la calidad de los servicios eléctricos y otras normas complementarias establecen los estándares de calidad del suministro eléctrico urbano en MT así como las compensaciones por su afectación. La evidencia empírica en el periodo (2010 – 2018) muestra que el mecanismo de pagos por compensación no es el mejor medio disuasivo para que las empresas mejoren la calidad del servicio.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda la instalación de protección contra fallas a tierra, dicho de otra forma, de cada 100 fallas la protección debería despejar 10 fallas de fase y 5 fallas por conductores caídos, en total 15 fallas, 15 interrupciones. Sin embargo, la protección contra fallas a tierra despejará adicionalmente 85 fallas, 60 transitorias y 25 permanentes; es decir 85 interrupciones adicionales, lo que evidentemente afectaría la calidad del servicio.
2. La selectividad amperimétrica es en todos los casos el primer objetivo a conseguir, ya que se obtiene ajustando los umbrales de disparo de los relés instantáneos o de corto retardo de los interruptores automáticos en serie dentro del circuito.

La protección debe ser capaz de detectar todas las fallas que ocurran en su zona de operación, se requiere una debida coordinación con las protecciones ubicadas en las zonas adyacentes, un defecto producido en un punto cualquiera de una red de distribución no debe, de ninguna manera, dejar sin corriente eléctrica el conjunto de una instalación. De esta premisa resulta la necesidad de aislar rápidamente la zona afectada por el defecto, manteniendo el suministro de energía eléctrica al resto de usuarios.

Por tanto, es importante el funcionamiento del elemento de protección (interruptor automático o fusible), y únicamente el colocado inmediatamente aguas arriba del circuito donde se ha producido el defecto. Las demás protecciones no se deben desconectar, los procedimientos clásicos de selectividad amperimétrica o cronométrica permiten con cierto grado de fiabilidad cumplir esta exigencia.

3. Se recomienda proponer mejoras en la gestión de la operación y mantenimiento de las redes eléctricas, tomando en cuenta el incremento de nuevas cargas eléctricas, y así asegurar la calidad del suministro de media tensión.

LISTA DE REFERENCIAS

1. **FLORES, David.** *Detección de fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado y resonante.* Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas - Departamento de Ingeniería de Minas, Universidad de Chile. Lima Perú : s.n., 2010. pág. pp. 149, Tesis de grado. Memoria para optar el título profesional de Ingeniero Civil de Minas.
2. **DAZA, D., GÓMEZ, G. y PEÑA, P.** *Diseño del sistema de puesta a tierra de la Universidad de la Costa aplicando las reglamentaciones vigentes.* 2012. Tesis de grado.
3. **RAMOS, R.** *Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión.* 2015. Tesis de grado.
4. **CERVANTES, C.** *Protección en sistemas eléctricos.* 2000. Tesis de grado.
5. **LEÓN, L. y WILLÓN, W.** *Estudio de coordinación de las protecciones eléctricas para la empresa eléctrica península de Santa Elena (Emepe) año 2001, subestación: Santa Rosa, Libertad, Salinas y Chipipe.* 2001. Tesis de grado.
6. **DÍAZ, Óscar.** *Cálculo, coordinación y análisis del sistema de protección ante fallas a tierra en las subestaciones de distribución de 10 Kv en la SET Santa Marina ubicado en la provincia constitucional del Callao.* Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima, Perú : s.n., 2011. Tesis de grado.
7. **QUISPE, J. y GUTIÉRREZ, G.** *Diseño e implementación de diferentes sistemas de puestas a tierra para los laboratorios de ingeniería mecánica eléctrica de la UNA – Puno.* Universidad Nacional del Altiplano. Puno : s.n., 2018. Tesis de grado.
8. **VILCA, V. y QUISIYUPANQUI, J.** *Estudio de coordinación de protecciones en la subestación de Dolorespata acorde a la nueva topología en alta y media tensión para el año 2018.* 2018. Tesis de grado.
9. **COBA, C.** *Diseño, montaje y puesta en servicio para la ampliación de la nueva subestación Bellavista 15 MVA, 138 kV / 10 kV".* 2012. Tesis de grado.
10. **MANANI, M.** *Sistema de puesta a tierra y protección equipotencial para sistemas de cómputo.* 2013. Tesis de grado.

11. **ORTIZ, O.** *Coordinación de protección de las minicentrales hidroeléctricas Huarisca – Ingenio y El Machu para su reconocimiento por el COES.* 2009. Tesis de grado.
12. **TICLAVILCA, T.** *Coordinación de protección de la línea de subtransmisión Villa Rica – Puerto Bermúdez y subestaciones en 60 kV.* 2013. Tesis de grado.
13. **ABANTO, A.** *Capacidad para soportar cortocircuitos en las subestaciones Lima – 1.* 2010. Tesis de grado.
14. **BARRANTES, B.** *Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas.* Leganés : Universidad Carlos III de Madrid, 2011.
15. **SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)** . Comité de operación económica del sistema interconectado nacional . *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN.* [En línea] <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/estudios/operacion/default.aspx>.
16. **RAMÍREZ, M.** *Protección de sistemas eléctricos de potencia.* Estado Nuevo León, México : s.n., 2005.
17. **ZAMBRANO, Z.** *Sistema de protecciones eléctricas a nivel de 500 Kv aplicación subestación Pifo.* Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2008.
18. **JARA, J.** *Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada.* Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico-Eléctrica, Universidad de Piura. 2015 . Tesis de pregrado no publicado en Ingeniería Mecánico-Eléctrica.
19. **EMAGISTER.** Protecciones de sobrecorriente. [En línea] [Citado el: 13 de marzo de 2015 .] http://grupos.emagister.com/documento/proteccion_de_sobrecorriente/42367-821760.
20. **ARROYO, C.** *Protección de fallas a tierra en sistemas de distribución.* Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú : s.n., 1998. Tesis de grado.
21. **ESPINOZA, C.** *Metodología de la investigación tecnológica - Pensando en sistemas.* 2.º ed. Huancayo : Soluciones Gráficas S. A. C., 2014.
22. **BAYLISS, C. y HARDY, B.** *Los sistemas de distribuciones radiales aéreos.* 2011.

23. **FLORES, David.** *Detección de fallas a tierra en redes de distribución con neutro aislado y resonantes.* Universidad Simón Bolívar. 2010. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista.
24. **ARIAS, F.** *El proyecto de investigación - Introducción a la metodología científica.* Caracas : Editorial Episteme, 2012.

ANEXOS

Anexo 1

Tabla 31
Alimentador L 5043

R falla (Ohm)	Io (A)	Vo (V)	3Io (A)	3Vo (V)
0	41,51	5773,50	124,52	17320,51
50	28,22	3925,81	84,67	11777,42
100	17,46	2428,65	52,38	7285,96
200	9,37	1303,93	28,12	3911,79
300	6,34	881,87	19,02	2645,62
400	4,78	664,81	14,34	1994,42
500	3,83	533,12	11,50	1599,35
600	3,20	444,85	9,59	1334,54
700	2,74	381,60	8,23	1144,79
800	2,40	334,07	7,20	1002,20
900	2,14	297,05	6,41	891,16
1000	1,92	267,42	5,77	802,25
1500	1,28	178,38	3,85	535,15
2000	0,96	133,82	2,89	401,45
2500	0,77	107,06	2,31	321,19
3000	0,64	89,22	1,92	267,67
4000	0,48	66,92	1,44	200,76
5000	0,38	53,54	1,15	160,61

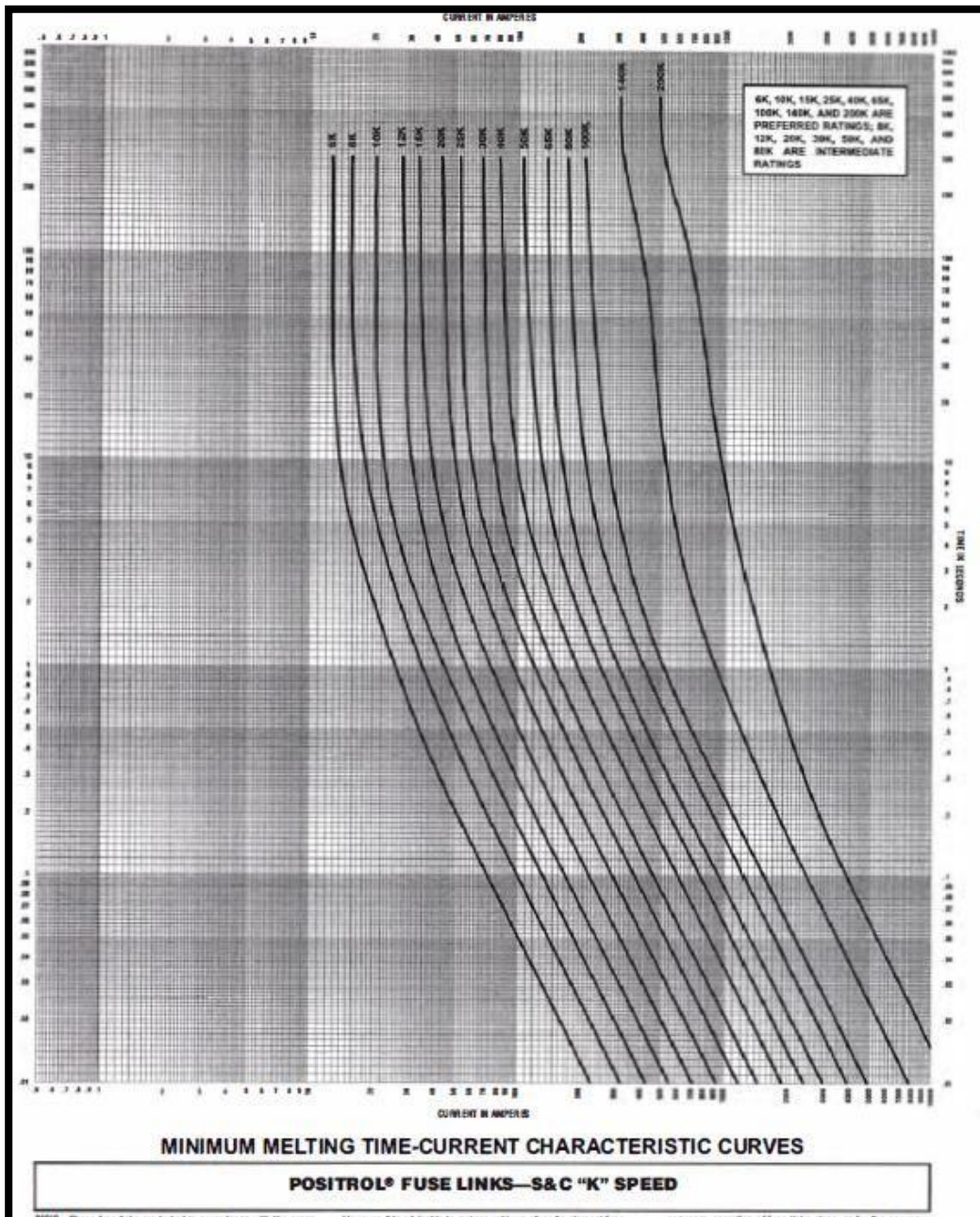


Figura 35. Curva característica de los fusibles de expulsión tipo K

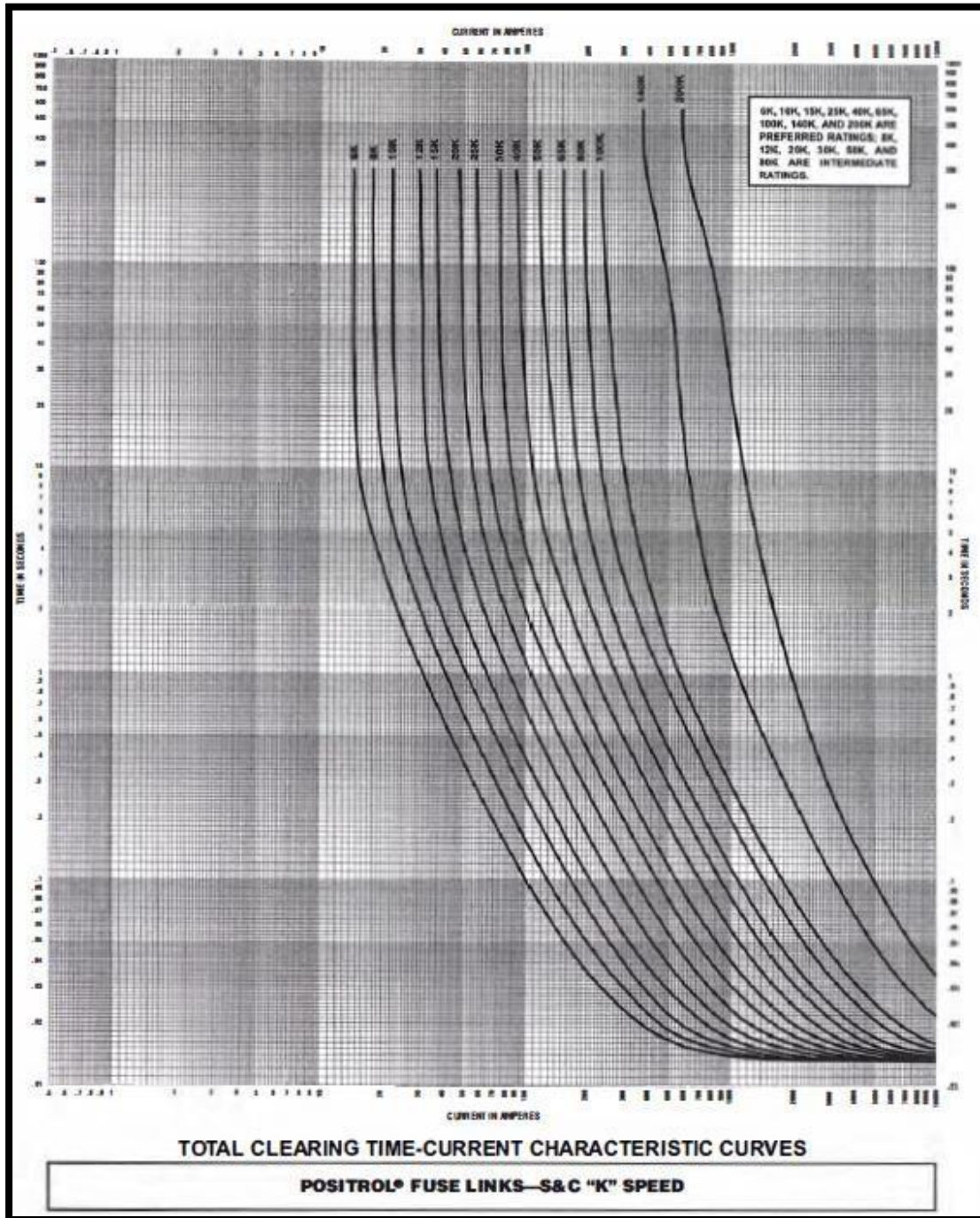


Figura 36. Curva característica de los fusibles de expulsión tipo K

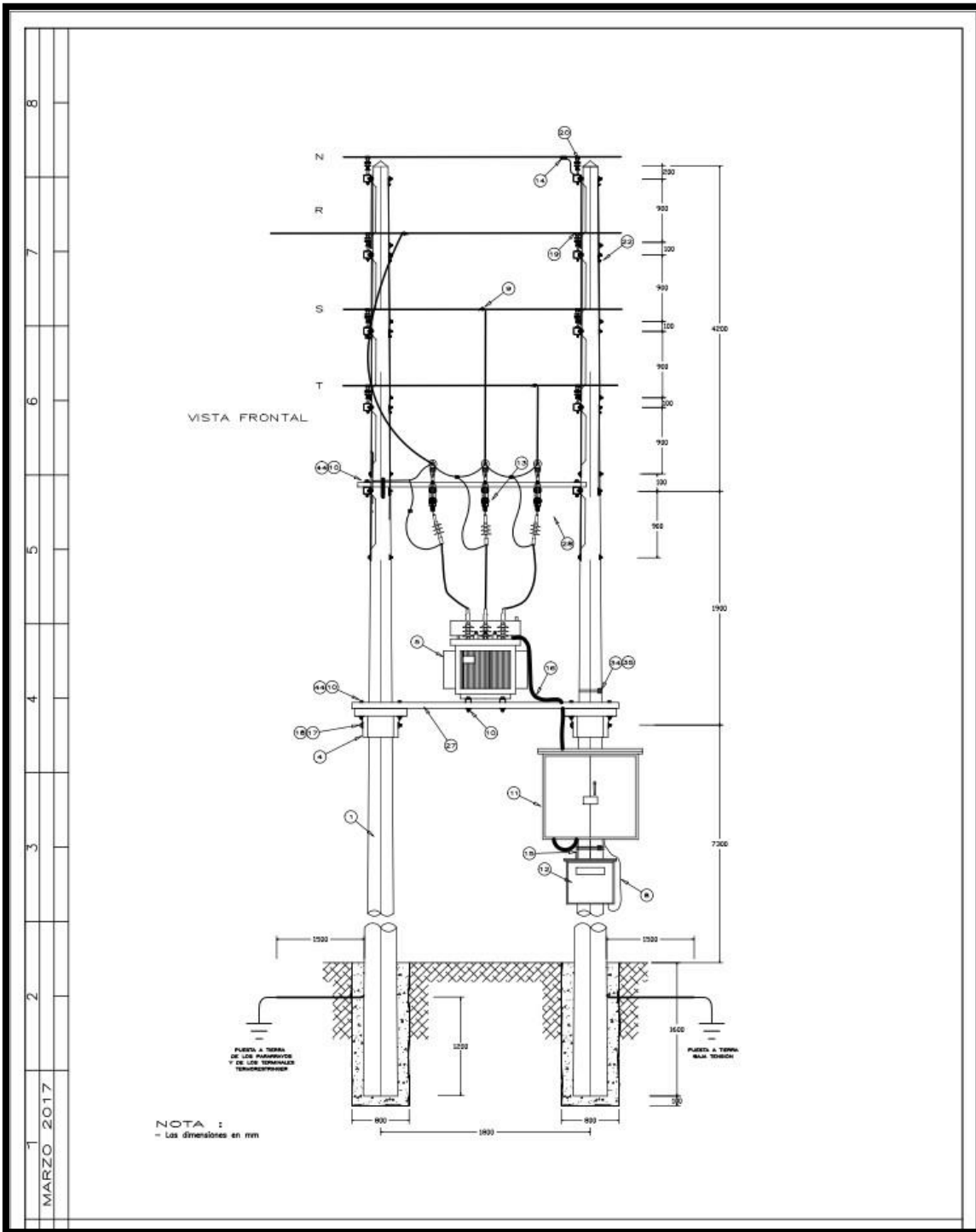


Figura 37. Detalle de armado de la subestación Chilette vista Frontal

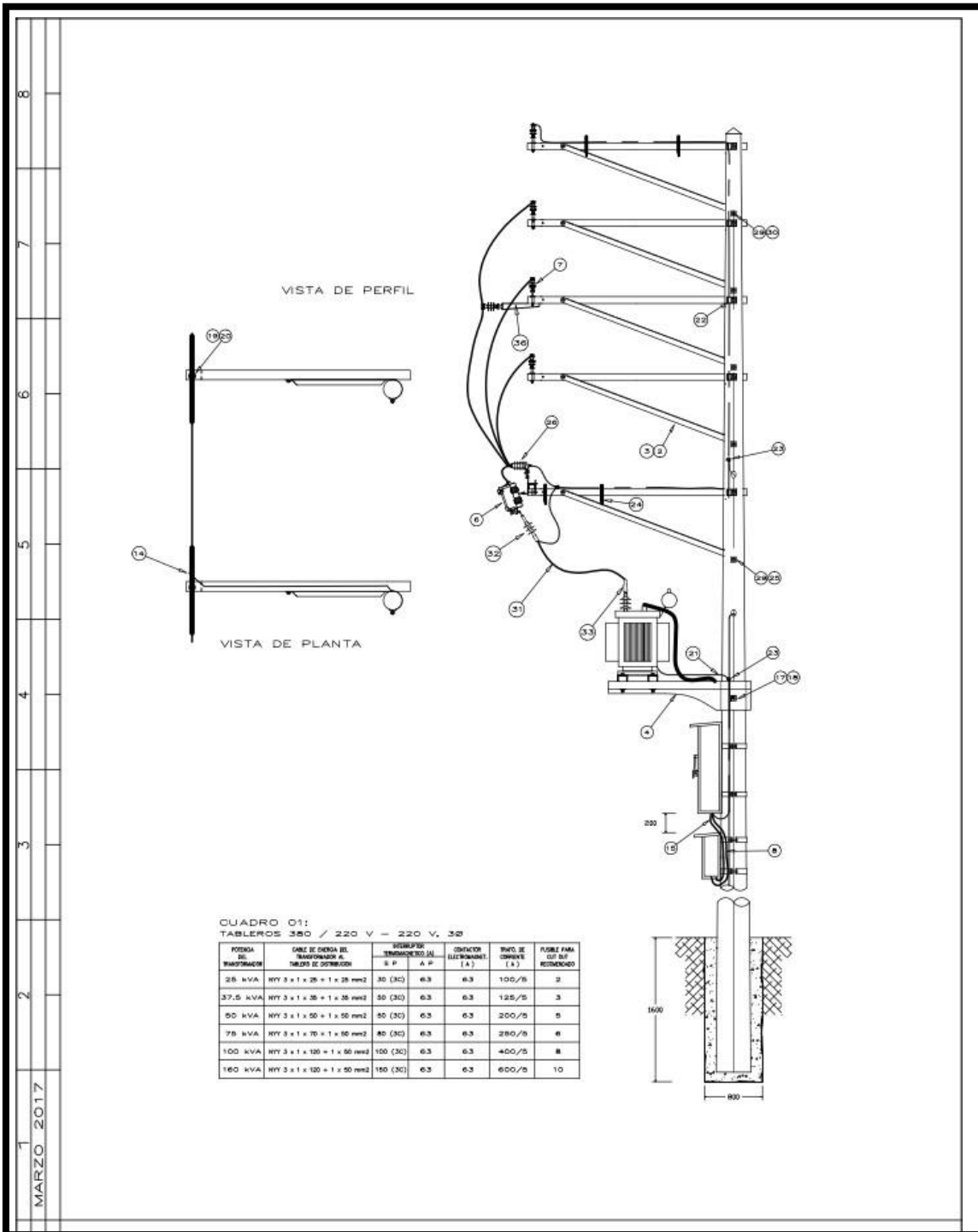


Figura 38. Detalle de armado de la subestación Chilete vista Perfil

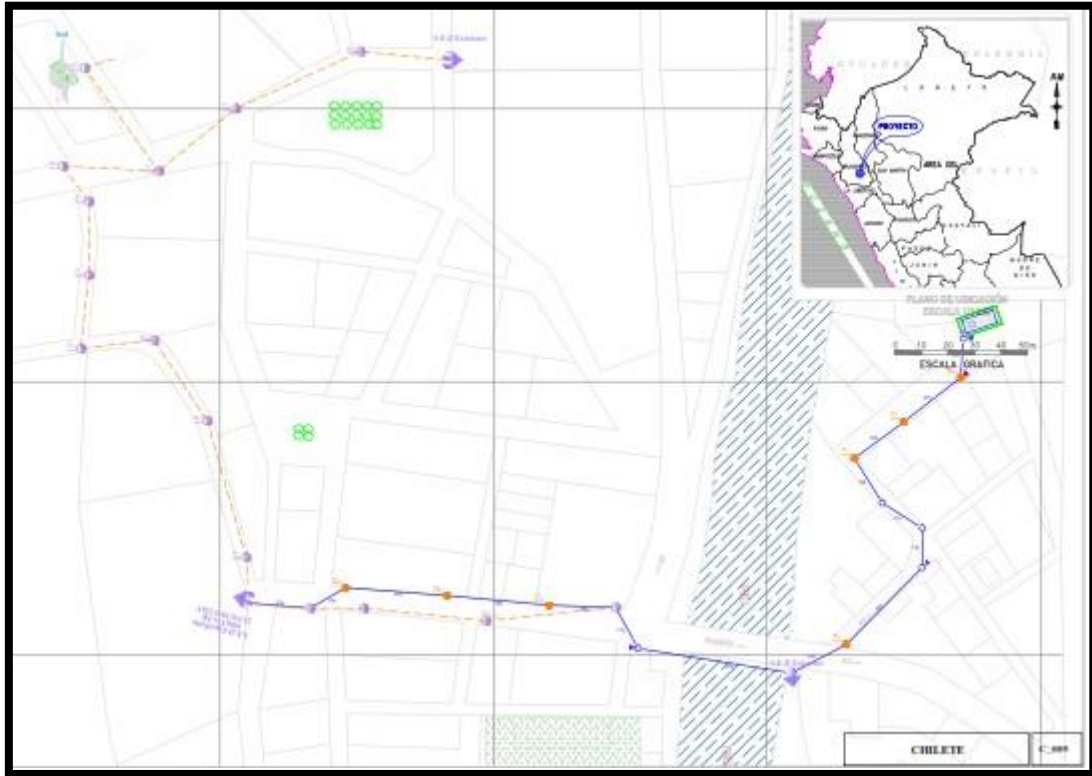


Figura 39. Plano subestaciones estudiadas