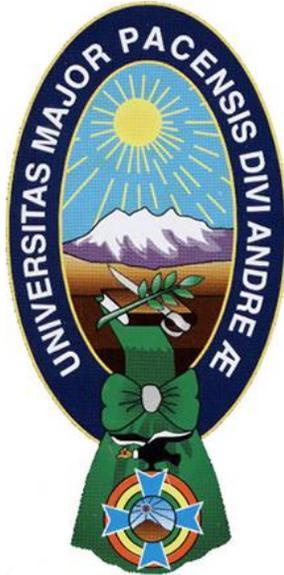


Universidad Mayor de San Andrés

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica



PROYECTO DE GRADO

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE
DISTRIBUCION, APLICACIÓN AL CASO DEL
ALIMENTADOR TABLACHACA DE LA EMPRESA
DELAPAZ**

POSTULANTE: UNIV. MARIO VLADIMIR PERALTA PINEDO

TUTOR: ING. GONZALO OSCAR EULATE CHOQUE

La Paz – Bolivia

Junio, 2021



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

A Dios.

A mis papás Mario y Modesta, y a mis hermanos por su apoyo incondicional.

A Belinda, mi amiga y compañera idónea, y a mis queridos hijos Vladimir y Uriel.

AGRADECIMIENTOS

A Dios que con su infinito amor me puso en esta tierra, para vivir y disfrutar de todas las bondades que nos da la vida. A mis papás Mario y Modesta por haberme inculcado desde muy pequeño el espíritu de superación, sin su apoyo moral, espiritual y material no habría sido posible concluir mi formación académica. A mí querida Facultad de Ingeniería, el alma mater, por haberme acogido en sus aulas para mi formación profesional.

RESUMEN

El presente proyecto tiene por finalidad plantear el proceso a realizar para la coordinación de las protecciones en las redes de distribución en Media Tensión utilizando equipos de protección como ser: reconectores trifásicos, reconectores monofásicos y fusibles, equipos de protección que ayudaran a proteger materiales y equipamientos contra daños originados por cortocircuitos.

Se realiza la descripción de la distribución de la energía eléctrica desde la subestación de transformación, las líneas de distribución en Media Tensión con configuración radial, mallada y anillo, también se realiza una breve descripción de las cualidades y ventajas de cada una de las configuraciones.

Posteriormente, se realiza el análisis de la coordinación de protecciones considerando la importancia, características y configuración de las redes eléctricas. Asimismo, se realiza la revisión de los diferentes dispositivos y equipos que se utilizan en la redes de distribución para la protección de las instalaciones eléctricas, se estudia las ventajas y desventajas del uso de los mencionados dispositivos, para de esta manera garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica.

Se realiza la aplicación del estudio de la coordinación de protecciones al Alimentador Tablachaca de la Empresa DELAPAZ. Para este propósito se utiliza el software Digsilent Power Factory, en este software se realiza el modelado representativo del alimentador Tablachaca, se realiza el cálculo de cortocircuito a lo largo del alimentador, se aplica la filosofía de protecciones para redes radiales y se plantea los ajustes que debería aplicarse a los equipos de protección.

Analizado las alternativas para la coordinación de protecciones en el alimentador Tablachaca, se obtuvo los ajustes adecuados para los equipos de protección con lo que se garantiza la selectividad óptima ante la presencia de fallas en la red de distribución y la continuidad del servicio de energía eléctrica.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	ii
RESUMEN.....	iii
INDICE DE FIGURAS.....	viii
INDICE DE TABLAS.....	xi
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	1
1.2. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	1
1.2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2.2. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2.3. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	2
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4. ALCANCE DEL PROYECTO.....	3
CAPÍTULO 2 SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (ALIMENTADOR TABLACHACA).....	5
2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (SED).....	5
2.1.1. SISTEMA RADIAL.....	11
2.1.2. SISTEMA RED MALLADA.....	12
2.1.3. RED EN ANILLO.....	13
CAPITULO 3 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	15
3.1. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	15
3.2. FUSIBLES.....	16

3.2.1.	PRINCIPIO DE OPERACIÓN.	17
3.2.2.	FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.....	19
3.2.3.	DESVENTAJAS DE LOS FUSIBLES.....	20
3.2.4.	SELECCIÓN DE FUSIBLES.	20
3.2.5.	FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.....	23
3.2.6.	FUSIBLES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE.....	24
3.2.7.	FUSIBLES DE POTENCIA.....	25
3.3.	RECONECTADORES.	27
3.3.1.	RECONECTADOR MONOFÁSICO	30
3.3.2.	RECONECTADOR TRIFÁSICO.....	31
3.3.3.	RECONECTADOR DE APERTURA TRIFÁSICA.....	32
3.4.	SECCIONALIZADORES.	34
3.4.1.	PRINCIPIO DE OPERACIÓN.	34
3.4.2.	SECCIONALIZADORES ELECTRÓNICOS.....	36
3.5.	RELÉS	38
3.5.1.	RELÉS ELECTROMECAÑICOS	39
3.5.2.	RELÉS DE INDUCCIÓN.....	40
3.5.3.	RELÉS ESTÁTICOS	44
3.5.4.	RELÉS DIGITALES	46
3.6.	INTERRUPTORES	51
3.7.	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	54
3.7.1.	CLASIFICACIÓN ANSI DE LA PRECISIÓN PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE PROTECCIÓN.....	57
3.7.2.	TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	57
3.7.3.	CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	58

CAPITULO 4 MODELACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL TIPOS Y CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO	61
4.1. MODELACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	61
4.1.1. MODELADO DE LA RED EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY	61
4.1.2. INGRESO DE DATOS	62
4.2. CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS MEDIANTE TRANSFORMACIÓN DE FORTESCUE.	63
4.2.1. COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	63
4.2.2. CONEXIÓN DE REDES DE SECUENCIA.....	64
4.2.3. IMPEDANCIA DE SECUENCIA.	65
4.3. TIPOS DE CORTOCIRCUITO.....	66
4.3.1. FALLA TRIFÁSICA.....	67
4.3.2. FALLA BIFÁSICA	68
4.3.3. FALLA BIFÁSICA A TIERRA.....	70
4.3.4. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA	71
4.4. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	72
4.4.1. MÉTODO DE THÉVENIN.	73
4.4.2. MÉTODO DE LOS MVA.....	75
4.4.3. MÉTODO DE LOS COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	75
4.4.4. MÉTODO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE BARRA.	77
CAPITULO 5 COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.....	79
5.1. INTRODUCCIÓN A LOS CRITERIOS DE COORDINACIÓN.....	79
5.2. COORDINACIÓN RECONECTADOR – RECONECTADOR.....	80

5.3.	COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE.....	81
5.3.1.	FUSIBLE DEL LADO DE LA FUENTE.....	81
5.3.2.	FUSIBLE DEL LADO DE LA CARGA.....	82
5.3.3.	COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE.....	84
5.3.4.	COORDINACIÓN RECONECTADOR – SECCIONALIZADOR.....	85
CAPITULO 6 APLICACIÓN CASO REAL: ALIMENTADOR TABLACHACA		87
6.1.	ANTECEDENTES	87
6.2.	SUBESTACIÓN TABLACHACA.....	88
6.3.	ALIMENTADOR TABLACHACA.....	90
6.4.	MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR TABLACHACA EN EL SOFTWARE DIGSILENT	91
6.5.	CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	94
6.6.	FILOSOFÍA DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	96
6.7.	RESULTADOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	97
CAPITULO 7 CONCLUSIONES.....		101
BIBLIOGRAFIA		102
ANEXOS		103

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama topológico del alimentador Tablachaca.....	6
Figura 2.2 Diagrama unifilar simplificado del alimentador Tablachaca	7
Figura No 2.3: Sistema eléctrico de distribución radial.	12
Figura No 2.4: Sistema eléctrico de distribución mallado.....	13
Figura No 2.5: Sistema eléctrico de distribución en anillo.....	14
Figura No 3.1: Curvas características de la operación del fusible, tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de despeje.	18
Figura No 3.2: Fusibles tipo K, tipo T.....	22
Figura No 3.3: Fusible limitador de corriente para conector tipo codo portafusible para operación con carga, clase 15, 25 y 28 kV.	24
Figura No 3.4: Fusible de potencia SMD.....	26
Figura No 3.5: Partes constructivas de un fusible de potencia tipo SMD.....	26
Figura No 3.6: Secuencia de operación de un Reconector.	28
Figura No 3.7: Curvas características de operación de los re conectadores.....	29
Figura No 3.8: Reconector trifásico.....	30
Figura No 3.9: Reconector monofásico con control electrónico y control hidráulico.....	31
Figura No 3.10: Reconector trifásico con control electrónico y reconector de un solo tanque con control electrónico.....	32
Figura No 3.11: Reconector trifásico con control automático y reconector trifásico aislado en aire con control electrónico.....	33
Figura 3.12: Seccionalizador hidráulico tipo GH.....	35
Figura No 3.13: Seccionalizador trifásico Autolink.....	37
Figura No 3.14: Partes principales de un relé electromagnético.	39
Figura No 3.15: Construcción de un relé de inducción.	41

Figura No 3.16: Diagrama de bloques de operación de un relé de sobrecorriente estático trifásico instantáneo 50 y 51.....	45
Figura No 3.17: Relé digital SR750	46
Figura No 3.18: Diagrama general de bloques de un relé digital.	47
Figura No 3.19: Interruptor de media tensión en vacío VD4 e interruptor de alta tensión serie HPL.....	52
Figura No 3.20: Diagrama básico de un transformador de corriente.	54
Figura No 3.21: Circuito eléctrico de un transformador de corriente.	55
Figura No 3.22: Diagrama del devanado secundario de un transformador de corriente.	58
Figura No 3.23: Conexión monofásica de un transformador de corriente.	59
Figura No 3.24: Conexión en estrella de transformadores de corriente.	59
Figura 4.1 Diagrama de bloques (Frame) de un relé.	62
Figura No 4.2: Descomposición en componentes simétricas.	63
Figura No 4.3: Esquema de la falla trifásica.	68
Figura No 4.4: Interconexión de las redes de secuencia.....	68
Figura No 4.5: Esquema de la falla bifásica.	69
Figura No 4.6: Interconexión de las redes de secuencia.....	69
Figura No 4.7: Esquema de la falla bifásica a tierra.....	70
Figura No 4.8: Interconexión de las redes de secuencia.....	71
Figura No 4.9: Esquema de falla monofásica a tierra.	71
Figura No 4.10: Conexión de las redes de secuencia.	72
Figura No 4.11: Circuito equivalente de Thévenin.	73
Figura No 5.1: Coordinación de Relés de Tiempo Inverso.	81
Figura No 5.2: Coordinación Fusible – Reconectador.	81
Figura No 5.3: Coordinación Fusible – Reconectador.	83

Figura No 5.4: Coordinación Fusible-Fusible.	84
Figura 6.1 Red de distribución del alimentador Tablachaca	88
Figura 6.2 Diagrama unifilar de la Subestación Tablachaca	89
Figura 6.3 Diagrama unifilar de cabecera del alimentador Tablachaca	91
Figura 6.4 Red equivalente para el alimentador Tablachaca.....	92
Figura 6.5 Datos del transformador de potencia de la Subestación Tablachaca	92
Figura 6.6 Modelo de línea de Media Tensión trifásica	93
Figura 6.7 Diagrama Unifilar reducid del Alimentador Tablachaca	95
Figura 6.8 Calculo de corto circuito en el Alimentador Tablachaca	95
Figura 6.9 Ubicación de reconectaddores en el Alimentador Tablachaca	97
Figura 6.10 Esquema de coordinación de protecciones F-F propuesta.	99
Figura 6.11 Esquema de coordinación de protecciones F-N propuesta.	100

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resumen de fusibles instalados en el Alimentador Tablachaca.....	10
Tabla No 3.1: Corriente de cortocircuito máxima de interrupción.....	20
Tabla No 3.2: Seccionalizadores más utilizados en sistemas de distribución.....	36
Tabla No 3.3: Ecuaciones normalizadas que definen las características de operación tiempo-corriente.....	49
Tabla No 3.4: Clasificación de los relés de acuerdo a su funcionalidad, establecido por la NEMA.	50
Tabla No 3.5: Datos de valores nominales para transformadores de corriente utilizados en protección.	57
Tabla No 4.1: Consideraciones para las conexiones de las máquinas eléctricas.....	76
Tabla No 5.1: Aplicaciones de la protección de relés de sobrecorriente.....	79
Tabla 5.2: Factores k de Multiplicación.	82
Tabla 5.3: Factores k de Multiplicación.	83
Tabla 6.1. Ubicación Geográfica – Subestación Tablachaca	88
Tabla 6.2. Datos de placa característica del Transformador de potencia	89
Tabla 6.3 Tramos de conductor de la troncal del alimentador Tablachaca.	90

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El suministro de energía eléctrica en los últimos tiempos se ha convertido en un recurso básico para nuestra sociedad que habita en el área urbana y/o rural indistintamente. Tanto es así que para el usuario final, este tipo de energía debe estar disponible en todo instante, con la tensión, frecuencia correcta y en la cantidad exactamente necesaria. Estos requerimientos pueden ser satisfechos con una cuidadosa planificación, diseño, instalación y operación de las líneas de distribución, transmisión y la generación de energía eléctrica. Para el usuario final, el Sistema Eléctrico parece ser una fuente imperturbable constante y de infinita capacidad. Sin embargo, las redes de distribución al estar instalados a la intemperie están constantemente expuestos a fallas provocadas por causas naturales y en algunos casos ocasionados por falla en equipos o por mala operación, disturbios creados por cambios aleatorios de las cargas.

Es así, que el presente proyecto es una propuesta para dar una solución a la coordinación de protecciones en las líneas de distribución en Media Tensión, caso de estudio el alimentador Tablachaca del sistema de distribución Aroma que es administrada y operada por la empresa DELAPAZ.

El alimentador Tablachaca, es una línea en Media Tensión en el nivel de 24.9 kV, que se energiza desde la subestación Tablachaca, tiene una extensión aproximada de 324 km de red trifásica y 1768 km de red monofásica.

1.2. OBJETIVO DEL PROYECTO

1.2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las redes de distribución en Media Tensión de tipo radial están construidas a la intemperie y están expuestas a las condiciones climatológicas, accidentes de tránsito y otras anomalías que provocan fallas de tipo monofásica en su

mayoría y también se presentan fallas de tipo trifásica en un pequeño porcentaje.

Las fallas monofásicas tienen su origen en descargas atmosféricas, fallas en derivaciones importantes del alimentador, rotura de postes provocados vientos huracanados o a causa de terceros.

De lo descrito anteriormente, es necesario contar con una metodología que describa; la red eléctrica modelada, la metodología de cálculo de las corrientes de cortocircuito y la coordinación de protecciones de los diferentes elementos de protección como reconectadores y fusibles instalados en el alimentador de distribución.

1.2.2. OBJETIVO GENERAL

Realizar la coordinación de las protecciones en las redes de distribución en Media Tensión utilizando equipos de protección como ser: reconectadores y fusibles instalados en el alimentador Tablachaca, para de esta manera proteger los materiales y equipamientos contra daños causados por cortocircuitos y sobrecarga.

1.2.3. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Modelar el sistema de distribución Aroma, alimentador Tablachaca en el software DIgSILENT Power Factory.
- Describir los elementos de protección que conforman el alimentador Tablachaca.
- Revisión de los diferentes tipos de falla en el alimentador Tablachaca.
- Proponer la coordinación de los diferentes elementos de protección instalados en el alimentador Tablachaca.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Mediante la red de distribución en Media Tensión, denominada alimentador Tablachaca se realiza la distribución del servicio de energía eléctrica a los consumidores de los municipios de Sica Sica, Patacamaya, Umala, Ayo Ayo, Calamarca, Santiago de Callapa, Coro Coro, Calacoto, Chacarilla, San Pedro de Curahuara, Sapahaqui y Mecapaca que corresponden a las Provincias Aroma, Pacajes, Gualberto Villarroel, Loayza y Murillo del departamento de La Paz.

Actualmente, a través del alimentador Tablachaca se distribuye el suministro de energía eléctrica a cerca de 23,850 consumidores, ese alimentador es de configuración radial.

Entre las Poblaciones más importantes se puede mencionar a las siguientes: Khonani con una cantidad de 365 consumidores, Lahuachaca con una cantidad de 1,450 consumidores, Sica Sica con una cantidad de 670 consumidores y Patacamaya con una cantidad de 4,300 consumidores.

El alimentador Tablachaca tiene una configuración tipo radial, donde están conectadas varias líneas trifásicas y monofásicas estas últimas muy extensas y dispersas, esta particularidad de las redes de distribución del área rural del altiplano paceño, hace que se cuente con un sistema de protecciones que pueda detectar cualquier condición anormal en el alimentador Tablachaca y posteriormente con las maniobras adecuadas sea corregida la operación anormal en el alimentador mencionado.

La importancia del presente trabajo es conocer los cálculos y resultados necesarios para el ajuste de la coordinación de las protecciones, resultado de una correcta selección y coordinación de los diferentes dispositivos de protección instalados en el alimentador Tablachaca.

1.4. ALCANCE DEL PROYECTO

En el presente proyecto de grado se realizará el modelado representativo del alimentador Tablachaca, para ello se utilizara el software Digsilent Power Factory,

se realizará el estudio de cálculo de cortocircuito a lo largo del alimentador Tablachaca en el software Digsilent.

Finalmente, se realizará el estudio de la coordinación de protecciones con el software Digsilent Power Factory, para los equipos de protección del alimentador Tablachaca.



CAPÍTULO 2

SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

(ALIMENTADOR TABLACHACA)

2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (SED).

De acuerdo a la Ley de Electricidad 1604 vigente, las actividades de la industria eléctrica se dividen en tres sectores: la actividad de generación, la actividad de transmisión y la actividad de distribución.

La distribución es la actividad de suministro de electricidad a Consumidores Regulados y/o Consumidores No Regulados, mediante instalaciones de Distribución primarias y secundarias. La actividad de la Distribución constituye servicio público.

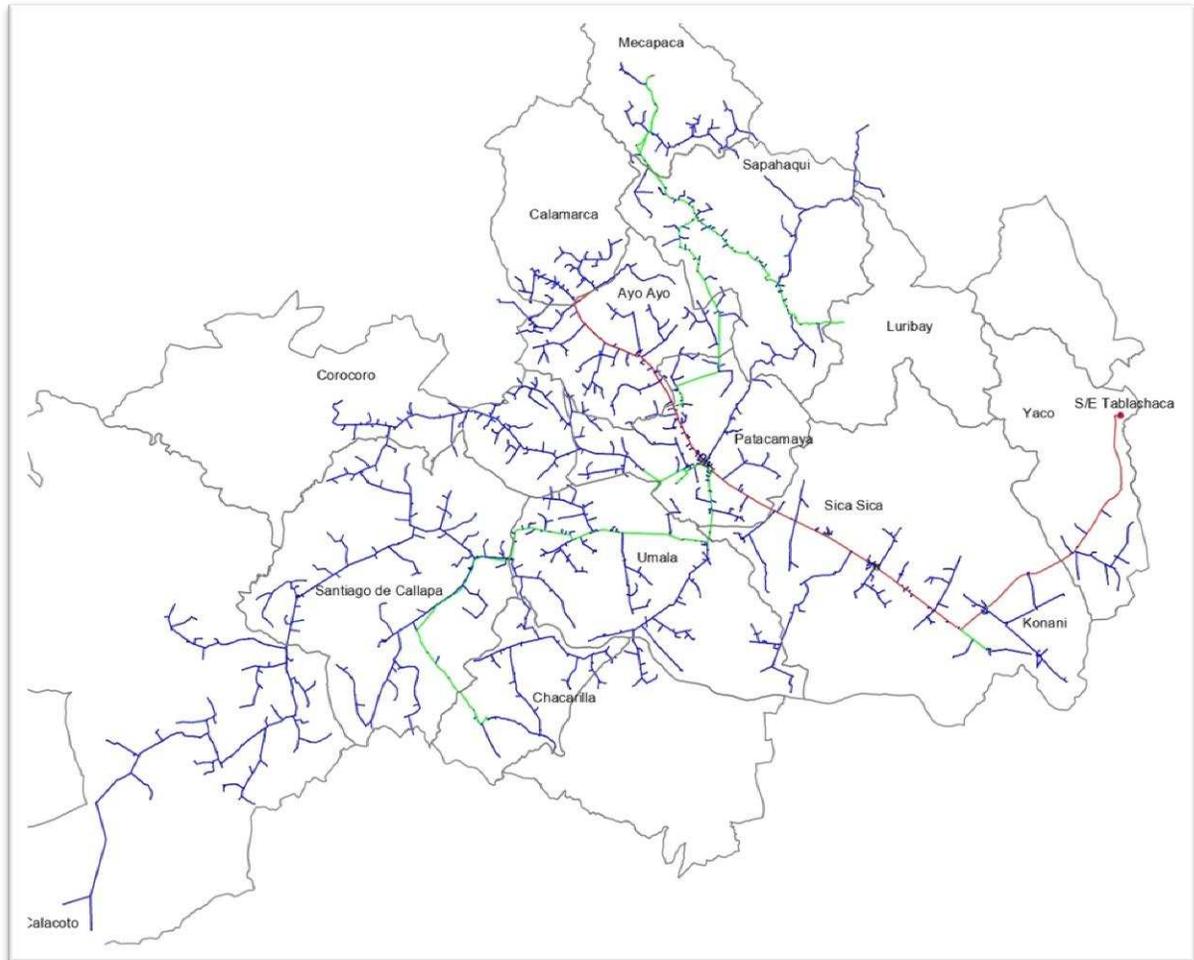
En Bolivia, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) comprende el sistema eléctrico que integra las instalaciones de los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Tarija, Beni, Santa Cruz, Sucre y Potosí.

El sistema eléctrico de distribución, comprende el conjunto de instalaciones como son: subestaciones de potencia, líneas eléctricas de subtransmisión, redes de distribución primaria, redes de distribución secundaria, transformadores de distribución, etc., que son utilizados para el servicio de energía eléctrica a los consumidores finales.

El alimentador Tablachaca tiene como fuente de alimentación la subestación Tablachaca, esta subestación se energiza mediante la línea de transmisión Huayñacota – Socomani en el nivel de 69 kV, a cargo de la empresa ENDE DEORURO.

La subestación Tablachaca se encuentra ubicada próximo a la Población de Tablachaca, municipio Yaco, provincia Loayza del Departamento de La Paz.

Figura 2.1 Diagrama topológico del alimentador Tablachaca



Fuente: Elaboración propia
(Línea Roja = Red MT trifásica troncal; Línea Verde = Red MT trifásica derivación;
Línea Azul = Red MT monofásica)

En la figura N° 2.1, se presenta el diagrama topológico del alimentador Tablachaca que tiene como fuente de alimentación la subestación Tablachaca.

Mediante el alimentador Tablachaca se realiza el suministro de energía eléctrica a los consumidores de las Poblaciones de Panduro, Khonani, Belen, Villa Esteban Arce, Lahuachaca, Sica Sica, Chijmuni, Patacamaya, Cañaviri, Umala, San Pedro

de Curahuara, Calteca, Santiago de Callapa, Canuta, Chacarilla, Viscachani, Ayo Ayo, Tolar, Santiago, Sapahaqui, Laca laca, Chanca, Jancosuni, Caracato, Maca Maca, Candial, Sixilia, Cacha, Hornuni y otros.

Tiene una extensión aproximada de:

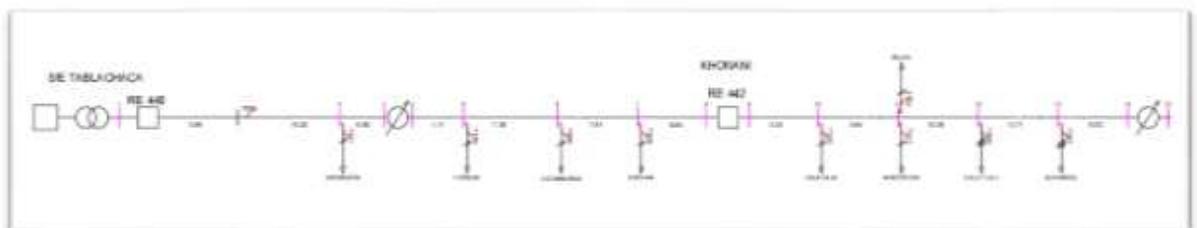
- 350 km de red en MT trifásica en el nivel de 24.9 kV.
- 1,742 km de red en MT monofásica en el nivel de 14.4 kV.

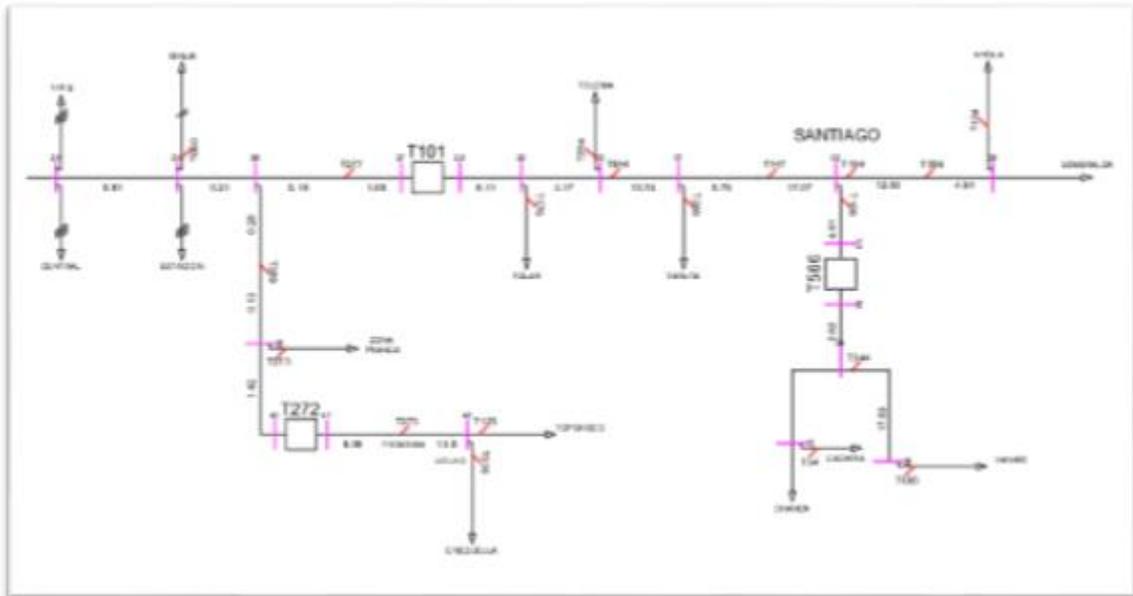
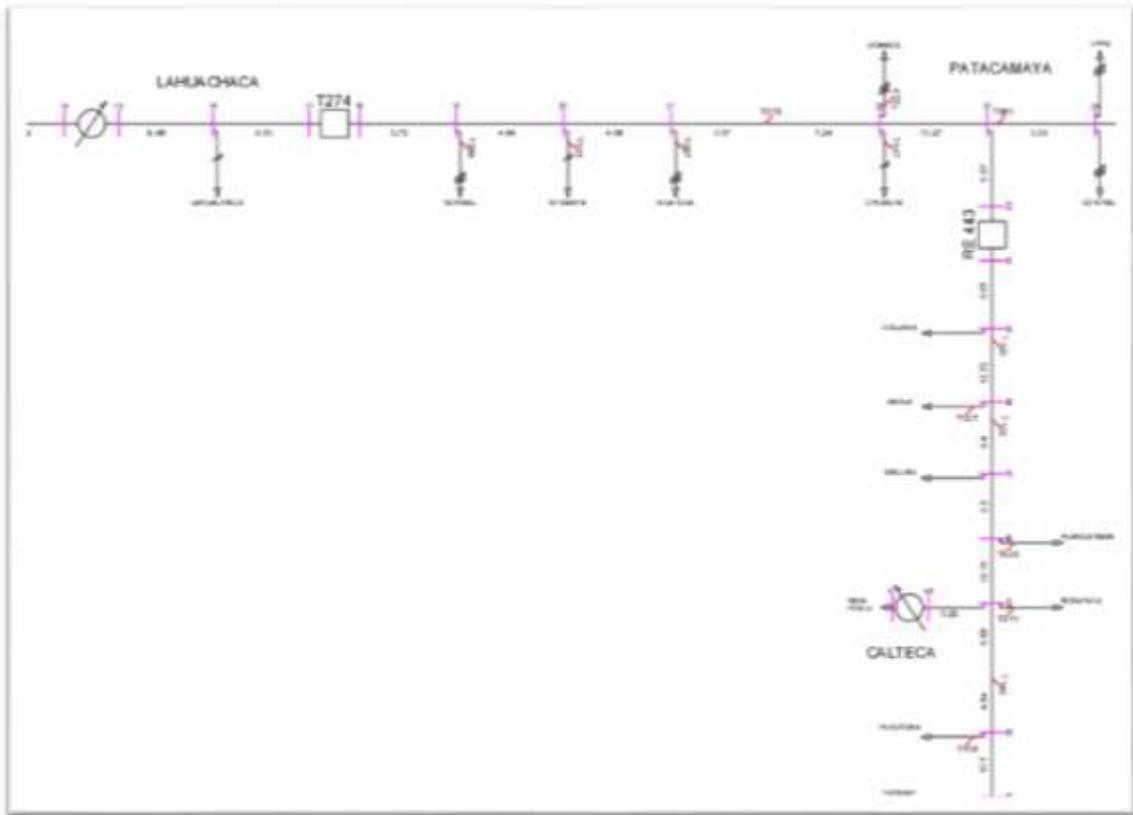
El transformador de potencia instalado en la subestación Tablachaca tiene las siguientes características:

- Capacidad instalada de 12 MVA.
- Relación de transformación de 69/24.9 kV.
- Reactancia de cortocircuito de 0.08 p.u.
- Tipo de conexión Dyn11
- Estado de carga actual de 4.5 MVA.
- Interruptor de potencia.
- Dos reconectores instalados, para los alimentadores Tablachaca y Luribay.
- Se encuentra a una altura de 4,344 m.s.n.m.

Se presenta a continuación el diagrama unifilar del alimentador Tablachaca, tomando en cuenta los centros de consumo principales.

Figura 2.2 Diagrama unifilar simplificado del alimentador Tablachaca





Fuente: Elaboración propia.

El alimentador Tablachaca fue construido en diferentes periodos de gobierno, es así que, el tramo del alimentador Tablachaca comprendido entre las Poblaciones de Konani y Patacamaya presenta cierta obsolescencia en la red eléctrica, que ocasiona fallas de tipo monofásico y trifásico en el alimentador Tablachaca.

En el área de influencia del alimentador Tablachaca, se presenta bastantes descargas atmosféricas que ocasionan fallas de tipo monofásico y trifásico, en el tramo desde la subestación de Tablachaca y la Población de Patacamaya, la red eléctrica se encuentra construida en una planicie a una altura promedio de 4000 m.s.n.m.

En el alimentador Tablachaca se encuentran instalados tres reconectores de acuerdo a la siguiente descripción.

Reconector 1, instalado en la subestación Tablachaca con las siguientes características:

- Reconector trifásico marca ABB
- Tipo de operación trifásico.
- Tipo de protección primaria.

Reconector 2, instalado en la Población de Khonani

- Reconector trifásico marca ENTEC.
- Tipo de operación trifásico.
- Tipo de protección de respaldo.

Reconector 3, instalado en la zona Porvenir Norte de la población de Patacamaya.

- Reconector trifásico marca COOPER.
- Tipo de operación trifásico.
- Tipo de protección de respaldo.

En la siguiente tabla se presenta el resumen de los fusibles instalados en las derivaciones principales y el alimentador principal:

Tabla 2.1 Resumen de fusibles instalados en el Alimentador Tablachaca

TA	Ubicación	Fusible K
331	Der. Cargadera	5
007	Der. Hornuni	5
008	Der. Conchamarca	8
009	Der. Khonani	10
320	Der. Cala Cala	10
013	Der. Janco Collo	6
078	Der. Belen	15
500	Der. Culli Culli	10
587	Der. Quinuabol	15
286	Der. Normal	15
015	Der. Ayamaya	15
067	der. Sica Sica	10
223	Der. Bombeo	15
017	Der. Chijmuni	10
161	Der. Patacamaya	30
492	Der. Taipillanga	25
316	Der. Muruhuta	20
044	Der. Cumbre	25
288	Der. Centro Chijini	10
194	Der. Caracato	15
106	Der. Sapahaqui	15

Fuente: Elaboración propia.

La red de distribución en media tensión presenta las siguientes características:

- Configuración de tipo radial.
- Nivel de tensión es 24.9 kV en conexión trifásica y 14.4 kV en conexión en monofásica.
- Extensión aproximada en la parte troncal del alimentador Tablachaca es de 126.7 km.
- Extensión aproximada de las derivaciones trifásica en el alimentador Tablachaca es de 223.3 km.
- Extensión aproximada de las derivaciones monofásicas en el alimentador Tablachaca es de 1742 km.

En el alimentador Tablachaca se encuentran instalados reguladores de voltaje en diferentes Poblaciones que se presentan a continuación.

Población Hornuni:

- Regulador de voltaje marca Toshiba.
- Tipo de conexión en estrella.
- Cantidad de Tap's +/- 16.

Población Lahuachaca:

- Regulador de voltaje marca Toshiba.
- Tipo de conexión en estrella.
- Cantidad de Tap's +/- 16

Para el respaldo de suministro de energía eléctrica a los consumidores del alimentador Tablachaca, se cuenta con las fuentes de suministro desde las subestaciones de Mallasa y Palca, mediante los alimentadores de Rio Abajo y Tahuapalca.

Se presenta a continuación el diagrama unifilar de la interconexión entre las subestaciones de Tablachaca, Mallasa y Palca, se presenta a continuación:

Las configuraciones de los sistemas de distribución, se describen a continuación:

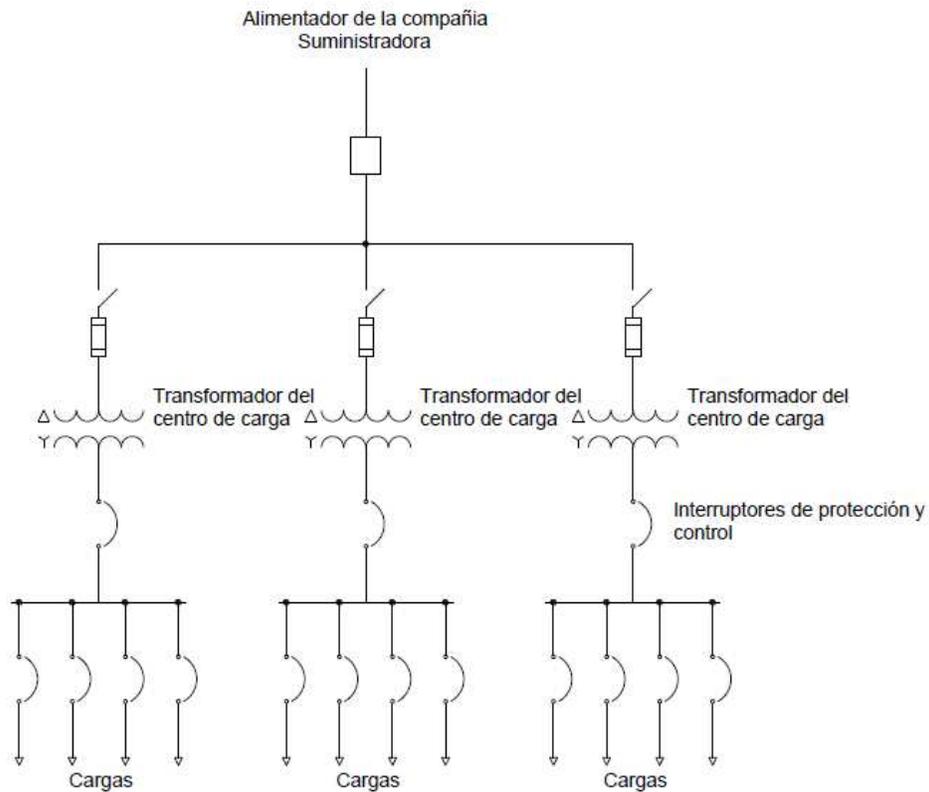
2.1.1. SISTEMA RADIAL

Una red de distribución radial presenta las siguientes características:

- Los alimentadores salen desde la subestación de potencia en dirección hacia los centros de carga, en forma unidireccional.
- La continuidad del servicio de suministro no está garantizada, debido a que una falla permanente en diferentes tramos del alimentador, ocasiona en muchos casos dejar fuera de servicio en su totalidad el alimentador.

Se presenta a continuación un diagrama unifilar del caso de un sistema radial.

Figura No 2.3: Sistema eléctrico de distribución radial.



Fuente: Redes de Distribución de Energía - Ramírez

2.1.2. SISTEMA RED MALLADA.

Para garantizar la continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica a los consumidores, se construye redes malladas que presenta las siguientes características:

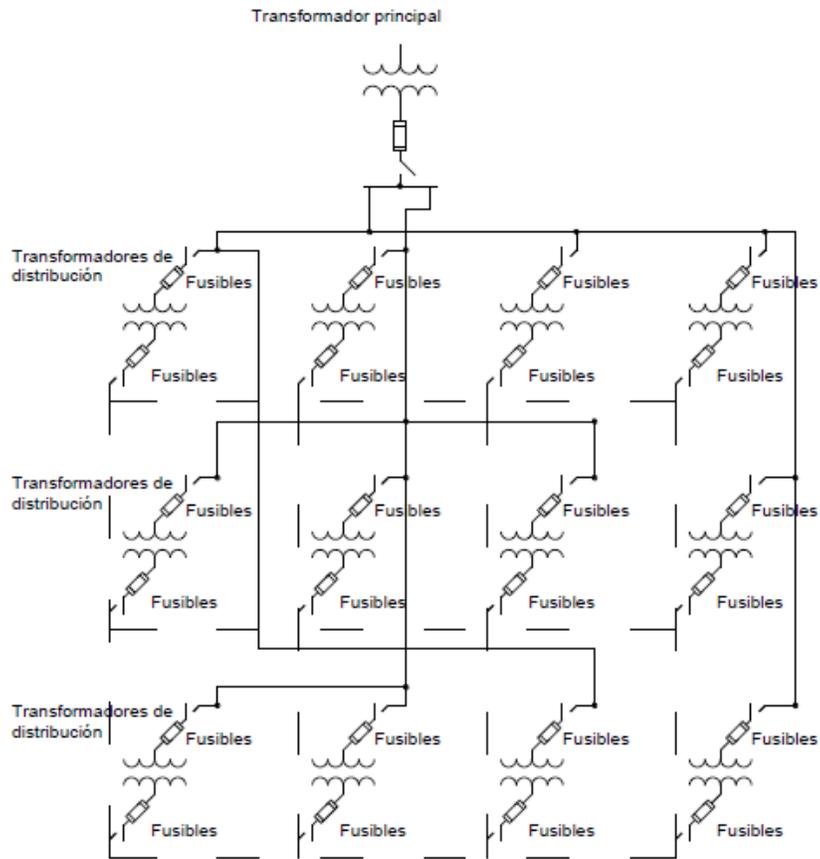
Alto costo de inversión, se construye en áreas de alta densidad de carga.

Por lo general se construye de forma subterránea.

Presenta alta confiabilidad, debido a que existen varias fuentes alternas de suministro de energía eléctrica en caso de contingencias.

Se presenta a continuación un diagrama unifilar del caso de una red mallada.

Figura No 2.4: Sistema eléctrico de distribución mallado.



Fuente: Redes de Distribución de Energía - Ramírez

2.1.3. RED EN ANILLO.

Este tipo de red presenta las siguientes características:

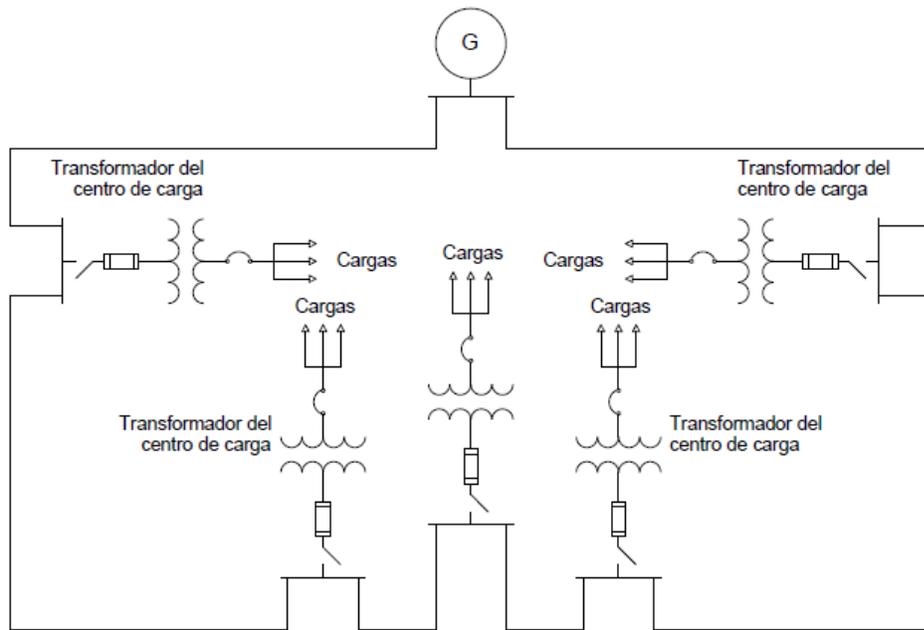
Presenta ventajas en el caso de una falla en algún ramo de la red de distribución, donde la falla se aísla y la red se convierte en una red radial de forma provisional.

Presenta menores pérdidas de energía eléctrica.

La operación puede presentar problemas debido al flujo de potencia en valores altos en diferentes tramos de la red de distribución.

Se presenta a continuación un diagrama unifilar del caso de una red en configuración anillo:

Figura No 2.5: Sistema eléctrico de distribución en anillo.



Fuente: Redes de Distribución de Energía - Ramírez



CAPITULO 3

DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

3.1. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.

El estudio de coordinación de protección ofrece la oportunidad de revisión de la filosofía de protección en los diferentes alimentadores del sistema eléctrico de distribución. Asimismo, ofrece una oportunidad de la revisión de los diferentes dispositivos instalados en la red de distribución y estudiar las ventajas y desventajas del uso de los mencionados dispositivos.

Los dispositivos de protección son utilizados para la operación en forma oportuna en la detección y minimización del impacto de las fallas en los transformadores de potencia y garantizar la continuidad del servicio de suministro a los consumidores conectados a la red de distribución.

Dependiendo de la importancia y características de la instalación y configuración de la red eléctrica, así como cada uno de sus elementos existe una diversidad de dispositivos de protección, así como de combinaciones entre los mismos para lograr dos objetivos:

- Minimización de los daños al elemento que presenta falla (seguridad del equipo).
- Reducir los efectos de las anomalías en el resto del sistema (continuidad del servicio).

Debido al gran volumen de equipo involucrado en el sistema de distribución, raramente se acostumbra establecer normas de construcción y característica técnicas del equipo para una situación específica o localización. En cambio, normas universales precisas y características técnicas se desarrollan para facilidad de reemplazo e instalación.

El nivel de voltaje de un sistema de distribución también debe ser considerado al aplicar un sistema de protección. Normalmente se esperaría que los niveles de más alto voltaje tengan el más complejo y caro sistema de protección. Esto es porque los voltajes más altos tienen los equipos más caros asociados con ellos y uno esperaría que en este nivel de voltaje sea más importante a la seguridad del sistema de potencia que en los de más bajo voltaje. Por consiguiente, los elevados costos de la protección normalmente se justifican más fácilmente. Este no siempre es el caso, sin embargo; el nivel específico de voltaje no es, por sí solo, una indicación de su importancia. Algunos sistemas tienen muy importantes sistemas de distribución en niveles bajos de voltaje.

En un orden ascendente de costo y complejidad, los dispositivos disponibles para protección de sistemas de distribución son:

- Interruptor de potencia
- Reconectador
- Fusible
- Seccionalizador

3.2. FUSIBLES.

El estudio de los fusibles y su aplicación es una disciplina extensa y compleja que está más allá del alcance de este documento. Sin embargo, históricamente y técnicamente, los fusibles forman la base de la protección, particularmente para los alimentadores radiales. Sus voltajes operan entre el nivel de voltaje de 2.4 y 34.5 kV, aquí el fusible es el más viejo, más simple y predominante de todos los dispositivos de protección.

El fusible, un elemento de aleación metálica, es un detector de nivel y es simultáneamente el sensor y el dispositivo de interrupción. Se instala en serie con el equipo que se está protegiendo y opera por fusión de un elemento fusible en respuesta al flujo de corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

3.2.1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

Las características del fusible varían considerablemente de un fabricante a otro y las especificaciones particulares deben obtenerse de la literatura apropiada.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobre corrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente que se le aplique. Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación:

- Tiempo mínimo de fusión (MMT).
- Tiempo máximo de despeje (MCT).

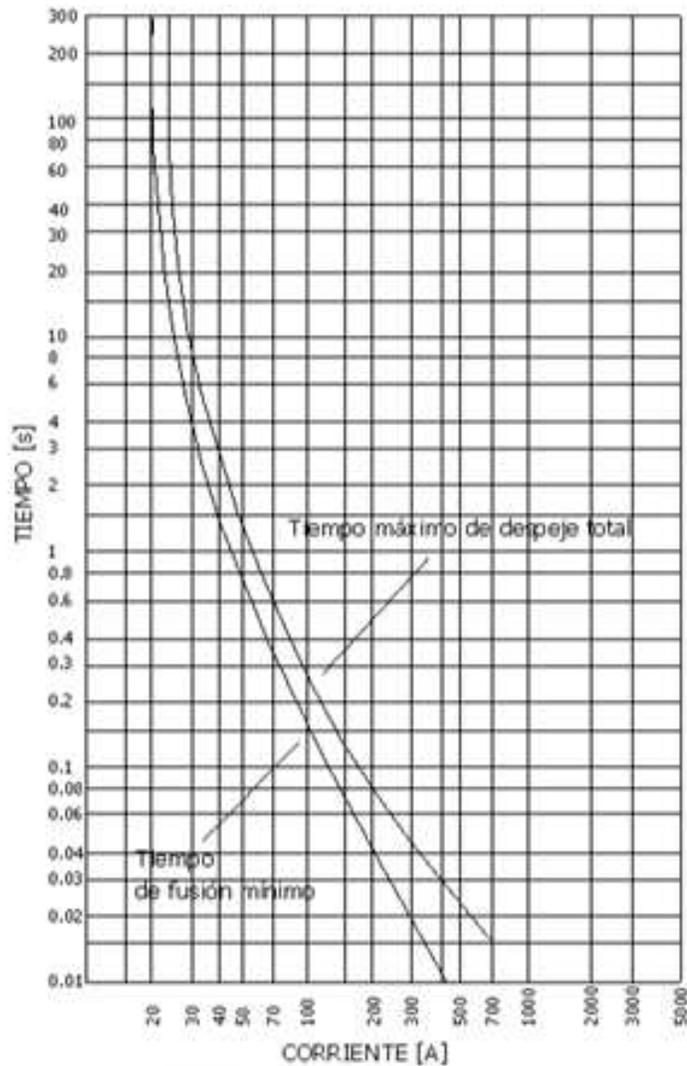
La curva del tiempo mínimo de fusión (MMT) es el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla.

Usualmente los fabricantes trazan esta curva, considerando una temperatura ambiente de 25° C y operando el fusible sin carga inicial.

Tiempo de arqueo (AC, arcing time), es el intervalo durante el cual persiste el arco eléctrico. La curva del tiempo total de despeje o MCT es el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir, toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que este se extingue totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la MMT se grafica a 25° C y sin carga inicial.

Se presenta a continuación las curvas características de la operación del fusible.

Figura No 3.1: Curvas características de la operación del fusible, tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de despeje.



Fuente: Protección de Sistemas Eléctricos – Ramírez

En la actualidad existen variedad de fusibles, por lo que, dependiendo de la aplicación específica, satisfacen de mayor a menor medida a los requerimientos técnicos establecidos. A continuación, se mencionan algunos fusibles, considerando su aplicación en los sistemas de distribución:

- Fusibles tipo expulsión.
- Fusibles de triple disparo.
- Fusibles de vacío.

- Fusibles limitadores de corriente.
- Fusibles de hexafluoruro de azufre.
- Fusibles de potencia

3.2.2. FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.

Este tipo de fusible es el más empleado en los sistemas de distribución. Para este tipo de elementos fusibles las normas ANSI C37.43 definen las siguientes curvas características de operación:

a) Fusibles Tipo N

Fue el primer intento de estandarización de las características de los elementos fusibles, el estándar dictaba que deberían llevar el 100 % de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos.

La curva característica de tiempo-corriente es proporcionada por los fabricantes de los fusibles y esta característica es la más rápida con respecto a otros tipos de fusibles, el tiempo mínimo de fusión al 150% del valor de la corriente nominal es de 300 segundos.

b) Fusibles Tipo K y T

Corresponden a los tipos rápidos y lentos respectivamente, estas curvas fueron parcialmente definidas en 1950.

Para la característica de operación de estos fusibles se definieron tres puntos correspondientes a los tiempos de 0.1, 10 y 300 segundos, adicionalmente se estandarizó que estos fusibles serían capaces de llevar el 150% de su capacidad nominal continuamente para fusibles de estaño y del 100% para fusibles de plata.

Asimismo, se normalizaron las capacidades de corriente más comunes de fabricación y que actualmente son de 1, 2, 3, 5, 8, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperes

Para los cortacircuitos de distribución que utilizan fusibles tipo expulsión se tienen normalizados los valores máximos de la corriente de interrupción, indicados en la Tabla 3.1 siguiente:

Tabla No 3.1: Corriente de cortocircuito máxima de interrupción.

Tensión kV	Corriente de Interrupción A
4.8	12.5
7.2	12.5
14.4	10.0
25.0	8.0

Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas – Suarez

3.2.3. DESVENTAJAS DE LOS FUSIBLES.

- La característica de operación de solo un tiro referida anteriormente requiere que un fusible fundido se reemplace antes de que el servicio pueda restaurarse. Esto significa un retraso y la necesidad de tener los fusibles de repuesto y el personal de mantenimiento calificado que deben ir y reemplazar los fusibles en el campo. Con lo anterior se provocan altos costos de operación de la red eléctrica.
- En un circuito trifásico, una falla monofásica de fase a tierra causará un fusible fundido, desenergizando sólo una fase, permitiendo al equipo conectado (tal como los motores) quedarse conectados a las fases restantes, con el subsecuente calentamiento excesivo y vibración debido al suministro de voltaje desequilibrado.

3.2.4. SELECCIÓN DE FUSIBLES.

Para la selección de los fusibles a ser instalados en la red de distribución, se debe identificar la aplicación y necesidades del elemento del sistema a proteger.

Al seleccionar el fusible según la aplicación debe considerarse si se requiere para operar en interiores o exteriores.

Si es para exteriores se considera que el corta-circuito fusible completo sea para operar bajo condiciones de intemperie; si es para operar en espacios cerrados entonces se elegirá un fusible el cual reduzca considerablemente la emisión de ruido, gases y flama al exterior del porta-fusible por un cortocircuito.

En la elección del tipo de fusible se debe identificar si se requiere de un fusible del tipo distribución o uno de potencia, se realizará con base a la capacidad interruptiva y al nivel del corto circuito que se tenga disponible en el lugar donde el fusible vaya a ser instalado.

Las características eléctricas requeridas para la operación deben consideras los siguientes parámetros:

a) Tensión nominal

El valor de tensión de operación normal deberá ser igual o menor a la tensión de diseño del fusible y el fusible no deberá operar a una tensión mayor al voltaje máximo de diseño.

b) Corriente continúa

Es el valor eficaz (rms) de la corriente que puede circular por el fusible en régimen estacionario y en forma continua donde se debe considerar lo siguiente:

- La corriente normal de la carga máxima que se puede presentar, la cual deberá circular por el fusible sin que éste sufra ningún daño en sus características, todos los fusibles pueden llevar continuamente la corriente continua de diseño con una temperatura ambiente que no exceda los 40°C.
- La corriente transitoria de "inrush" de los transformadores, que es la corriente de magnetización del núcleo de los transformadores, es de corta duración (aproximadamente 0.1 seg.) y dependiendo de la capacidad del transformador tiene un valor de 8 a 12 veces la corriente nominal, esto en la

coordinación de protecciones es conocido como punto "inrush", y este punto no debe rebasar a la curva tiempo-corriente de operación del fusible.

- Sobrecargas normales repetitivas como arranque de motores.

c) Capacidad interruptiva

El rango de interrupción relaciona el valor máximo de la corriente eficaz (rms) simétrica que circula durante la primera mitad del ciclo después de iniciada la falla, este rango puede expresarse en las formas siguientes:

- La corriente máxima rms simétrica.
- La corriente máxima asimétrica.
- El equivalente en potencia aparente (kilovoltios-amperios) trifásicos asimétricos.

La corriente máxima rms simétrica es la más ampliamente utilizada porque es la que proporcionan los estudios de cortocircuito, la corriente máxima asimétrica representa la máxima corriente que el fusible puede interrumpir y es 1.6 veces la corriente máxima simétrica para fusibles, amperes trifásicos o MVA de capacidad interruptiva se usan básicamente como referencia de comparación con las capacidades de interrupción en los interruptores.

En la siguiente figura se presenta fotos de fusibles tipo K, tipo T.

Figura No 3.2: Fusibles tipo K, tipo T.



Fuente: Curso de protecciones – UNI

3.2.5. FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

Estos fusibles son básicamente de no expulsión, limitan la energía disponible cuando ocurre un cortocircuito, esto permite que se reduzcan considerablemente los daños en el equipo protegido. Hay tres tipos de fusibles disponibles:

- a. De respaldo o rango parcial, el cual debe ser utilizado en conjunto con uno de expulsión o algún otro dispositivo de protección y solamente es capaz de interrumpir corrientes superiores a un nivel especificado de 500 amperios.
- b. De propósito general, el cual está diseñado para interrumpir todas las corrientes de falla. Para una corriente de bajo valor, el tiempo de operación es retardado y para corrientes de falla opera en un tiempo muy rápido del orden de un cuarto de ciclo.
- c. De rango completo, el cual interrumpe cualquier corriente que en forma continua se presenta arriba de la corriente nominal.

Su principio de operación se basa en que cuando circula una corriente en que cuando circula una sobrecorriente capaz de fundir el elemento metálico, éste empieza a fundir en nódulos que provocan un valor grande de tensión de arco, el calor generado por el arco vaporiza el metal a una presión muy elevada, condición bajo la cual se presenta una resistencia eléctrica muy alta, una vez que el vapor metálico se condensa ocurre una descarga en el canal de arco y se tiene una re ignición hasta que la corriente pasa por su valor cero que es cuando se completa la interrupción del arco.

Figura No 3.3: Fusible limitador de corriente para conector tipo codo portafusible para operación con carga, clase 15, 25 y 28 kV.



Fuente: Industria Cooper Power Systems

3.2.6. FUSIBLES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

Estos fusibles son empleados en las redes de distribución subterránea, dado que son para uso en interiores y del tipo limitador de corriente, actualmente se construyen para operar a 15.5, 27 y 38 kV de tensión de diseño con capacidades de 200 o 600 amperios nominales, para 15.5 y 27 kV tienen un rango de 20 kA de capacidad de interrupción y para 38 kV tienen un rango de 13.5 kA de interrupción. El elemento fusible tiene rangos desde 3 a 200 amperios nominales disponiendo de curvas de operación estándar “E” o curva rápida “K”.

Por sus características de diseño y construcción pueden ir instalados en cualquier posición ya sea horizontal, vertical, en pisos, paredes o bajo las envolventes superiores de los equipos, asimismo pueden ir completamente sumergidos.

En cuanto a equipo que pueden proteger puede ser bancos de transformación, cables o equipo automático de seccionamiento.

3.2.7. FUSIBLES DE POTENCIA.

Son diseñados para la instalación en subestaciones, líneas de distribución y subtransmisión, en donde los requerimientos de capacidad de interrupción son altos.

El fusible de potencia tipo expulsión fue el primero que se diseñó, habiendo evolucionado debido a la necesidad de contar con un fusible de mejores características, utilizándose entonces el ácido bórico y otros materiales sólidos que presentan las características siguientes:

- a) Para iguales dimensiones de la cámara de interrupción de los portafusibles el ácido bórico puede interrumpir circuitos con una tensión nominal más alta.
- b) Un valor mayor de corriente, cubre un rango total de interrupción desde la corriente nominal de fusión hasta la corriente de interrupción máxima de diseño.
- c) Obliga a que se forme un arco menor de energía.
- d) Reduce la emisión de gases y flama.

El gas liberado por el ácido bórico no es combustible y es altamente desionizante, esto reduce grandemente la flama del arco, como resultado de esto hay una trayectoria más limpia de los gases previniendo el re-encendido del arco eléctrico y con esto reduciendo las distancias requeridas para interrumpir la corriente.

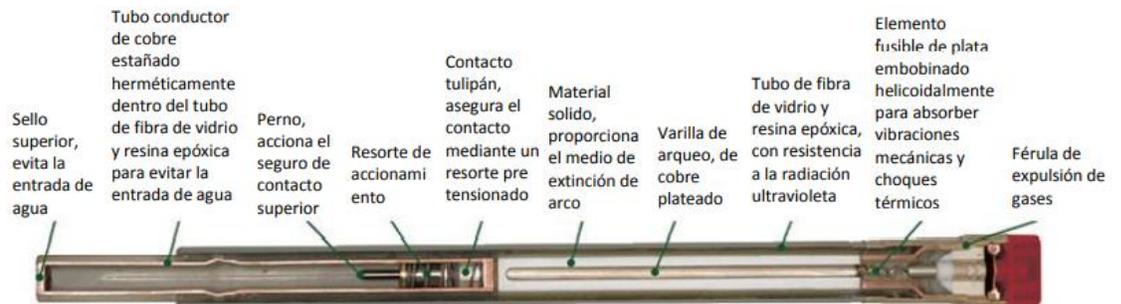
Figura No 3.4: Fusible de potencia SMD



Fuente: S&C Electric Company

La principal característica por la que se usa el ácido bórico, es que al exponerse al calor del arco libera un vapor que produce una sobrepresión en la cámara de extinción y eleva la rigidez dieléctrica en el canal establecido por el arco y condensándose rápidamente en pequeñas gotas, las cuales tienen una acción refrigerante.

Figura No 3.5: Partes constructivas de un fusible de potencia tipo SMD.



Fuente: S&C Electric Company.

Otro aspecto importante que debe considerarse para el diseño, ajuste y selección de los elementos fusibles es que se deben soportar condiciones transitorias (corrientes de arranque de motores, inrush de transformadores) y condiciones permanentes de carga de transformadores. También debe considerarse que los fusibles tienen una franja de respuesta a las

sobrecorrientes (tiempo fusión del elemento más tiempo de arco), de esta manera pueden presentarse problemas de selectividad cuando están conectados en serie con un interruptor automático u otros fusibles.

3.3. RECONECTADORES.

Las fallas de tipo temporal son las más comunes en los sistemas eléctricos de distribución, supóngase descargas atmosféricas sobre los aisladores, contacto de fase empujadas por el viento, etc., son fallas que durarían pocos ciclos, pero pudieran ser capaces de interrumpir el suministro de energía eléctrica indefinidamente si no se controlan. Los dispositivos que anulan fallas temporales permitiendo restablecer el flujo continuo de energía eléctrica en líneas de distribución se conocen como reconectores automáticos.

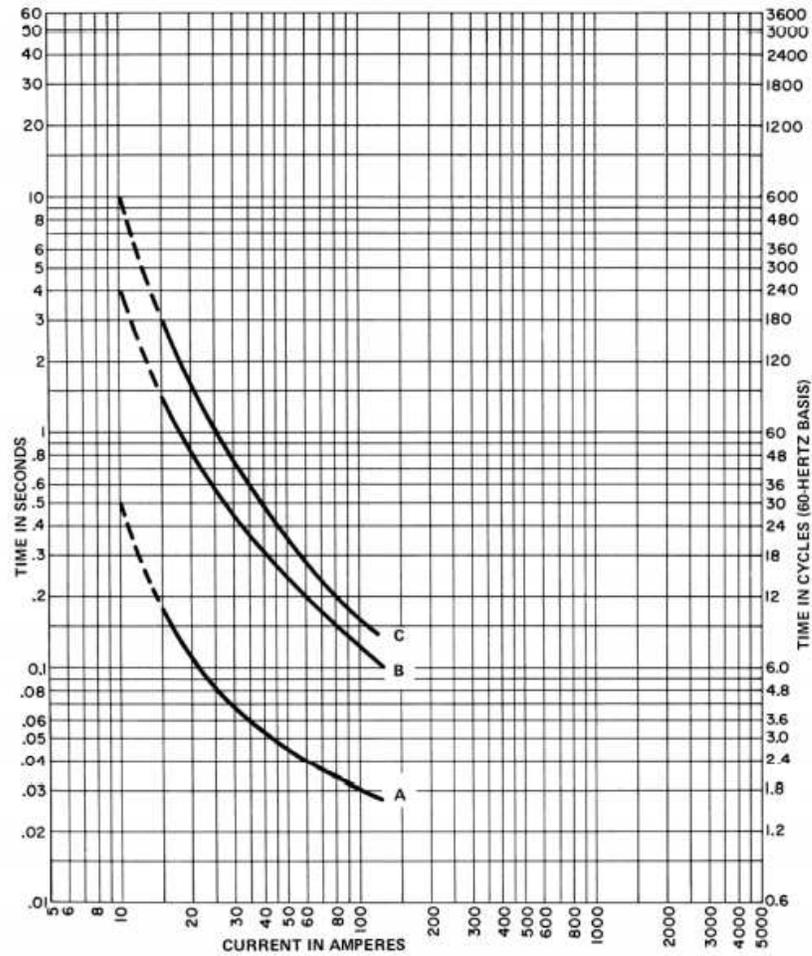
Estos equipos funcionan como interruptores de conexión automática, cuando detectan sobrecorrientes en las líneas de distribución se desconectan y vuelven a cerrarse para energizar las líneas, pueden programarse para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Si la falla persiste estos dispositivos mantienen la línea de distribución abierta.

Entonces un Reconector es un dispositivo que permite identificar y diferenciar entre una falla temporal y permanente. Es importante destacar que estos dispositivos poseen al menos dos curvas de operación, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.

Tiempo de reconexión: Son los intervalos de tiempo en que los contactos del Reconector permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión. Normalmente de 2 y 10 segundos.

Tiempo de reposición: Es el tiempo después del cual el Reconector repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.

Figura No 3.7: Curvas características de operación de los reconectores.



Fuente: Protección de sistemas eléctricos – Ramírez

Curva tipo A: curva rápida

Curva tipo B: curva lenta

Curva tipo C: curva muy lenta

Estos dispositivos pueden ser ajustados para secuencias de operación diferentes, por ejemplo, una operación rápida y tres lentas (1A 3B), 3A 1B, 4B, según sea la conveniencia para coordinar con otras protecciones.

De esta forma es como trabaja un Reconector, le da la oportunidad al circuito de recuperación de alguna falla temporal en forma automática, de lo contrario si las fallas persisten, los reconectores protegen a las líneas de distribución únicamente con la interrupción del servicio de forma indefinida.

Figura No 3.8: Reconector trifásico.



Fuente: Manual de operación NOJA

3.3.1. RECONECTOR MONOFÁSICO

Los reconvertadores monofásicos son utilizados para proteger líneas de distribución monofásicas como son las derivaciones del alimentador de un sistema trifásico. Pueden ser utilizados también en circuitos trifásicos, donde la carga sea monofásica, es decir en un sistema estrella de 4 hilos.

Debido a esto, cuando la fase a la que está conectado el reconvertador sufre alguna falla, la fase dañada puede ser reemplazada por alguna de las otras dos mientras la falla es reparada.

Se presenta a continuación dos tipos de reconvertadores monofásicos.

Figura No 3.9: Reconectador monofásico con control electrónico y control hidráulico.



Fuente: Cooper Industries

3.3.2. RECONECTADOR TRIFÁSICO.

Son equipos que se conectan a las tres fases de un circuito trifásico, sin embargo, estos equipos pueden clasificarse como reconectadores de apertura monofásica y apertura trifásica. Los reconectadores de apertura monofásica tienen tres modos de operación; (1) Apertura trifásica con bloqueo trifásico, las tres fases operan simultáneamente ante una sobrecorriente, si la falla es temporal y se pudo restablecer en forma automática, el dispositivo cierra para restablecer el servicio. (2) Apertura monofásica con bloqueo trifásico, cada reconectador de cada fase opera de forma independiente, si una de las fases presenta una falla el reconectador opera, abre el circuito y vuelve a cerrar para verificar si la falla ha desaparecido, si la falla no es de carácter temporal entonces los tres reconectadores operan dejando inhabilitadas las tres fases, de esta forma se evitan desbalanceo en el alimentador. (3) Apertura monofásica con bloqueo monofásico, si una falla ocurre en alguna fase, el reconectador que la protege opera y deja abierto el circuito, sin embargo, los reconectadores que protegen a las otras dos fases permanecen en estado cerrado, es decir, la apertura del reconectador en una fase no

favorece a que los otros dos reconectadores operen, este sistema se usa para el suministro de energía en zonas residenciales donde el servicio es del tipo monofásico.

Figura No 3.10: Reconectador trifásico con control electrónico y reconectador de un solo tanque con control electrónico.



Fuente: Cooper industries

3.3.3. RECONNECTADOR DE APERTURA TRIFÁSICA.

Este tipo de reconectadores se utiliza principalmente para la mejora de la confiabilidad del sistema de distribución. La selección de estos dispositivos está basada en las especificaciones eléctricas necesarias (tensión y corriente nominal) medio de interrupción y aislación, y por el tipo de control sea hidráulico o electrónico.

Para cualquier tipo de falla, es decir de tipo monofásico, bifásico o trifásico, todos los contactos del reconectador operan de forma simultánea en la apertura o cierre.

Figura No 3.11: Reconector trifásico con control automático y reconector trifásico aislado en aire con control electrónico.



Fuente: Cooper industries.

Para la selección de este tipo de dispositivos, se debe considerar lo siguiente:

La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del reconector.

La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde será instalado, debe ser menor o igual a la corriente nominal del reconector.

Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.

La corriente mínima de operación debe ser seleccionada, de manera tal que pueda detectar todas las fallas que ocurran dentro de la zona de protección (sensibilidad) normalmente se ajusta al 200% de la corriente nominal del sistema eléctrico que protege.

Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema eléctrico.

3.4. SECCIONALIZADORES.

Un Seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que realiza la apertura de sus contactos de forma automática, mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un reconector.

Debido a que este dispositivo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de operación bajo carga.

Estos equipos al no tener un mecanismo de apertura y cierre bajo condiciones de carga nunca deben instalarse en troncales o derivaciones importantes.

Como no interrumpe corrientes de falla no tiene características tiempo-corriente, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

3.4.1. PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

El Seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción, cuando trata de aislar una falla. Esto lo realiza en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por el dispositivo o esta disminuye por debajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo, el Seccionalizador abre después que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona de influencia de un seccionalizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionalizador, preparándose este último para contar el mínimo de re cierres del interruptor.

Cuando este último opera se des-energiza la línea, por tanto, la corriente en el seccionalizador es cero, registrando en su memoria una operación del seccionalizador.

Si la falla es de carácter temporal, es probable que la aísla en la operación rápida del reconector. Puesto que ningún dispositivo ha completado su secuencia de operaciones, los controles del reconector y el seccionizador retornan a su estado original, preparándose para otra secuencia de operación. Si la falla es permanente, el reconector continua con su programa inicial de operaciones, el seccionizador cuenta cada operación de apertura y después que el reconector ha efectuado su última apertura completa su conteo, abre y aísla la falla. El dispositivo de respaldo energiza el resto del sistema eléctrico al efectuar el último re-cierre y su control que en el estado inicial para repetir su secuencia de operaciones (apertura y cierres).

Al contrario de los fusibles tipo expulsión, un seccionizador proporciona coordinación (sin insertar una coordinación con curva tiempo-corriente) con los dispositivos de respaldo asociados con las corrientes de falla muy altas y en consecuencia proporciona un punto de seccionamiento adicional en el circuito.

Estos equipos son instalados entre dos dispositivos de protección que tiene curvas tiempo-corriente de operación y que están muy juntas donde un paso adicional de coordinación no es práctico.

Son comúnmente empleados sobre ramales donde las corrientes de falla elevada son evitadas coordinando con fusibles.

Figura 3.12: Seccionizador hidráulico tipo GH



Fuente: Cooper Power Systems

Los seccionadores más comunes utilizados en sistemas de distribución son los siguientes:

Tabla No 3.2: Seccionadores más utilizados en sistemas de distribución.

Corriente nominal [A]	Corriente de carga de rotura [A]	Corriente actuante (160%) [A]	Corriente asimétrica momentánea [A]	Corriente de aguante simétrica en 1s [A]	Corriente de aguante simétrica en 10s [A]
5	308	8	800	200	60
10	308	16	1600	400	125
15	308	24	2400	600	190
25	308	40	4000	1000	325
35	308	56	6000	1500	450
50	308	80	6500	2000	650
70	308	112	6500	3000	900
100	308	160	6500	4000	1250
140	308	224	6500	4000	1800

Fuente: Cooper Power Systems

3.4.2. SECCIONALIZADORES ELECTRÓNICOS

Este tipo de control es utilizado en grandes equipos; son más flexibles, fácilmente ajustados y más exactos que el control hidráulico. El control electrónico reemplaza a la bobina serie y al resto del mecanismo de recuento de los Seccionadores hidráulicos. El circuito está ubicado sobre una placa de circuito impreso. La corriente que fluye a través del seccionador es detectada por transformadores de corriente tipo boquilla, normalmente con una relación de 1000:1. La corriente secundaria circula a través del transformador y las redes rectificadas, esta entrada rectificada pasa a través de un relé que carga capacitores de transferencia y la energía va en los circuitos de recuento y de memoria. Cuando la cantidad preseleccionada de interrupciones ha sido obtenida, un circuito de descarga es energizado para operar una bobina de corte mediante un capacitor de energía. Si la falla es permanente, el seccionador abrirá después de la cantidad predeterminada de interrupciones y si la falla es temporal, el circuito retendrá el recuento en su memoria electrónica hasta un tiempo preseleccionado y olvidará gradualmente el recuento.

Figura No 3.13: Seccionalizador trifásico Autolink.



Fuente: Industrias ABB.

En caso de producirse una falla temporal, el reconectador de respaldo abre, y el seccionalizador cuenta una apertura; posteriormente re-cierra el equipo de respaldo y debido a que la falla es transitoria, se elimina de tal forma que tanto el equipo de respaldo como el seccionalizador permanecen conectados y el servicio restablecido. El tiempo de reposición de este tipo de equipos normalmente es de 30 segundos.

Para la selección de los Seccionalizadores se debe tomar en cuenta la siguiente información:

Tensión del sistema: El seccionalizador debe tener una tensión nominal mayor o igual a la del sistema al que está conectado.

Corriente nominal: La corriente nominal del seccionalizador debe ser mayor o igual a la corriente de carga máxima del sistema eléctrico.

Corriente mínima de operación: es la corriente requerida por el seccionalizador para iniciar una operación de conteo. En los Seccionalizadores hidráulicos la corriente mínima actuante será 160% del valor nominal de corriente de la bobina serie. Para los Seccionalizadores electrónicos la corriente mínima actuante es independiente del valor de la corriente nominal y su valor se calcula al 80% de la corriente de operación del dispositivo de respaldo.

Numero de conteos: El seccionalizador debe ajustarse para un conteo menos que el reconectador de respaldo. Para coordinar más de dos Seccionalizadores en serie, el seccionalizador protector debe ajustarse para un conteo menos que el seccionalizador de respaldo.

Tiempo de memoria: Es el tiempo que el seccionalizador retendrá en memoria un conteo. El tiempo de memoria es usualmente especificado con un valor mínimo y con una tolerancia positiva.

Tiempo de restablecimiento: es el tiempo requerido después de que una o más operaciones de conteo se han realizado para que los mecanismos de conteo vuelvan a la posición inicial.

3.5. RELÉS

Los relés son dispositivos, que al detectar condiciones anormales (pres establecidos en el equipo) completan un circuito que ordena disparar a su elemento de protección asociado para aislar la falla del resto del sistema eléctrico.

Su función principal, así como la de los interruptores es prevenir o limitar el daño durante fallas o descargas y minimizar su efecto en el resto del sistema, estos operan generalmente con señales de tensión y corriente derivadas de transformadores de potencial y de corriente. Un banco de baterías proporciona la corriente de disparo del interruptor asociado. Una operación exitosa depende de; las condiciones del banco de baterías, de la continuidad del alumbrado, del estado de disparo de la bobina de disparo, de la correcta operación mecánica y eléctrica del interruptor y del cierre de los contactos del relé.

Los relés se clasifican de acuerdo al siguiente detalle:

- Relés electromecánicos.
- Relés estáticos.
- Relés digitales.

En sistemas eléctricos de distribución, por sus características tiempo corriente, se clasifican de acuerdo al siguiente detalle:

- Instantáneos.
- Tiempo inverso.
- Tiempo muy inverso.
- Tiempo extremadamente inverso.

Considerando su forma de conexión, los relés se clasifican en:

- Relés de sobrecorriente de fase.
- Relés de sobrecorriente de neutro.
- Relés trifásicos.

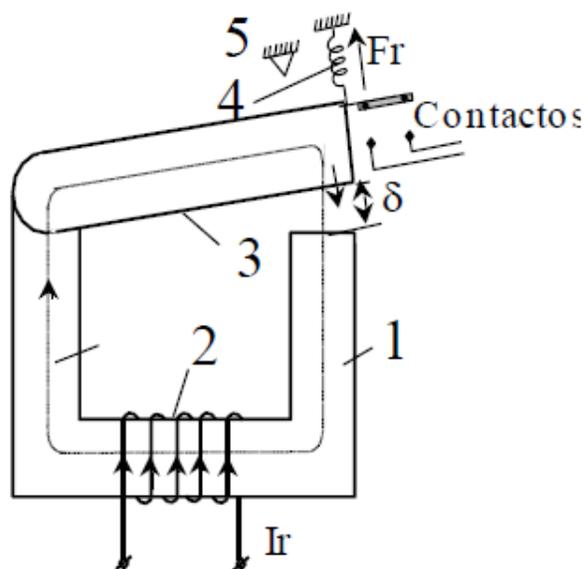
3.5.1. RELÉS ELECTROMECAÑICOS

Este tipo de relés emplean bobinas y mecanismos para abrir y cerrar sus contactos cuando es necesaria su operación. Los relés electromecánicos se pueden clasificar en:

- Relés electromagnéticos.
- Relés de inducción.

Los relés electromagnéticos, debido a su rapidez de respuesta bajo condiciones de falla, se utiliza en la construcción de relés instantáneos 50.

Figura No 3.14: Partes principales de un relé electromagnético.



Fuente: Texto Base Protecciones – Ing. Armengol Blanco.

Donde:

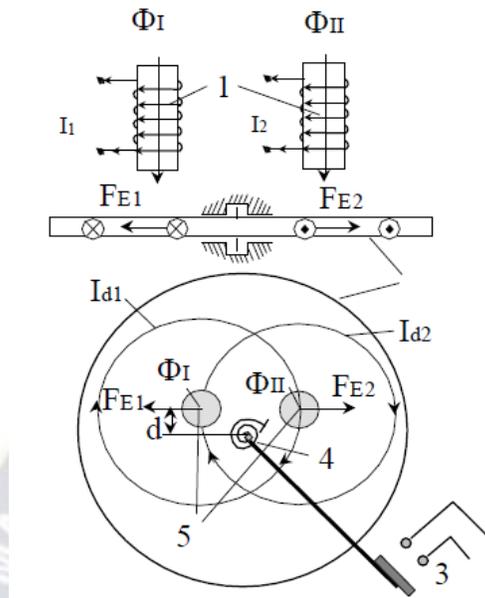
1. Electroimán formado por un núcleo magnético y una bobina.
2. Parte móvil o ancla de acero.
3. Contactos móviles y fijos.
4. Resorte de oposición.
5. Tope para fijar la posición inicial de la parte móvil.

La corriente que pasa por la bobina da lugar a la fuerza magnemotriz IW , en consecuencia, aparece el flujo magnético que circula a través del circuito magnético del relé. Este circuito magnético está formado por el núcleo, la parte móvil y el entrehierro entre la parte móvil y el núcleo. Debido a esto la parte móvil se magnetiza y es atraída hacia el núcleo. Al desplazarse la parte móvil el núcleo termina cerrando los contactos del relé. La posición inicial de la parte móvil se mantiene por la acción del tope. El contacto normalmente abierto (NA) que cierra durante la operación del relé (pick-up) se utiliza para el disparo de los interruptores de potencia.

3.5.2. RELÉS DE INDUCCIÓN.

El principio de inducción se basa en el paso de al menos dos flujos desfasados entre sí, a través de una parte móvil en forma de disco, de modo que se induzcan corrientes con las cuales interactúen dichos flujos, dando lugar a un par motriz. Los flujos que atraviesan al disco móvil y con esto dan lugar a las fuerzas electromotrices en el disco.

Figura No 3.15: Construcción de un relé de inducción.



Fuente: Texto Base Protecciones – Ing. Armengol Blanco.

Dónde:

1. Electroimanes
2. Disco móvil
3. Contactos
4. Resorte
5. Ejes de los flujos

De acuerdo a la ley de inducción, las f.e.m. están retrasadas 90° con respecto a los flujos que las originan. La f.e.m. induce en el disco la corriente I_{d1} que cierra alrededor del eje del flujo 1. En la misma forma el flujo 2 induce la corriente I_{d2} .

Las direcciones positivas de las corrientes en el disco se determinan de acuerdo a la regla del tirabuzón: si el movimiento de avance del tirabuzón coincide con la dirección del flujo, entonces la dirección del giro coincide con el sentido de la corriente o lo que es lo mismo la regla de la mano derecha en la que el pulgar coincide con el flujo y los cuatro dedos doblados indican la dirección de la corriente.

Debido a que la inductancia del disco es despreciable, las corrientes están en fase con la f.e.m. que las forma.

De acuerdo a la teoría de campo magnético, los flujos interactúan con las corrientes que se encuentran en su campo, dando lugar a fuerzas de interacción. Los flujos no interactúan con las corrientes que ellos inducen, por lo que se obtienen solo dos fuerzas electromagnéticas:

$$F_{E1} = K_1 f \phi_1 \cos(\phi_1)$$

$$F_{E2} = K_2 f \phi_2 \cos(\phi_2)$$

La dirección de las fuerzas 1 y 2, se determina por medio de la regla de la mano izquierda. La dirección de las fuerzas electromagnéticas cambia cuatro veces en un periodo, por eso el giro de la parte móvil del relé depende del signo valor medio de las fuerzas 1 y 2. El signo y dirección de cada fuerza dependen del desfase de los flujos con respecto a las corrientes con las que interactúan. La fuerza resultante se obtiene como la suma algebraica de las fuerzas 1 y 2.

El relé de inducción se utiliza cuando se requiere una operación con cierto retardo de tiempo. Estos relés se pueden utilizar solo en circuitos de corriente alterna.

Este tipo de relés tienen disponible un rango de taps o derivaciones de la bobina de corriente. La regleta de taps se encuentra en la parte superior del relé, tiene un número determinado de orificios, estos orificios representan las derivaciones del tap que se conecta al transformador de corriente (CT). Por medio de un tornillo se selecciona el tap del relé, el valor de este representa la corriente mínima de operación del relé.

La corriente primaria de arranque se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$I_{pick-up} = Tap * KTC$$

Dónde:

$I_{pick-up}$ = Corriente primaria de arranque

KTC = Relación de transformación del CT

Tap = Ajuste de corriente secundaria del relé

Debido a que los relés disponen de un amplio rango de Taps, se recomienda no ajustar el relé en un tao mayor a 5 amperios, de esta forma, se evita la saturación del CT con la circulación de corrientes superiores al valor nominal por periodos prolongados de tiempo, es decir el CT queda protegido por el propio relé.

Sobre el eje del disco se encuentra el contacto móvil. En la parte superior del eje se tiene fijado un dial, generalmente numerado del 0 al 10. La posición del dial determina la separación entre los contactos, sean fijos o móviles, del relé. A este ajuste se le conoce como palanca y permite establecer un juego de curvas tiempo-corriente similares a las curvas propias del relé.

Los ajustes de tiempo-corriente pueden ser determinados en las gráficas tiempo-múltiplo tap (corriente). Estas graficas indican el tiempo requerido en cerrar sus contactos para cada posición del dial, cuando la corriente es referida como múltiplo del tap seleccionado.

El múltiplo de tap se obtiene con la siguiente expresión:

$$MT = \frac{I_{CC}}{I_{pick-up}}$$

Dónde:

MT = Múltiplo del tap

I_{CC} = Corriente de corto circuito

$I_{pick-up}$ = Corriente primaria de arranque

3.5.3. RELÉS ESTÁTICOS

Los relés estáticos fueron el primer intento para sustituir a los relés electromecánicos, aparecieron en la década de los 70s. El término estático quiere decir que el relé no tiene parte mecánicas para su operación.

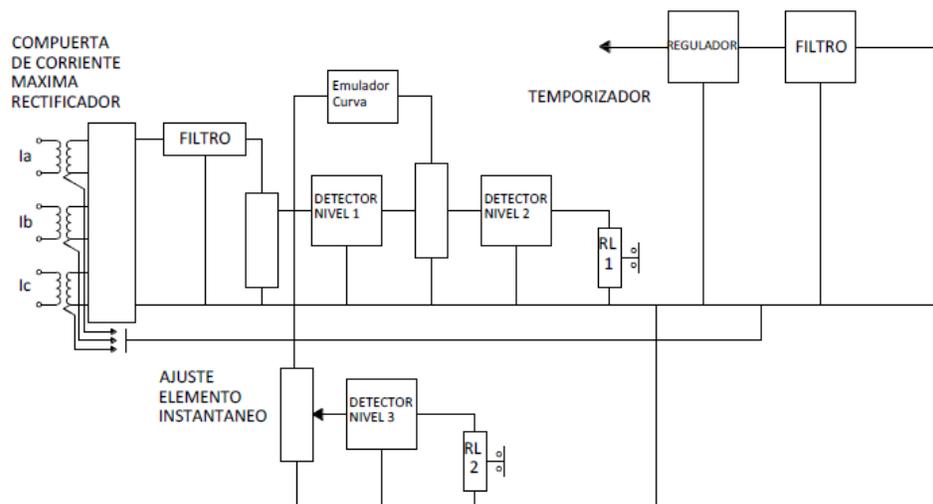
En comparación con el relé electromecánico, este posee un periodo más largo de vida y disminución de ruido cuando opera. De igual forma, los relés estáticos se caracterizan por ser más rápidos, así como más robustos.

Los relés estáticos de sobrecorriente emplean los siguientes circuitos básicos:

- Rectificador. Este circuito convierte una entrada de corriente alterna en una señal de tensión la cual es comparada y medida por el relé.
- Detector de nivel. Este circuito compara el nivel de una entrada con un nivel ajustado, de tal forma que cuando se excede el nivel pre-establecido, el detector de nivel manda una señal para que el relé opere.
- Temporizadores. Retardan de una forma ajustada la entrada analógica de un nivel de corriente.

Cada uno de estos circuitos constituye una parte importante de los relés de sobrecorriente con retardo de tiempo. El siguiente diagrama de bloques muestra la operación del relé.

Figura No 3.16: Diagrama de bloques de operación de un relé de sobrecorriente estático trifásico instantáneo 50 y 51.



Fuente: Texto Base Protecciones – Ing. Armengol Blanco

La corriente alterna que suministra el relé es convertida en tensión DC por medio de un transformador de corriente, un rectificador y una resistencia de carga conectada en paralelo, esta tensión es comparada con un nivel establecido en el detector del nivel 1, el cual genera un pulso al temporizador cuando el nivel es excedido. El temporizador responde a un tiempo en segundos. En el caso de relés de tiempo, es proporcional a la magnitud de la corriente de entrada.

Generalmente el temporizador carga un capacitor, de manera que al alcanzar el valor establecido en el detector del nivel 2, se genera un pulso de salida. Los pulsos para la operación del elemento instantáneo son obtenidos por medio del detector de nivel 3, el cual opera al pasar por alto al temporizador.

Diodos emisores de luz son utilizados para la señalización de la operación de los relés los cuales están normalmente apagados. Se iluminan cuando uno de los valores de ajuste (pick-up) es superado, con la pulsación del botón RESET se reponen a sus valores pre-establecidos.

3.5.4. RELÉS DIGITALES

El objetivo de los relés digitales es igualar o exceder el desempeño de los relés de estado sólido y de los relés electromecánicos. Un relé digital convierte señales analógicas de tensión y corriente en cantidades binarias por medio de un convertidor analógico digital, luego, estas cantidades son procesadas numéricamente por los algoritmos o programas de cómputo del relé. Los algoritmos se encargan de la detección de fallas y el control de las señales de disparo.

Figura No 3.17: Relé digital SR750



Fuente: General Electric

Una de las ventajas de los relés digitales es su capacidad para el auto diagnóstico. Esta función se encarga de monitorear continuamente el estado del relé (hardware y software) y cuando hay una falla interna del relé digital, este queda fuera de servicio de forma automática, bloqueando sus funciones de protección y enviando una señal abierta.

Además, los relés digitales pueden almacenar y enviar datos de algunos ciclos de pre-falla para su posterior análisis. Estas características de los relés

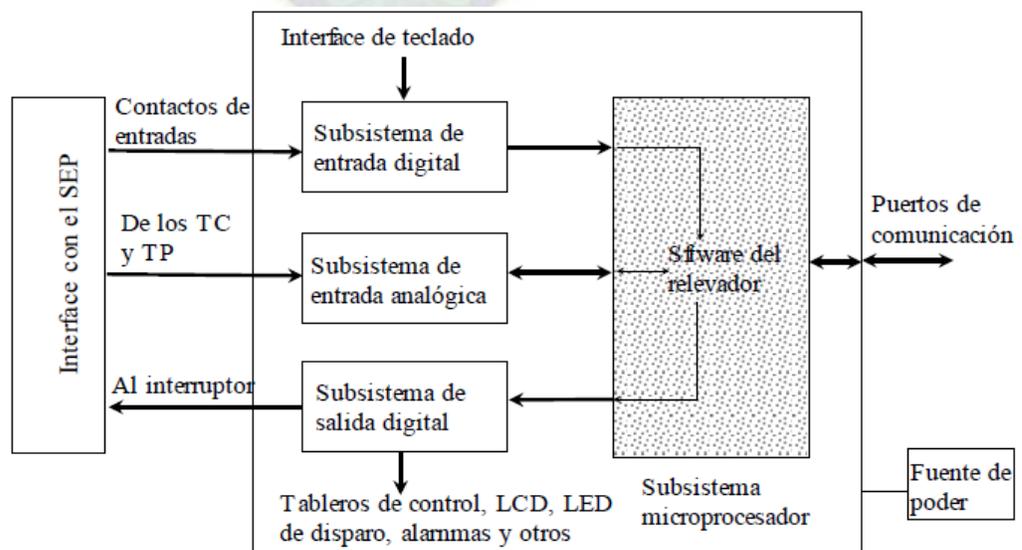
digitales traen como consecuencia la reducción de las rutinas de mantenimiento y una gran confiabilidad en su operación.

ARQUITECTURA DE UN RELÉ DIGITAL

Al relé digital se le aplican señales analógicas provenientes de los transformadores de corriente y de potencial, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y relés.

Estas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes anterior a su aplicación a la micro computadora, que constituye el elemento principal del relé. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de conversión analógico-digital para el ingreso a la unidad central de procesamiento de la micro computadora. Las señales discretas de salidas del relé reciben procesamiento en el subsistema de salida discreta, que generalmente incluye relés electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas discretas de tipo contacto. El relé realiza también la función de señalización (generalmente de tipo luminoso) visibles en su exterior. Los relés digitales disponen de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serial y paralelo.

Figura No 3.18: Diagrama general de bloques de un relé digital.



Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas - Suarez

El subsistema de señales analógicas de un relé digital tiene las siguientes funciones:

1. Acondicionar las señales de voltaje y corriente proveniente de los transformadores primarios a voltajes adecuados para la conversión analógica-digital.
2. Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relé de los circuitos de entrada.
3. Proteger el relé contra sobre voltajes transitorios incluidos en los conductores de entrada por conmutación y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.

El subsistema de entrada discretas tiene la función de acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para censar el estado de contactos) proveer el aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos y proteger al relé contra sobretensiones transitorias.

En la interfaz análogo-digital se lleva a cabo los procesos de muestreo y la conversión análogo-digital de las señales analógicas.

El procesador del relé digital es el encargado de ejecutar programas de protección, de controlar diversas funciones de tiempo y de realizar tareas de autodiagnóstico y de comunicación con los periféricos. En el relé se requieren distintos tipos de memorias, la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los relés de las muestras de entrada para acumular resultados intermedios en los programas de protección y para almacenar datos para ser guardados posteriormente en la memoria no volátil. Los programas del relé se guardan en memoria de lectura solamente, de tipo no programable (ROM) o programable (PROM) y se ejecutan directamente desde ahí, o se carga inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros

de ajuste del relé y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memoria tipo ROM que pueden ser limpiados (EPROM) o que pueden ser eléctricamente limpiados (borrados) (EEPROM), una alternativa es este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo de batería.

Un aspecto importante de un relé digital es su capacidad de comunicación, Las interfaces de comunicación serie permiten el intercambio de información remota fuera de la línea con el relé para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registros de fallas o de datos ajustables y otras. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario de una interfaz de comunicación paralela.

Las curvas características de operación de los relés digitales son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, las cuales han sido estandarizadas internacionalmente por la norma ANSI C57.11.

Se presentan en la siguiente tabla las ecuaciones que definen dichas características.

Tabla No 3.3: Ecuaciones normalizadas que definen las características de operación tiempo-corriente.

TIPO DE CURVA	ECUACION
INVERSA	$t = \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} * TD$
MUY INVERSA	$t = \frac{13.5}{M - 1} * TD$
EXTREMADAMENTE INVERSA	$t = \frac{80}{M^2 - 1} * TD$

Fuente: Sistemas de protección en redes eléctricas - Gonzales

Dónde:

t = Tiempo de operación.

M = múltiplo de la corriente de ajuste del relé.

M=I/I_s

I = Magnitud de la corriente que circula por el relé.

Is = Magnitud de la corriente de ajuste o arranque del relé.

TD = Palanca expresada en valor decimal, es el ajuste que se le adiciona al relé para seleccionar una curva dentro de una familia con la misma característica de operación y determina el tiempo mínimo de operación del relé en función de la corriente que fluye por el mismo.

La NEMA (National Electric Manufacturers Association) clasifica a los relés de acuerdo a su funcionalidad.

Tabla No 3.4: Clasificación de los relés de acuerdo a su funcionalidad, establecido por la NEMA.

Numero del dispositivo	Designación	Función del dispositivo
2	Relé con retardo de tiempo para arranque o cierre	La función de dar un retardo de tiempo deseado, antes o después de cualquier operación, en una secuencia de control o en un esquema de protección por relés
21	Relé de distancia	Relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito, aumenta o disminuye más allá de determinados límites
25	Relé de sincronismo o verificador	Opera cuando dos circuitos de corriente alterna, están dentro los límites deseados de frecuencia ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los circuitos
27	Relé de bajo voltaje	Funciona cuando el voltaje desciende de un valor determinado
30	Relé anunciador	Dispositivo de reposición no automático, que da una o más indicaciones visuales, independientes al funcionar los dispositivos de protección
32	Relé direccional de potencia	Funciona con un determinado valor de flujo de energía, en una dirección dada o al producirse una inversión en la dirección del flujo, debido a un arco inverso en el circuito anódico o catódico de un rectificador
49	Relé térmico de máquina o transformador	Relé que opera cuando la temperatura del devanado de una máquina de corriente alterna o directa excede un valor determinado
50	Relé instantáneo de sobrecorriente	Relé que opera instantáneamente al alcanzar la corriente un valor excesivo o si la corriente aumenta con demasiada rapidez, lo cual es señal de falla en el circuito protegido
51	Relé de sobrecorriente de tiempo inverso	Relé de acción retardada, que funciona cuando la corriente alterna de un circuito excede un valor determinado. El retardo de tiempo puede variar en función inversa a la intensidad de corriente o puede ser en función del tiempo definido
55	Relé de factor de potencia	Relé que funciona cuando el factor de potencia de un circuito de corriente alterna, llega a ser mayor o menor de un valor determinado
59	Relé de sobre voltaje	Relé que opera cuando el valor del voltaje excede un valor determinado
60	Relé de equilibrio de voltajes	Relé que funciona al existir una diferencia establecida en voltaje entre dos circuitos
61	Relé de equilibrio de corrientes	Relé que opera al producirse una diferencia dada entre las intensidades de corrientes de entrada o salida

Numero del dispositivo	Designación	Función del dispositivo
62	Relé con retardo de tiempo	Relé de acción retardada que actúa en combinación con el dispositivo que inicia la operación de interrupción, parada o apertura de una secuencia automática
63	Relé de flujo, nivel o presión de gas o líquido	Relé que funciona a valores dados de presión, flujo o nivel de un líquido o de un gas o a un régimen de variación determinado de dichas magnitudes
64	Relé protector con fallas a tierra	Relé que funciona si falla el aislamiento a tierra de una máquina, transformador u otro aparato, o si se produce un arco a tierra en una máquina de corriente directa
67	Relé direccional de sobrecorriente para corriente alterna	Relé que funciona cuando el valor de la sobrecorriente llega a un valor determinado y en una dirección prefijada
68	Relé de bloqueo contra oscilaciones del sistemas	Relé que inicia una señal piloto para producir una acción de bloqueo o de disparo que contribuye con otros dispositivos a bloquear la acción de disparo o de re-cierre bajo condiciones de falta de sincronismo o de oscilaciones de energía
74	Relé de alarma	Cualquier relé de alarma que no sea del tipo bajo el número 30 utilizado para hacer funcionar una alarma visible o audible, o que funciona en combinación con dicha alarma
79	Relé de re-cierre para corriente alterna	Relé que controla automáticamente el re-cierre y el bloqueo en posición abierta de un interruptor de corriente alterna
81	Relé de frecuencia	Relé que funciona a un valor determinado de la frecuencia que puede ser mayor, menor o igual a la frecuencia normal
83	Relé automático de transferencia	Relé que sirve para elegir de forma automática entre ciertas fuentes de energía o condiciones de servicio de un equipo
85	Relé receptor de un sistema	Relé accionado o restringido por una señal del tipo utilizado en sistemas protectoras o del tipo protección direccional por hilo piloto
86	Relé auxiliar de bloqueo sostenido	Relé accionado eléctricamente y de reposición eléctrica o manual, que sirve para desconectar y mantener desconectado un equipo cualquiera después de producirse condiciones anormales
87	Relé de protección diferencial	Relé de protección que funciona bajo una diferencia porcentual, ángulo de fase o de otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de otras magnitudes eléctricas
94	Relé de disparo libre	Relé que opera disparando un interruptor, contactor u otro aparato, o para permitir que dichos elementos sean disparados en forma inmediata por otros dispositivos, o para impedir el re-cierre inmediato del interruptor en el caso en que este se abra automáticamente, no obstante que su circuito de cierre se mantenga en posición de operado

3.6. INTERRUPTORES

Son equipos electromecánicos diseñados para conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales de operación y condiciones de falla. Los interruptores de potencia deben ser capaces de efectuar las siguientes tareas:

- Cerrado, debe ser un conductor ideal.
- Abierto, debe ser un aislador ideal.
- Cerrado, debe ser capaz de interrumpir la corriente a la que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante, sin producir sobre voltajes peligrosos.

- Abierto, debe ser capaz de cerrar rápidamente y en cualquier instante, bajo corrientes de falla, sin soldarse los contactos por las altas temperaturas.

En las siguientes graficas se presentan dos tipos de interruptores.

Figura No 3.19: Interruptor de media tensión en vacío VD4 e interruptor de alta tensión serie HPL.



Fuente: Industrias ABB

Las condiciones de funcionamiento de los interruptores de potencia están definidas por ciertos valores característicos, denominados características nominales, estos valores son los que encontramos en la placa de datos del equipo.

Las características nominales más importantes de un interruptor son las que a mencionan a continuación:

1. Voltaje nominal.
2. Corriente nominal.
3. Frecuencia nominal.
4. Capacidad de interrupción nominal.
5. Capacidad de cierre nominal.
6. Ciclo de operación nominal.

Los interruptores de potencia se clasifican de la siguiente forma:

De acuerdo al medio de extinción se clasifican en:

1. Aire. La energía del arco se disipa por enfriamiento en las plantas cerámicas.
2. Aceite. La energía del arco se disipa en la descomposición del propio aceite.
3. Soplo del aire. La energía del arco se disipa aplicándole una fuerte inyección de aire comprimido.
4. Gas SF₆. La energía del arco se disipa en el gas, de acuerdo con las leyes de la termodinámica.
5. Vacío. La energía del arco es disipada al mantener el estado de vapor los materiales metálicos provenientes de los contactos.

De acuerdo a su tipo de construcción se clasifican en:

1. Tanque vivo. Significa que las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción se encuentran al mismo potencial de la línea.
2. Tanque muerto. El tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra y que la fuente externa y conexiones a la carga se realizan por medio de boquillas convencionales.

En sistemas eléctricos de distribución la operación de estos equipos se realiza a través de relés, por lo general por relés instantáneos 50 y de tiempo definido 51. Cuando una corriente peligrosa es censada por los relés, estos ordenan la desconexión de los contactos del interruptor, una vez despejada la falla el interruptor vuelve a cerrarse mediante una operación manual o automática y el sistema restablece sus condiciones normales de operación.

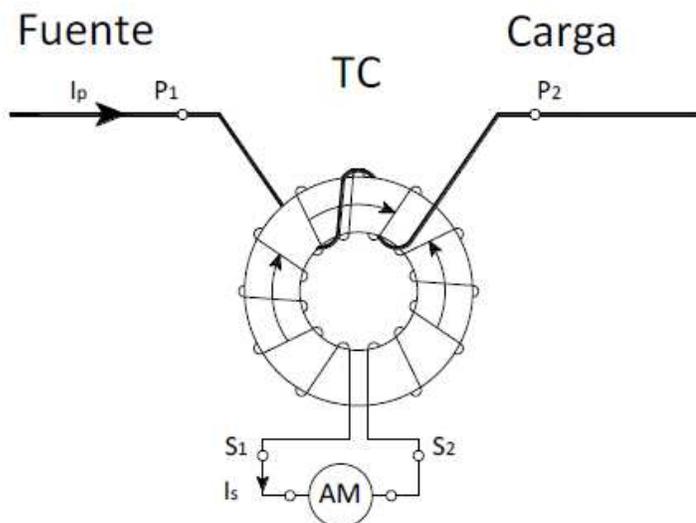
En general los interruptores de potencia se seleccionan con base a su corriente y tensión nominales, también debe considerarse la capacidad de interrupción del equipo, su nivel de aislamiento y su estabilidad térmica y dinámica al paso de la corriente de cortocircuito.

La corriente nominal del interruptor debe ser mayor o igual que la máxima corriente de carga del sistema eléctrico que protege.

3.7. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente se diseñan para conectarse en serie con la carga, en la misma forma que se conecta un amperímetro. Los devanados primario y secundario se colocan sobre un núcleo fabricado de láminas de chapa al silicio de alta calidad, comúnmente la forma del núcleo es toroidal.

Figura No 3.20: Diagrama básico de un transformador de corriente.



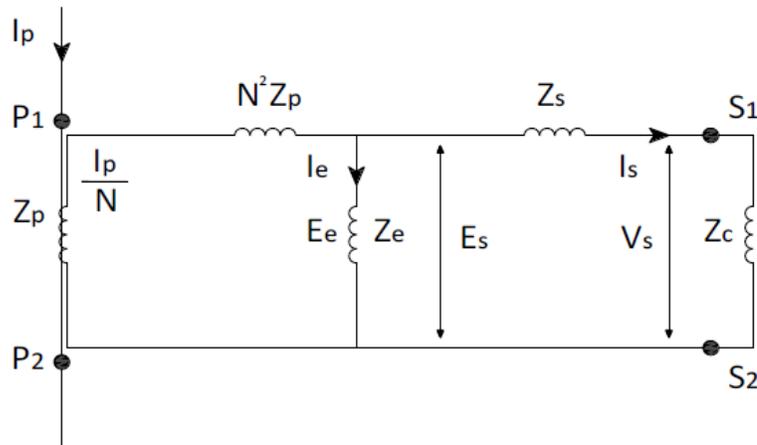
Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas - Suarez

Los transformadores de corriente se utilizan para reducir las corrientes de valores elevados que se tienen en los sistemas eléctricos a valores normalizados de 1, 5 y 10 amperios, que se emplean en los esquemas de medición y protección.

Los transformadores de corriente operan bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador de distribución convencional.

- El devanado del primario se conecta en serie con la línea o alimentador, circula una corriente I_p por el devanado del primario y la impedancia primaria Z_p es tan pequeña que es despreciada.
- La impedancia de la carga Z_c es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe energizar, su magnitud debe ser pequeña, de modo que ofrezca una mínima oposición al paso de la corriente I_s .

Figura No 3.21: Circuito eléctrico de un transformador de corriente.



Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas - Suarez

I_p = Corriente primaria.

N = Relación de transformación.

Z_p = Impedancia del devanado del primario.

Z_e = Impedancia del circuito magnético.

E_e = Tensión inducida.

I_e = Corriente de magnetización.

Z_s = Impedancia del devanado secundario.

I_s = Corriente secundaria.

V_s = Tensión secundaria.

Z_c = Impedancia de la carga.

De acuerdo con la relación de transformación entre los devanados primario y secundario, la corriente primaria se transforma la corriente primaria referida al secundario. Parte de esta corriente es consumida por el circuito magnético del transformador, la corriente restante es la corriente que circula por el devanado del secundario I_s .

La corriente de excitación del núcleo es una función de la tensión inducida (E_e) y de la impedancia del circuito magnético (Z_e). La grafica que relaciona la tensión inducida con la corriente de magnetización es conocida como curva de saturación de un transformador de corriente.

Las curvas de saturación de un transformador de corriente tipo boquilla, son proporcionadas por lo fabricantes o también mediante pruebas en campo.

El efecto presentado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo del TC, se observa con un aumento no proporcional en la corriente secundaria de excitación.

Este efecto es conocido como saturación. Cuando se presenta, provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente.

Durante la operación de los transformadores de corriente pueden presentarse diversas situaciones, que se describen a continuación:

- ***Cuando la corriente primaria es muy grande.***

Si la corriente I_p crece, las corrientes de magnetización I_e y la corriente secundaria I_s crecen en forma proporcional. Si la corriente primaria I_p aumenta hasta alcanzar un valor superior al nominal del TC, el calentamiento producido por la corriente de magnetización I_e en el núcleo puede provocar daños irreversibles en el TC.

- ***Cuando la carga al transformador de corriente es muy grande.***

Si la impedancia de carga Z_c tiene una magnitud mayor a la que el TC puede alimentar, las corrientes, secundaria I_s y de magnetización I_e aumentan para compensar la demanda que exige la carga, esto trae consigo un efecto parecido al anterior, el núcleo se calienta y el TC puede dañarse.

- ***Cuando el circuito secundario está abierto.***

Si el circuito secundario está abierto, toda la corriente primaria sirve para magnetizar el núcleo, provocando que la tensión secundaria V_s se incremente hasta un valor de acuerdo a la siguiente expresión:

$$V_s = I_p \frac{Z_e}{N}$$

Por lo general este nivel de tensión es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras, explosión del TC o daños al personal.

3.7.1. CLASIFICACIÓN ANSI DE LA PRECISIÓN PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE PROTECCIÓN.

Los transformadores de corriente son fabricados de acuerdo con las normas ANSI, las cuales establecen la capacidad del TC mediante una nomenclatura conformada por dos símbolos: una letra “C” o “T” y un número que representa el nivel de tensión en los bornes secundarios.

Por ejemplo, un transformador de corriente de clase C-400, puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente secundaria nominal igual a $5 \times 20 = 100$ amperios, soportando una tensión de hasta 400 V en sus bornes, sin exceder el error de 10% permitido para estos casos.

En la siguiente tabla se presentan los valores nominales de los transformadores de corriente.

Tabla No 3.5: Datos de valores nominales para transformadores de corriente utilizados en protección.

CLASE	POTENCIA VA	CARGA ADMISIBLE "B" BURDEN OHMS
C-10	2.5	0.1
C-20	5	0.2
C-50	12.5	0.5
C-100	25	1.0
C-200	50	2.0
C-400	100	4.0
C-800	200	85.0

Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas – Suarez

3.7.2. TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente pueden estar integrados al equipo primario o separado del TC.

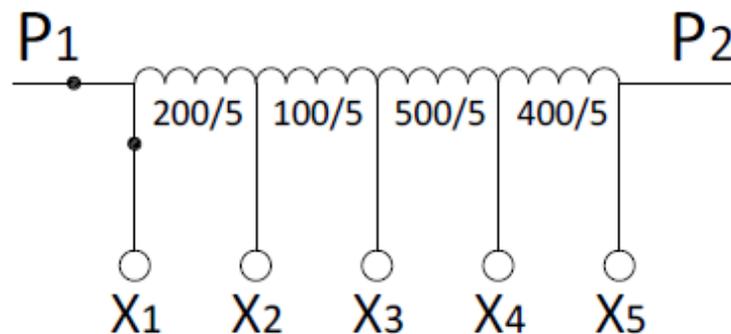
Los transformadores de corriente integrados son del tipo boquilla, estos se encuentran alojados en la parte inferior de las boquillas, en interruptores y transformadores de potencia.

Estos pueden tener uno o varios devanados secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el transformador de corriente tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. El circuito de mayor precisión es utilizado para medición y los demás para protección.

Los devanados pueden ser de relación fija, doble o múltiple.

En la siguiente figura se presenta un diagrama del devanado del secundario de un transformador de corriente con relación múltiple, esta indica los Taps o derivaciones con su número de espiras entre las terminales para un transformador de corriente de 1200 amperios.

Figura No 3.22: Diagrama del devanado secundario de un transformador de corriente.



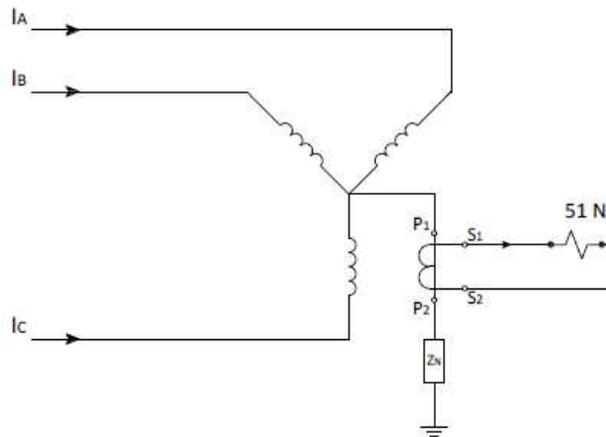
Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas – Suarez

3.7.3. CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los tipos de conexiones de los transformadores de corriente utilizados en esquemas de protección contra sobrecorrientes son las siguientes:

1. Conexión monofásica.
2. Conexión en estrella

Figura No 3.23: Conexión monofásica de un transformador de corriente.

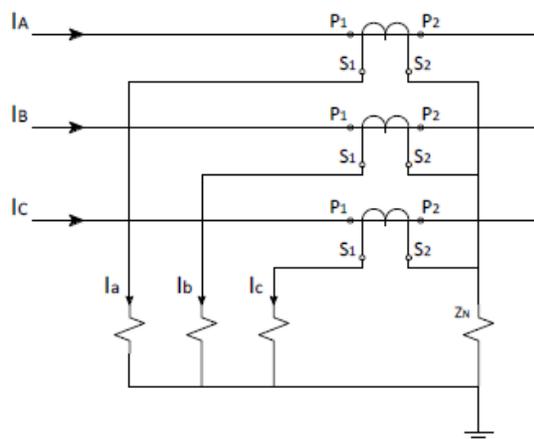


Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas – Suarez

La conexión monofásica se utiliza para conducir las corrientes de secuencia cero ($3 I_0$) que circulan a través del neutro de un transformador. Esta corriente es censada por un relé de sobrecorriente a tierra.

La conexión en estrella es utilizada en sistemas trifásicos. La corriente secundaria de cada fase es conducida y conectada en serie con los circuitos de relés de fase, que al igual que los devanados secundarios están conectados en estrella.

Figura No 3.24: Conexión en estrella de transformadores de corriente.



Fuente: Protección de instalaciones y redes eléctricas - Suarez

Se debe tener el cuidado que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta para las tres fases. La inversión de cualquiera de ellas puede desbalancear la estrella, provocando una corriente residual en el neutro.



CAPITULO 4

MODELACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

TIPOS Y CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO

4.1. MODELACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Para estudios de transitorios por maniobras de energización, la fuente de voltaje se la modela como una fuente de forma de onda ideal. Los generadores son representados como fuentes de voltaje cerca a la impedancia Thévenin. A menudo el equivalente de red se usa para simplificar la representación de la porción de la red de potencia que no se estudia, pero se la toma en cuenta para el estudio de transitorios electromagnéticos en la zona modelada a detalle.

El equivalente se lo obtiene haciendo estudios de cortocircuito trifásicos y monofásicos en la barra donde se va colocar el equivalente de red, con el propósito de obtener las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, que junto con las potencias y corrientes de cortocircuito son necesarias para la representación de la red externa.

Para hacer el estudio de cortocircuitos solo se debe tomar en cuenta las ramas del circuito que se requiera simplificar, y las ramas en donde se quiera estudiar los transitorios se las debe dejar separadas para que no interfieran en el cálculo de impedancias y aportes de corriente, que van a ser diferentes si se considera todo el circuito.

4.1.1. MODELADO DE LA RED EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWER FACTORY

El programa Digsilent Power Factory es una herramienta computacional avanzada que sirve para el diseño y análisis de sistemas eléctricos de potencia, además es un programa interactivo e integral que tiene una interfaz amigable con el usuario.

Debido a la gran cantidad de elementos que están presentes en un SEP tal como: generadores, transformadores, líneas, cargas, etc., se hace necesario para su análisis una herramienta como Power Factory de DIGSILENT para realizar en forma adecuada los diferentes tipos de estudios que se requieran.

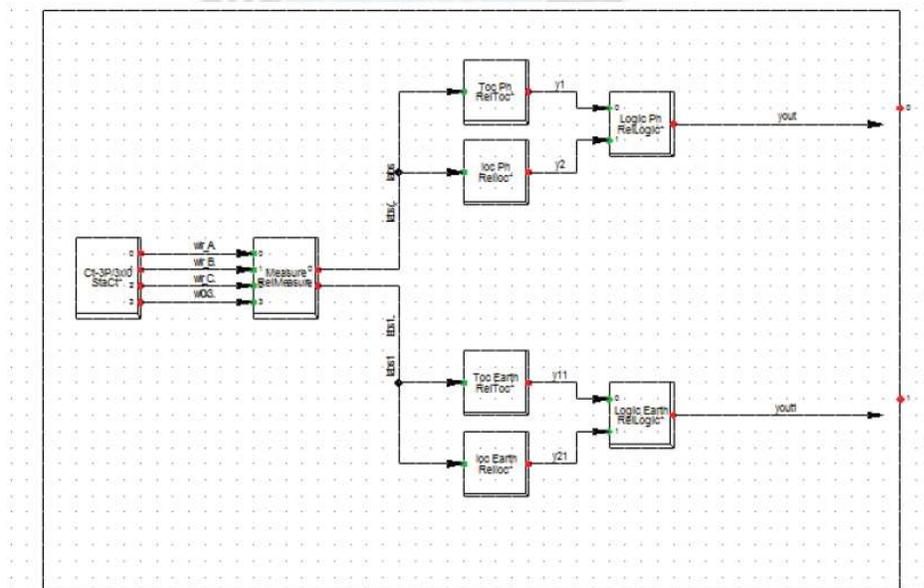
En este programa computacional el usuario tiene la facilidad de crear diversos elementos que son parte de un SEP, entre ellos los relés de protección.

Un relé de protección está formado por diversos tipos de bloques (slots) que realizan operaciones, comparaciones, entre otras funciones. Existen diferentes tipos de bloques según la función a desempeñar, la mayoría de éstos han sido previamente compilados por la empresa DIGSILENT GmbH.

Los bloques o slots se interconectan entre sí mediante líneas, las cuales son las encargadas de llevar la información que necesita cada uno para su funcionamiento.

Los bloques y las líneas correspondientes a la estructura del relé están plasmadas en un diagrama de bloques (Frame) como se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.1 Diagrama de bloques (Frame) de un relé.



Fuente: DigSILENT GmbH.

4.1.2. INGRESO DE DATOS

En el programa Digsilent Power Factory existen varias formas de ingresar los datos de cada uno de los elementos. Para mayor facilidad, los datos se ingresarán por medio del Administrador de Variables que es donde se puede ingresar directamente la información de la base de datos disponible para otro

tipo de aplicaciones, para posteriormente acondicionar manualmente cada uno de los elementos para posteriormente realizar los diferentes estudios.

4.2. CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS MEDIANTE TRANSFORMACIÓN DE FORTESCUE.

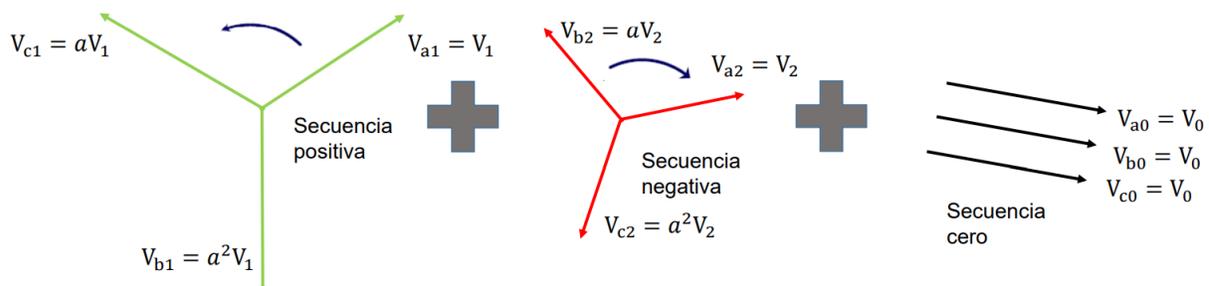
4.2.1. COMPONENTES SIMÉTRICAS.

En 1918, el Dr. Charles L. FORTESCUE propuso el método de descomponer un sistema a-simétrico de m fases, en m sistemas simétricos, denominados componentes simétricas.

Para un sistema trifásico, la descomposición se realiza en la secuencia directa o positiva, la secuencia inversa o negativa y la secuencia cero u homopolar.

En la siguiente figura se presenta el diagrama vectorial de las componentes simétricas de un sistema trifásico:

Figura No 4.2: Descomposición en componentes simétricas.



Fuente: Elaboración propia.

El fasor “a” es un operador que tiene la particularidad de hacer girar 120° un fasor cualquiera, al ser multiplicado por el fasor “a”.

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

Tomando en cuenta la gráfica No 4.2, se procede al desarrollo de las expresiones de las relaciones entre los valores de las tensiones de fase respecto de las componentes simétricas.

$$V_A = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_B = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2}$$

$$V_C = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2}$$

Se considera las siguientes relaciones:

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} , V_{b2} = a V_{a2}$$

$$V_{c1} = a V_{a1} , V_{c2} = a^2 V_{a2}$$

Por lo tanto, las tensiones de fase se calculan considerando las ecuaciones anteriores:

$$V_A = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_B = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}$$

$$V_C = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}$$

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

$$[V_{ABC}] = A [V_{a012}]$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix}$$

Dónde:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

4.2.2. CONEXIÓN DE REDES DE SECUENCIA.

La red de secuencia es el conjunto de impedancias o admitancias, por las cuales circulan las corrientes de secuencia respectiva, es decir, se puede interpretar como la impedancia o admitancia que la corriente de secuencia

positiva, negativa y cero encontrarían en el circuito, si se le aplicará el sistema simétrico de tensiones de la secuencia correspondiente.

4.2.3. IMPEDANCIA DE SECUENCIA.

En el caso del generador, si se conecta un sistema simétrico de tensiones de secuencia positiva a los bornes del generador, este sistema girará en el mismo sentido del flujo del rotor de la máquina, haciendo que ambos flujos giren a velocidad sincrónica, o sea se mantiene estáticos uno respecto al otro. Por lo tanto, al no existir variación relativa del flujo, este se cierra en forma estable a través del hierro, por lo tanto, se cumple:

$$Z_1 = Z_S$$

Si se conecta un sistema simétrico de voltajes de secuencia negativa, el flujo magnético gira en sentido contrario al del flujo producido por el rotor, la velocidad relativa de giro de uno respecto al otro es el doble de la velocidad angular de cada uno de ellos por separado. Esto hace que en cada instante circule por los arrollamientos del rotor una corriente cuyo flujo magnético no puede variar instantáneamente, por lo que en el instante de la variación surge un flujo que trata de mantener la situación existente antes de la variación.

Todo esto, hace que el flujo magnético de secuencia negativa tenga que cerrarse a través del aire y el valor de la reactancia de secuencia negativa es comparable con la reactancia subtransitoria, es decir:

$$Z_2 = Z''_d$$

Las componentes de secuencia cero están en fase, son de igual magnitud y su campo magnético no gira. La reactancia es producto de las corrientes que circulan en los circuitos en corto circuito del rotor, y es debido a los flujos dispersos a través del aire.

En los transformadores, como no existe campo rotante, la circulación de corrientes tanto de secuencia positiva y negativa es la misma, por tanto:

$$Z_1 = Z_2$$

La impedancia de secuencia cero es aproximadamente igual a la impedancia de secuencia positiva. Depende del grupo de conexión.

$$Z_0 \cong Z_1$$

En las líneas de transmisión, las corrientes de secuencia, tanto positiva como negativa es la misma, por lo que:

$$Z_1 = Z_2$$

Las corrientes de secuencia cero depende del tipo de aterramiento, tipo de terreno, clase de conexión de los transformadores y está dado por:

$$Z_0 = R_{\text{terreno}} + Z$$

4.3. TIPOS DE CORTOCIRCUITO

El estudio de coordinación de protecciones requiere conocer el comportamiento del sistema eléctrico de distribución en condiciones de falla, es decir cuando ocurre un cortocircuito.

El estudio de cortocircuito permite conocer los valores de corrientes monofásicas y trifásicas en cada uno de los puntos del sistema durante condiciones de falla. En este análisis existen varios métodos para determinar las corrientes de cortocircuito en un sistema, en el presente trabajo se considera el método IEC 60909 que se dispone en el software Digsilent.

Los métodos más considerados son; el método de los MVA's y el método de las componentes simétricas, este método presenta resultados más confiables acerca de las condiciones de falla simétricas y asimétricas.

Para el estudio de cortocircuito se requiere contar con el diagrama unifilar con la siguiente información:

- Datos de corrientes de falla de cortocircuito monofásico y trifásico y el valor de la relación de R/X.

- Información de las protecciones, marca, modelo, capacidad y ajustes.
- Información de los conductores, calibre, distancia, ampacidad y canalización.
- Información de transformadores, marca, potencia, voltajes, conexiones e impedancia.
- Información de banco de capacitores, marca, potencia y voltaje.
- Información de motores, marca, potencia, voltaje, características de operación y curvas de eficiencia.
- Datos de generadores, marca, potencia, voltaje y características de operación.

Las principales fuentes que contribuyen a las corrientes de cortocircuito son; generadores, motores síncronos, motores de inducción y el sistema eléctrico de distribución.

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

4.3.1. FALLA TRIFÁSICA

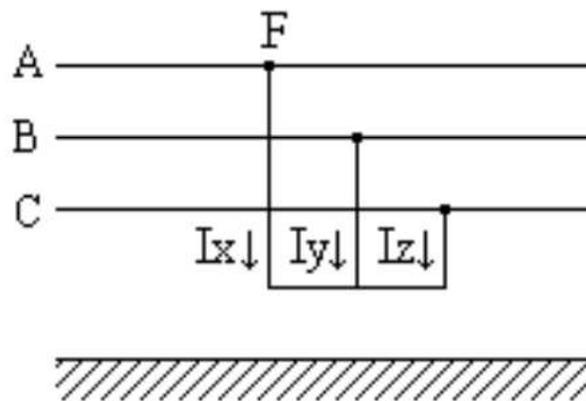
Un sistema eléctrico de potencia se puede representar por tres redes de secuencia independientes entre sí, una red de secuencia positiva, una red de secuencia negativa y una red de secuencia cero. Cada red de secuencia representa una fase del sistema eléctrico de potencia y todas las impedancias corresponden a una determinada secuencia.

Es una falla simétrica, por tanto, no existen componentes de secuencia negativa y cero. Por lo que, solo interesa la red de secuencia positiva. La componente de secuencia positiva, es la siguiente:

$$I_x = I_{x1} = \frac{V_F}{Z_1}$$

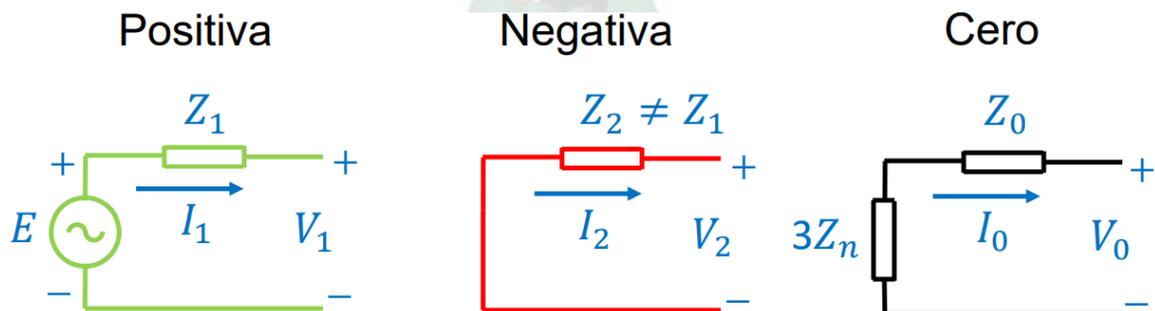
Se presenta a continuación el esquema de la falla trifásica y la conexión de secuencia.

Figura No 4.3: Esquema de la falla trifásica.



Fuente: Texto base Protecciones Ing. Armengol Blanco.

Figura No 4.4: Interconexión de las redes de secuencia.



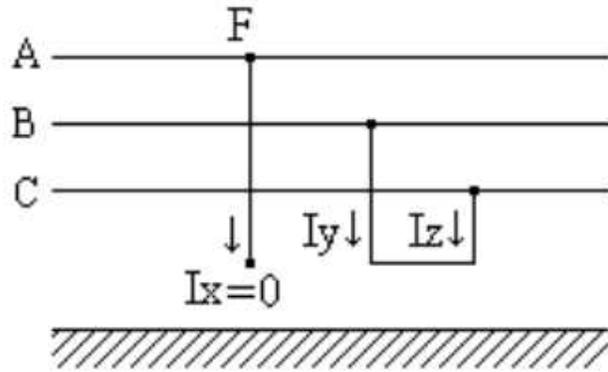
Fuente: Texto base Protecciones Ing. Armengol Blanco.

4.3.2. FALLA BIFÁSICA

Este tipo de falla ocurre cuando entran en contacto dos fases de una red de distribución, debido al viento u otros factores externos.

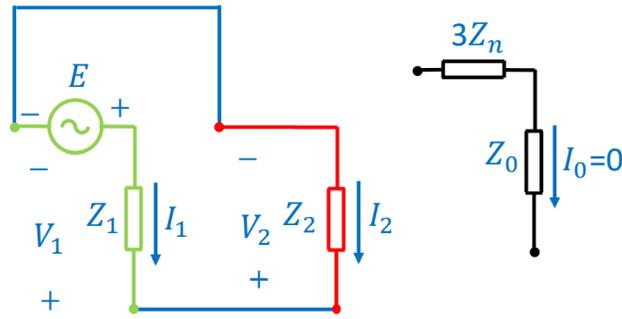
Se presenta a continuación el esquema de la falla bifásica y la conexión de las redes de secuencia.

Figura No 4.5: Esquema de la falla bifásica.



Fuente: Texto base Protecciones Ing. Armengol Blanco.

Figura No 4.6: Interconexión de las redes de secuencia.



Fuente: Texto base Protecciones Ing. Armengol Blanco.

La componente de secuencia se presenta a continuación:

$$I_{x0} = 0$$

$$I_{x1} = \frac{1}{3} I_y (a - a^2) = j\sqrt{3} \frac{I_y}{3}$$

$$I_{x2} = \frac{1}{3} I_y (a^2 - a) = -I_{x1}$$

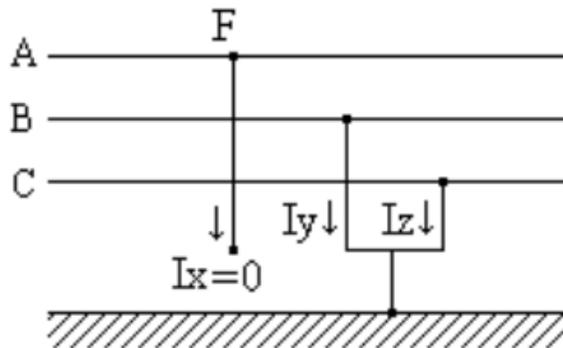
$$I_{x2} = -I_{x1} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2}$$

4.3.3. FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Este tipo de falla ocurre, cuando dos líneas se ponen en contacto entre si y se ponen en contacto a tierra (o a través de una impedancia a tierra).

Es una conexión serie de la impedancia de secuencia positiva con la conexión en paralelo de las redes de secuencia negativa y cero.

Figura No 4.7: Esquema de la falla bifásica a tierra.



Fuente: Texto base Protecciones Ing. Armengol Blanco.

Las componentes de secuencia se presentan a continuación:

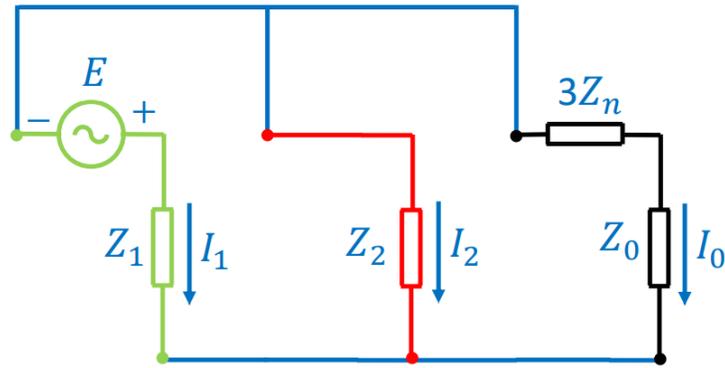
$$V_{x0} = V_{x1} = V_{x2} = \frac{V_x}{3}$$

$$I_{x1} = \frac{V_F}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

$$I_{x0} = -I_{x1} \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0}$$

$$I_{x2} = -I_{x1} \frac{Z_0}{Z_2 + Z_0}$$

Figura No 4.8: Interconexión de las redes de secuencia.

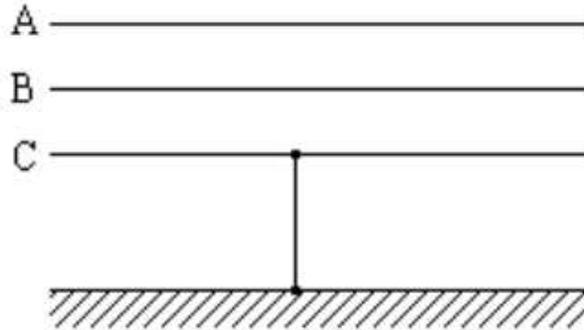


Fuente: Texto base Protecciones Ing. Armengol Blanco.

4.3.4. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

Este tipo de falla ocurre cuando una de las fases realiza contacto con tierra. En las siguientes figuras se presenta el esquema de falla monofásica a tierra y se presenta la conexión de redes de secuencia.

Figura No 4.9: Esquema de falla monofásica a tierra.



Fuente: Texto base Protecciones Ing. Armengol Blanco.

Las componentes de secuencia son:

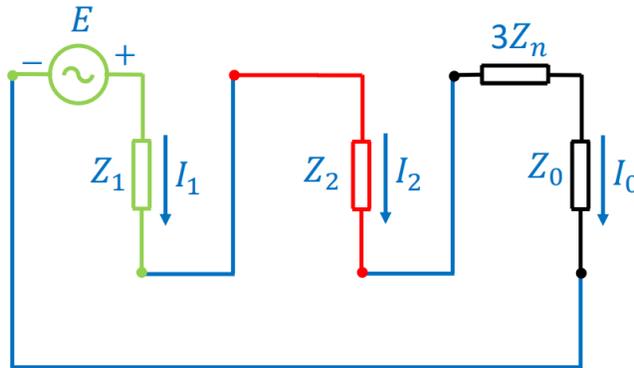
$$I_{x0} = I_{x1} = I_{x2} = \frac{I_x}{3}$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$I_{cc A} = 3I_{a1}$$

$$MVA_{cc 1\phi} = \sqrt{3} V_L I_{cc A}$$

Figura No 4.10: Conexión de las redes de secuencia.



Fuente: Elaboración propia.

4.4. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Existen diferentes métodos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, unos extensamente conocidos y algunos otros poco populares y más bien desarrollados para satisfacer las necesidades de empresas particulares, sin ser ampliamente difundidos.

Dentro de estos métodos matemáticos se han seleccionado cuatro, por su amplio empleo en el análisis de sistemas y las diferencias que presentan a lo largo del desarrollo del análisis, siendo los siguientes:

- Método del Equivalente de Thévenin.
- Método de los MVA.
- Método de las Componentes Simétricas.
- Método de la Matriz de Impedancias (Y_{bus} , Z_{bus}).

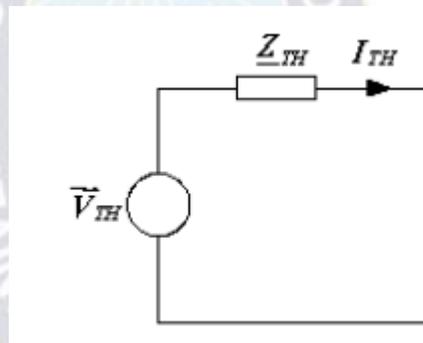
Por la índole de los valores de análisis requeridos, estos métodos son empleados de forma específica en problemas de sistemas eléctricos, ya que dentro de estos existen algunos que permiten efectuar estudios más detallados que otros, con ciertas ventajas en sus procedimientos que facilitan además la obtención de los valores requeridos, siendo el empleo de cada uno práctico para el análisis de problemas específicos.

4.4.1. MÉTODO DE THÉVENIN.

Con el fin de poder efectuar los cálculos de cortocircuito en los sistemas eléctricos, se hace necesario transformar la representación del sistema original (diagrama unifilar), a un sistema equivalente en el cual las impedancias de todos los elementos queden referidas a una base común de tensión, o bien a una base común de potencia.

Según enuncia el teorema de Thévenin, cualquier sistema se puede reducir a una sola impedancia en el punto de falla por combinaciones sucesivas serie o paralelo o por transformaciones delta-estrella alimentada por una fuente de tensión en serie como se muestra en la siguiente figura:

Figura No 4.11: Circuito equivalente de Thévenin.



Fuente: Elaboración propia.

- 1) Trazar un diagrama unifilar mostrando todas las fuentes de cortocircuito y todos los elementos de impedancia. El diagrama unifilar debe incluir el suministro del exterior, generadores, motores síncronos y de inducción, así como los elementos importantes por su impedancia tales como transformadores, reactores, cables, barras conductoras e interruptores.
- 2) Seleccionar una base apropiada en kVA que sea común para todos los niveles de tensión. Se recomienda el empleo de magnitudes como 1,000, 10,000, 100,000, ó múltiplos de 10. Se seleccionan potenciales básicos distintos para cada nivel de tensión nominal. También se seleccionan los potenciales de los transformadores de mayor capacidad y los niveles de tensión más elevados como valores base.

- 3) Obtener los valores correctos de reactancia preferentemente de la información proporcionada por el fabricante. En las fuentes de máquinas rotatorias de C A la reactancia se modifica dentro de un lapso muy corto de tiempo después del inicio de la falla, desde la reactancia subtransitoria (X''_d) a la reactancia transitoria (X'_d) y hasta la reactancia síncrona (X_d). Los motores de inducción solo tienen asignada la reactancia subtransitoria (X''_d).
- 4) Trazar un diagrama de reactancias convirtiendo el diagrama unifilar a valores unitarios sobre una base seleccionada. Se usan principalmente magnitudes de reactancias, debido a que generalmente la resistencia de los componentes de los sistemas corresponde a un reducido porcentaje de la reactancia de los componentes considerados en el cálculo, y se comete un error insignificante al despreciarla. Esto es aplicable a sistemas de media y alta tensión, pero para sistemas eléctricos de baja tensión (≤ 600 Volts) si es necesario tomar en cuenta los valores de resistencia de los elementos considerados en el estudio de cortocircuito.
- 5) Integrar todas las reactancias en un único equivalente que incluya todas las reactancias entre la barra conductora de reactancia cero y el punto de falla. La reactancia total equivalente expresada unitariamente sobre una base seleccionada, se usa para determinar la corriente de cortocircuito y los kVA en el punto de falla.
- 6) Determinar el valor de la corriente simétrica de cortocircuito o kVA.
- 7) Determinar el valor de la corriente asimétrica de cortocircuito o kVA, aplicando los multiplicadores de desplazamiento, siendo un factor de 1,5 o 1,6 para el caso de los interruptores de potencia en circuitos de mediana y alta tensión.
- 8) Determinar la potencia de cortocircuito en el punto de falla ya que es la magnitud requerida para la selección de dispositivos de protección como el interruptor.

4.4.2. MÉTODO DE LOS MVA.

Donde no es necesario considerar la resistencia de los elementos que integran el sistema, se puede emplear un método sencillo para calcular la potencia de cortocircuito simétrico en MVA y a partir de este valor calcular la corriente de cortocircuito. Este método es ampliamente utilizado para análisis de sistemas eléctricos de potencia en donde los niveles de tensión son altos. Para este método se deben seguir los siguientes pasos:

- 1) Convertir la impedancia de los equipos, de las líneas y alimentadores directamente a MVA de cortocircuito.
- 2) Dibujar dentro de rectángulos o círculos todos los MVA de cortocircuito de equipos, alimentadores y líneas siguiendo el mismo arreglo que éstos tienen en el diagrama unifilar.
- 3) Sucesivamente combinar los MVA de cortocircuito del sistema hasta encontrar un valor equivalente en el punto de falla.
 - a) Los valores en paralelo se suman directamente.
 - b) Los valores en serie se combinan como si fueran impedancias en paralelo.
- 4) Calcular la corriente de cortocircuito trifásica, en amperes, para el punto de falla.

4.4.3. MÉTODO DE LOS COMPONENTES SIMÉTRICAS.

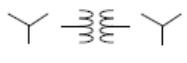
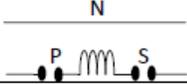
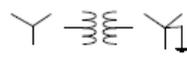
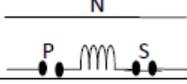
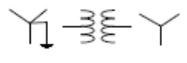
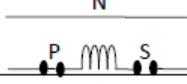
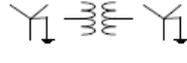
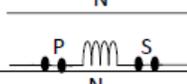
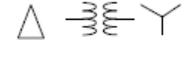
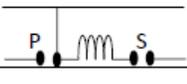
El método de las componentes simétricas es ampliamente utilizado en el cálculo de corrientes de falla en sistemas de media y alta tensión, y a diferencia de los métodos de equivalente de Thévenin y los MVA, este permite efectuar el cálculo de fallas desbalanceadas en los sistemas eléctricos, también proporciona un punto muy explícito que permite apreciar perfectamente; porque en ocasiones las corrientes de falla monofásicas pueden ser más grandes y por lo tanto más peligrosas y potencialmente destructivas en un sistema eléctrico, que las fallas trifásicas. Esto se observa una vez que el diagrama de secuencia cero se elabora.

El procedimiento para obtener valores de corrientes y potencias de falla, empleando este método de cálculo se describe a continuación:

- 1) Expresar los valores de reactancia de los elementos considerados en el cálculo en el sistema en por unidad estableciendo magnitudes base de tensión y potencia.
- 2) Dibujar las redes de secuencia positiva, negativa y cero, tomando especial atención en el tipo de conexión de las máquinas eléctricas para la elaboración del diagrama de secuencia cero.
- 3) Reducir las redes de secuencia a su equivalente de Thévenin, en el punto de falla.
- 4) Aplicar la ecuación correspondiente para obtener el valor de corriente de falla.

Para dibujar las redes de secuencia es necesario tomar en cuenta consideraciones como el tipo de conexión de las máquinas eléctricas que se contemplaran en los cálculos. En la siguiente tabla se presentan los esquemas de conexión:

Tabla No 4.1: Consideraciones para las conexiones de las máquinas eléctricas.

<i>Maquina y tipo de conexión</i>	<i>Símbolo Sec. (+)</i>	<i>Símbolo Sec. (-)</i>	<i>Símbolo Sec. (0)</i>
			
			
			
			
			

Fuente: Análisis de cortocircuito a sistemas eléctricos – Instituto Politécnico Nacional

4.4.4. MÉTODO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE BARRA.

Cuando se tienen sistemas de potencia trifásicos con “n” número de barras, es conveniente calcular las corrientes y tensiones de falla por medio del método de la matriz de impedancias de barra, el cual se basa en las ecuaciones de nodos, en donde se considera como nodo a las barras existentes en el sistema, el método se basa en las ecuaciones que se muestran a continuación, llamadas “ecuaciones de nodo”:

En forma matricial, la expresión es la siguiente:

$$[Y][V] = [I]$$

El procedimiento para la obtención de la corriente y potencia de falla en un sistema eléctrico por medio del método de la matriz de impedancias es la siguiente:

- 1) A partir del diagrama unifilar del sistema bajo análisis, identificar el número de barras que componen al sistema.
- 2) Expresar las reactancias en el sistema en por unidad refiriendo los valores a una unidad base, preferentemente de tensión y potencia.
- 3) Reducir a una única impedancia equivalente por el método de equivalente de Thévenin a dos o más impedancias que se enc

- 4) uentren conectadas a un sólo lado de barra.
- 5) Elaborar el diagrama de secuencia positiva del sistema eléctrico bajo estudio.
- 6) Expresar los valores de reactancia en sus valores equivalentes de admitancia.
- 7) Construir la matriz de admitancias, a partir del diagrama de secuencia positiva.
- 8) Invertir la matriz de admitancias, empleando cualquier modelo matemático.
- 9) Con el valor obtenido de impedancia equivalente en el punto de falla, calcular los valores de corriente y potencia de cortocircuito.

El sistema se modela por medio de su red de secuencia positiva, donde las líneas y transformadores están representados por reactancias en serie y las máquinas están representadas por fuentes de tensión constante, todas las resistencias serie, admitancias en paralelo, e impedancias de carga no rotatorias se desprecian. Como ejemplo se presenta el diagrama del sistema eléctrico que se ha estudiado, con el fin de identificar las ventajas y desventajas del empleo de este método para el análisis de los sistemas eléctricos.

CAPITULO 5

COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

5.1. INTRODUCCIÓN A LOS CRITERIOS DE COORDINACIÓN.

La protección de sobrecorriente de un sistema de distribución es considerablemente diferente de la existente en otras partes del sistema eléctrico. A diferencia de los sistemas de transmisión y subtransmisión, el sistema de distribución es normalmente diseñado con una configuración radial.

Así como en los sistemas de transmisión generalmente las funciones de protección se efectúan a través de interruptores asociados con varios tipos de relés, en los sistemas de distribución dichas funciones son efectuadas por una gran variedad de dispositivos tales como interruptores, desconectadores de operación con carga, fusibles, relés de sobrecorriente y seccionalizadores.

Así entonces, a continuación, se describen en función de las diferentes combinaciones posibles entre pares de dispositivos, los siguientes criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente para aplicación en sistemas de distribución:

En la siguiente tabla se presenta las aplicaciones de protección con relés de sobrecorriente:

Tabla No 5.1: Aplicaciones de la protección de relés de sobrecorriente.

Característica	Área de aplicación	Característica única de aplicación
Tiempo Definido	Transmisión Subtransmisión Distribución	Se usa si la impedancia de fuente es variable
Normalmente Inverso Inverse	Transmisión Subtransmisión Distribución	Protección de fase y tierra en donde se necesita asegurar la selectividad de la protección

Muy Inverso Very Inverse	Transmisión Subtransmisión Distribución	Excelente característica para uso de sobrecorriente a tierra. Coordina con fusibles
Extremadamente Inverso Extremely Invers	Distribucion Industria	Uso exclusivo en distribución, coordina con fusible, reclosers, etc

Fuente: Presentación Protección de Sistemas Eléctricos – INEL

5.2. COORDINACIÓN RECONECTADOR – RECONECTADOR.

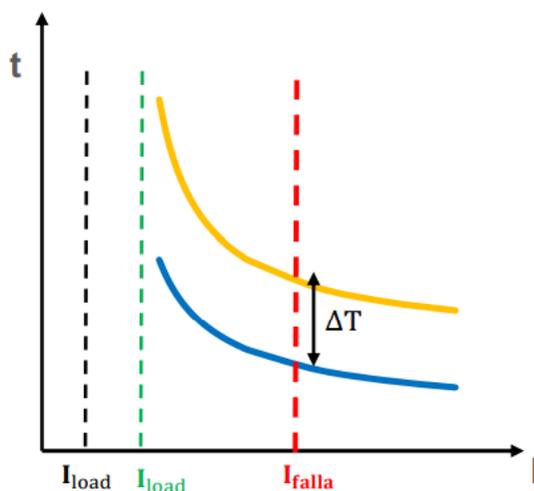
Para que exista una adecuada coordinación entre reconectadores es indispensable que el margen de coordinación entre dos curvas cualesquiera de los reconectadores, sea mayor o igual a 8 ciclos. Para valores inferiores se producirán disparos simultáneos.

Otra manera de evitar los disparos simultáneos es cambiando la secuencia de operación, pero debe tomarse en cuenta que en todo reconectador al menos existirá una operación rápida, por lo que es factible que en esta se produzca un disparo simultáneo.

Una recomendación que facilita de sobremanera en un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo corriente del dispositivo primario con una característica inversa similar a la del dispositivo de respaldo (inversa-inversa, muy inversa-muy inversa, extremadamente inversa-extremadamente inversa, etc.), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

Si se desea asegurar la no ocurrencia de disparos en falso de la protección de respaldo, sobre todo para márgenes de coordinación muy estrechos de 0,3 segundos o incluso menores, es práctica común seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una mayor característica inversa que la del dispositivo de respaldo (inversa-muy inversa, inversa-extremadamente inversa, muy inversa-extremadamente inversa, etc.); con esto las curvas de ambas protecciones tienden a separarse en valores de falla con mayor magnitud, y aunque sus trayectorias parecen aproximarse en corrientes menores, los márgenes de separación llegan a ser del orden de segundos, en razón de la propia conformación log-log del plano coordinado tiempo-corriente.

Figura No 5.1: Coordinación de Relés de Tiempo Inverso.



Fuente: Ref. Power System Protection Fundamental.

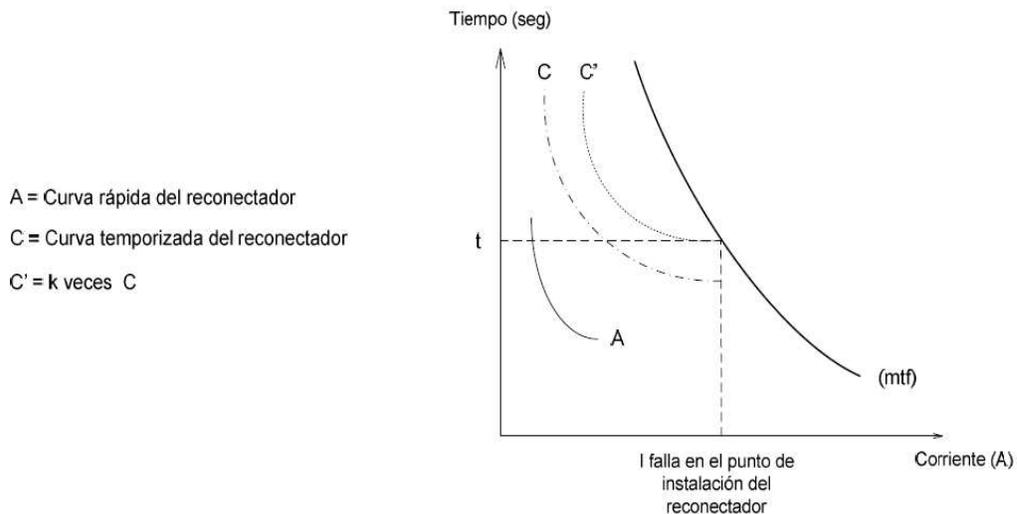
5.3. COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE.

Cuando se tiene dos dispositivos diferentes, la coordinación depende de la ubicación relativa de ellos, es decir en el caso de que el fusible esté ubicado del lado de la fuente operaría como protección de respaldo del reconnector o viceversa.

5.3.1. FUSIBLE DEL LADO DE LA FUENTE.

Se presenta a continuación la coordinación de protecciones cuando el fusible se encuentra del lado de la fuente:

Figura No 5.2: Coordinación Fusible – Reconnector.



Fuente: Elementos de protección de sistemas eléctricos - Harper

Como se mencionó anteriormente para este caso la protección principal sería el reconector y el fusible desempeña la función de respaldo, todas las operaciones del reconector deben actuar antes que el fusible, para lo cual el (mtf) del fusible debe ser mayor que el tiempo de despeje lento del reconector afectado por el factor k, ver figura 5.2.

Según la Cooper Power Systems los factores k para esta coordinación dependen del tiempo del re-cierre en ciclos y del número de intentos, a continuación, se presentan algunos valores en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Factores k de Multiplicación.

TIEMPO DE RECONEXIÓN EN CICLOS	SECUENCIA DE APERTURA		
	2 Rápidas 2 Lentas	1 Rápida 3 Lentas	4 Lentas
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
60	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

FUENTE: Cooper Power Systems.

5.3.2. FUSIBLE DEL LADO DE LA CARGA.

Es necesario que el (mtf) del fusible sea mayor que la curva rápida del reconector multiplicada por el factor k, tabla 5.3, punto máximo de coordinación (PMC) y además de esto el (ttt) del fusible debe ser menor que la curva temporizada del reconector sin la multiplicación por el factor, punto mínimo de coordinación (pmc).

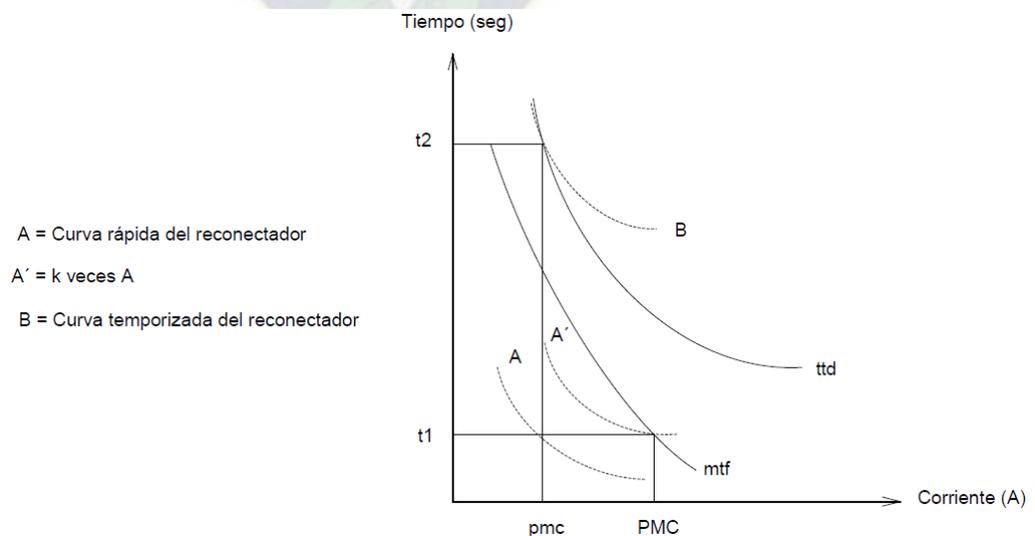
Tabla 5.3: Factores k de Multiplicación.

TIEMPO DE RECONEXIÓN EN CICLOS	SECUENCIA DE APERTURA	
	2 Rápidas 2 Lentas	1 Rápida 3 Lentas
25-30	1.80	1.25
60	1.35	1.25
90	1.35	1.25
120	1.35	1.25

FUENTE: Cooper Power Systems.

El reconectador debe tener al menos dos o más operaciones temporizadas o retardadas para evitar la salida del circuito en caso de que el reconectador se dispare cuando el fusible opere. Esto se lo visualiza mejor en la figura siguiente. Se obtiene una mejor coordinación entre un reconectador y fusibles ajustando al reconectador con dos operaciones instantáneas seguidas de dos temporizadas. Con la primera operación se logra despejar el 80% de las fallas temporales, la segunda despejara un 10% adicional, los fusibles se coordinan para operar antes del tercer disparo del reconectador, despejando fallas permanentes.

Figura No 5.3: Coordinación Fusible – Reconectador.



Fuente: Elementos de protección de sistemas eléctricos – Harper

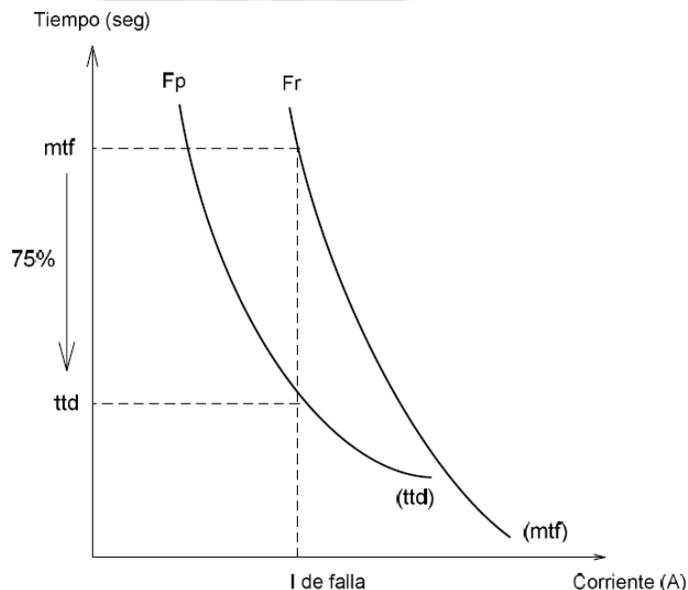
5.3.3. COORDINACIÓN FUSIBLE – FUSIBLE

El mecanismo inicial de operación del fusible es la fusión del elemento y depende de la magnitud y duración de la corriente, así como de las propiedades eléctricas del fusible.

Las características del fusible se definen por dos curvas, la de mínimo tiempo de fusión (mtf) y la de tiempo total de despeje (ttd), estas curvas se las obtiene mediante pruebas eléctricas y representan los extremos de las características del fusible, los fabricantes las presentan en catálogos.

La magnitud de la corriente y el tiempo que toma en fundir el fusible son registrados, y se traza una curva promedio, se sustrae el 10% a los tiempos y la curva final que se obtiene es la (mtf). Al fusible le toma un tiempo más interrumpir el circuito luego de ser fundido debido a la formación y extinción del arco este tiempo también se lo obtiene en pruebas. Estos tiempos que se registran a partir de diferentes magnitudes de corriente, se suman al máximo tiempo de fusión (110% del tiempo promedio de fusión), la curva resultante es la (ttd).

Figura No 5.4: Coordinación Fusible-Fusible.



Fuente: Elementos de protección de sistemas eléctricos - Harper

Para realizar la coordinación entre fusibles se puede emplear dos metodologías que para el fin son iguales, las denominadas tablas de coordinación y las curvas tiempo-corriente, en los dos casos el criterio a cumplir es:

$$\left[\frac{ttd(\text{fusible principal})}{mtf(\text{fusible de respaldo})} \right] \leq 0,75$$

5.3.4. COORDINACIÓN RECONECTADOR – SECCIONALIZADOR

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre el reconectador en una subestación como protección (o en el alimentador principal) de un circuito de distribución, y el seccionalizador como "protección" (equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución. Un seccionalizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos. El seccionalizador no tiene capacidad interruptiva para corrientes de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga normal. Cuando es debidamente aplicado abrirá la línea cuando esta se encuentre desenergizada.

Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor del 160 % de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador realizará una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria, el seccionalizador se repone a su estado original, por lo que requiere un determinado tiempo (mismo que depende del número de conteos efectuado), el cual para seccionalizadores hidráulicos es de aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede ser seleccionable.

Como los seccionalizadores no tienen una característica de operación tiempo corriente, su coordinación con un relevador, no requiere la aplicación de un criterio donde se definan márgenes de tiempo entre curvas.

De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos:

- Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionalizador sea igual o menor al número de recios ajustados en el relevador.
- Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionalizador sea superior al 160 % de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo.
- Vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionalizador, sea detectada por el relevador.
- Verificar que la curva de daño del seccionalizador se encuentre por arriba de la característica tiempo-corriente del relevador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Finalmente, es importante destacar que la aplicación de seccionalizadores representa una excelente alternativa de solución, para aquellas situaciones donde por las características del sistema de distribución, se complica o dificulta la utilización de otros dispositivos tales como fusibles.

CAPITULO 6
APLICACIÓN CASO REAL:
ALIMENTADOR TABLACHACA

6.1. ANTECEDENTES

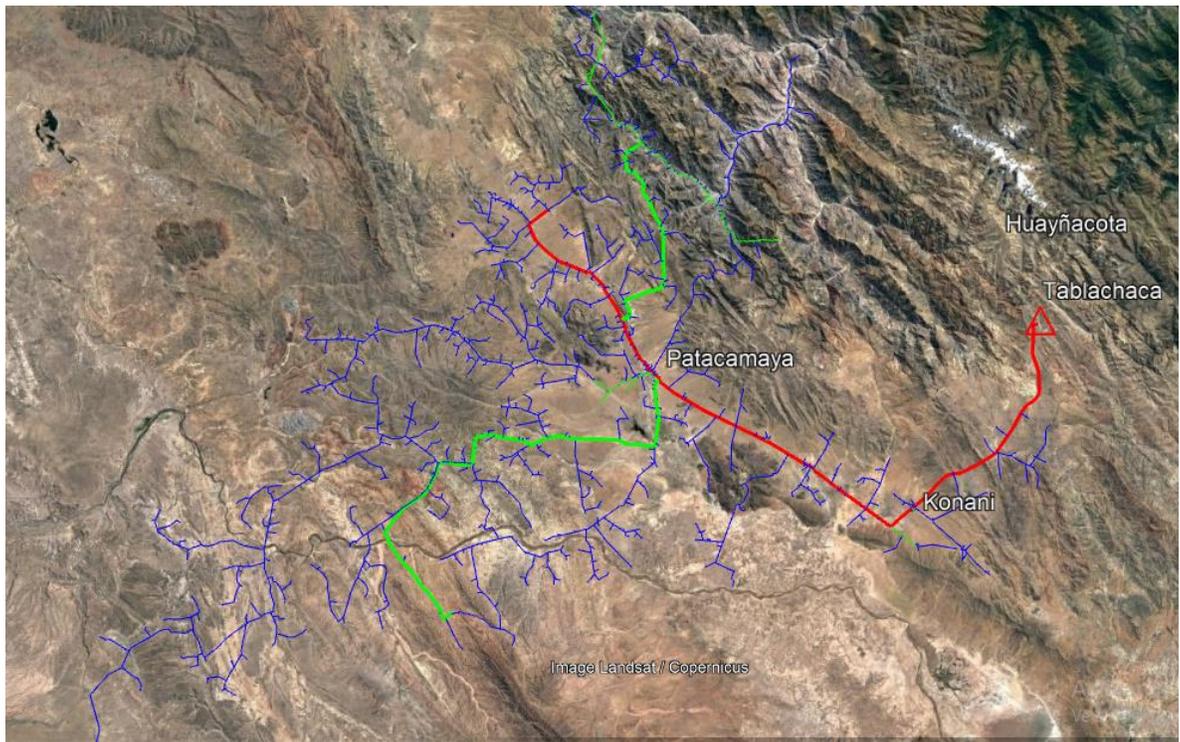
El sistema de distribución Aroma forma parte de la empresa DELAPAZ, inicia sus operaciones el año 1,993 con una línea en Media Tensión en 24,9/14.4 kV, conectada a la subestación Caracollo a través de una línea de Media Tensión trifásica administrada por la cooperativo COPSEL en el departamento de Oruro. El punto de suministro de la línea se ubica en la población Quelcata y el fin de línea en la población de Patacamaya, a lo largo de esa línea se suministra con energía eléctrica a 18 comunidades como ser: Konani, Belén, Lahuachaca, Sica Sica y otros. La institución a cargo de la operación y mantenimiento de esa red de distribución se denominaba COFER.

Posteriormente, la Prefectura del Departamento de La Paz actualmente denominada Gobierno Autónomo Departamental de La Paz, algunas ONG y otras instituciones financiaron la construcción de proyectos de electrificación rural con lo que el sistema de distribución fue extendiéndose en longitud de línea y número de usuarios.

Desde el 1 de enero de 2014, la empresa DELAPAZ se hace cargo de la operación y mantenimiento de las redes de distribución denominada sistema de distribución Aroma, cuya fuente de suministro principal es la subestación Tablachaca, donde están conectados dos alimentadores denominados: Alimentador Luribay y alimentador Tablachaca.

Actualmente el sistema de distribución Aroma atiende a 586 comunidades y poblaciones importantes a lo largo de las carreteras La Paz – Oruro, y la carretera a tambo Quemado. En la figura 6.1, se observa la extensión de las redes de distribución del alimentador Tablachaca.

Figura 6.1 Red de distribución del alimentador Tablachaca



Fuente: Elaboración propia

6.2. SUBESTACIÓN TABLACHACA

La Subestación Tablachaca, se encuentra ubicada próximo a la población de Tablachaca sobre la carretera La Paz - Quime, municipio Yaco, provincia Loayza del departamento de La Paz. Esta subestación se encuentra emplazada en el altiplano paceño a 4344 m.s.n.m. en las coordenadas geográficas:

Tabla 6.1. Ubicación Geográfica – Subestación Tablachaca

Subestación	Ubicación	
	X	Y
Tablachaca	677046	8100598

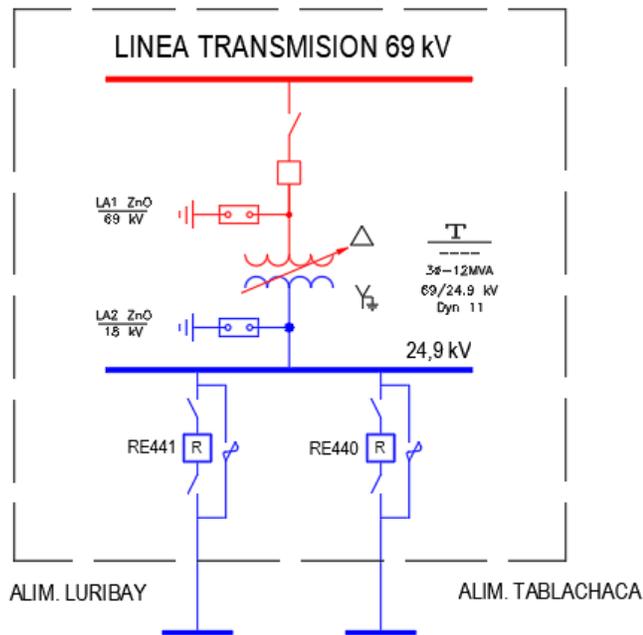
Fuente: Elaboración propia.

La Subestación Tablachaca está conectada a línea de Alta Tensión Huayñacota - Socomani, conexión tipo TAP, administrada por la empresa ENDE DEORURO.

Al interior de la subestación se distinguen dos bahías, en la bahía de AT se encuentra instalado un interruptor de potencia, seccionadores de potencia,

pararrayos tipo subestación para la protección de sobretensiones de origen atmosférico y un transformador de potencia de 12 MVA, marca WEG. En la bahía de Media Tensión, se tiene instalado un sistema de barras flexibles donde están instalados 2 reconectores trifásicos como protección principal de los alimentadores Luribay y Tablachaca.

Figura 6.2 Diagrama unifilar de la Subestación Tablachaca



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 6.2, se presenta los datos de la placa característica del transformador de potencia de 12 MVA.

Tabla 6.2. Datos de placa característica del Transformador de potencia

POTENCIA	10/12 MVA	CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO (kA)		
FASES	3	TERMINALES	AT	BT
FRECUENCIA	50 Hz	SIMETRICA (2s)	0,9	2,6
Z%	11,8	ASIMETRICA	2,3	6,63
RELACION DE TENSIONES		69 ±2×2.5% / 24.9±8×1.25% kV		
GRUPO DE CONEXIÓN		Dyn11		
REFRIGERACION		ONAN / ONAF		
ALTURA DE INSTALACION (m.s.n.m.)		4400 m		

Fuente: Elaboración propia.

6.3. ALIMENTADOR TABLACHACA

El alimentador Tablachaca fue construida tomando las recomendaciones del estándar constructivo REA, sistema estrella, con neutro físico y en cada uno de los postes se tiene instalado un sistema de puesta a tierra.

Desde la subestación de Tablachaca hasta la población de Huanocollo se tiene instalado un primer tramo de 42 km de línea trifásica con cable ACSR 4/0, luego desde la población de Huanocollo hasta la población de Patacamaya un segundo tramo de 44 km de línea trifásica con cable ACSR 2/0, finalmente desde la población de Patacamaya hasta la población de Tolar un tercer tramo de 35 km de línea trifásica construido con cable ACSR 1/0, estos tres tramos constituyen el alimentador troncal del alimentador Tablachaca, a este alimentador troncal se conectan derivaciones trifásicas y monofásicas.

En la tabla 6.3 se observa los tramos de la línea de Media Tensión, el calibre del conductor y la longitud de cable instalado en la troncal del alimentador Tablachaca.

Tabla 6.3 Tramos de conductor de la troncal del alimentador Tablachaca.

N°	TRAMO	CABLE	LONGITUD
		ACSR	km
1	Tablachaca - Huanocollo	4/0	40
2	Huanocollo - Patacamaya	2/0	42
3	Patacmaaya - Tolar	1/0	35

Fuente: Elaboración propia.

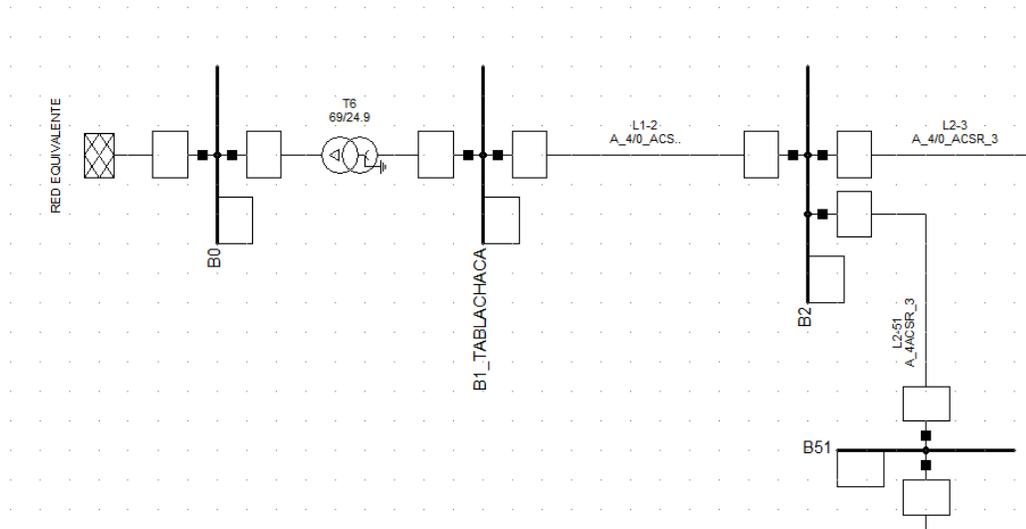
Cuando DELAPAZ se hace cargo de la operación y mantenimiento del sistema de distribución Aroma, en la subestación Tablachaca para el Alimentador del mismo nombre se había instalado un recomectador marca ABB con un módulo de control modelo PCD 2000 como protección de cabecera.

En la planilla de ajustes protección de sobrecorriente se muestra la función de protección 51/51N, la descripción del relé, los ajustes para la protección de tiempo inverso y los ajustes para la protección de tiempo definido. En el Anexo se adjunta copia de la planilla declarada al CNDC.

6.4. MODELACIÓN DEL ALIMENTADOR TABLACHACA EN EL SOFTWARE DIGSILENT

La modelación de los elementos que conforman el sistema de distribución del alimentador Tablachaca se lo realizo en software Digsilent. En la figura 6.3 se muestra el diagrama unifilar de cabecera del alimentador Tablachaca.

Figura 6.3 Diagrama unifilar de cabecera del alimentador Tablachaca



Fuente: Software DigSilent Power Factory

Para modelar una red equivalente es necesario contar con datos de la potencia de corto circuito en la barra de alta tensión de la subestación Tablachaca, en figura 6.4 se muestra los datos insertados en el software Digsilent.

Figura 6.4 Red equivalente para el alimentador Tablachaca

Fuente: Software DigSilent Power Factory

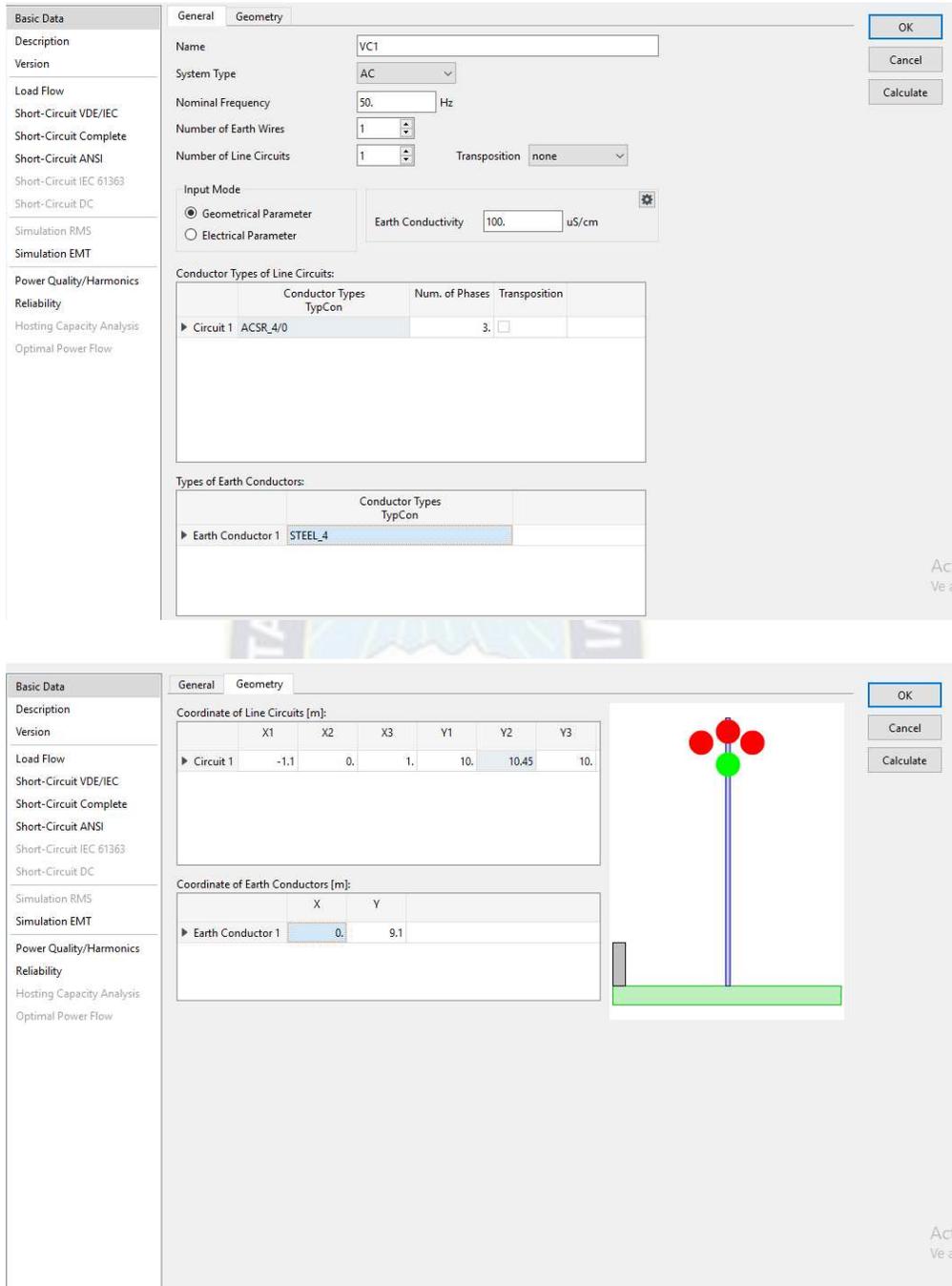
En la figura 6.5 se observa los datos de la placa característica del transformador de potencia introducidos en software DigSilent.

Figura 6.5 Datos del transformador de potencia de la Subestación Tablachaca

Fuente: Software DigSilent Power Factory

En la línea troncal del alimentador Tablachaca, se han identificado tres calibres de conductor, cable ACSR, instalados en el tramo Tablachaca – Tolar. En la figura 6.6 se muestra los datos para el cable ACSR 4/0 introducido en el software DigSilent.

Figura 6.6 Modelo de línea de Media Tensión trifásica



Fuente: Software DigSilent Power Factory

A lo largo del alimentador Tablachaca, se conectan derivaciones monofásicas y trifásicas para el análisis de cortocircuitos en el alimentador Tablachaca, se elaboró un diagrama unifilar reducido de 51 barras.

Todos los elementos que forman parte de este sistema de distribución fueron modelados en el software DIgSILENT Power Factory, este software permite realizar simulación y cálculo de redes eléctricas a través de un ordenador, los modelos matemáticos bajo los cuales se efectúan los cálculos están basados en la normativa ANSI, IEEE y IEC.

6.5. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Existen varios métodos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito entre los que podemos mencionar el método simplificado y el método completo, la elección del método se lo hace en función a tipo de trabajo a realizar, proyectos de planificación y para coordinación de protecciones.

El método simplificado IEC 60909 / VDE 0102 considera las siguientes consideraciones para el cálculo:

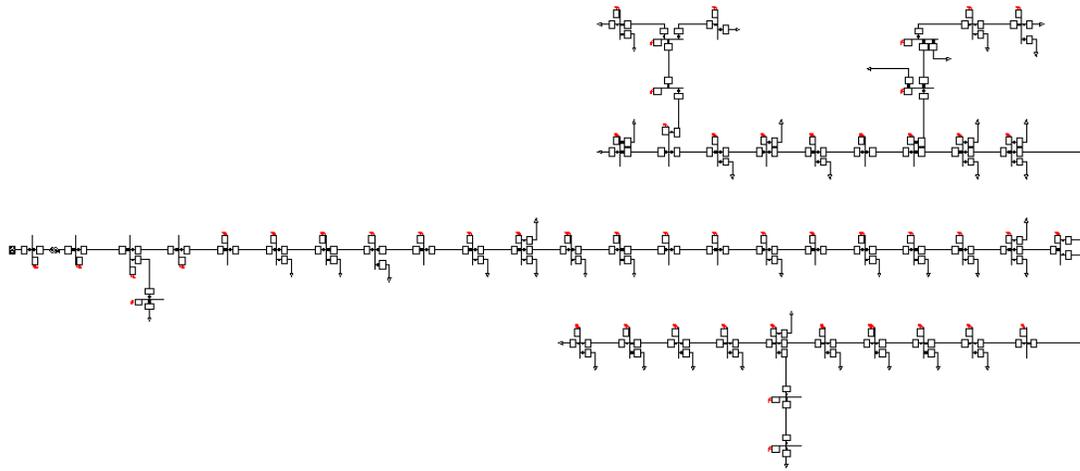
- Tensiones nominales de la red $U_i=U_n$.
- Se usa un factor de corrección c .
- No considera las cargas.

El método completo toma en cuenta las siguientes consideraciones para el cálculo:

- Tensiones de operación.
- Considera las cargas.

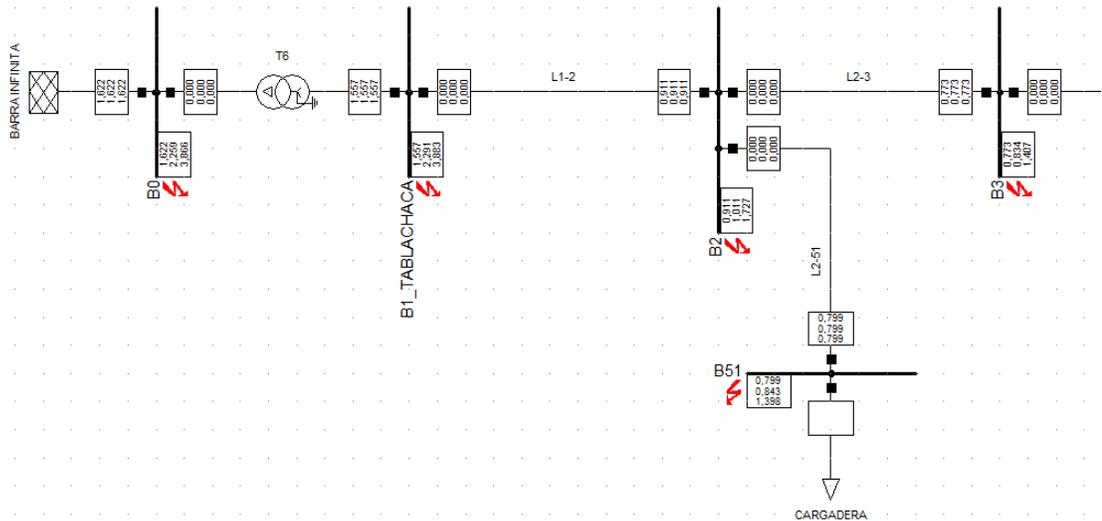
En la figura 6.7 se muestra el diagrama unifilar reducido del alimentador Tablachaca con el cual se realizó la corrida de corto circuito en todas las barras

Figura 6.7 Diagrama Unifilar reducid del Alimentador Tablachaca



Fuente: Software DigSilent Power Factory

Figura 6.8 Calculo de corto circuito en el Alimentador Tablachaca



Fuente: Software DigSilent Power Factory

En los anexos se muestra los datos obtenidos de las corrientes de cortocircuito en cada una de las barras del diagrama unifilar simplificado del Alimentador Tablachaca, se ha calculado las corrientes de cortocircuito trifásico y las corrientes de cortocircuito monofásico.

6.6. FILOSOFÍA DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Los equipos de protección de las líneas de Media Tensión, protegen contra cortocircuitos y fallas de alta impedancia (sobrecargas) en la línea. Tanto las funciones de protección de fases como la de tierra, deben coordinarse con reconectores, fusibles, etc., instaladas aguas abajo de la protección principal. Los criterios de ajuste son los siguientes:

- El arranque de la protección de fase se ajustará alrededor de un 20% por encima de la intensidad máxima admisible del conductor de salida.
- El instantáneo se ajustará de 6 veces a 10 veces la intensidad de arranque.
- Para facilitar la coordinación con reconectores y fusibles, que se encuentran normalmente instalados aguas abajo, se recomienda elegir el tipo de curva IEC Inversa.
- Los índices de tiempos se ajustarán para permitir un margen de coordinación de al menos entre 0,3 s a 0,4 s, para falla máxima, con la actuación de las protecciones existentes en las líneas de MT (reconectores, fusibles, etc.).

La coordinación entre reconector y fusible es satisfactoria cuando el fusible quema después de las operaciones rápidas del reconector y antes de la operación temporizada.

Para ello debe cumplir las siguientes reglas:

- Para todos los valores de falla, en el sector protegido por el fusible, el tiempo mínimo de fusión debe ser mayor al tiempo de apertura del reconector en su curva rápida multiplicada por un factor K.
- Para todos los valores de falla posibles, en el sector protegido por el fusible, el tiempo máximo de interrupción del fusible debe ser menor al tiempo de apertura del reconector en su curva temporizada.

Se obtiene una mejor coordinación entre un reconector y fusible, ajustando el reconector con dos operaciones instantáneas seguidas de una o dos temporizadas.

La coordinación Reconectador – Reconectador se logra por medio de una selección de corrientes de actuación adecuadas, con las curvas tiempo – corriente. Los intervalos de reposición, son seleccionados de modo que cada reconectador cumpla con la secuencia de operación preseleccionada para todas las condiciones de falla.

La coordinación Fusible – Fusible, es adecuada cuando el fusible protegido coordina con el fusible protector, para el máximo valor de falla en el punto de instalación del fusible protector. Existe coordinación satisfactoria, cuando el tiempo máximo de interrupción del fusible protector no excede el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido.

6.7. RESULTADOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Se ha propuesto la instalación de dos reconectadores en cascada aguas abajo del reconectador de cabecera del alimentador Tablachaca, estos reconectadores serán ubicados en centros poblados de fácil acceso.

El primer reconectador fue ubicado en la población de Konani y el segundo reconectador en la población de Patacamaya, además se instalara un tercer reconectador para la derivación trifásica hacia el municipio de Chacarilla en la población de Patacamaya.

Figura 6.9 Ubicación de reconectadores en el Alimentador Tablachaca



Fuente: Elaboración propia

El cálculo de ajustes para el caso de los relés de tiempo definido e inverso se los puede calibrar mediante la selección de los siguientes parámetros:

- TAP: dispositivo que permite variar la sensibilidad del rele, permitiéndole que opere con distintos valores de corriente, está dada en Amperios y es un valor que define la corriente pick up o corriente de arranque del rele.
- DIAL: este constituye el retardo de tiempo antes de que el relé opere, siempre que la corriente de falla alcance un valor igual o mayor que la corriente de pick up, este dispositivo varia los tiempos de operación del relé.

Para realizar el proceso de coordinación de protecciones se ha seguido el siguiente procedimiento:

- Se ha recopilado la información necesaria del sistema eléctrico de distribución del alimentador Tablachaca, características de los elementos del sistema, diagrama topológico, diagrama unifilar para identificar protecciones principales y de respaldos.
- Determinar valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido.
- Calcular las corrientes de corto circuito en los puntos del sistema que sean importantes para la coordinación.
- Se recomienda que el proceso de coordinación en sistemas radiales debe realizarse desde la carga hacia la fuente.
- Ubicar y seleccionar las características y rango de ajustes de los equipos de protección para que cumplan las exigencias básicas del circuito a proteger y la normativa vigente.
- Escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección de modo que exista selectividad.

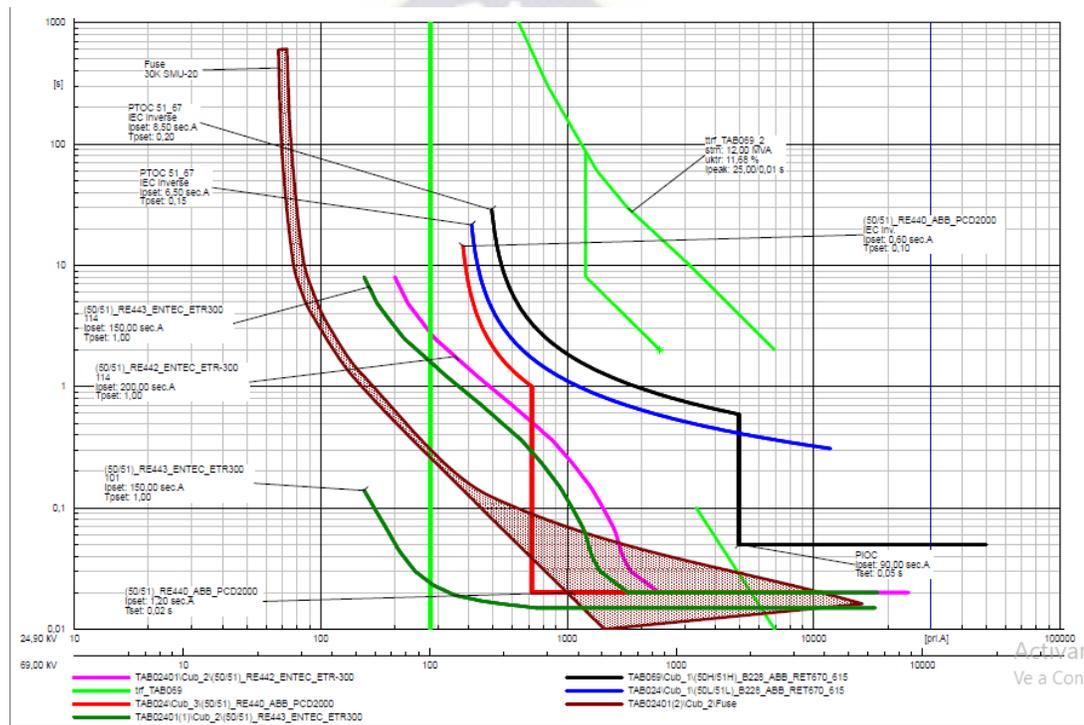
En el software DIgSILENT Power Factory se realiza el modelamiento de los equipos de protección para buscar la coordinación de protecciones óptima, que

cumpla con las recomendaciones establecidas en la filosofía de protecciones definida para la operación del sistema de distribución del alimentador Tablachaca.

En la figura 6.10 se muestra las curvas de ajuste de protección de sobrecorriente de fase - fase.

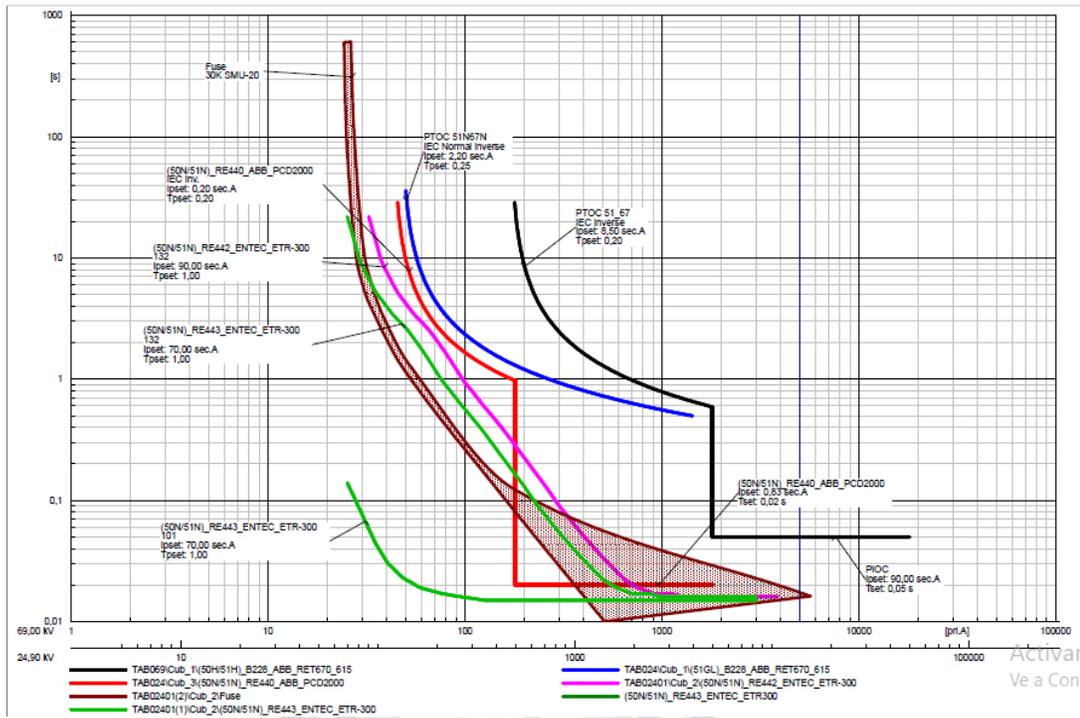
En la figura 6.11 se muestra curvas de ajuste de protección de sobrecorriente de fase-tierra.

Figura 6.10 Esquema de coordinación de protecciones F-F propuesta.



Fuente: Software DigSilent Power Factory

Figura 6.11 Esquema de coordinación de protecciones F-N propuesta.



Fuente: Software DigSilent Power Factory



CAPITULO 7

CONCLUSIONES

El área de operación de los proyectos electrificación en el área rural, en la mayoría de los casos son muy dispersos y están expuestos a las inclemencias del tiempo, descargas atmosféricas, vientos huracanados, etc., que hacen que las redes de distribución sean vulnerables a estos fenómenos naturales, en tal sentido es importante que los sistemas de protección operen adecuadamente para evitar apagones en todo el alimentador.

Con la implementación de equipos de protección, reconectores, y el ajuste de protección óptimo los indicadores de calidad de servicio técnico mejoraran ya que, ante la presencia de fallas de tipo monofásico y/o trifásico se aislara el sector con falla de tal manera que el número de consumidores afectados con el corte de energía eléctrica será menor.

La continuidad del servicio brindara seguridad a los agentes de producción y esto permitirá la implementación de talleres artesanales y otro tipo de emprendimientos, de modo tal que se pueda mejorar el ingreso económico de los pobladores.

El software DIgSILENT Power Factory, es una herramienta útil que permite simular condiciones de falla y ajuste de protecciones para redes de distribución en Media Tensión de tipo radial.

BIBLIOGRAFIA

Anderson, P. M., Analysis of Faulted Power Systems, IEEE Press, Piscataway, NJ, 1995. Kimbark, E. W., Power System Stability, IEEE Press, Piscataway, NJ, 1995.

Mason, C. R., The Art and Science of Protective Relaying, John Wiley & Sons, New York, 1956.

Westinghouse Relay-Instrument Division, Applied Protective Relaying, Westinghouse Electric Corporation, Newark, NJ, 1976.

Horowitz, S. H., Ed., Protective Relaying for Power Systems, IEEE Press Selected Reprint Volume, New York, 1980.

M. Inmaculada Z. B. y otros, Ed., Pearson Simulación de Sistemas Eléctricos, 2005.

Harper E., Ed., Limusa, Elementos de Protección de Sistemas Eléctricos Teoría y Práctica, 2008.

Suarez J., Ed. Andavira, Protección de Instalaciones y Redes Electricas, 2011

Gonzales Sabato M.V., Solprint, Sistemas de Protección en Grandes Redes Eléctricas de Potencia, 2009.

Product Bulletin, Pro-Star Motor Protection System, ABB Protective Relay Division, 35 N. Snowdrift Road, Allentown, PA, 1989.

ANEXOS

- Corrientes de corto circuito
- Matriz de impedancia de línea de media tensión trifásica.
- Matriz de impedancia de línea de media tensión monofásica.
- Planillas de ajuste de protecciones

SUBESTACIÓN**METODO IEC60909**

TABLACHACA Scc:160.228 MVA lcc:7708.952 kA ip=20014.857 kA

S/E	Nombre Nodo	Scc MVA	lcc kA	ip kA	Tipo CTO
Tablachaca	B0	213.2151	1.7841	4.2971	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B01_TABLACHACA	75.1347	1.7421	4.6409	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B02	43.9029	1.0180	2.0123	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B03	37.2228	0.8631	1.6308	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B04	37.2141	0.8629	1.6303	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B05	36.6267	0.8493	1.5986	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B06	31.0537	0.7200	1.3106	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B07	26.8648	0.6229	1.1078	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B08	26.4841	0.6141	1.0898	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B09	24.6780	0.5722	1.0060	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B10	22.6105	0.5243	0.9011	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B11	19.1237	0.4434	0.7369	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B12	19.0750	0.4423	0.7347	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B13	19.0008	0.4406	0.7313	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B14	18.9980	0.4405	0.7312	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B15	18.8598	0.4373	0.7250	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B16	18.7180	0.4340	0.7186	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B17	18.5185	0.4294	0.7097	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B18	17.7547	0.4117	0.6760	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B19	16.7897	0.3893	0.6342	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B20	15.1074	0.3503	0.5632	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B21	13.2877	0.3081	0.4889	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B22	13.0767	0.3032	0.4801	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B23	12.9514	0.3003	0.4749	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B24	12.9193	0.2996	0.4736	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B25	12.6720	0.2938	0.4634	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B26	11.5775	0.2684	0.4190	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B27	11.0827	0.2570	0.3993	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B28	9.9788	0.2314	0.3562	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B29	8.2236	0.1907	0.2898	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B30	7.2477	0.1680	0.2537	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B31_V_PARAISO	7.9225	0.1837	0.2786	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B32_LACA_LACA	7.7706	0.1802	0.2730	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B33	6.8715	0.1593	0.2400	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B34	7.2626	0.1684	0.2543	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B35	12.8570	0.2981	0.4710	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B36	12.6456	0.2932	0.4623	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B37	11.8135	0.2739	0.4285	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B38	8.7474	0.2028	0.3074	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B39	13.1566	0.3051	0.4830	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B40	11.2828	0.2616	0.4027	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B41	9.5385	0.2212	0.3336	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B42	9.0417	0.2096	0.3147	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B43	8.7048	0.2018	0.3021	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B44	7.5644	0.1754	0.2601	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B45	7.5508	0.1751	0.2596	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B46	5.9305	0.1375	0.2032	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B47	7.4738	0.1733	0.2569	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B48	6.9038	0.1601	0.2367	3-Phase Short-Circuit
Tablachaca	B49	5.8763	0.1363	0.2007	3-Phase Short-Circuit

SUBESTACIÓN**METODO IEC60909**

TABLACHACA Scc:160.228 MVA Icc:7708.952 kA ip=20014.857 kA

S/E	Nombre Nodo	Scc MVA	Icc kA	ip kA	Tipo CTO
Tablachaca	B0	80.7160	2.0261	4.8802	Single Phase to Ground
Tablachaca	B01_TABLACHACA	28.4706	1.9804	5.2757	Single Phase to Ground
Tablachaca	B02	10.8256	0.7530	1.4885	Single Phase to Ground
Tablachaca	B03	8.6117	0.5990	1.1319	Single Phase to Ground
Tablachaca	B04	8.6090	0.5988	1.1314	Single Phase to Ground
Tablachaca	B05	8.4286	0.5863	1.1036	Single Phase to Ground
Tablachaca	B06	6.8142	0.4740	0.8627	Single Phase to Ground
Tablachaca	B07	5.7034	0.3967	0.7055	Single Phase to Ground
Tablachaca	B08	5.6063	0.3900	0.6921	Single Phase to Ground
Tablachaca	B09	5.1539	0.3585	0.6303	Single Phase to Ground
Tablachaca	B10	4.6960	0.3267	0.5615	Single Phase to Ground
Tablachaca	B11	3.9431	0.2743	0.4558	Single Phase to Ground
Tablachaca	B12	3.9327	0.2736	0.4544	Single Phase to Ground
Tablachaca	B13	3.9169	0.2725	0.4523	Single Phase to Ground
Tablachaca	B14	3.9163	0.2724	0.4522	Single Phase to Ground
Tablachaca	B15	3.8869	0.2704	0.4482	Single Phase to Ground
Tablachaca	B16	3.8568	0.2683	0.4442	Single Phase to Ground
Tablachaca	B17	3.8144	0.2653	0.4386	Single Phase to Ground
Tablachaca	B18	3.6528	0.2541	0.4172	Single Phase to Ground
Tablachaca	B19	3.4497	0.2400	0.3909	Single Phase to Ground
Tablachaca	B20	3.0983	0.2155	0.3465	Single Phase to Ground
Tablachaca	B21	2.7212	0.1893	0.3004	Single Phase to Ground
Tablachaca	B22	2.6804	0.1864	0.2953	Single Phase to Ground
Tablachaca	B23	2.6562	0.1848	0.2922	Single Phase to Ground
Tablachaca	B24	2.6499	0.1843	0.2914	Single Phase to Ground
Tablachaca	B25	2.6021	0.1810	0.2855	Single Phase to Ground
Tablachaca	B26	2.3895	0.1662	0.2594	Single Phase to Ground
Tablachaca	B27	2.2929	0.1595	0.2478	Single Phase to Ground
Tablachaca	B28	2.0764	0.1444	0.2224	Single Phase to Ground
Tablachaca	B29	1.7283	0.1202	0.1827	Single Phase to Ground
Tablachaca	B30	1.5323	0.1066	0.1609	Single Phase to Ground
Tablachaca	B31_V_PARAISO	1.6680	0.1160	0.1760	Single Phase to Ground
Tablachaca	B32_LACA_LACA	1.6375	0.1139	0.1726	Single Phase to Ground
Tablachaca	B33	1.4562	0.1013	0.1526	Single Phase to Ground
Tablachaca	B34	1.5353	0.1068	0.1613	Single Phase to Ground
Tablachaca	B35	2.6379	0.1835	0.2899	Single Phase to Ground
Tablachaca	B36	2.5969	0.1806	0.2848	Single Phase to Ground
Tablachaca	B37	2.4354	0.1694	0.2650	Single Phase to Ground
Tablachaca	B38	2.0355	0.1416	0.2146	Single Phase to Ground
Tablachaca	B39	2.6987	0.1877	0.2972	Single Phase to Ground
Tablachaca	B40	2.3724	0.1650	0.2540	Single Phase to Ground
Tablachaca	B41	2.0573	0.1431	0.2159	Single Phase to Ground
Tablachaca	B42	1.9651	0.1367	0.2052	Single Phase to Ground
Tablachaca	B43	1.9019	0.1323	0.1980	Single Phase to Ground
Tablachaca	B44	1.6835	0.1171	0.1737	Single Phase to Ground
Tablachaca	B45	1.6805	0.1169	0.1734	Single Phase to Ground
Tablachaca	B46	1.3200	0.0918	0.1357	Single Phase to Ground
Tablachaca	B47	1.6711	0.1162	0.1723	Single Phase to Ground
Tablachaca	B48	1.5900	0.1106	0.1636	Single Phase to Ground
Tablachaca	B49	1.4291	0.0994	0.1464	Single Phase to Ground

```

info - Natural Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Earth conductors first, followed by phase conductors in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  3.65839e+00   4.82764e-02   4.82523e-02   4.82764e-02
  8.21126e-01   4.08615e-01   4.11873e-01   4.12063e-01
  4.82764e-02   3.09082e-01   4.82038e-02   4.82276e-02
  4.08615e-01   7.68722e-01   4.19931e-01   3.84138e-01
  4.82523e-02   4.82038e-02   3.09033e-01   4.82038e-02
  4.11873e-01   4.19931e-01   7.68774e-01   4.24988e-01
  4.82764e-02   4.82276e-02   4.82038e-02   3.09082e-01
  4.12063e-01   3.84138e-01   4.24988e-01   7.68722e-01
info - Reduced Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  3.49621e-01   8.90813e-02   8.91239e-02
  7.48839e-01   3.99932e-01   3.64129e-01
  8.90813e-02   3.50252e-01   8.94412e-02
  3.99932e-01   7.48658e-01   4.04862e-01
  8.91239e-02   8.94412e-02   3.50338e-01
  3.64129e-01   4.04862e-01   7.48587e-01
info - Symmetrical Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  5.28501e-01   1.00184e-02   -1.06934e-02
  1.52798e+00   -7.50125e-03   -7.57567e-03
  -1.06934e-02   2.60855e-01   -2.06492e-02
  -7.57567e-03   3.59054e-01   1.52936e-02
  1.00184e-02   2.06514e-02   2.60855e-01
  -7.50125e-03   1.52931e-02   3.59054e-01
info - Reduced Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow G,B, G,B... in [uS/km]
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  2.70627e+00   -6.68213e-01   -3.58492e-01
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  -6.68213e-01   2.84058e+00   -7.03946e-01
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  -3.58492e-01   -7.03946e-01   2.73535e+00
info - Symmetrical Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.

```

```

info - Natural Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Earth conductors first, followed by phase conductors in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  3.65839e+00   4.82764e-02   4.82523e-02   4.82764e-02
  8.21126e-01   4.08615e-01   4.11873e-01   4.08615e-01
  4.82764e-02   4.61770e-01   4.82038e-02   4.82276e-02
  4.08615e-01   7.83417e-01   4.19931e-01   3.81215e-01
  4.82523e-02   4.82038e-02   4.61722e-01   4.82038e-02
  4.11873e-01   4.19931e-01   7.83469e-01   4.19931e-01
  4.82764e-02   4.82276e-02   4.82038e-02   4.61770e-01
  4.08615e-01   3.81215e-01   4.19931e-01   7.83417e-01
info - Reduced Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  5.02310e-01   8.90813e-02   8.87669e-02
  7.63533e-01   3.99932e-01   3.61332e-01
  8.90813e-02   5.02941e-01   8.90813e-02
  3.99932e-01   7.63533e-01   3.99932e-01
  8.87669e-02   8.90813e-02   5.02310e-01
  3.61332e-01   3.99932e-01   7.63533e-01
info - Symmetrical Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  6.80473e-01   1.09332e-02   -1.12482e-02
  1.53760e+00   -6.67605e-03   -6.13036e-03
  -1.12482e-02   4.13544e-01   -2.23384e-02
  -6.13036e-03   3.76408e-01   1.28963e-02
  1.09332e-02   2.23377e-02   4.13544e-01
  -6.67605e-03   1.28975e-02   3.76408e-01
info - Reduced Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow G,B, G,B... in [uS/km]
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  2.60398e+00   -6.29507e-01   -3.31377e-01
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  -6.29507e-01   2.71411e+00   -6.29507e-01
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  -3.31377e-01   -6.29507e-01   2.60398e+00
info - Symmetrical Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.

```

```

info - Natural Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Earth conductors first, followed by phase conductors in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  3.65839e+00   4.82764e-02   4.82523e-02   4.82764e-02
  8.21126e-01   4.08615e-01   4.11873e-01   4.08615e-01
  4.82764e-02   5.83648e-01   4.82038e-02   4.82276e-02
  4.08615e-01   7.90716e-01   4.19931e-01   3.81215e-01
  4.82523e-02   4.82038e-02   5.83599e-01   4.82038e-02
  4.11873e-01   4.19931e-01   7.90768e-01   4.19931e-01
  4.82764e-02   4.82276e-02   4.82038e-02   5.83648e-01
  4.08615e-01   3.81215e-01   4.19931e-01   7.90716e-01
info - Reduced Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  6.24187e-01   8.90813e-02   8.87669e-02
  7.70833e-01   3.99932e-01   3.61332e-01
  8.90813e-02   6.24818e-01   8.90813e-02
  3.99932e-01   7.70652e-01   3.99932e-01
  8.87669e-02   8.90813e-02   6.24187e-01
  3.61332e-01   3.99932e-01   7.70833e-01
info - Symmetrical Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  8.02350e-01   1.09332e-02   -1.12482e-02
  1.54490e+00   -6.67605e-03   -6.13036e-03
  -1.12482e-02   5.35421e-01   -2.23384e-02
  -6.13036e-03   3.83707e-01   1.28963e-02
  1.09332e-02   2.23377e-02   5.35421e-01
  -6.67605e-03   1.28975e-02   3.83707e-01
info - Reduced Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow G,B, G,B... in [uS/km]
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  2.55666e+00   -6.09252e-01   -3.22745e-01
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  -6.09252e-01   2.66122e+00   -6.09252e-01
  0.00000e+00   0.00000e+00   0.00000e+00
  -3.22745e-01   -6.09252e-01   2.55666e+00
info - Symmetrical Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.

```

```
info - Natural Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Earth conductors first, followed by phase conductors in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  3.65839e+00    4.82523e-02
  8.21126e-01    4.11873e-01
  4.82523e-02    5.83599e-01
  4.11873e-01    7.90768e-01
info - Reduced Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  6.24818e-01
  7.70652e-01
info - Symmetrical Impedance Matrix (R+jX) [ohm/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.
info - Rows follow R,X, R,X... in [ohm/km]
  6.24818e-01
  7.70652e-01
info - Reduced Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (phases A,B,C...) follow in same order as the input.
info - Rows follow G,B, G,B... in [uS/km]
  0.00000e+00
  2.32890e+00
info - Symmetrical Admittance Matrix (G+jB) [uS/km]
info - Circuits (seq. 0,1,2...) follow in same order as the input.
info - Rows follow G,B, G,B... in [uS/km]
  0.00000e+00
  2.32890e+00
```

AJUSTES PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Agente	DELAPAZ
Subestación	Tablachaca
Línea	Línea de distribución (Alimentador)
Interruptor que dispara	Reconector del alimentador

Función	Descripción del relé			Relación CT's (A)	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo		TAP (A)	DIAL	Curva	Norma	TAP (A)	Tiempo(seg)	
51/51N	51	ABB	PCD2000	-	320	0.10	TCC1-INV	IEC	640	0	
	51N				80	0.10	TCC1-INV	IEC	288	0	

COMENTARIOS

Ajustes para los reconectores del alimentador Tablachaca, correspondientes a la barra del transformador T1.

El tiempo de reconexión para el primer recierre es de 0.60 segundos.

El tiempo de reconexión para el segundo recierre es de 1,00 segundos.

El tiempo de reconexión para el tercer recierre es de 5,00 segundos.

El tiempo de reinicio es de 60 segundos.

AJUSTES PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Agente	DELAPAZ
Subestación	Tablachaca
Línea	Alimentador Tablachaca
Interruptor que dispara	Reconectador Konani

Función	Descripción del relé			Relación CT's (A)	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo		TAP (A)	DIAL	Curva	Norma	TAP (A)	Tiempo(seg)	
51/50	51/50	ENTEC	ETR-300	-	200		114	Cooper Form6			1
51N/50N	51N/50N				90		132	Cooper Form6			

COMENTARIOS

El tiempo de reconexión para el primer recierre es de 0.60 segundos.
 El tiempo de reconexión para el segundo recierre es de 1,00 segundos.
 El tiempo de reconexión para el tercer recierre es de 5,00 segundos.
 El tiempo de reinicio es de 60 segundos.

1. Los ajustes del TAP son en valores primarios

AJUSTES PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Agente	DELAPAZ
Subestación	Tablachaca
Línea	Alimentador Tablachaca
Interruptor que dispara	Reconectador Jocopamapa

Función	Descripción del relé			Relación CT's (A)	Ajustes				Tiempo Definido o instantáneo		Observaciones
	Función	Fabricante	Tipo		TAP (A)	DIAL	Curva	Norma	TAP (A)	Tiempo(seg)	
51/50	51/50	ENTEC	ETR-300		100		114	Cooper Form6			1, 2
							101				Curva rápida
51N/50N	51N/50N	ENTEC			70		132	Cooper Form6			
							101				Curva rápida

COMENTARIOS

El tiempo de reconexión para el primer recierre es de 0.60 segundos.

El tiempo de reconexión para el segundo recierre es de 1,00 segundos.

El tiempo de reconexión para el tercer recierre es de 5,00 segundos.

El tiempo de reinicio es de 60 segundos.

1. Los ajustes del TAP son en valores primarios

2. El primer y segundo recierre utiliza la curva rápida. El tercer recierre utiliza la curva lenta.