



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO DE PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LA
SUBESTACIÓN DE TOTORANI ACORDE A LOS NUEVOS
CAMBIOS DE LA TOPOLOGÍA EN ALTA Y MEDIA TENSIÓN
PARA EL AÑO 2021”**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. RIGOBERTO USCAMAYTA GUTIÉRREZ

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO – PERÚ

2020



DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis queridos padres, Benancio Uscamayta Coela y Tomasa Gutiérrez Estofanero, por su apoyo incondicional y permanente durante mi formación profesional, apoyándome en todo momento, por sus grandes consejos y la confianza depositada a mi persona.

A mis cinco Hermanos Néstor Alex, Héctor Chanel, Yony Marín y Pul Franz. Por su apoyo moral e incondicional, en los momentos más difíciles siempre han estado pendientes en todo momento.

A mis dos hermanitas Yolanda y Yulisa, por darme su apoyo moral por que el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y confianza que sienten por mí, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta.

A toda mi familia y amigos en general quienes me brindaron su apoyo y cariño incondicional en los momentos más difíciles, por su apoyo moral, por darme palabras constructivas y será una etapa inolvidable para cada uno de ellos.

RIGOBERTO USCAMAYTA GUTIÉRREZ



AGRADECIMIENTO

A Dios padre todo poderoso quien nos da la vida y muchas bendiciones de seguir adelante además de ser él quien puso en nuestro camino personas idóneas para la culminación de este trabajo de investigación.

A la Carrera Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Electrónica y Sistemas de la Universidad Nacional del Altiplano por brindarnos sus claustros y sus laboratorios durante nuestra formación profesional.

A los catedráticos de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por compartir sus conocimientos durante nuestra formación profesional.

A nuestros padres y hermanos por ser unas personas únicas en nuestras vidas, por tener la paciencia de enseñarnos con amor y aconsejarnos cada día de nuestras vidas siempre dándome fortalezas positivas hacia el futuro.

Finalmente, nuestro agradecimiento a todas las personas que de una u otra manera han hecho posible la realización de nuestro proyecto de investigación.

RIGOBERTO USCAMAYTA GUTIÉRREZ



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTO

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURA

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

RESUMEN18

ABSTRACT.....19

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA 22

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 23

1.2.1. PROBLEMA GENERAL..... 23

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS 23

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA 23

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN. 24

1.4.1. OBJETIVO GENERAL 24

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... 24

1.5. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN 24

1.5.1. HIPÓTESIS GENERAL..... 24

1.5.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS..... 25

1.6. OPERACIONALIZACION DE VARIABLES 26

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN..... 27

2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA 32

2.2.1. GENERACIÓN 33

2.2.2. TRANSMISIÓN..... 34

2.2.3. DISTRIBUCION..... 35

2.3. SIMBOLOGÍA DISPOSITIVOS USADOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN
..... 36



| | |
|--|----|
| 2.4. ASPECTOS GENERALES DE LA PROTECCIÓN..... | 37 |
| 2.4.1. APARTARRAYOS..... | 39 |
| 2.4.2. SISTEMA DE TIERRA. | 39 |
| 2.4.3. FUSIBLES..... | 40 |
| 2.4.4. RELE. | 40 |
| 2.4.5. ESTADÍSTICAS DE FALLAS. | 41 |
| 2.5. CAUSAS QUE ORIGINAN FALLAS EN EL SISTEMA..... | 42 |
| 2.5.1. SOBRECARGA..... | 42 |
| 2.5.2. CORTOCIRCUITO..... | 43 |
| 2.5.3. CAÍDA DE TENSIÓN. | 43 |
| 2.5.4. ELEVACIÓN DE TENSIÓN. | 44 |
| 2.5.5. INVERSIÓN EN EL SENTIDO DE LA POTENCIA..... | 44 |
| 2.5.6. VARIACIÓN DE FRECUENCIA. | 44 |
| 2.6. ZONAS DE PROTECCIÓN..... | 45 |
| 2.7. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN | 46 |
| 2.7.1. RELÉS DE PROTECCIÓN..... | 47 |
| 2.7.2. INTERRUPTORES..... | 47 |
| 2.7.2.1. INTERRUPTORES DE AIRE..... | 49 |
| 2.7.2.2. INTERRUPTORES DE VACÍO. | 49 |
| 2.7.2.3. INTERRUPTORES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF ₆)..... | 50 |
| 2.7.3. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN (TT) | 51 |
| 2.7.4. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)..... | 52 |
| 2.7.4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TC. | 52 |
| 2.7.4.2. CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA VECTORIAL DE TC. | 53 |
| 2.7.4.3. TIPOS DE TC. | 54 |
| 2.7.5. ENLACES DE COMUNICACIONES..... | 56 |
| 2.7.6. FUENTES DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR (SA) | 56 |
| 2.7.7. CABLEADO DE CONTROL..... | 57 |
| 2.8. COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN | 57 |
| 2.9. ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN. ... | 58 |
| 2.10. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE..... | 58 |
| 2.10.1. TIPOS DE RELES DE SOBRECORRIENTE. | 59 |
| 2.10.1.1. RELÉS DE CORRIENTE DEFINIDA. | 59 |
| 2.10.1.2. RELÉS DE TIEMPO DEFINIDO..... | 60 |



| | |
|---|----|
| 2.10.1.3. RELÉS DE TIEMPO INVERSO | 60 |
| 2.10.2. RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA. | 60 |
| 2.10.3. RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES..... | 61 |
| 2.11. RELE DE DISTANCIA | 61 |
| 2.11.1. FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21/21N)..... | 62 |
| 2.12. TEORIA DE FALLAS | 69 |
| 2.12.1 TIPOS DE FALLAS..... | 70 |
| 2.12.1.1. CORTOCIRCUITO..... | 72 |
| 2.12.1.2. OBJETIVOS DE CORTOCIRCUITO. | 73 |
| 2.12.1.3. CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS SIMÉTRICOS..... | 73 |
| 2.12.2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO | 76 |
| 2.12.2.1. CORRIENTE MOMENTÁNEA (I_k'') | 77 |
| 2.12.2.2. CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN (I_b) | 77 |
| 2.12.3. INFLUENCIA DE LA DISTANCIA DE SEPARACIÓN ENTRE LA FALLA Y EL GENERADOR | 78 |
| 2.12.4. COMPONENTES SIMÉTRICAS..... | 78 |
| 2.12.5. FALLAS DE SOBRECORRIENTES | 82 |
| 2.12.5.1. FALLA MONOFÁSICA..... | 83 |
| 2.12.5.2. FALLA BIFÁSICA..... | 84 |
| 2.12.5.3. FALLA BIFÁSICA A TIERRA | 85 |
| 2.12.5.4. FALLA TRIFÁSICA SIN CONTACTO A TIERRA..... | 87 |
| 2.12.5.5. FALLA TRIFÁSICA CON CONTACTO A TIERRA..... | 88 |
| 2.13. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP). | 89 |
| 2.13.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE TP..... | 89 |
| 2.13.2. TIPOS DE TP..... | 90 |
| 2.14. ALCANCE DE LOS CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN | 91 |
| 2.14.1. AJUSTE DE LA PROTECCIÓN..... | 91 |
| 2.14.2. COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN..... | 91 |
| 2.14.3. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN | 91 |
| 2.15. PRINCIPIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN | 92 |
| 2.15.1. SENSIBILIDAD Y VELOCIDAD | 92 |
| 2.15.2. SELECTIVIDAD DE LA PROTECCIÓN..... | 92 |



| | |
|---|-----|
| 2.15.3. FIABILIDAD Y SEGURIDAD DE LA PROTECCIÓN..... | 93 |
| 2.16. OBJETIVOS DEL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN | 93 |
| 2.17. PROCESO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN..... | 94 |
| 2.18. ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA | 95 |
| 2.18.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO | 95 |
| 2.18.2. EFECTO “INFEED” | 95 |
| 2.18.3. MÁXIMAS Y MÍNIMAS CORRIENTES DE FALLA | 96 |
| 2.18.4. SIMULACIÓN DE FALLAS | 97 |
| 2.18.5. RESISTENCIA DE FALLA..... | 98 |
| 2.19. CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES | 99 |
| 2.19.1. CONFIGURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE TRES BOBINADOS EN PARALELO | 99 |
| 2.19.2. SIMULACION DE FALLAS EN SUBESTACIÓN MEDIANA | 100 |
| 2.19.3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN | 101 |
| 2.19.4. PROTECCIÓN BARRAS | 102 |
| 2.19.4.1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL | 102 |
| 2.19.4.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL ACOPLADOR DE BARRAS | 103 |
| 2.19.5. CONFIGURACIONES DE BARRA SIMPLE Y DOBLE BARRA..... | 104 |
| 2.19.6. LÓGICA DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR | 105 |
| 2.19.7. PROTECCIÓN DE CAMPOS DE ACOPLA DOBLE BARRA 220kV TOTORANI..... | 105 |

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

| | |
|--|-----|
| 3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN | 113 |
| 3.1.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN | 113 |
| 3.1.2. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN | 114 |
| 3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN..... | 115 |
| 3.2.1. POBLACIÓN Y MUESTRA..... | 115 |
| 3.3. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA POBLACIÓN | 115 |
| 3.3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA..... | 115 |



| | |
|---|-----|
| 3.4. LIMITACIONES DE ESTUDIO | 117 |
| 3.4.1 ALCANCES | 117 |
| 3.4.2. LIMITACIONES | 118 |
| 3.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS..... | 118 |
| 3.5.1. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS..... | 118 |
| 3.5.2. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS | 119 |
| 3.6. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO..... | 120 |
| 3.6.1. INCREMENTO DE DEMANDA EN GENERACION Y TRANSMISION DEL SEIN..... | 120 |
| 3.6.2. ESTADÍSTICA DE FALLAS Y ACTUACIONES DE PROTECCIONES.... | 120 |
| 3.7. DISEÑO METODOLÓGICO..... | 120 |
| 3.7.1 METODOLOGÍA PARA EL ANALISIS DEL SISTEMA S.E. TOTORANI. | 120 |
| 3.7.2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE..... | 122 |
| 3.7.3. METODOLOGÍA DE PROTECCION DE BARRAS DE 220kV EN LA S.E. TOTORANI..... | 123 |

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

| | |
|---|-----|
| 4.1. EVALUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA S.E. TOTORANI CON DIGSILENT ANTE EL INCREMENTO DE LA DEMANDA | 125 |
| 4.1.1. DIAGNOSTICO ANTE EL INCREMENTO DE LA DEMANDA PERIODO 2018-2021..... | 125 |
| 4.1.2. TENSIONES DE OPERACIÓN A VALORES NOMINALES EN LA ZONA SUR DEL SEIN..... | 126 |
| 4.1.3. OBTENCIÓN DEL MODELO ELÉCTRICO DEL SISTEMA EN EVALUACIÓN | 127 |
| 4.1.3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LA S.E. TOTORANI | 127 |
| 4.1.3.2. PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA S.E. TOTORANI..... | 129 |
| 4.1.3.3. PARÁMETROS DE LÍNEAS INVOLUCRADAS A LA S.E. TOTORANI. | 129 |
| 4.1.4. SIMULACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA DE LA S.E. TOTORANI..... | 130 |
| 4.1.4.1. FLUJO DE POTENCIA DE MÁXIMA DEMANDA AVENIDA | 130 |
| 4.1.4.2. FLUJO DE POTENCIA DE MÍNIMA DEMANDA AVENIDA | 131 |



| | |
|---|-----|
| 4.1.4.3. FLUJO DE POTENCIA DE MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE. | 132 |
| 4.1.4.4. FLUJO DE POTENCIA DE MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE..... | 132 |
| 4.1.4.5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA | 133 |
| 4.1.5. RESULTADOS DEL CORTOCIRCUITO | 135 |
| 4.1.6. RESUMEN DEL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA SUBESTACIÓN TOTORANI..... | 138 |
| 4.2. AJUSTE DE RELÉS DE 51/51N EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA S.E. TOTORANI. | 139 |
| 4.2.1. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA S.E. TOTORANI..... | 139 |
| 4.2.1.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN INSTALADOS EN LA S.E. TOTORANI..... | 140 |
| 4.2.2. DIAGRAMA UNIFILAR CONEXIÓN TRANSFORMADORES T53 Y T97 | 142 |
| 4.2.2.1. RESUMEN DE AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE PROPUESTOS EN TRANSFORMADORES T53 | 142 |
| 4.2.2.2. ANÁLISIS DE AJUSTE DE RELÉS SOBRECORRIENTE EN el TRANSFORMAdor DE POTENCIA T53 | 144 |
| 4.2.3. RESUMEN DE AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE PROPUESTOS EN TRANSFORMADORES T97 | 149 |
| 4.2.3.1. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA: T97 | 151 |
| 4.2.4. AJUSTE DE RELÉS 51/51N EN AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA ATR1..... | 155 |
| 4.2.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR AUTOTRANSFORMADOR ATR1 | 155 |
| 4.2.4.2. RESUMEN DE AJUSTE DE RELÉS DE 51/51N PROPUESTOS EN EL AUTOTRANSFORMADOR ATR1 | 155 |
| 4.2.4.3. ANÁLISIS DE AJUSTE DE RELÉS DEL AUTOTRANSFORMADOR ATR1..... | 157 |
| 4.2.5. ACOPLAMIENTO 220 KV | 161 |
| 4.2.5.1. RESUMEN DE ACOPLAMIENTO DE 220kV | 161 |
| 4.2.5.2. ANALISIS PARA ACOPLAMIENTO DE BARRAS 220KV | 163 |
| 4.2.6. CUADRO COMPARATIVO DE AJUSTE DE RELES DE SOBRECORRIENTE ANTES DEL PROYECTO Y PROPUESTOS PARA 2021..... | 165 |



| | |
|---|------------|
| 4.3. AJUSTE DE PROTECCIÓN DE CONFIGURACION DOBLE BARRA 220kV PARA 2021 | 169 |
| 4.3.1. AJUSTES FUNCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS SUBESTACIÓN TOTORANI de 220 KV..... | 169 |
| 4.3.1.1. DATOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ASOCIADOS A LA PROTECCIÓN DE 220kV..... | 170 |
| 4.3.1.2. VERIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL RELÉ ANTE FALLAS INTERNAS..... | 172 |
| 4.3.1.3. VERIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL RELÉ ANTE FALLAS EXTERNAS | 174 |
| 4.3.1.4. RESUMEN DE CALCULO PARA AJUSTE DE RELE DIFERENCIAL DOBLE BARRA 220KV | 177 |
| V. CONCLUSIONES | 178 |
| VI. RECOMENDACIONES | 181 |
| VII. REFERENCIAS | 182 |
| ANEXOS..... | 186 |
| PLANOS | 196 |

Área: Electricidad

Tema: Sistemas de Potencias y Protección

Fecha de Sustentacion: 18 DE NOVIEMBRE 2020



ÍNDICE DE FIGURA

| | |
|---|----|
| Figura N° 2.1: Estructura de Sistema de Potencia | 36 |
| Figura N° 2.2: Elementos que Integra un Relé | 41 |
| Figura N° 2.3: Limites de sobrecarga..... | 43 |
| Figura N° 2.4: Zonas de Protección | 45 |
| Figura N° 2.5: Traslape de las Zonas de Protección | 46 |
| Figura N° 2.6: Interruptor de vacío. | 50 |
| Figura N° 2.7: Diagrama Esquemático de interruptores en SF ₆ | 51 |
| Figura N° 2.8: Circuitos equivalentes del TC..... | 53 |
| Figura N° 2.9. Diagrama vectorial del circuito equivalente del TC..... | 54 |
| Figura N° 2.10: TC tipo estación primario en U..... | 55 |
| Figura N° 2.11: TC tipo barra pasante. | 56 |
| Figura N° 2.12: Diagrama de flujo del sistema de protección..... | 58 |
| Figura N° 2.13: Características de operación tiempo-corriente de los reles de sobrecorriente | 59 |
| Figura N° 2.14: Efecto Infeed en Zona 2..... | 65 |
| Figura N° 2.15: Coordinación de Zonas 2 para líneas adyacentes..... | 66 |
| Figura N° 2.16: Diagrama de flujo para ajuste de la Zona 2 | 66 |
| Figura N° 2.17: Unifilar esquemático para ajuste de Zona 2 | 67 |
| Figura N° 2.18: Esquema de Tipos de fallas | 71 |
| Figura N° 2.19: Corrientes de cortocircuito en un Generador Síncrono | 74 |
| Figura N° 2.20: Corriente de cortocircuito en un Generador despreciando la componente unidireccional | 74 |
| Figura N° 2.21: Circuito Subtransiente | 75 |
| Figura N° 2.22: Circuito Transiente..... | 76 |
| Figura N° 2.23: Circuito equivalente de Thevenin en Régimen subtransitorio..... | 76 |
| Figura N° 2.24: Componente asimétrica | 79 |
| Figura N° 2.25: Componente de secuencia positiva | 79 |
| Figura N° 2.26: Componente de secuencia negativa | 80 |
| Figura N° 2.27: Componente de secuencia cero | 80 |
| Figura N° 2.28: Tipos fundamentales de cortocircuitos | 82 |
| Figura N° 2.29: Esquema de falla monofásica | 83 |
| Figura N° 2.30: Conexión de las redes de secuencia en una falla monofásica..... | 84 |



| | |
|---|-----|
| Figura N° 2.31: Esquema de falla bifásica sin contacto a tierra..... | 84 |
| Figura N° 2.32: Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica..... | 85 |
| Figura N° 2.33: Esquema de falla bifásica a tierra..... | 86 |
| Figura N° 2.34: Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica a tierra..... | 86 |
| Figura N° 2.35: Esquema de falla trifásica sin contacto a tierra..... | 87 |
| Figura N° 2.36: Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica. | 88 |
| Figura N° 2.37: Esquema de falla trifásica con contacto a tierra..... | 88 |
| Figura N° 2.38: Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica a Tierra. | 89 |
| Figura N° 2.39: Proceso de ajuste y coordinación de la protección..... | 94 |
| Figura N° 2.40: efecto infeed..... | 96 |
| Figura N° 2.41: efecto infeed variable según la posecion de la falla..... | 96 |
| Figura N° 2.42: simulacion de fallas en subestacion Mediana..... | 100 |
| Figura N° 2.43: Proteccion de Sobrecorriente del Acoplador de Barras..... | 103 |
| Figura N° 2.44: Lógica de la Protección Falla Interruptor 50BF..... | 105 |
| Figura N° 3.1: Diseño Metodológico de la Investigación..... | 113 |
| Figura N° 3.2: Procesos del Metodo Cientifico Modelo General..... | 114 |
| Figura N° 3.3: Ubicación del proyecto..... | 116 |
| Figura N° 3.4: Ubicación geográfica de la S.E. Totorani..... | 116 |
| Figura N° 3.5: Esquema de alcances y limitaciones..... | 117 |
| Figura N° 4.1: Esquema de alcances y limitaciones..... | 125 |
| Figura N° 4.2: Tensiones en Barra (kV) periodo 2021-2024. | 126 |
| Figura N° 4.3: Modelo de diagrama Unifilar en Digsilent S.E. Totorani..... | 128 |
| Figura N° 4.4: Resultado de flujo de potencia de Máxima Demanda Avenida en la S.E. Totorani..... | 131 |
| Figura N° 4.5: Resultado de flujo de potencia de Mínima Demanda Avenida en la S.E. Totorani..... | 131 |
| Figura N° 4.6: Resultado de flujo de potencia de Máxima Demanda Estiaje en la S.E. Totorani..... | 132 |
| Figura N° 4.7: Resultado de flujo de potencia de Mínima Demanda Estiaje en la S.E. Totorani..... | 132 |
| Figura N° 4.8: Resultado de de Cortocircuito para cada barra en la S.E. Totorani..... | 135 |
| Figura N° 4.9: Diagrama Unifilar del transformador de potencia T53 y T97..... | 142 |
| Figura N° 4.10: Curvas de Selectividad Sobrecorriente de Fases en Transformador T53 | 143 |



| | |
|--|-----|
| Figura N° 4.11: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Transformador T53 . | 144 |
| Figura N° 4.12: Falla Trifásica en bushing 138 kV - Ajustes Propuestos..... | 145 |
| Figura N° 4.13: Falla Monofásica franca en nivel de 138 kV - Ajustes Propuestos | 146 |
| Figura N° 4.14: Falla Trifásica en barra 60 kV - Ajustes Propuestos | 147 |
| Figura N° 4.15: Falla Trifásica en barra 22.9 kV - Ajustes Propuestos | 148 |
| Figura N° 4.16: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Fases Transformador T97-162 | 150 |
| Figura N° 4.17: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Transformador T97- 162 | 150 |
| Figura N° 4.18: Falla Trifásica en bushing 138 kV - Ajustes Propuestos..... | 151 |
| Figura N° 4.19: Falla Monofásica en nivel de 138 kV - Ajustes Propuestos | 153 |
| Figura N° 4.20: Diagrama Unifilar del Autotransformador de potencia ATR1 | 155 |
| Figura N° 4.21: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Fases Autotransformador ATR1 | 156 |
| Figura N° 4.22: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Autotransformador ATR1 | 156 |
| Figura N° 4.23: Falla Trifásica en bushing 220 kV - Ajustes Existentes..... | 157 |
| Figura N° 4.24: Falla Monofásica en barra 220 kV, bushing 220 kV - Ajustes Propuestos | 159 |
| Figura N° 4.25: Falla Trifásica en barra 138 kV - Ajustes Existentes | 160 |
| Figura N° 4.26: Falla Monofásica en barra 138 kV - Ajustes Existentes..... | 161 |
| Figura N° 4.27: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Fases Acoplamiento 220kV | 162 |
| Figura N° 4.28: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Acoplamiento 220kV | 162 |
| Figura N° 4.29: Falla Trifásica en barra 220 kV, barra remota 220 kV - Ajustes Existentes | 163 |
| Figura N° 4.30: Esquema de protección para barras de 220 kV..... | 169 |
| Figura N° 4.31: Esquema protección de barras subestación Totorani Puno 220 kV | 170 |
| Figura N° 4.32: Resultados cortocircuito monofásico ($R_f = 50 \Omega$) en Puno 220 kV ... | 172 |
| Figura N° 4.33: Operación Función 87B Puno 220 kV Ante Fallas Internas..... | 174 |
| Figura N° 4.34: Resultados cortocircuito trifásico franco en Puno 220 kV | 175 |
| Figura N° 4.35: Estabilidad función 87B Puno 220 kV ante fallas externas..... | 176 |



ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla N° 1.1: Operacionalización de Variables..... | 26 |
| Tabla N° 2.1: Fallas en los diferentes elementos de un sistema de potencia..... | 42 |
| Tabla N° 2.2: Tipos de falla y el porcentaje de ocurrencias..... | 42 |
| Tabla N° 2.3: Resumen criterios de ajuste zonas de distancia (21/21N) | 68 |
| Tabla N° 2.4: Ajustes función sobrecorriente en acoples de barra..... | 107 |
| Tabla N° 2.5: Ajustes función distancia (21) en acople de barra S.E. Puno 220 kV | 109 |
| Tabla N° 2.6: Ajustes recomendados función verificación de sincronismo relé SEL 421 acoplamiento subestaciones Puno 220 kV y San Román 220 Kv..... | 110 |
| Tabla N° 2.7: Función Falla Interruptor (50BF) acople Totorani Puno 220 kV | 111 |
| Tabla N° 4.1: Incremento de la potencia instalada comprometida en el SEIN 2019 – 2021 | 125 |
| Tabla N° 4.2: Parámetros Técnicos de los transformadores de potencia S.E. Totorani | 129 |
| Tabla N° 4.3: Resultado de Tensiones en Barras (p.u. y kV) obtenido en Digsilent... | 133 |
| Tabla N° 4.4: Resultado de Cargas en Cada barra del Transformador de Potencia S.E. Totorani..... | 134 |
| Tabla N° 4.5: Cargas de Líneas conectadas a la Subestación Totorani | 134 |
| Tabla N° 4.6: Resultados de cortocircuito en las Barra 220 kV de la S.E.Totorani | 136 |
| Tabla N° 4.7: Resultados de cortocircuito en las Barra 138 kV de la S.E.Totorani | 136 |
| Tabla N° 4.8: Resultados de cortocircuito en las Barra 60kV de la S.E.Totorani | 137 |
| Tabla N° 4.9: Resultados de cortocircuito en las Barra 60kV(2) de la S.E.Totorani.... | 137 |
| Tabla N° 4.10: Resultados de cortocircuito en las Barra 22.9 kV de la S.E.Totorani .. | 138 |
| Tabla N° 4.11: Lista de Reles de Protección Utilizados en la S.E. Totorani..... | 140 |
| Tabla N° 4.12: Ajustes de Relé R3A, SIEMENS/7SJ611 Lado 138 kV..... | 143 |
| Tabla N° 4.13: Ajustes de Relé R3B, ALSTOM/MICOMP141 Lado 60 kV | 143 |
| Tabla N° 4.14: Ajuste de Relé R3C, ALSTOM/MICOMP122 Lado 22.9 kV | 143 |
| Tabla N° 4.15: Ajuste Propuesto en Valores Primarios para T53 Lado 138kV..... | 145 |
| Tabla N° 4.16: Ajuste propuesto sobrecorriente a Tierra 138kV Transformador T53 . | 146 |
| Tabla N° 4.17: Ajuste Propuesto en Valores Primarios para T53 Lado 60kV..... | 147 |
| Tabla N° 4.18: Valores primarios de Fase Lado 22.9kV Transformador T53 | 148 |
| Tabla N° 4.19: Valores primarios de tierra Lado 22.9kV Transformador T53 | 149 |
| Tabla N° 4.20: Ajuste de Relé R41, SCHWEITZER/SEL-487E Lado 138 kV | 149 |
| Tabla N° 4.21: Ajuste de Relé A R41, SCHWEITZER/SEL-487E Lado 60 kV | 149 |



| | |
|---|-----|
| Tabla N° 4.22: Ajuste de Relé R41, SCHWEITZER/SEL-487E Lado 22.9 kV | 149 |
| Tabla N° 4.23: Valores primarios de Fase Lado 138kV Transformador T97 | 151 |
| Tabla N° 4.24: Valores primarios de Tierra Lado 138kV Transformador T97 | 153 |
| Tabla N° 4.25: Valores primarios de Fase Lado 60kV Transformador T97 | 154 |
| Tabla N° 4.26: Valores primarios de Fase Lado 22.9kV Transformador T97 | 154 |
| Tabla N° 4.27: Relé R2C3, SCHWEITZER/SEL-501-2 Lado 220 kV | 155 |
| Tabla N° 4.28: Relé R2B1, SCHWEITZER/SEL-501-2 Lado 138 kV | 156 |
| Tabla N° 4.29: Valores Primarios de Fase Existentes Relé R2C3 Lado 220 kV..... | 158 |
| Tabla N° 4.30: Ajuste Propuesto Valores Primarios de Tierra Relé R2C3 Lado 220 kV | 159 |
| Tabla N° 4.31: Valores Primarios de Fase Existentes Relé R2B1 Lado 138 kV..... | 160 |
| Tabla N° 4.32: Valores Primarios de Tierra Relé R2B1 Lado 138 kV | 161 |
| Tabla N° 4.33: Relé PI/3, SCHWEITZER/SEL 421 Lado 220 kV | 161 |
| Tabla N° 4.34: Valores Primarios de Fase Existentes Relé SEL-421 Lado 220 kV..... | 164 |
| Tabla N° 4.35: Valores Primarios de Tierra Relé SEL-421 Lado 220 kV | 164 |
| Tabla N° 4.36: diferencia de ajuste relé R3A función 51/51N Antes y después del transformador T53, Lado 138kV..... | 165 |
| Tabla N° 4.37: Diferencia ajuste rele R3B funcion 51/51N antes y después del transformador T53, Lado 60kV..... | 165 |
| Tabla N° 4.38: Diferencia ajuste rele R3C funcion 51/51N antes y después del transformador T53, Lado 22.9kV | 166 |
| Tabla N° 4.39: Diferencia Ajuste relé R41 función 51/51N antes y después del transformador T97, Lado 138kV..... | 166 |
| Tabla N° 4.40: Diferencia Ajuste relé R41 función 51/51N antes y después del transformador T97, Lado 60kV..... | 167 |
| Tabla N° 4.41: Diferencia Ajuste relé R41 función 51/51N antes y después del transformador T97, Lado 22.9kV | 167 |
| Tabla N° 4.42: Diferencia Ajuste relé R2B1 función 51/51N antes y después del transformador AT1, Lado 220kV | 168 |
| Tabla N° 4.43: Diferencia Ajuste relé R2C3 función 51/51N antes y después del transformador AT1, Lado 138kV | 168 |
| Tabla N° 4.44: Características de TC, Relé Diferencial de barras S.E. Totorani 220 kV | 170 |
| Tabla N° 4.45: Corrientes máximas de carga en estado estacionario Totorani 220 kV | 171 |



| | |
|--|-----|
| Tabla N° 4.46: Ajustes función 87B subestación Puno 220 kV, Relé 7SS5231 | 171 |
| Tabla N° 4.47: Verificación función 87B Puno 220 kV ante fallas internas..... | 173 |
| Tabla N° 4.48: Verificación función 87B Puno 220 kV ante fallas externas | 176 |



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

| | | |
|-----------|---|---|
| COES | : | Comité de operación económico del sistema |
| SEIN | : | Sistema Eléctrico Interconectado Nacional |
| ANSI | : | American National Standard Institute |
| IEC | : | Comisión Electrotécnica Internacional |
| S. E | : | Subestación |
| BC | : | Banco de Capacitores |
| CC | : | Cortocircuito |
| CD | : | Corriente Directa |
| CNE | : | Código Nacional de Electricidad (Suministro) |
| DIGSILENT | : | Digital SIMuLation and Electrical Net Works |
| kA | : | Kiloamperio |
| kV | : | Kilovoltio |
| ms | : | Milisegundo |
| MWH | : | Maravatío hora |
| MW | : | Maravatío |
| MVA | : | Megavoltiamperio |
| SA | : | Servicios Auxiliar |
| TC | : | Transformador de Corriente |
| TESUR 2 | : | Empresa Transmisora Eléctrica del Sur 2 S.A.C |
| TP | : | Transformador de Potencia |
| TT | : | Transformador de Tensión |
| ONAN | : | Oil Natural Circulation Air Natural Circulation |
| ONAF | : | Oil Natural Circulation Air Forced Circulation |



RESUMEN

La presente tesis expone el estudio de coordinación de protección de la subestación Totorani acorde a los nuevos cambios de la topología en alta y media tensión para el año 2021, el objetivo es diagnosticar la operatividad del sistema de potencia actual en la subestación y optimizar las funciones de ajustes de relés de sobrecorriente, por lo cual se verifica el comportamiento del sistema eléctrico en la subestación Totorani considerando los parámetros apoyada con software digsilent 15.1.7. Los resultados de tensiones en barra (pu) y (kV), nos muestra que las tensiones de valores nominales en barras de 220kV, 138kV, 60kV, 22.9kV de esta subestación, se encuentran alejadas de los valores nominales esto nos da la posibilidad de ocasionar las sobretensiones en los escenarios de máxima demanda Avenida y tensiones bajas en los escenarios de mínima demanda Estiaje todo esto se da a causa de que la operación de unidades de generación de la C.H. San Gabán II en la región de sub excitación estaría disminuyendo los márgenes de estabilidad angular de las unidades de dicha central, para evitar estos sobrecargas y buena regulación de tensiones se recomienda implementar conexión de un nuevo reactor de 20MVAR en la barra de 220kV de la subestación totorani para 2021. Se realizaron ajustes de relés de sobrecorriente de fase y tierra en los transformadores de potencia lo cual se optimiza la sensibilidad de tiempos de ajustes, se incrementó las corrientes de ajuste en los resultados en cada umbral para cada lado de los niveles de tensión del transformador adecuadamente. Por último, se propone un nuevo ajuste de relé SIEMENS 7SS5231, verificando las fallas internos y externos conforme a los criterios de ajuste de doble barra de nivel 220 kV donde los ajustes propuestos son comprobados representadas en las figuras del informe capítulo IV. La metodología a emplear es aplicativo, analítico no experimental tiene un enfoque cuantitativo.

Palabras Clave: Ajuste de relés, selectividad, niveles de cortocircuito.



ABSTRACT.

This thesis presents the study of protection coordination of the Totorani substation according to the new changes in the high and medium voltage topology for the year 2021, the objective is to diagnose the operation of the current power system in the substation and optimize the functions of overcurrent relay settings, for which the behavior of the electrical system in the Totorani substation is verified considering the parameters supported by digilent 15.1.7 software. The results of busbar voltages (pu) and (kV) show us that the voltages of nominal values in busbars of 220kV, 138kV, 60kV, 22.9kV of this substation, are far from the nominal values, this gives us the possibility of cause overvoltages in the scenarios of maximum demand Avenue and low voltages in the scenarios of minimum demand Low water all this occurs because the operation of generation units of the HPP San Gabán II in the sub-excitation region would be reducing the margins of angular stability of the units of said plant, to avoid these overloads and good voltage regulation it is recommended to implement a connection of a new 20MVAR reactor in the 220kV bus of the substation totorani for 2021. Phase and ground overcurrent relay adjustments were made in the power transformers, which optimizes the sensitivity of adjustment times, the adjustment currents were increased in the results at each threshold for each side of the levels of transformer voltage properly. Finally, a new adjustment of the SIEMENS 7SS5231 relay is proposed, verifying the internal and external faults according to the 220 kV level double bus adjustment criteria where the proposed adjustments are checked represented in the figures of the chapter IV report. The methodology to be used is applicative, analytical, not experimental, has a quantitative approach.

Keywords: Relay setting, selectivity, short-circuit levels.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Un estudio de coordinación de protecciones es de vital importancia que vela el comportamiento de los elementos del sistema de protección para buscar la menor afectación de la continuidad de la operación del sistema eléctrico ante el desarrollo de fallas por cortocircuito, cuidando la integridad de las personas y los equipos, da como resultado principal una cédula de ajustes aplicando las condiciones establecidas según los estándares del fabricante, en ese sentido los elementos de protección es muy importante para un sistema eléctrico que se da mediante los ajuste a los relés de protección de las instalaciones de: Línea, Transformador, alimentador, generador, etc. Para ello se siguen procedimientos y normas establecidas por instituciones recomendados apoyados en la mayoría de casos por software computacionales.

El Comité de operación económico del sistema COES es uno de los encargados de realizar un estudio periódico a nivel nacional de coordinación de protecciones, debido a que ellos poseen datos en tiempo real sobre la nueva topología de todo el Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN), que es una variable importante en el ajuste de relés de protección, en especial en los relés que protegen a una línea de transmisión y una Sub Estación (Transformador de Potencia) los cuales guardan una relación directa con la corriente de cortocircuito de todo el sistema

El estudio se llevó a cabo en las instalaciones de la Subestación de Totorani ya que no se dan estudios periódicos específicos de las subestaciones, en este caso la Subestación Totorani por que alimenta a la gran parte de la ciudad de puno

Coes nos advierte que el incremento del número de instalaciones eléctricas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) está asociado con la instalación de nuevas líneas de transmisión, nuevos centros de



transformación y ampliaciones de las instalaciones existentes. Bajo este contexto, el organismo operador del sistema, se ve obligado periódicamente a revisar las condiciones de operación del sistema con el fin de evaluar el impacto sobre el comportamiento en estado estacionario del SEIN. (COES, 2014, p. 3).

En ese sentido este informe de tesis se estructura de la siguiente manera:

CAPITULO I. En este capítulo se muestra la descripción de la realidad de la problemática que se presenta en lo cual tenemos el siguiente. Formulación del problema, justificación del problema y formulación del objetivo general y específicos en los cuales se encuentra apoyado este estudio de coordinación de protecciones, así como se prueba las hipótesis.

CAPITULO II. En este capítulo se muestra la revisión literaria o marco teórico conceptual enfocado a sistemas de protecciones y coordinación de la protección, cuyos conceptos son utilizados a lo largo del desarrollo del proyecto de tesis, y cuya comprensión es importante para la coordinación de protección en la subestación resaltando conceptos teóricos utilizados, así como normas y teorías aceptadas como verdaderas.

CAPITULO III. En este capítulo se desarrolla la metodología de investigación empleada, tipo y diseño de investigación científica, población, muestras y la ubicación geográfica del ámbito de estudio, técnicas e instrumentos de recolección de datos, procedimiento de recolección de datos, procesamiento y análisis de datos.

CAPITULO IV. En este capítulo se desarrolla el análisis e interpretación y discusiones de los resultados de la coordinación de protección en la subestación de Totorani para el año 2021, así como los aspectos técnicos, análisis de flujo de potencia, análisis de las líneas efluentes, propuesta de ajustes de relés, resultado de corto circuito.



CAPITULO V. Se desarrolla las conclusiones y sugerencias del presente informe.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Ante el incremento de la demanda del SEIN según el plan de transmisión y generación se tiene un incremento de instalaciones, así como las líneas de transmisión por lo que se desconfigura y se modifica todo el sistema de interconexión, por lo cual se da la necesidad de realizar un estudio de coordinación de protecciones en la subestación totorani por lo que hubo nueva configuración en el sistema de potencia a causa del ingreso de la línea L-2040 de 220kV que se considera como nueva topología de la red para el año 2021.

“La L.T. 220 kV Azángaro-Juliaca-Puno permitirá inyectar al SEIN la energía proveniente del futuro ingreso al sistema de las Centrales Hidroeléctricas Ángel I, II y III y de las Centrales Hidroeléctricas San Gabán I y III” (Osinergmin, 2018).

En base a estos proyectos se consideró proponer la nueva topología de la subestación totorani, para ello se consideró el ingreso de las líneas de transmisión Azángaro, Pumuri, San Román y Puno de 220kV. Todo esto Implica un cambio en la configuración del sistema de la Subestación Totorani.

En las últimas actualizaciones de los estudios de coordinación de protecciones zona sur fue realizado por COES en año 2018, lo cual no realiza el estudio completo de la subestación totorani ya que ve solo los niveles de alta tensión del SEIN, también COES nos señala que:

No se elaboraron la planilla de ajustes de los relés de protección destinados a la protección de alimentadores en media tensión ya que están fuera del alcance de la actualización del estudio de coordinación de protecciones, pero se tomarán como referencia sus respectivos ajustes para la verificación de la selectividad (COES, 2018).



Los estudios de coordinaciones de protecciones por el Coes no realizan estudios para cada subestación en todo el País solo realiza los estudios genéricos de coordinaciones de protecciones del SEIN, tampoco realizan los ajustes de los equipos de protección de todas las subestaciones a nivel del sur de país.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

¿De qué manera podemos optimizar la coordinación de la protección de la Subestación Totorani acorde a los nuevos cambios de la topología del sistema sierra sur proyectada para el año 2021?

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- a) ¿De qué manera se puede diagnosticar la operatividad del sistema de potencia en la subestación Totorani?
- b) ¿Cómo evaluar y optimizar el ajuste de relés de sobrecorriente de fase y tierra en los transformadores de potencia de la Subestación Totorani para el año 2021?
- c) ¿será posible la propuesta de un nuevo ajuste de relé acorde a los nuevos cambios de la reconfiguración de barra simple a barra doble con seccionador de transferencia en la subestación Totorani?

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Es de suma importancia realizar un estudio de coordinación de protecciones en la subestación Totorani para obtener una adecuada actuación de los equipos de protecciones garantizando la sensibilidad, selectividad, rapidez y un costo a menor, y poder garantizar de forma permanente y confiable la calidad de energía eléctrica con el menor número de interrupciones o fallas, Esto a su vez, plantea la necesidad de realizar un estudio de coordinación de protecciones de manera adecuada.



El estudio de coordinación de protecciones debe llevarse a cabo de forma continua, segura y al menor costo posible, lo cual implica realizar una eficiente coordinación, mantenimiento y control de los equipos asociados a dicho sistema.

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer un nuevo estudio de coordinación de protecciones acorde a la topología del sistema sierra Sur en las instalaciones de la Subestación Totorani con una proyección al 2021.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Diagnosticar la operatividad del sistema de potencia actual en la subestación Totorani apoyada con Software Digsilent.
- b) Evaluar y optimizar las funciones de ajustes de relés de sobrecorriente de fases y tierra en los transformadores de potencia de la Subestación Totorani para el año 2021.
- c) proponer y demostrar un nuevo ajuste de protección acorde a la reconfiguración de barra de 220kV en la Subestación Totorani proyectada para 2021.

1.5. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. HIPÓTESIS GENERAL

La optimización y evaluación de ajustes de coordinación de protección en la subestación Totorani, permitirá mejorar la calidad de suministro de energía eléctrica y dar continuidad el servicio al cliente. Así como también permitirá mejorar la rapidez, selectividad y operación ante la ocurrencia de posibles fallas.



1.5.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS

- a) con el diagnóstico de la operatividad del sistema actual en la subestación totorani si es posible evaluar, de manera que nos permitirá verificar y analizar el comportamiento de la situación actual de operación para dar mayor confiabilidad acertada.
- b) Con la evaluación y reajuste de la sensibilidad los relés de sobrecorriente de fases y tierra en los transformadores de potencia se logrará una reducción de los tiempos de operación que representará un incremento en el performance de operación así mismo se mejorará la selectividad de la protección de la Subestación Totorani para el año 2021.
- c) con la propuesta de un nuevo ajuste de relés de la reconfiguración de doble barra de 220kV en la Subestación Totorani si es posible, por que al reconfigurar la barra de 220kV, nos permitirá garantizar un servicio optimo y continuo.

1.6. OPERACIONALIZACION DE VARIABLES

Tabla N° 1.1: Operacionalizacion de Variables

| Variables | Definición conceptual | Definición Operacional | Dimensiones | Indicadores | Escala de medición |
|--------------------------------------|--|--|---|--|--------------------|
| Demanda del sistema. | La demanda eléctrica de un sistema es la intensidad de corriente, o potencia eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe su carga para funcionar | la demanda de energía eléctrica es el aumento de la potencia en el sistema y distribución de consumo de los usuarios | Potencia Activa | :(MW) | Numérica |
| | | | Potencia Reactiva | :(MVAR) | |
| | | | Energía del Suministro | :(GWH) | |
| | | | elevación y caída de tensión | :(kV) | |
| Niveles de cortocircuito | Aumento brusco de la intensidad de una corriente que se produce en una instalación eléctrica lo que provoca una anulación parcial o total de la resistencia en el circuito. | Es definir la capacidad de ruptura de los interruptores necesarios en las diversas partes de un SEP, para lo que se realiza normalmente un cálculo de cortocircuito | Fallas en la Red | corriente de falla: (KA, A) | Numérica |
| | | | Resistencia de falla | Ohmio: (Ω) | |
| | | | Desfase de falla | Ang :(deg) | |
| Ajuste de Relés de protección | Ajustar los relés de protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos | El ajuste de relés de protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales o permanentes | Sensibilidad | (corriente de ajuste: (A) | Numérica |
| | | | Selectividad | (tiempo de corriente de ajuste: (ms, A) | |
| | | | Seguridad | (Actúa: Si, No) | |
| Confiabilidad | Es la probabilidad de que un equipo cumpla una misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un período determinado. Obtenemos información valiosa acerca de la condición del mismo: probabilidad de fallo, tiempo promedio para fallo | Frecuencia con que suceden las averías o tiempo promedio que es capaz de operar el equipo a capacidad sin interrupciones dentro del período considerado | Intervalo de tiempo más probable entre un arranque y la aparición de un fallo | Tiempo Promedio o para Fallar (TPPF) | Numérica |

Elaboración Propia



CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Antecedentes Nacionales 1.

Coes en su informe final con el título “Actualización del Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Año 2018” concluye lo siguiente:

En los últimos 12 años el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha experimentado un crecimiento notable, con la consecuente aparición de fenómenos transitorios y dinámicos, en determinadas áreas operativas se ha manifestado con un abrupto incremento de las corrientes de cortocircuito, la topología de red más anillada ha permitido cambios en los flujos de potencia, tanto en magnitud como en dirección, a través de las líneas de transmisión existentes los cuales han afectado el desempeño del sistema de protecciones no sólo de las zonas adyacentes a las nuevas instalaciones, tomando como referencia los estudios de coordinación de protecciones de los años 2004, 2006, 2010 y 2014. El Coes ha cumplido con efectuar los estudios necesarios para actualizar la coordinación de los sistemas de protección de las instalaciones del Sistema, para garantizar la selectividad de estos en salvaguarda de la calidad y seguridad del sistema, tal y como lo señala la NTCOTR (COES, 2018).

Antecedentes Nacionales 2.

En la tesis “Evaluación de las protecciones ante el incremento de la demanda en el sistema eléctrico Bagua – Jaén y las repercusiones al SEIN”, concluye lo siguiente:



La presente tesis tiene por finalidad la evaluación de los dispositivos de protección ante el incremento de la demanda en el sistema eléctrico Bagua – Jaén y las repercusiones al SEIN, y determinar los ajustes de los dispositivos de protección para la puesta en servicio de la interconexión eléctrica. Se evaluó el comportamiento de los equipos de protección ante posibles contingencias que podrían presentarse en el sistema eléctrico después de la interconexión y así poder definir los ajustes de los equipos de protección bajo la nueva configuración del sistema. Para ello se realizó simulaciones del flujo de potencia y fallas de cortocircuito mediante el software DigSilent Power Factory versión 15.1.7 para los diferentes escenarios de análisis, como la máxima demanda y las respectivas contingencias del sistema eléctrico en estudio. Como resultado de las simulaciones se procedió a realizar el cálculo y ajuste de los relés de sobrecorriente. Con todo ello se logró evaluar los equipos de protección para las fallas entre fases y fallas a tierra que pudieran ocurrir en este nuevo sistema eléctrico, así como las repercusiones que tendrá en el SEIN (Medina, 2018).

Antecedentes Nacionales 3.

En la tesis con título “optimización de la protección eléctrica de la subestación tierra colorada” concluye el siguiente:

La presente tesis tiene como principal objetivo, presentar una propuesta para la optimización de la protección del sistema Eléctrico Tierra Colorada, considerando el sistema de sub-transmisión en 60kV y las redes de distribución en 10. 5kV.La metodología a emplear inicia con el modelo del sistema eléctrico en estudio, el cual se realiza con ayuda del software



Digsilent Power Factory. El modelo contempla el transformador de potencia, las redes de distribución, así como las protecciones eléctricas existentes. Mediante la simulación de fallas a lo largo de la red en estudio y el análisis de fallas reales, se evalúa el desempeño de los ajustes de protección actuales; y se proponen alternativas de mejora, en los casos en los que se identifiquen riesgo de descoordinación entre las protecciones. De los resultados de la evaluación realizada se verificó la importancia de la protección para el despeje de fallas a tierra en sistemas con neutro aislado. Por tanto, se propuso la implementación de un transformador de aterramiento con el fin de aumentar la sensibilidad para la detección de fallas a tierra. Finalmente se proponen los ajustes de protección considerando la implementación indicada (Jara, 2015).

Antecedentes Nacionales 4.

En la tesis con título, “estudio de coordinación de protecciones en la subestación de dolorespata acorde a la nueva topología en alta y media tensión para el año 2018”, concluye que:

Al evaluar la situación de la subestación de Dolorespata, se observó la operación de la topología del sistema actual, así como la importancia de mantener actualizada el sistema de protecciones eléctricas de la Subestación de Dolorespata. Al evaluar la estadística de fallas y eventos, se vislumbra la cantidad de veces que tiene en número de operaciones el Sistema de Protección en forma anual además de realizar un análisis de las repercusiones en daños y pérdidas que ocasionan una indebida actuación de la misma. Con la evaluación operativa del sistema Sur Este para el año 2018 se hizo un análisis de flujo de potencia y cortocircuito con todos los



cambios en la Subestación de Dolorespata, así como en el Área Operativa en mención. Con el estudio de flujo de potencias se hizo con la finalidad de calcular la distribución de carga y los perfiles de tensión para examinar el rendimiento del sistema, determinando la eficacia de la regulación y/o corrección del factor de potencia, mientras que con el estudio de cortocircuito se hizo con la finalidad de verificar de que los equipos diseñados para interrumpir el paso de la corriente eléctrica en casos de falla, deben tener un rango de operación suficiente para que a la tensión eléctrica nominal interrumpen la corriente disponible (Vilca & Quisiyupanqui, 2015).

Antecedentes Internacional 1.

En la tesis con título “Elementos de diseño de subestaciones de alta y extra alta tensión”, concluye lo siguiente:

Este trabajo es una visión general que ayuda al lector a tener una idea clara de aquellas cosas importantes que se deben tener en cuenta los elementos de diseño de una subestación de alta y extra alta tensión presentando la información detallada y necesaria, mostrando los elementos principales, así como las protecciones, distancias de seguridad, características y especificaciones de los elementos, estableciendo pautas y parámetros a seguir para lograr el diseño. Adicionalmente se mostraron las normas técnicas utilizadas en los equipos, y las normas utilizadas para obtener los valores de algunos valores necesarios para el desarrollo del diseño (Atencio & Palacio, 2008).



Antecedentes Internacional 2.

En la tesis con título “Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación Machala propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional El Oro” concluye lo siguiente:

En el presente proyecto se analiza el estudio de coordinación de protecciones de alta y media tensión de la Subestación Machala propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. Regional El Oro. Gracias a la ayuda del levantamiento de las líneas de media tensión mediante el GPS se logró establecer las características reales de cada uno de los alimentadores de la Subestación Machala y mediante una interface o programación se trasladó la información al software SynerGEE Electrical 3.8, el cual fue utilizado para realizar los análisis eléctricos de potencia útiles para el desarrollo de este proyecto de tesis. En SynerGEE Electrical 3.8, se realizó los análisis de: distribución de la carga de forma balanceada, flujos de potencia, análisis de cortocircuitos y chequeo de coordinación de protecciones, de este último se logró obtener las curvas de la tira fusible válidas para el estudio de coordinación (Arce, 2010).

Antecedentes Internacional 3.

En la tesis con título “Ajustes de las Protecciones de la Subestación de Tuinucú de la Provincia de Sancti Spíritus por 34.5kV” concluye lo siguiente:

El presente trabajo fue motivado por la necesidad de hacer el estudio y los cálculos de los ajustes de las nuevas y modernas protecciones que serán instaladas en la subestación de Tuinucú 110/34.5kV de la provincia de Sancti Spíritus. En la subestación se ha producido el retiro de uno de los dos transformadores por lo que las condiciones de operación han variado.



Por otro lado, la misma está dotada de protecciones las cuales se encuentran obsoletas de manera que no cumplen con los requerimientos necesarios para dar una calidad correcta al servicio eléctrico. Las protecciones que se instalarán son las pertenecientes a los relevadores de la serie MICOM P127 y P143, que son parte de la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales. Las mismas pueden dar solución a la gran variedad de problemáticas que pueden surgir en los sistemas eléctricos y en especial en la subestación en estudio (China, 2015).

Antecedentes Internacional 4.

En su tesis de grado “Estudio de coordinación de protecciones en alta y baja tensión Carvajal S.A.” concluye lo siguiente:

Este proyecto comienza con la recopilación de toda la información necesaria para realizar el estudio, tales como todo el valor nominal, impedancias y potencias de todos los dispositivos de la empresa. Después de haber recopilado la información, el objetivo es realizar el estudio de corto circuito en toda la planta industrial, con el fin de verificar si las protecciones en la planta estaban bien seleccionadas así mismo se grafican las curvas de operación de todo el dispositivo de protección, con base con las corrientes máximas de cortocircuito y las corrientes nominales de cada circuito (Giron & Aldana, 1992).

2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene por finalidad garantizar el suministro regular la energía eléctrica dentro de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; pero, al mismo



tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica. El SEP está constituido por diversas instalaciones que deben ser interconectadas, ya que los centros de generación se encuentran en distintos centros de demanda de energía eléctrica, por tal motivo se distingue los siguientes componentes. Generación que son las Centrales Eléctricas incluyendo las instalaciones de conexión al Sistema de Transmisión; Transmisión que son las Líneas de Transmisión y las Subestaciones (incluyendo los equipos de compensación reactiva) que interconectan las instalaciones de generación con las de distribución; y Distribución que son las Líneas y Subestaciones de subtransmisión, así como las Redes de Distribución (COES, 2014, p. 5).

Debido a esto un SEP se compone de tres partes o subsistemas fundamentales las cuales mencionamos los siguientes:

2.2.1. GENERACIÓN

Todas las compañías eléctricas generan energía eléctrica, capaz de atender la demanda de sus abonados así mismo corresponde a la producción de energía eléctrica y se realiza en centrales térmicas, hidráulicas, eólicas, solar, etc. Vamos a distinguir cinco tipos clásicos de centrales eléctricas. Las centrales que generan energía eléctrica procedente del agua, las diferenciaremos por las características que son los saltos de gran altura y caudal reducido, normalmente equipadas de turbinas o ruedas Pelton. Los saltos de altura y caudales medios, equipadas preferentemente con turbinas Francis y finalmente los saltos de pequeña altura y grandes caudales, equipadas con turbinas Kaplan (Pumacayo & Romero, 1979).



2.2.2. TRANSMISIÓN

La actividad de transporte de energía eléctrica es aquella mercantil que tiene la función de trasladar energía eléctrica. El objetivo es la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte, mediante las líneas de alta tensión, con el fin de suministrarla a todos los sujetos y para la realización de intercambios internacionales (Muñoz , 2015).

En un determinado sistema así mismo los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado son los siguientes.

Baja Tensión (abreviatura: B.T.): Conjunto de niveles de tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es $U \leq 1 \text{ kV}$, siendo U la Tensión Nominal.

Media Tensión (abreviatura: M.T.): Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión. Los límites son $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$, siendo U la Tensión Nominal.

Alta Tensión (abreviatura: A.T.): 1. En un sentido general, conjunto de niveles de tensión que exceden la baja tensión (en el contexto del Código Nacional de Electricidad-Utilización). 2. En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizados en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de electricidad. Con límites comprendidos entre $35 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$.

Muy Alta Tensión (abreviatura: M.A.T.): Niveles de tensión utilizados en los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230 kV (MINEM, 2011, p. 17).

Podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas tensiones normalizadas IEC y CNE.



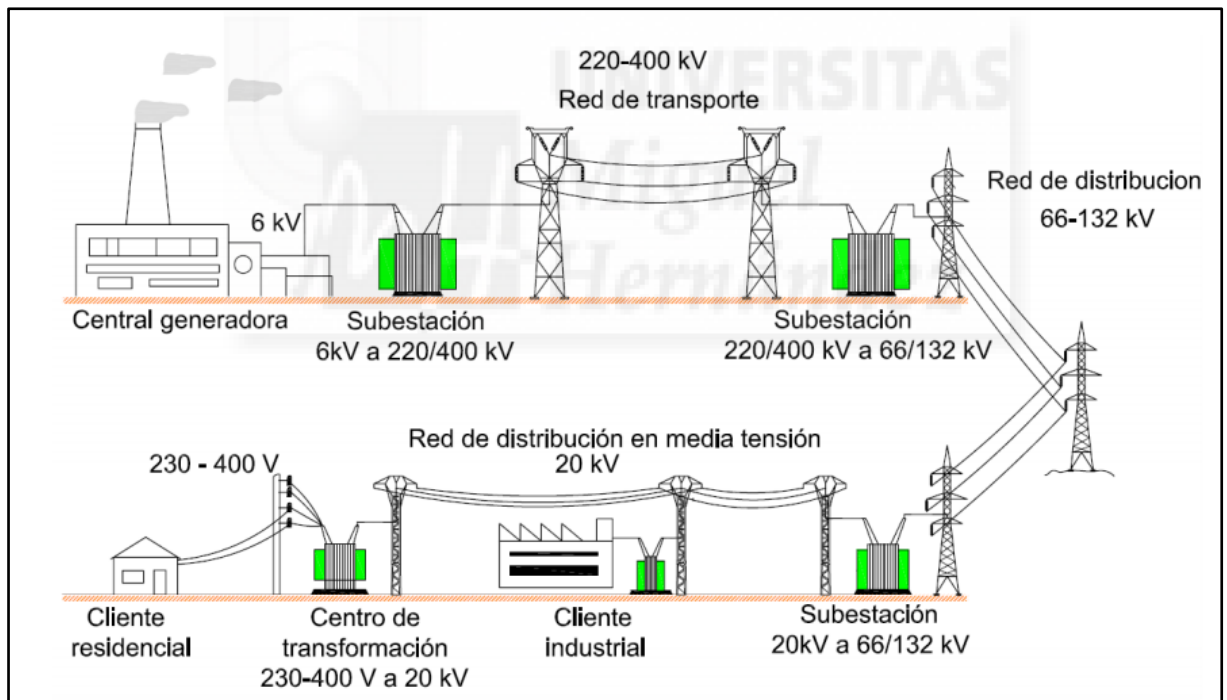
- Baja Tensión: 380 / 220 V, 440 / 220 V
- Media Tensión: 20,0 kV / 22,9 kV / 33 kV / 22,9 / 13,2 kV / 33 kV / 19 kV.
- Alta Tensión: 60 kV 138 kV 220 kV
- Muy Alta Tension: 500kV

2.2.3. DISTRIBUCION

En las zonas de distribución eléctrica del SEP, es considerada como la venta de energía, en donde se suministra energía a las zonas residenciales, comercios, pequeñas industrias, todo otro tipo de abonados en baja tensión y también abonados en media tensión.

Esta parte del sistema tiene como responsabilidad final, el mantenimiento de un buen servicio a la tensión correcta. En la mayoría de los SEP, esta parte del sistema representa entre el 35 y el 45% del total de las inversiones del conjunto de la compañía eléctrica y el 50% de las pérdidas de energía del SEP. Abonados industriales de gran consideración y otros grandes usuarios (Quisiyupanqui & Vilca, 2015, p. 20).

Podemos ver una clara explicación en la presentación de la figura 2.1, donde nos muestra la estructura de un SEP.



*Figura N° 2.1: Estructura de Sistema de Potencia
Fuente: (Muñoz R., 2015)*

2.3. SIMBOLOGÍA DISPOSITIVOS USADOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN

“Dentro de los sistemas internacionales de normalización de elementos de sistemas de potencia, se encuentran las normas ANSI/IEEE e IEC. Cada una de ellas ha definido un mecanismo de representación de los diferentes relés o equipos de protección” (Uscamayta & Velita, 2005).

Norma ANSI/IEEE:

La simbología empleada por esta norma se basa en números aplicados a los dispositivos usados en subestaciones eléctricas y plantas de generación y en instalaciones donde existan aparatos de conversión, un número funcional del dispositivo, con un sufijo en letras cuando es necesario, identifica la función de cada dispositivo. Estos números son usados en planos esquemáticos, en diagramas elementales y de conexión, en libros de instrucción, en publicaciones y en especificaciones, encerrados dentro de un pequeño círculo (Uscamayta & Velita, 2005, p. 29).

Diferencia filosófica entre normas ANSI e IEC:



La filosofía constitutiva subyacente en los lenguajes simbólicos de ambas normas es radicalmente distinta, por lo cual es una práctica indebida mezclar ambas normas al elaborar planos.

La norma ANSI establece un número funcional que designa totalmente una función de protección y todos los elementos constitutivos de una misma función, independientemente de su naturaleza o principio de operación, recibiendo el mismo número funcional, con sufijos para diferenciarlos y haciendo la diferencia en la naturaleza del principio de funcionamiento del elemento al dibujarlo, la norma IEC está orientada a representar en el dibujo mismo el principio de funcionamiento y la cantidad actuante, utilizando la designación de los elementos con otros fines. De hecho, la designación de elementos según la norma IEC tiene cuatro posibles connotaciones: Designación por división jerárquica de la instalación (designación “=”), designación por localización física del elemento (designación “+”), designación funcional (designación “-”) e identificación de punto de conexión (designación “:”) (Uscamayta & Velita, 2005).

Por ejemplo, el relé de falla interruptor, designado bajo norma ANSI con el número funcional 51BF, no se distingue de un relé de sobrecorriente cualquiera bajo la norma IEC. [VER EN ANEXO Tabla A.1.](#)

2.4. ASPECTOS GENERALES DE LA PROTECCIÓN

Todo sistema eléctrico de potencia durante su operación, puede estar expuesto a diferentes condiciones anormales, originadas por aspectos relacionados en el propio sistema, o por elementos externos al mismo. La función principal de la protección es provocar la desconexión automática



del elemento del sistema que ha sido afectado por una falla o un régimen anormal de operación. La protección del equipo es una de las partes fundamentales en todo el sistema para prevenir fallas en un sistema eléctrico de potencia. Una segunda función de la protección es dar información sobre el tipo de falla y localización de la misma o de un régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio técnico su rápida ubicación y eliminarla (COES, 2018).

Algunos de los factores que producen condiciones anormales de operación, pueden ser los siguientes:

- Sobrecarga en los elementos del sistema.
- Corto circuito.
- Falla de Aislamiento.
- Aislamiento inadecuado
- Sobretensiones por descargas atmosféricas.
- Operación por interruptores.
- Arcos eléctricos por efecto de contaminación.
- Elementos extraños en la instalación (roedores, pájaros, ramas de árbol)
- Resistencia mecánica de diseño.
- Vandalismo y errores humanos.

Para que un sistema fuera protegido en forma adecuada se tienen que emplear sistemas de protección, los cuales puedan corregir la causa de la falla de forma inmediata. La protección de sistemas eléctricos se logra utilizando un conjunto de elementos con características indispensables para lograr resultados eficientes, como lo son:

- La capacidad de desconexión de sus interruptores.
- Elementos de desconexión rápida.



- Precisión en sus aparatos de medición.
- Corriente directa en fuente auxiliar de alimentación.

A continuación, se mencionan algunas formas de protección eléctrica:

2.4.1. APARTARRAYOS.

El Apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de origen atmosférico. Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente. Una onda de impulso irá en incremento a razón de cada 100 kV Por microsegundo por cada 12 kV De rango de voltaje del apartarrayos , Para determinar el valor frente de cada arqueo por lo que el valor de voltaje de cresta del arco será lo suficiente bajo como para prevenir un flamazo de descarga próximo a la onda de choque sin el equipo de protección de distribución (...) Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para la cual tienen un cierto radio de protección. Para protección y seguridad de las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión. La tensión a la que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayos (Cervantes, 2000, p. 59-64).

2.4.2. SISTEMA DE TIERRA.

Un sistema de puesta a tierra puede constar de un único electrodo y del conductor que los une o de un sistema complejo, tanto en su diseño como en la construcción de los enlaces entre electrodos y conductores enterrados horizontalmente. Existen diversas configuraciones de estos sistemas, tales



como: tierra física el más elemental, tierra aislada usado principalmente en plantas telefónicas, tierra para protección contra rayos muy común en torres de alta tensión y de telefonía celular (Ajin, 2012).

2.4.3. FUSIBLES.

Un fusible, es un elemento que interrumpe el circuito sobre la base de que opera por los incrementos de corriente que se pueden presentar en el sistema. El principio de operación consiste en que cuando se presenta un incremento en la corriente, el fusible está diseñado de tal forma que un elemento metálico en forma de cintilla se funde al aumentar la temperatura debido al incremento de corriente, ocasionando que el circuito se abra e interrumpa el flujo de corriente. (GARCÍA, 2015, p. 25).

2.4.4. RELE.

Los relés, son dispositivos que responden a algunas o a varias características del sistema eléctrico como son voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, etc., los cuales se alteran al ocurrir una falla en el sistema. Mientras no varían las características del sistema los relés se mantienen inactivos y al ocurrir una falla, el relé detecta y selecciona la característica para lo cual debe actuar enviando una señal de apertura al interruptor correspondiente para aislar la parte en donde ocurrió la falla. Así, por ejemplo, un relé de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de línea cuando las condiciones de corriente de esta línea pasan a ciertos límites. En términos generales, un relé eléctrico es un dispositivo que, colocado en un circuito eléctrico, produce cambios en otros circuitos o en el circuito propio. Un relé del tipo

sencillo consta de una bobina y un contacto conectados en la siguiente forma (GARCÍA, 2015, p. 26).

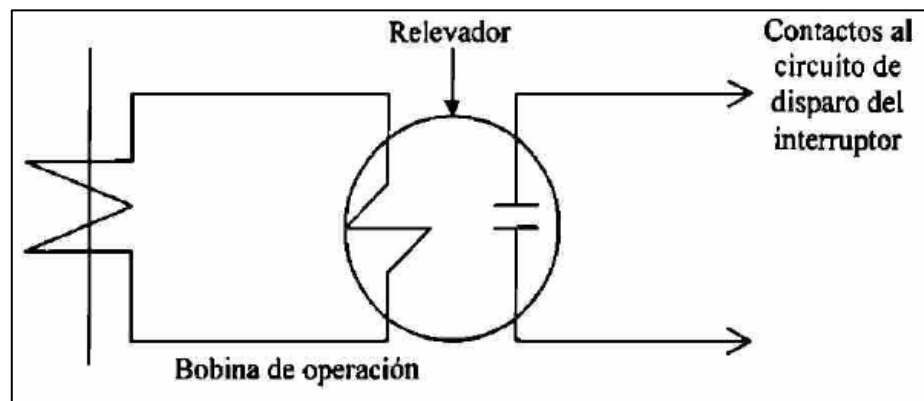


Figura N° 2.2: Elementos que Integra un Relé
Fuente: (Olvera J., 1999)

Como se observa en el circuito, para que el relé pueda efectuar su función de protección, recibe señales de entrada, que puede ser de corriente, voltaje, frecuencia, entre otras, las cuales ocasionarán que un relé cierre su contacto el cual pertenece a un circuito eléctrico ocasionando que éste por medio de un interruptor aislé el sistema.

2.4.5. ESTADÍSTICAS DE FALLAS.

Al abordar los problemas de diseño e instalación del equipo de protección, es importante tener una idea de la frecuencia de incidencia con la cual ocurren las fallas en los diferentes equipos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia. Tal información es de gran importancia, ya que se puede obtener una recopilación de experiencias vividas en este campo de trabajo. A continuación, se presentan las dos tablas siguientes, en ellas podemos darnos cuenta del índice de fallas que se pueden presentar en los sistemas eléctricos de potencia y, de esta forma hacer un énfasis mayor (Olvera J., 1999).

Tabla N° 2.1: Fallas en los diferentes elementos de un sistema de potencia

| EQUIPO | (%) DE FALLAS |
|--------------------------------|---------------|
| Líneas de energía | 50 |
| Interruptores | 15 |
| Transformadores | 12 |
| Cables | 10 |
| Equipo de control | 3 |
| Transformadores de instrumento | 2 |
| Otros | 8 |

Fuente: (Olvera J., 1999)

Tabla N° 2.2: Tipos de falla y el porcentaje de ocurrencias

| TIPO DE FALLA | (%) OCURRENCIA |
|---------------------|----------------|
| Línea a tierra | 85 |
| Línea a línea | 8 |
| Dos líneas a tierra | 5 |
| Trifásica | 2 |

Fuente: (Olvera J., 1999)

2.5. CAUSAS QUE ORIGINAN FALLAS EN EL SISTEMA.

Como ya han sido mencionadas cuales podrían ser las posibles causas que originan que los equipos eléctricos de un sistema eléctrico pudieran fallar, ahora se realiza una pequeña explicación acerca del estudio del fenómeno que origina la falla, entre las fallas más comunes tenemos las siguientes (Olvera J., 1999).

2.5.1. SOBRECARGA.

Como se sabe, todos los equipos están diseñados para soportar una cierta sobrecarga de trabajo. Durante su operación, esta sobrecarga está relacionada con el enfriamiento y con la duración que tenga el equipo operando; tomando en cuenta lo anterior, la protección empleada debe ser diseñada de tal manera, que permita que el equipo opere con algunas sobrecargas dentro de los límites permisibles. Estos límites están dados principalmente por el tipo de aislamiento, ya que el efecto térmico de la sobrecarga, afecta principalmente el tiempo de vida de los aislamientos, de

hecho, existen curvas que relacionan la sobrecarga, con los tiempos permisibles de estas (Chavez, 1999).

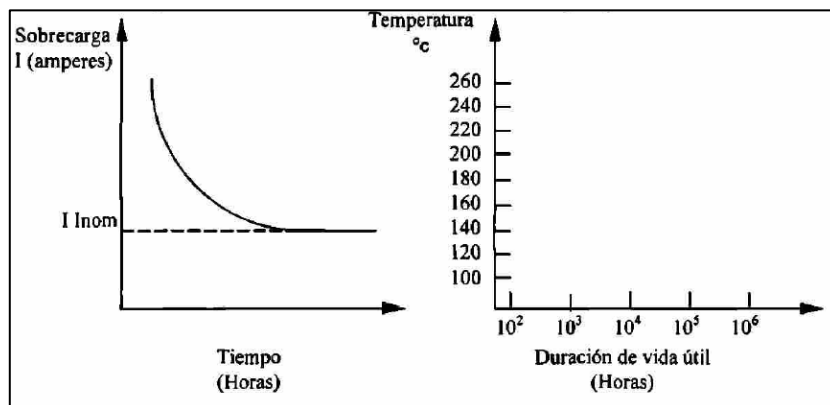


Figura N° 2.3: Límites de sobrecarga
Fuente: (Olvera J., 1999)

2.5.2. CORTOCIRCUITO.

Es el tipo de falla más frecuente y peligrosa, esta falla origina grandes incrementos de corriente y reducciones de voltaje en los elementos del sistema, lo que puede dañar los equipos por sobrecalentamiento, y afectar por bajo voltaje la operación normal de los consumidores y el sincronismo de los generadores del sistema. Considerando la gran diversidad de causas que pueden originar un corto circuito, y las estadísticas que muestran diversos tipos de este fenómeno anormal; se han tenido que diseñar distintos tipos de relevadores de protección contra sobrecorrientes por corto circuito (Olvera J., 1999).

2.5.3. CAÍDA DE TENSIÓN.

El sistema debido a condiciones de sobrecarga, o bien, a fallas en algunos puntos distantes al considerarlo para la protección, puede presentar la condición de bajo voltaje, pero si se excede este bajo voltaje deberá ser eliminado, es decir, que deberá de existir una protección que considere la presencia de este fenómeno anormal en el sistema (Chavez, 1999).



2.5.4. ELEVACIÓN DE TENSIÓN.

“La elevación de voltaje en los sistemas, cuando no es producida por un transitorio de maniobra de interruptores o descargas atmosféricas, se debe a varios factores” (Chavez, 1999).

como pudieran ser algunos de los mencionados a continuación:

- Condiciones de baja carga en la red.
- Desconexión de líneas
- Rechazo de carga
- Efectos de excitación en generadores.

2.5.5. INVERSIÓN EN EL SENTIDO DE LA POTENCIA.

En las salidas de las Centrales Eléctricas (Alimentadores o Líneas de Transmisión); así como los enlaces entre partes o áreas de un Sistema de Potencia, algunas veces es importante que el sentido en el flujo de Potencia, se mantenga en un solo sentido; para esto es necesario instalar los Elementos de Protección que cumplan con estos requisitos (Chavez, 1999).

2.5.6. VARIACIÓN DE FRECUENCIA.

La variación de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, es permisible dentro de ciertos límites, pero los valores fuera de estos límites son indicativos de un desequilibrio entre la generación y la carga, y, por lo tanto, condiciones anormales de operación. La protección contra variación de frecuencia, puede ser contra baja frecuencia disparo automático de carga (Chavez, 1999).

2.6. ZONAS DE PROTECCIÓN

La protección del SEP se le divide en zonas, constituyéndose así un Sistema de Protección. En los límites de estas zonas de protección se instalan interruptores para aislar las fallas y transformadores de tensión y corriente para detectar las respectivas tensiones y corrientes en dichos límites, cuyas señales sirven para alimentar a los correspondientes relés de protección (COES, 2014, p. 10).

De esta manera, al producirse una falla, los relés darán la orden de apertura de los correspondientes Interruptores aislando la zona fallada. Ver un caso sencillo en la figura

2.4

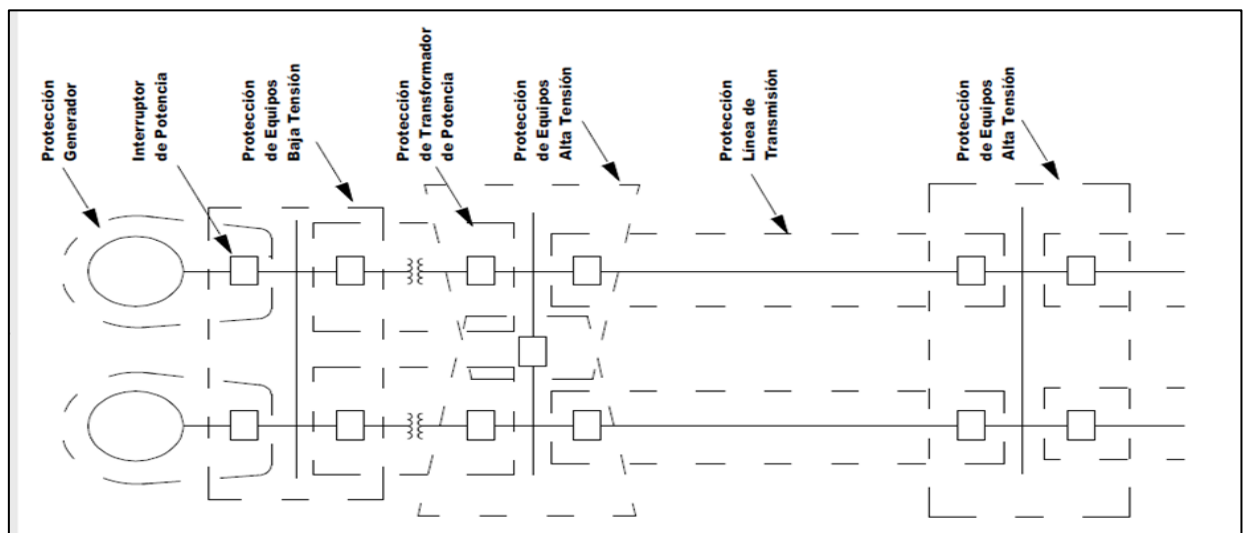
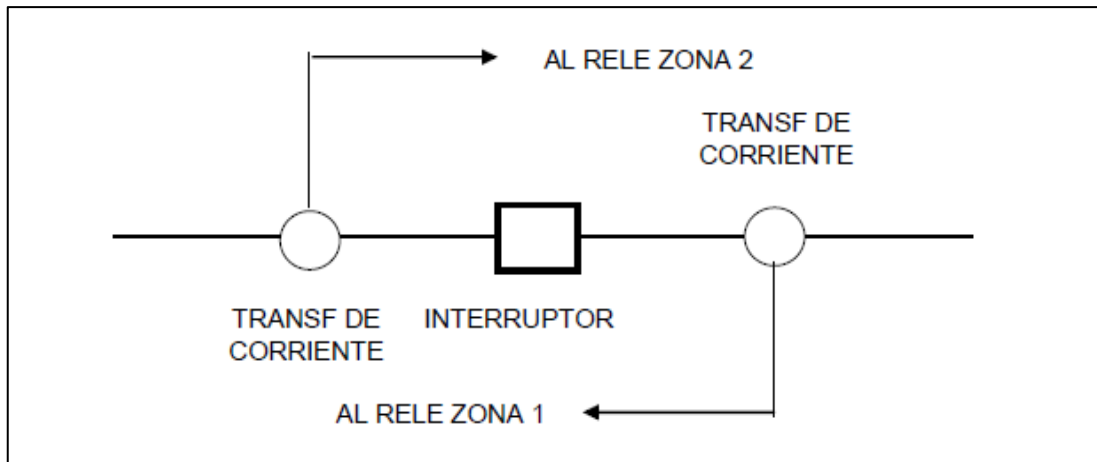


Figura N° 2.4: Zonas de Protección
Fuente: (COES, 2014)

La delimitación de las zonas es determinada por la ubicación de los transformadores de Corriente que son los elementos sensores de las corrientes que entran o salen a la zona de Protección. Esta delimitación requiere de un traslape de las mismas con la finalidad de no

Dejar ninguna parte del sistema eléctrico sin protección. La aplicación típica viene dada según El esquema mostrado en la figura 2.5



*Figura N° 2.5: Traslape de las Zonas de Protección
Fuente (COES, 2018)*

2.7. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

El Sistema de Protección queda constituido por el conjunto de las protecciones de las distintas zonas de protección como las que se han definido en la figura 2.4 en las cuales se puede distinguir los siguientes componentes:

- 1) Relés de Protección
- 2) Interruptores de Potencia
- 3) Transformadores de Tensión
- 4) Transformadores de Corriente
- 5) Enlaces de Comunicación entre los Relés de distintas estaciones
- 6) Fuentes de Alimentación de los circuitos de protección
- 7) Cableado de Control

Al diseñar un Sistema de Protección se debe especificar todos estos componentes, de manera de obtener la mejor operación posible del Sistema de Protección. Estos trabajan como un conjunto, en el cual una deficiente operación de uno de ellos traerá como consecuencia una mala operación de todo el Sistema de Protección.

2.7.1. RELÉS DE PROTECCIÓN

Los relés de protección tienen por finalidad medir una señal o más señales de entrada de tensión y/o de corriente, provenientes del SEP, con la finalidad de determinar si existe una condición de falla en el sistema, de manera de activar una o más señales de salida. Para cumplir con su finalidad, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas. El relé así definido es un elemento basado en un microprocesador, cuyo diseño debe poseer una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales, de manera de evitar restricciones a su integración con otros relés o sistemas de otros fabricantes (COES, 2018).

2.7.2. INTERRUPTORES

Los Interruptores tienen por finalidad cerrar los circuitos estableciendo la correspondiente corriente, conducir todas las posibles corrientes que puedan circular por dicho circuito (de carga o de falla) e interrumpir las mismas, para cumplir con su propósito en función de la aplicación específica en el SEP (COES, 2018).

los interruptores deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Cerrar e interrumpir las corrientes de carga nominal del sistema a cualquier factor de Potencia.
- Cerrar e interrumpir las corrientes de las líneas en vacío sin reencendido de arco.
- Cerrar e interrumpir las corrientes de maniobra de los bancos de capacitores.



- Cerrar e interrumpir pequeñas corrientes inductivas sin provocar sobretensiones Inadmisibles en el sistema eléctrico.
- Cerrar e interrumpir las corrientes que se produzcan sobre una falla trifásica en sus Terminales.
- Cerrar e interrumpir las corrientes de una falla kilométrica.
- Cerrar e interrumpir las corrientes en oposición de fases.

La clasificación de los interruptores de potencia se realiza en base a diferentes características, las cuales se menciona por medio de interrupción.

a). interruptores de gran volumen de aceite.

En este tipo de interruptores los contactos están sumergidos en una cámara de aceite, el cual también provee aislamiento a tierra entre los contactos y el tanque. El principio de operación de este dispositivo se basa en que la presión producida por la vaporización y disociación del aceite se retiene en la cámara de arqueo, mientras que el contacto móvil se desplaza a través de una serie de placas aislantes. La separación entre las placas aislantes y el contacto son muy pequeña, por lo tanto, prácticamente no existe pérdida de presión dentro de la cámara hasta que el contacto móvil descubre una de las ventilas laterales creadas por el corte de una ranura en una de las placas (Gaona, 2016, p. 39-40).

b). interruptores de pequeño volumen de aceite.

Los interruptores en pequeño volumen de aceite son sensibles a las altas tensiones transitorias de restablecimiento y, por lo tanto, son propensos a reencendidos durante la conmutación de equipos como los bancos de capacitores. En el proceso de extinción de un interruptor en pequeño volumen de aceite, el arco se contiene dentro de la cámara de arqueo y, por



lo tanto, la burbuja de hidrógeno formada por la vaporización del aceite, también se contiene dentro de dicha cámara. Conforme los contactos continúan su movimiento la barra del contacto móvil se separa del orificio de la parte inferior de la cámara, dejando una salida, similar a una tobera, por donde se expulsa el hidrógeno atrapado dentro de la cámara de interrupción (Gaona, 2016, p. 41).

2.7.2.1. INTERRUPTORES DE AIRE.

Estos interruptores emplean como medio de extinción gas Hexafluoruro de Azufre. El gas SF₆ es un gas electronegativo con un excelente comportamiento dieléctrico y grandes propiedades de extinción de arco eléctrico, lo que hace posible que se diseñen interruptores de potencia con menores dimensiones, entre-hierros más pequeños y con menores costos de mantenimiento lo cual Una innovación en el diseño del tipo de soplado de los interruptores en SF₆ se conoce como principio de asistencia térmica, donde la energía del arco se emplea para desarrollar presiones dentro de la cámara de arqueo para la extinción del arco. Por lo tanto, los requerimientos de energía de los mecanismos de operación pueden reducirse (Gaona, 2016, p. 44).

2.7.2.2. INTERRUPTORES DE VACÍO.

En un interruptor en vacío, el proceso de interrupción se desarrolla en vacío. Este tipo de tecnología se emplea en equipos en media tensión, ya que interruptores para tensiones de 72.5 a 145 kV no son comercialmente viables. En principio, el interruptor en vacío tiene una cámara de interrupción de acero colocada en forma simétrica entre dos aisladores de porcelana (Gaona, 2016)

En la figura 2.6 se muestra los componentes principales de este tipo de interruptores.

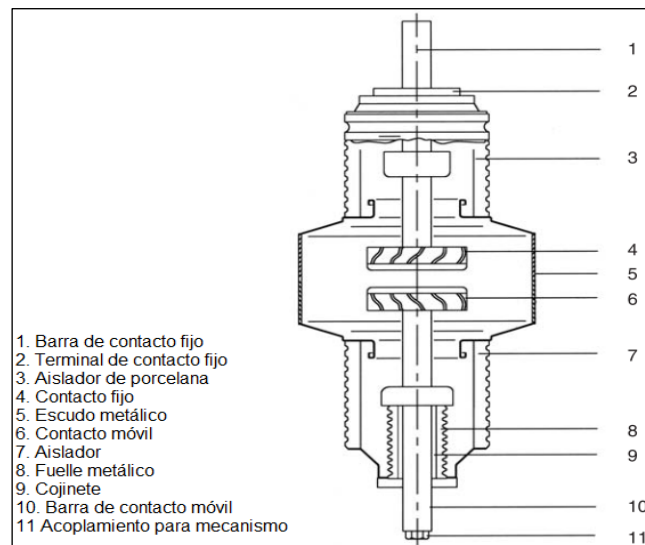


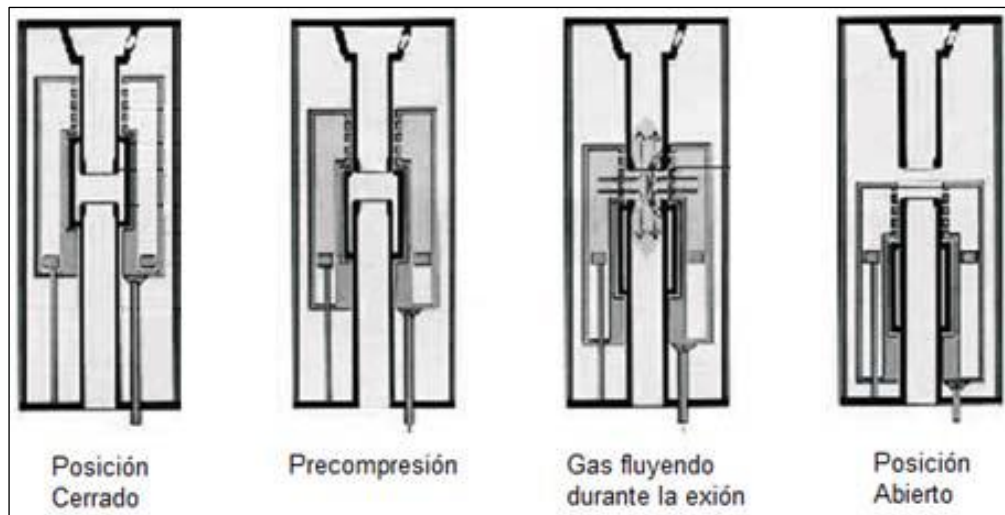
Figura N° 2.6: Interruptor de vacío.

Fuente: (Gaona, 2016)

2.7.2.3. INTERRUPTORES EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF₆).

El SF₆ tiene excelentes propiedades aislantes y para extinguir arcos eléctricos, razón por la que ha sido usado exitosamente, por más de veinte años en la construcción de equipo en alta tensión. En el caso de los interruptores, el uso del SF₆ representa una solución ventajosa, funcional y económica.

Estos interruptores emplean como medio de extinción gas Hexafloruro de Azufre. El gas SF₆ es un gas electronegativo con un excelente comportamiento dieléctrico y grandes propiedades de extinción de arco eléctrico, lo que hace posible que se diseñen interruptores de potencia con menores dimensiones, entre-hierros más pequeños y con menores costos de mantenimiento (Gaona, 2016).



*Figura N° 2.7: Diagrama Esquemático de interruptores en SF6
Fuente: (Gaona, 2016)*

2.7.3. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN (TT)

Los Transformadores de Tensión tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección una onda de tensión igual a la que está presente en el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano, para aplicación de media tensión se podrá usar transformadores de tensión del tipo inductivos, pero en alta y muy alta tensión se usarán transformadores de tensión capacitivo (COES, 2018).

Para cumplir con su propósito, los transformadores de tensión deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Entregar la onda de tensión reducida con una precisión que no sea mayor del 3% en toda circunstancia, aun cuando se tenga sobre tensiones.
- Entregar una onda de tensión que no debe ser distorsionada por la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- Deberán tener una adecuada respuesta frente a transitorios, de manera de no distorsionar la onda de tensión que se entrega a los relés de protección.
- No deberán ocasionar fenómenos de ferorresonancia por oscilaciones de baja frecuencia en el sistema.



2.7.4. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC).

El devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito de potencia de alta tensión, puesto que la impedancia del devanado es despreciable con respecto a la del sistema de potencia donde está instalado y aun teniendo en cuenta la carga que se conecta al secundario. Los TC usados para medida son diferentes a los TC usados para protección, tanto en su clase de precisión, como en la carga del secundario. Los TC de medida debe trabajar lo más exactamente posible bajo condiciones normales de operación. Los TC de protección debe operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal, por consiguiente, los TC pueden llegar a saturarse por las altas corrientes causadas por las fallas cercanas; para evitar esto, debe ponerse cuidado para asegurar que bajo condiciones de falla críticas los TC operen en la porción lineal de la curva de magnetización (Ramirez, 2003, p. 123).

2.7.4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TC.

- a) En un margen muy amplio de variación de la carga secundaria (Burden), la corriente secundaria no sufre cambios apreciables.
- b) El circuito secundario de un TC no debe ser abierto si el primario se halla energizado, puesto que los voltajes desarrollados serían limitados únicamente por la impedancia de la rama de magnetización y pueden ser demasiado altos.
- c) Los errores de relación y ángulo de fase pueden calcularse fácilmente si la característica de magnetización y la impedancia de carga son conocidas.

2.7.4.2. CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA VECTORIAL DE TC.

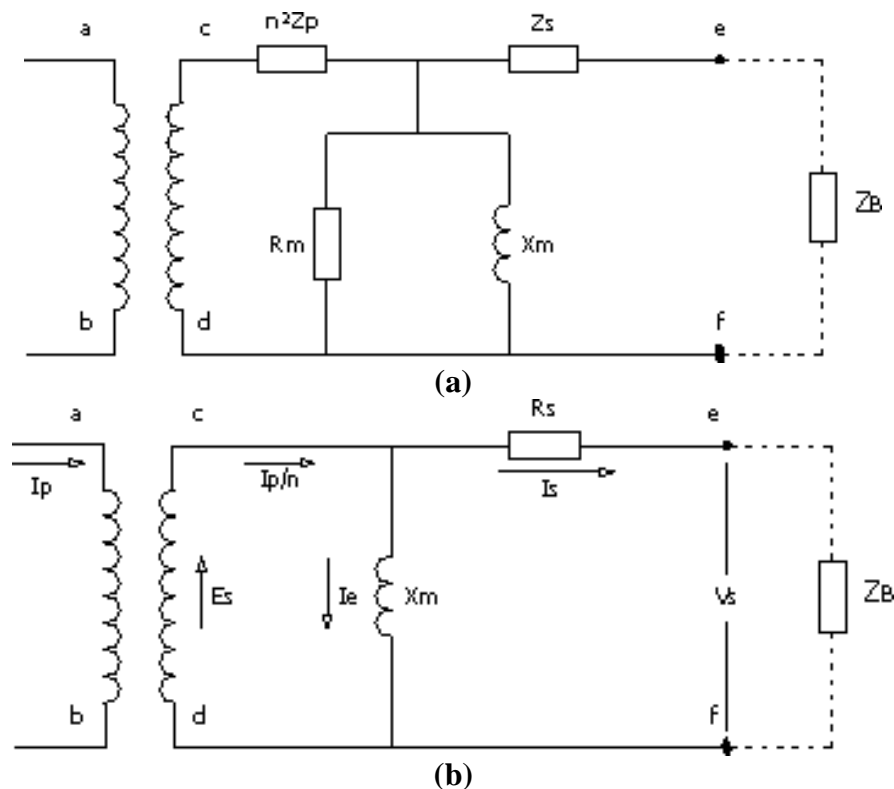


Figura N° 2.8: Circuitos equivalentes del TC.
Fuente: (Ramírez S., 2003)

Un circuito equivalente apropiado para un TC se muestra en la figura 2.8. Dónde: n^2Z representa la impedancia primaria C_p . referida al lado secundario, y la impedancia secundaria es Z_s . R_m y X_m representan las pérdidas y la excitación del núcleo

La figura 2.8a) puede ser reducida al arreglo mostrado en la figura 2.8b) donde Z_p puede ser ignorada, puesto que ella no influye en la corriente I_p/n o el voltaje alrededor de X_m . La corriente que fluye a través de X_m es la corriente excitación I_e . El diagrama vectorial, con las caídas de voltaje magnificadas para dar claridad, es mostrado en la figura 2.9. En general, Z_S es resistiva e I_e retrasa a V_s en 90° , así que I_e es la fuente principal de error. Nótese que el efecto neto de I_e es hacer que I_s se retrase y sea mucho más pequeña que I_p / n , la corriente primaria referida al lado secundario.

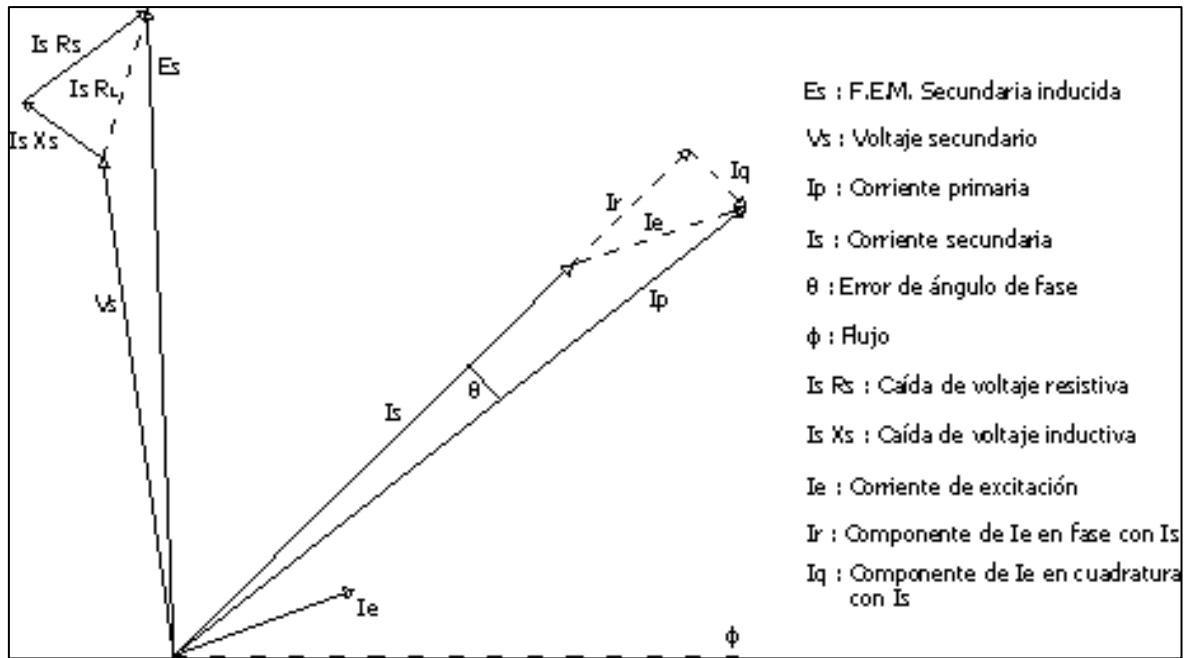


Figura N° 2.9. Diagrama vectorial del circuito equivalente del TC.

Fuente: (Ramírez, 2003)

2.7.4.3. TIPOS DE TC.

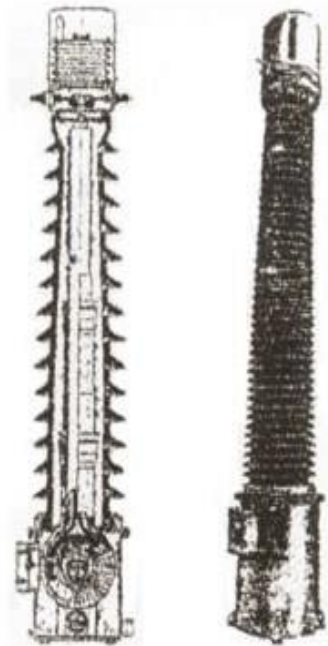
Los principales tipos de TC son los siguientes:

a) TC tipo estación o auto soportado.

Es el tipo más común en Alta Tensión y Extra Alta Tensión, existen de dos formas:

Primario en U: El conductor primario tiene forma de U, el cual va completamente aislado, hasta un tanque con aceite aislante en donde se encuentra el núcleo y los devanados secundarios.

Se usa hasta corrientes nominales de 1.6 kA y de Cortocircuito hasta 30 kA véase figura 2.10



*Figura N° 2.10: TC tipo estación primario en U.
Fuente: (Ramirez S., 2003)*

b) TC tipo devanado (o de arrollamiento primario).

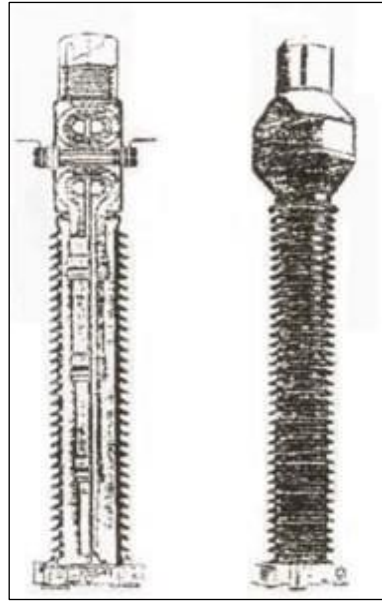
De construcción muy similar a la de un transformador común. Sólo difieren en que el conductor primario es de una gran sección (para conducir corrientes de cortocircuito) y tiene en general vueltas o arrollamientos para dar una relación mayor con menos vueltas en el secundario (Ramirez, 2003).

c) TC tipo ventana.

TC sin primario propio, construido con una abertura a través del núcleo por donde pasa un conductor que forma el circuito primario.

d) Transformador tipo buje o barra.

Al igual que el tipo ventana no tiene arrollamiento primario, puesto que el conductor o barra primaria cumple esta función. El secundario es arrollado sobre un núcleo toroidal con los suficientes espacios para aislamiento. Son muy usados en los bujes de los transformadores de potencia o en los interruptores (Ramirez, 2003).



*Figura N° 2.11: TC tipo barra pasante.
Fuente: (Ramírez, 2003)*

2.7.5. ENLACES DE COMUNICACIONES

Los Enlaces de Comunicación de Tele protección tienen por finalidad comunicar a los relés de dos subestaciones que se encuentran en los extremos de una línea de transmisión. Estos enlaces sirven para establecer una lógica en la operación de los relés sobre la base de la información recibida del extremo remoto (COES, 2014).

2.7.6. FUENTES DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR (SA)

Las fuentes de alimentación auxiliar sirven para proporcionar la energía a los circuitos de protección.

Características Funcionales

Para cumplir con su propósito, las Fuentes de Alimentación auxiliar deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- ✓ Proporcionar energía en forma ininterrumpida y durante periodos que comprenden la ausencia de energía del SEP.
- ✓ Ser insensible a los transitorios que se pueden presentar en el SEP.



2.7.7. CABLEADO DE CONTROL

El Cableado de Control tiene por finalidad interconectar los Transformadores de Tensión y Corriente con los Relés de Protección, así como los Relés de Protección con los Interruptores.

2.8. COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Un Sistema de Protección debe tener varias características de comportamiento para que pueda asegurar el cabal cumplimiento de sus funciones. Las principales son:

A) Sensibilidad

“Es la capacidad de detectar una falla por muy pequeña o incipiente que sea. La mayor sensibilidad viene a ser la capacidad para diferenciar una situación de falla con una situación de no existencia de falla” (COES, 2014).

B) Selectividad

“Es la capacidad de detectar una falla dentro de la zona de protección. La mayor selectividad viene a ser la capacidad de descartar una falla cercana a la zona de protección” (COES, 2014).

C) Velocidad

“Es la capacidad de respuesta con el mínimo tiempo. La necesidad de tener una rápida respuesta está relacionada con la minimización de los daños por causa de la falla” COES, 2014).

D) Fiabilidad (“dependability”)

“Es la capacidad de actuar correctamente cuando sea necesario, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias que puedan perjudicar la capacidad de detección de la falla” (COES, 2014).

E) Seguridad

“Es la capacidad de no actuar cuando no es necesario, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias, las cuales puedan ocasionar errores en la discriminación de la falla dentro de la zona de protección” (COES, 2014).

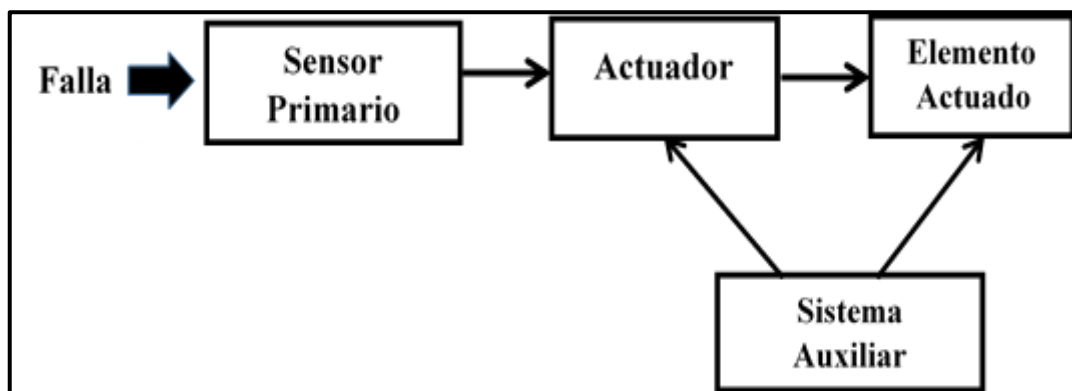
F) Capacidad de Registro

“Es la capacidad de almacenar información relativa a la falla con la finalidad de proporcionar datos de las fallas” (COES, 2014).

2.9. ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

“Para proteger los sistemas eléctricos contra las posibles fallas que se pudieran presentar, se han diseñado sistemas de protección basados en esquemas generales, en los que intervienen elementos que en forma independiente de su construcción operan con el mismo principio” (Chavez, 1999).

Cumpliendo con la misma función, los elementos básicos de un sistema de protección contra fallas se muestran en la figura 2.6



*Figura N° 2.12: Diagrama de flujo del sistema de protección
Fuente: (Chávez, 1999)*

2.10. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

Los relevadores de sobrecorriente son la forma más común de protección en el manejo de las corrientes excesivas del sistema de potencia. Ellos no deben estar instalados únicamente como medio de protección contra sobrecargas (asociadas con la capacidad térmica de máquinas o líneas) ya que la protección de sobrecorriente primordialmente intenta operar solo

bajo condiciones de falla. Sin embargo, los ajustes del relevador son establecidos para cubrir ambas condiciones (Ramirez, 2003, p. 161).

2.10.1. TIPOS DE RELES DE SOBRECORRIENTE.

Basado en las características de operación del relevador, los relevadores de sobrecorriente pueden clasificarse en tres grupos: De corriente definida, de tiempo definido, y de tiempo inverso. Las curvas características de estos tres tipos se muestran en la figura



*Figura N° 2.13: Características de operación tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente
Fuente: (Ramirez, 2003)*

2.10.1.1. RELÉS DE CORRIENTE DEFINIDA.

Este tipo de relevadores opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste es seleccionado de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relevador operará para un valor bajo de corriente y las corrientes de operación del relevador aumentan progresivamente en cada subestación rumbo a la fuente. Así, el relevador con ajuste más bajo opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano. Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener poca selectividad a altos valores de corriente de cortocircuito (Ramirez , 2003, p. 163).



2.10.1.2. RELÉS DE TIEMPO DEFINIDO

Este tipo de relevadores permite ajustes variables para hacer frente a diferentes niveles de corriente utilizando diferentes tiempos de operación. Los ajustes pueden hacerse de tal manera que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto y luego los interruptores restantes son disparados sucesivamente, usando tiempos diferidos, moviéndose atrás hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente es llamada el tiempo de discriminación. La coordinación entre estos relevadores se puede realizar con retardos de tiempo fijos de tal forma que el tiempo del más lejano sea el menor. El tiempo de operación es así independiente de los niveles de falla. la coordinación se denomina escalonamiento de tiempo (Ramirez, 2003, p. 164).

2.10.1.3. RELÉS DE TIEMPO INVERSO

La propiedad fundamental de los relevadores de tiempo inverso es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla. Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que, para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo para la selectividad de la protección. Los relevadores de tiempo inverso están clasificados de acuerdo con su curva característica que indica la velocidad de operación moderadamente inverso, inverso, muy inverso y extremadamente inverso (Ramirez , 2003, p. 165).

2.10.2. RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA.

“Las protecciones de sobrecorriente instantáneas son aquellas que operan de manera inmediata, es decir, no introducen ningún tiempo intencionado de retraso en su operación



desde el instante en que la intensidad de entrada sobrepasa el valor de referencia” (Paucar & Huarhua, 2018)

2.10.3. RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES.

Los relevadores de sobrecorriente direccionales son construidos usando una unidad de sobrecorriente normal (no direccional) más una unidad que puede determinar la dirección del flujo de potencia en el elemento del sistema asociado, esta segunda unidad usualmente requiere una señal de referencia para medir el ángulo de la falla y así determinar si el relevador puede operar o no. Generalmente, la señal de referencia o de polarización es un voltaje, pero también puede ser una corriente de entrada (Paucar & Huarhua, 2018, p. 45).

Los relevadores direccionales de C.A están capacitados para distinguir el flujo de corriente de una dirección a la otra en un circuito de CA reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. La capacidad para distinguir entre el flujo de corriente de una dirección a la otra depende de la selección de magnitud de polarización y del ángulo del torque máximo, y todas las variaciones en la función proporcionadas por los relevadores direccionales de C.A dependen de estas dos magnitudes (Ramirez , 2003, p. 165).

2.11. RELE DE DISTANCIA

Los relés de distancia en las líneas de transmisión son los elementos que presentan la mayor parte de las fallas en la red, ya que están expuestos por su longitud al medio ambiente y a las condiciones climatológicas. El 95% de las fallas ocurren de una de las fases a tierra, por descargas atmosféricas, por problemas de aislamiento, por hilos de guarda caídos, etc.



La protección de las líneas de transmisión deberá de reunir ciertos requisitos:

a) Selectivos.

Esto indica que solo se deberá de liberar el tramo de la línea afectado por la falla.

b) Operación rápida.

La protección deberá de actuar de forma rápida para reducir los problemas de estabilidad y los daños se reduzcan al mínimo.

c) Flexibilidad.

La protección deberá de permitir que la red continúe operando con los cambios efectuados después de ocurrir la falla.

Para determinar la distancia de la falla se hace uso de la ley de Ohm y su cálculo se basa en el voltaje y la corriente que existe al ocurrir el cortocircuito.

El relé establece la distancia a un cortocircuito comparando la corriente en los conductores con el potencial entre los mismos, así como su ángulo de fase.

2.11.1. FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21/21N)

La función distancia utiliza la medida de la relación entre la tensión y la corriente para determinar si la falla está en su zona de protección. Las características de ésta se pueden describir mediante un diagrama R-X. Su ajuste, se realiza de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión en estudio y los equipos eléctricos adyacentes a ésta, es decir, transformadores de potencia y líneas de transmisión. El tipo de característica a utilizar en la función distancia de líneas es cuadrilateral.

La función de distancia emplea varias zonas para proteger la línea de transmisión. Se recomienda ajustar tres zonas (Zona 1, Zona 2, Zona 3) en dirección hacia adelante y una zona en dirección reversa (Zona 4).

- **Ajuste de Zona 1**

La primera zona de la protección distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea. La zona 1 normalmente se ajusta entre un 80% y 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota.

$$Z1 = K \times Z_L$$

Dónde:

Z1: alcance de la zona 1

ZL: es la impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger

K: es un factor menor que la unidad que oscila entre 0,8 y 0,9

El coeficiente K permite tener en cuenta los posibles errores en la impedancia del relé y en los transformadores de corriente, así como en la impedancia de la resistencia de falla. Como criterio en la actualidad se utiliza un valor de $K = 0,85$.

- **Ajuste de Zona 2**

El objetivo principal de esta zona es proteger completamente la línea en consideración y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la zona 1 de las líneas ubicadas en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se selecciona el 120% de la impedancia de la línea a proteger, dado que un valor inferior, podría generar su alcance en el relé debido a los errores de los transformadores de instrumentación (CT y TT), el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla. Es decir, que el relé no verá la falla en zona 2, sino más allá y posiblemente operará en un tiempo muy alto (tiempo de zona 3).



Respecto a la temporización de la zona 2 con esquema de tele protección habilitado, el tiempo de retardo asignado se ajusta en 400 ms. Para el ajuste de zona 2, se puede seleccionar un valor superior al 120% de la impedancia de la línea, tomando en consideración lo siguiente:

El ajuste de Zona 2 no debe originar sobre alcance en Zona 1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un valor máximo al 50% de la línea adyacente más corta, es decir, el ajuste de Zona 2 sería igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger más el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta

Para el caso de tener solo transformadores de potencia conectados a la barra remota, el alcance de Zona 2 puede cubrir hasta el 50% de la impedancia equivalente de estos equipos

El valor de ajuste seleccionado para Zona 2, no debe exceder el alcance de Zona 2 de las líneas adyacentes. Si se presenta superposición de Zonas 2 con las líneas adyacentes, se debe realizar un análisis de efecto “infeed” y determinar mediante el cálculo de la impedancia aparente si a pesar de que existe el traslapo de zonas, el relé es selectivo, es decir, cuando la falla sea en Zona 2 de la línea adyacente, el relé de la línea en cuestión, no vea la falla en Zona 2 sino más allá (por el efecto de la impedancia aparente).

Respecto al cálculo del efecto infeed, cuando ocurre una falla, la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente (Z aparente), se calcula de la siguiente manera:

$$V_1 = Z_1 \times I_1 + Z_2 \times I_2$$

La impedancia aparente vista por el relé es:

$$Z_{\text{Relé}} = \frac{V_1}{I_1}$$

$$Z_{Relé} = \frac{[Z_1 \times I_1 + Z_2 \times I_2]}{I_1} = Z_1 + \frac{I_2}{I_1} \times Z_2$$

$$Z_{Rele} = Z_1 + K * Z_2 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

El factor infeed se calcula entonces como:

$$K = \frac{I_2}{I_1} \text{ Factor Infeed}$$

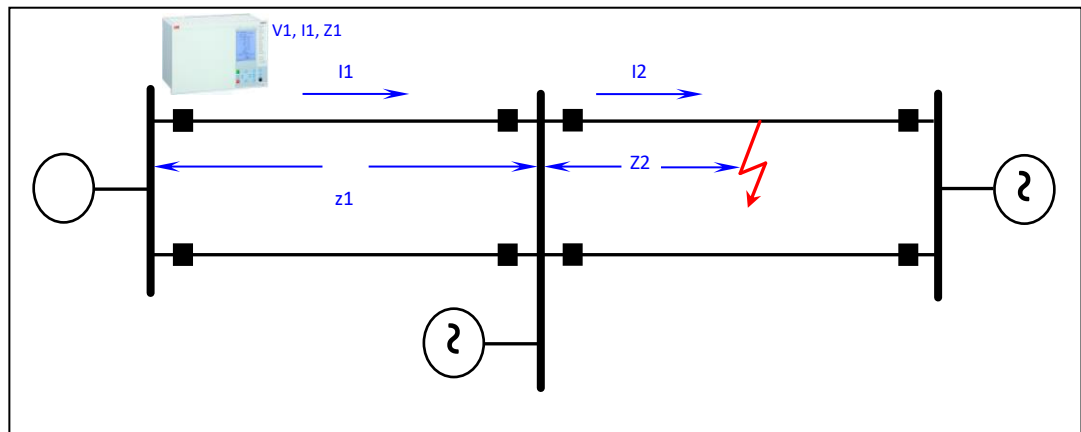


Figura N° 2.14: Efecto Infeed en Zona 2
Fuente:(Coes,2014)

Si el estudio concluye que la impedancia aparente vista por el relé para una falla en Zona 2 de la línea adyacente traslapada, es mucho mayor que el ajuste de Zona 2 considerado (120% ZL), se puede conservar el ajuste original con tiempo de operación en 400 ms. Si, por el contrario, se encuentra que la impedancia aparente es muy cercana o está por debajo del ajuste de Zona 2 seleccionado, es necesario coordinar estas zonas modificando los tiempos de disparo, es decir, se debe disminuir el tiempo de operación de Zona 2 de la línea más corta en la subestación remota, generalmente entre 250 y 300 ms.

También se debe considerar que al tener en cuenta el efecto infeed, la protección verá fallas en barras de la subestación adyacente con un margen de seguridad del 20%.

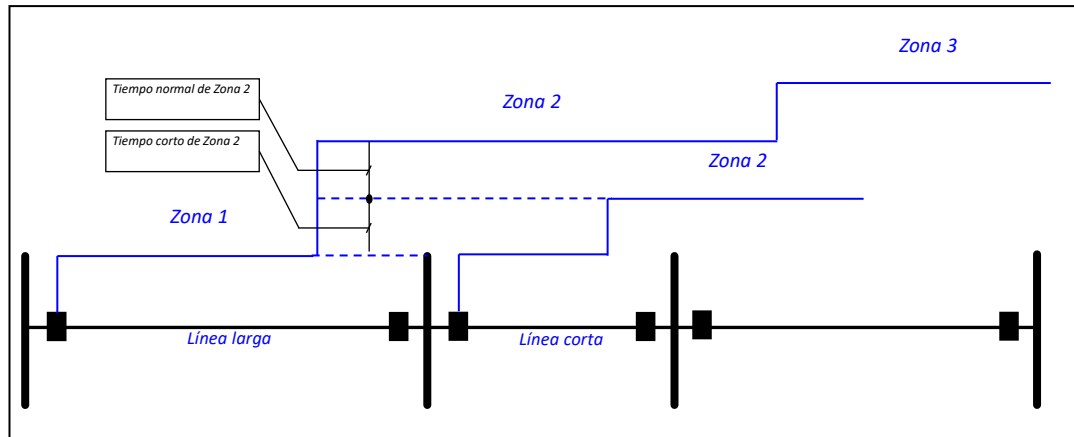


Figura N° 2.15: Coordinación de Zonas 2 para líneas adyacentes
Fuente:(Coes,2014)

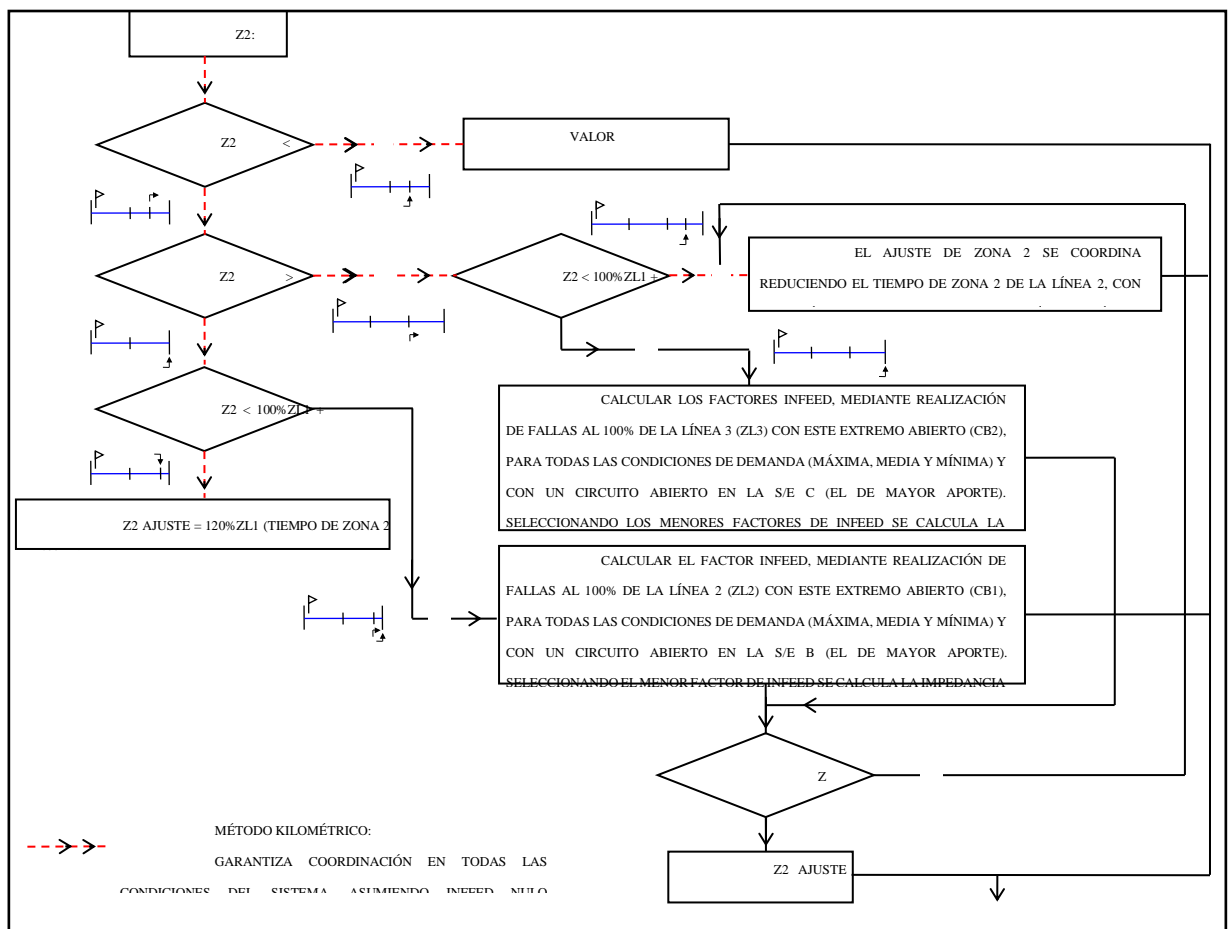


Figura N° 2.16: Diagrama de flujo para ajuste de la Zona 2
Fuente:(Coes,2014)

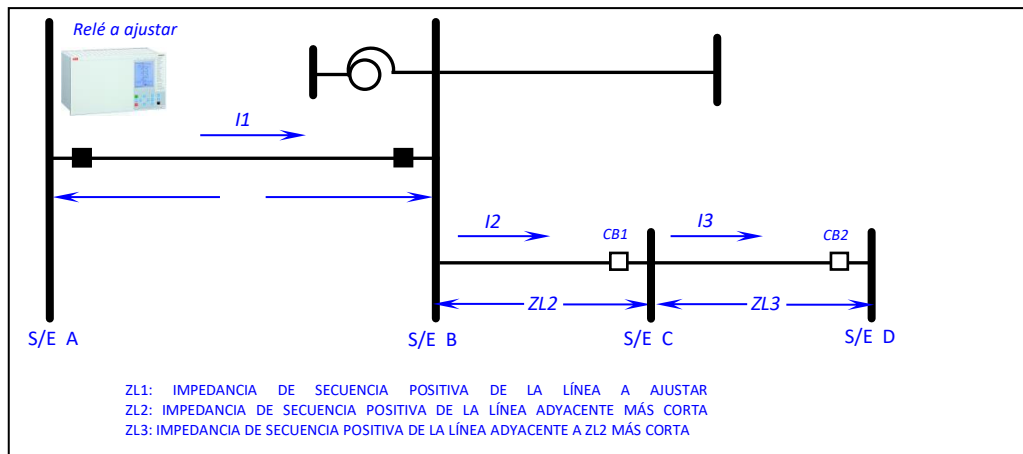


Figura N° 2.17: Unifilar esquemático para ajuste de Zona 2
Fuente:(Coes,2014)

- **Ajuste de Zona 3**

El objetivo de esta zona es servir de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes. Normalmente, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia, pero se debe verificar que este alcance no detecte fallas que ocurran en subestaciones con diferentes niveles de tensión conectadas a través de los transformadores de potencia. Este alcance también debe limitarse si su valor se acerca al punto de carga normal de la línea.

El criterio recomendado para el ajuste de Zona 3, es el menor valor de impedancia calculada para los dos casos que se citan a continuación:

- Impedancia de la línea a proteger, más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores en la barra remota

$$Z_3 = Z_L + 0.8 * Z_{EQ-TRAFO} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

- Impedancia de la línea a proteger, más el mayor valor de impedancia entre las líneas adyacentes, multiplicada por un factor de seguridad del 120%

$$Z_3 = 1.2 * (Z_L + Z_{LAMI}) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Dónde:

- Z3: Ajuste de zona 3
- ZL: Impedancia de la línea a proteger
- ZLAMI: Impedancia de la línea adyacente de mayor impedancia
- ZEQ-TRAFO: Impedancia equivalente de transformadores en la barra remota

De manera general, el ajuste de zona 3 debe limitarse para asegurar que fallas en otros niveles de tensión no sean detectadas, a menos que se tenga transformadores de generación, en cuyo caso, es importante que actúen las protecciones de respaldo de la red de transmisión como respaldo de las protecciones del transformador asociado, cuando la falla ocurre en el nivel de tensión de la generación. La temporización de la zona 3 se ajusta en 800 ms.

En la Tabla 2.3 se presenta el resumen de criterios para el ajuste de la función de distancia (21/21N) en las líneas.

Tabla N° 2.3: Resumen criterios de ajuste zonas de distancia (21/21N)

| Zona | Alcance Reactivo | Alcance Resistivo | Retardo |
|------|--|--|----------------|
| Z1 | $X_{Ajuste} = 85\% X_L$ (Líneas monocircuito) | | 0 ms |
| | $X_{Ajuste} = 65-85\% X_L$ (Líneas doble circuito) | $R_{Ajuste} = 50\%$ Impedancia mínima de carga | |
| | El ajuste debe cumplir las siguientes condiciones: | | |
| | $X_{Ajuste} \geq 120\% X_L$ | $Z_{Min-Carga} = \frac{(0,85 \times V_{LL})^2}{S_{max}}$ | |
| | $X_{Ajuste} < X_L + 50\% X_s$ | $V_{LL} =$ Tensión nominal Línea-Línea | 400 ms |
| Z2 | $X_{Ajuste} < X_L + 50\% X_T$ | $S_{max} =$ Potencia Máxima de la línea | 250-300 ms |
| | Donde, | La máxima potencia de la línea se selecciona como el valor nominal de diseño, que corresponde al límite operativo declarado del circuito | Según análisis |
| | X_L : Reactancia de la línea | | |
| | X_s : Reactancia de la línea adyacente más corta | | |
| | X_T : Reactancia equivalente de transformadores conectados a la barra remota | | |

| | | |
|----------------|--|---------|
| | Se ajusta al menor valor entre: | |
| | $X_{Ajuste} = 120\% (X_L + X_{LAMI})$ | |
| | $X_{Ajuste} = X_L + 80\% X_T$ | |
| | Donde, | |
| Z3 | X_L : Reactancia de la línea | 800 ms |
| | X_{LAMI} : Reactancia de línea adyacente de mayor impedancia | |
| | X_T : Reactancia equivalente de transformadores en la barra remota | |
| | Se ajusta al menor valor entre: | |
| Z4 | <ul style="list-style-type: none">• 20% de la impedancia de la línea reversa con menor impedancia | 1500 ms |
| Reversa | <ul style="list-style-type: none">• 20% de impedancia del mayor transformador en subestación local | |

Fuente: (COES,2014)

2.12. TEORIA DE FALLAS

Las condiciones anormales de funcionamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se deben a fenómenos transitorios, que se pueden clasificar, según al tiempo de duración en las siguientes categorías:

➤ Fenómenos transitorios ultrarrápidos:

Corresponden sustancialmente a descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión y a los fenómenos producidos por operaciones de conexión y desconexión de diversos componentes de la red del SEP, tales como, las líneas. Las perturbaciones de este tipo dan origen a ondas de tensión y corriente que viajan prácticamente a la velocidad de la luz, pero su efecto dura unos pocos milisegundos después de iniciado. Sin embargo, los procesos de reflexión de las ondas producen elevadas tensiones que pueden llegar a destruir el equipo asociado a las líneas. La razón del estudio de estos fenómenos radica en el hecho de que su análisis suministra las bases necesarias para la selección adecuada del nivel de aislación de



los equipos eléctricos asociados a las líneas y de las líneas mismas (Carec, s.f, p.63).

➤ **Fenómenos transitorios medianamente rápidos:**

En este grupo se incluyen los fenómenos causados por cambios abruptos de la estructura del SEP, o sea los cortocircuitos o líneas abiertas. Usualmente, sólo los 10 primeros ciclos son de importancia práctica y se estudian en el rango de 10 a 100 milisegundos siguientes a la falla (Carec, s.f, p. 63)

➤ **Fenómenos transitorios lentos:**

Cuando ocurre un cortocircuito en una línea de transmisión importante y no se desconecta oportunamente la sección afectada, puede producirse uno de los fenómenos más peligrosos de un SEP, esto es, oscilaciones mecánicas de los rotores de los generadores. Se producen fenómenos transitorios electromecánicos que se estudian bajo el nombre de estabilidad transitoria. Las oscilaciones mecánicas de los rotores son relativamente lentas, en consecuencia, los estudios de estabilidad transitoria se realizan en el rango de fracción de segundo hasta un minuto (Carec, s.f, p. 63)

2.12.1 TIPOS DE FALLAS

En los sistemas eléctricos de potencia se pueden producir distintos tipos de fallas, y se pueden dar de la siguiente manera ver en la figura 2.18

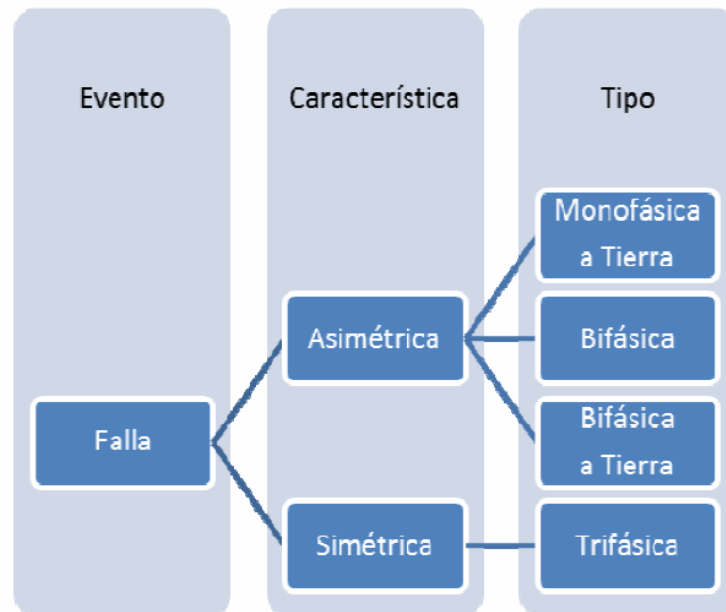


Figura N° 2.18: Esquema de Tipos de fallas
Fuente: (Coes, 2018)

Cada una de estas fallas genera una corriente de amplitud definida y características Específicas.

De los 4 tipos de fallas, solo el trifásico produce un sistema de intensidades simétricas en las 3 fases. A fin de calcular las corrientes circulantes por las fases en cortocircuitos bifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos se usa el método de las componentes simétricas.

La razón de llamarse fallas asimétricas es debido a que las corrientes de falla son diferentes en magnitudes y no están desfasadas en 120 grados.

En general la falla trifásica es la que impone las condiciones más severas a los componentes del sistema y, por lo tanto, los estudios de cortocircuitos enfocan con más atención este tipo de fallas. Las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud puede superar a la corriente de falla trifásica. Sin embargo, esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución, sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación donde se tiene la presencia de un número



importante de transformadores tiene aterramiento múltiple (Carec, s.f, pág. 64).

- **Cortocircuitos:** Trifásico simétrico, aislado o a tierra, bifásico aislado (cortocircuito entre 2 líneas), bifásico a tierra (entre dos líneas y el conjunto a tierra) y monofásico (una línea conectada a tierra).
- **Fases abiertas:** Una fase abierta, dos fases abiertas y tres fases abiertas. La última situación significa que la línea o dispositivo sale completamente de servicio.

Los cortocircuitos trifásicos dan origen a fallas simétricas pues el SEP permanece

2.12.1.1. CORTOCIRCUITO

En general las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el SEP. En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, lo siguen los cortocircuitos bifásicos y finalmente el monofásico. En cambio, el tipo más frecuente es el monofásico (aproximadamente el 75% de los casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos). En muchas oportunidades las corrientes de cortocircuito se autoextinguen y se restablece la aislación. Debido a este hecho, se utilizan en la práctica interruptores que reconectan automáticamente la línea dañada, una, dos o más veces para probar si la falla se ha eliminado. Sólo en el caso de que la falla persista, el interruptor desconecta la línea en forma definitiva. (Carec, s.f, p. 64)



2.12.1.2. OBJETIVOS DE CORTOCIRCUITO.

- Definir la capacidad de ruptura de los interruptores necesarios en las diversas partes de un SEP, para lo que se realiza normalmente un cálculo de cortocircuito trifásico simétrico, debido a que este tipo de falla produce las corrientes de cortocircuito más elevadas en la mayoría de los casos.
- Ayudar a establecer un sistema adecuado de protección para diversas condiciones de falla, para lo que se debe realizar un cálculo de distribución de corrientes en la red del SEP tanto para cortocircuitos simétricos como asimétricos (usualmente el cortocircuito monofásico). En general, el Cálculo de Cortocircuitos debe proporcionar los siguientes resultados:
 - La corriente en el punto de falla
 - La potencia de cortocircuito en el punto de falla
 - La distribución de corrientes post-falla en todas las líneas del SEP
 - Las tensiones post-falla en todas las barras

2.12.1.3. CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS SIMÉTRICOS

A) El generador en vacío antes de producirse la falla:

La corriente que circula por cada fase del generador en cortocircuito, es similar a la que circula por un circuito R-L serie, alimentado bruscamente por una fuente de tensión sinusoidal; es decir, la corriente es asimétrica respecto al eje de tiempo y disminuye en forma exponencial. Sin embargo, existe una diferencia fundamental y ella radica en que la reactancia del generador no permanece constante durante el fenómeno (Carec, s.f, p. 65)

Las corrientes en las tres fases de un generador en cortocircuito se muestran en la figura siguiente

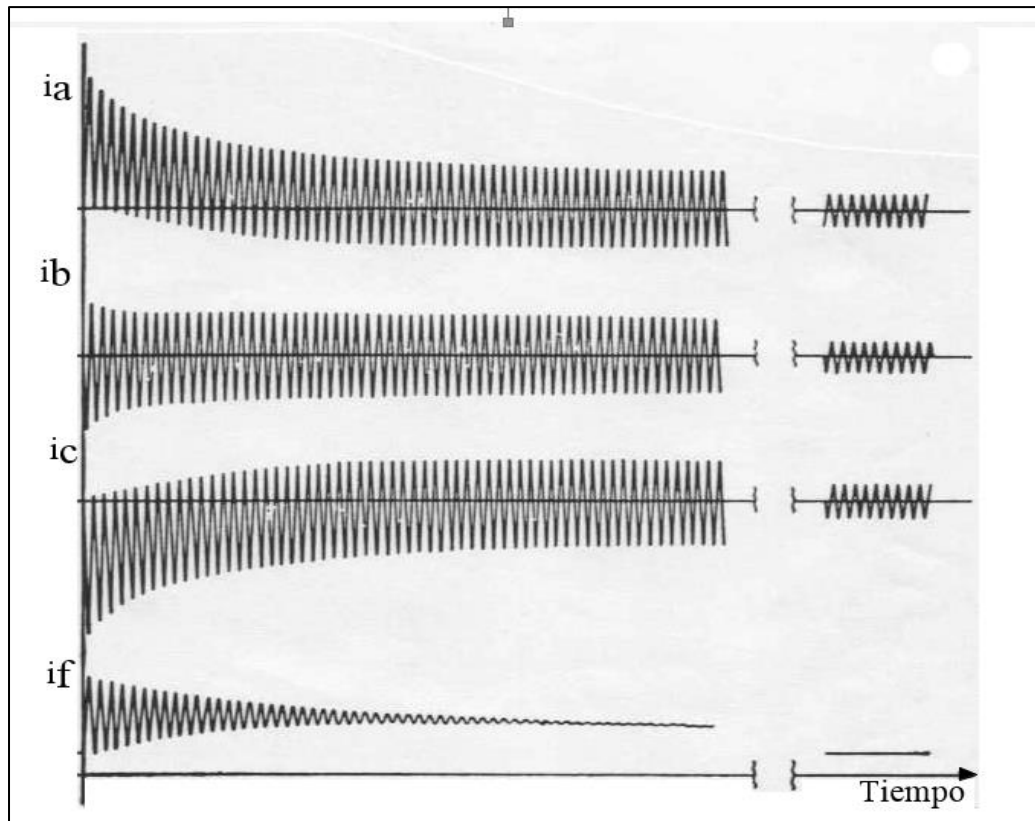


Figura N° 2.19: Corrientes de cortocircuito en un Generador Síncrono
Fuente: (Carec, s.f.)

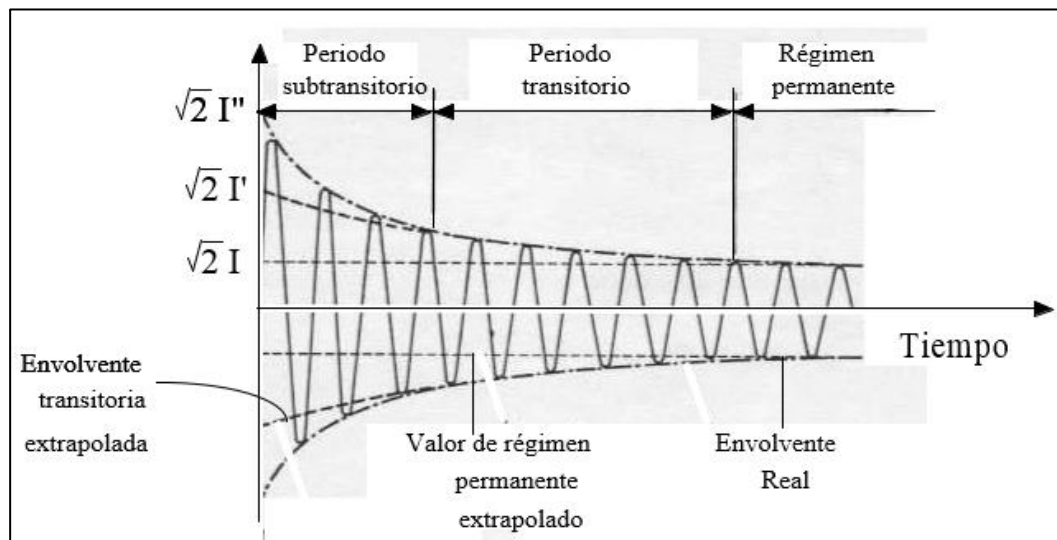


Figura N° 2.20: Corriente de cortocircuito en un Generador despreciando la componente unidireccional
Fuente:(Carec s.f.)

Usualmente la corriente continua no se considera en el análisis y su efecto se incluye posteriormente en el cálculo de las corrientes instantáneas y de interrupción de los interruptores. Despreciando el efecto de la componente continua, la corriente de cortocircuito de una fase cualquiera, resulta

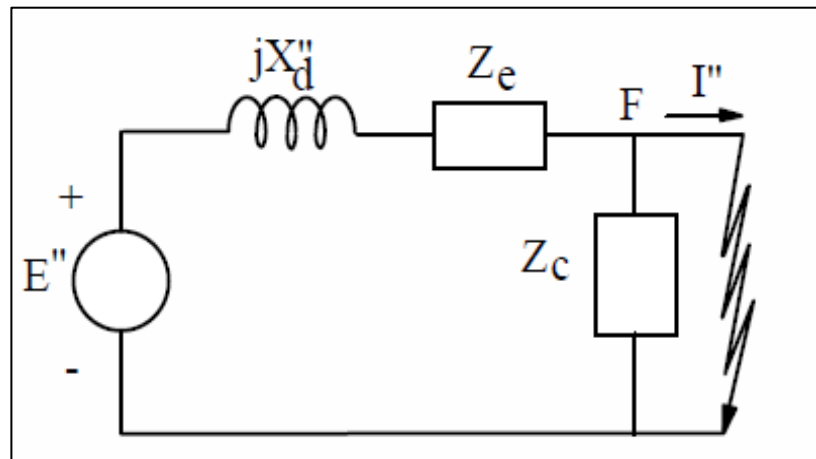
simétrica, como se muestra en la figura 2.21, que corresponde a un generador con enrollados amortiguadores y en vacío antes de producirse la falla (Carec, s.f, pág. 66).

Directamente de esta figura los valores eficaces de corrientes de cortocircuito quedan:

$$\begin{aligned} \text{Corriente subtransiente} & \quad I'' = \frac{E}{X''_d} \\ \text{Corriente subtransiente} & \quad I' = \frac{E}{X'_d} \\ \text{Corriente subtransiente} & \quad I = \frac{E}{X_d} \end{aligned} \quad (\text{Ec.2.4})$$

B) El generador con carga antes de producirse la falla:

En este caso, la fuerza electromotriz (fem) interna E se va modificando a medida que transcurre el fenómeno y, para determinar las corrientes subtransiente y transiente de cortocircuito se deben considerar los circuitos mostrados en las figuras 2.21 y 2.22, respectivamente, donde Z_e es una impedancia externa que puede existir entre los terminales del generador y el punto de Falla F y Z_c es la impedancia del consumo.



*Figura N° 2.21: Circuito Subtransiente
Fuente:(Carec s.f.)*

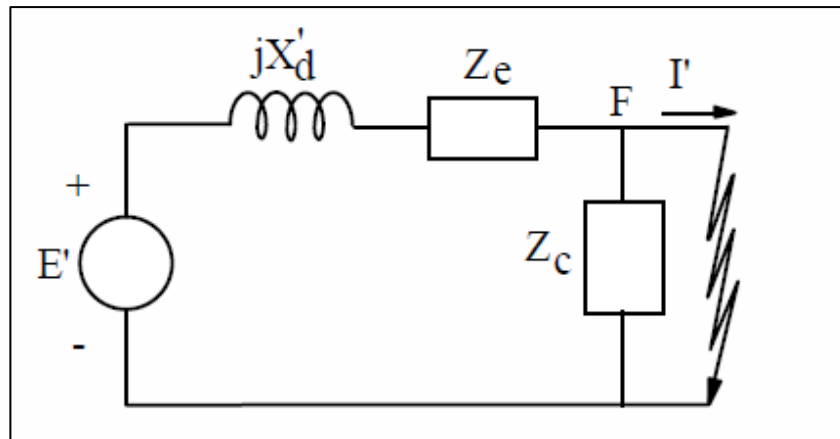


Figura N° 2.22: Circuito Transiente
Fuente:(Crec s.f.)

Aplicando el teorema de Thevenin en el punto de Falla: de la figura sea:

$V_F(0)$: tensión en el punto F antes de producirse la falla

I'' : corriente subtransiente de cortocircuito

Z_{TH} : Impedancia equivalente de Thevenin calculada desde el punto de falla, donde:

$$Z_{TH} = \frac{(Z_e + jX''_d)Z_c}{Z_e + jX''_d + Z_c} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Por lo tanto, el circuito de la Figura 2.23, se transforma en siguiente

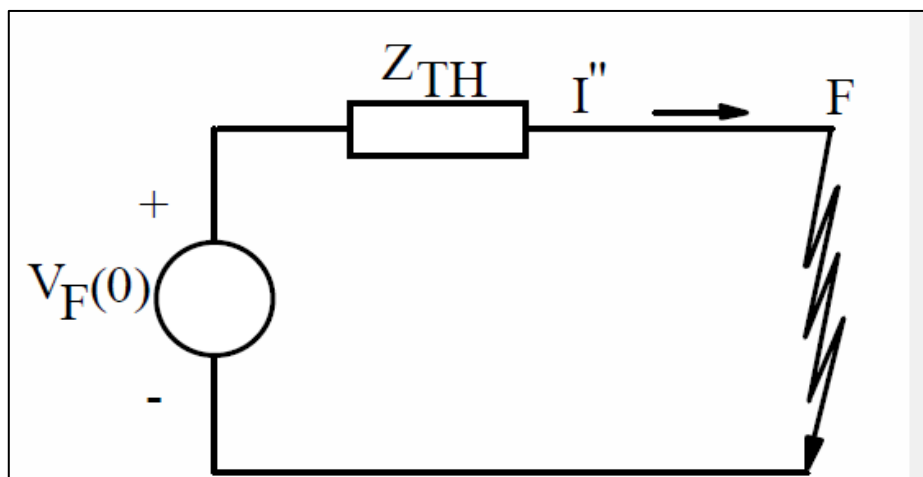


Figura N° 2.23: Circuito equivalente de Thevenin en Régimen subtransitorio
Fuente:(Carec s.f.)

2.12.2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

El procedimiento para calcular las corrientes de cortocircuito en un sistema eléctrico

Consta de los siguientes pasos:



- 1) Dibujar el diagrama unifilar con todas las fuentes y todas las impedancias del circuito.
- 2) Convertir impedancias, del diagrama en estudio, en valores en base común (sistema por unidad).
- 3) Combinar impedancias, reducción del diagrama de impedancias para calcular la impedancia equivalente.
- 4) Calcular la corriente de cortocircuito; el paso final es el cálculo de la corriente de cortocircuito, las impedancias de las máquinas rotatorias usadas en el circuito dependen del estudio en cuestión.
- 5) Calcular las corrientes en los componentes del sistema.

Debido a la asimetría existente en la corriente de cortocircuito, y al hecho de que la contribución de los motores depende del tiempo transcurrido desde el instante en que se produce la falla, se diferencian las siguientes corrientes de cortocircuito:

- Corrientes momentáneas.
- Corrientes de interrupción.
- Corrientes permanentes.

2.12.2.1. CORRIENTE MOMENTÁNEA (I_K'')

La corriente momentánea corresponde al valor efectivo de la corriente de cortocircuito generada en el primer ciclo después que ocurrió la falla.

2.12.2.2. CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN (I_B)

La corriente de interrupción, corresponde al valor efectivo de la corriente de cortocircuito en el intervalo comprendido entre los 1,5 y los 8 ciclos, después de ocurrida la falla.

2.12.3. INFLUENCIA DE LA DISTANCIA DE SEPARACIÓN ENTRE LA FALLA Y EL GENERADOR

Con este método de cálculo es conveniente distinguir dos casos:

- Cortocircuitos alejados de los generadores, que corresponden a las redes en las que las corrientes de cortocircuito no tienen componente alterna amortiguada. Generalmente el caso de los circuitos de baja tensión.
- Cortocircuitos próximos a los generadores, que corresponden a las redes para las que las corrientes de cortocircuito tienen componentes alternas amortiguadas. Este caso se presenta generalmente en alta tensión.
- Para los cortocircuitos alejados de los generadores se presenta igualdad:

Entre los valores de corriente de cortocircuito inicial (I_k''), permanente (I_k) y de interrupción (I_b)

$$I_k'' = I_k = I_b.$$

Entre las impedancias directas (Z_d) e inversa (Z_i)

$$Z_d = Z_i.$$

Por otro lado, para los estudios de los cortocircuitos próximos a los generadores, se produce la siguiente desigualdad: $I_k < I_b < I_k''$; y adicionalmente Z_d no es igual a Z_i .

2.12.4. COMPONENTES SIMÉTRICAS

La solución de circuitos eléctricos balanceados, usualmente se lleva convirtiendo a cabo las constantes y los voltajes aplicados, a valores por fase y resolviendo para una sola fase en forma similar que para circuitos monofásicos. Las corrientes y los voltajes para otras fases. Son iguales en magnitud que los de la primera, pero desfasadas simétricamente (Vilca & Quisiyupanqui, 2015).

Para el análisis general se utilizará las siguientes suposiciones:

- a) La red durante la falla es simétrica y balanceada por lo tanto el análisis se puede realizar usando cantidades por fase.
- b) Para generalizar se consideran las condiciones de pre falla, las cuales se obtienen

de las suposiciones usuales ($K \leq 0^\circ = V$) o a través del estudio de flujo de potencia.

c) De acuerdo a los cálculos de flujo de carga los generadores y cargas se presentan como fuentes de potencia.

La solución de circuitos polifásico: desbalance que, no permite hacer las mismas simplificaciones, por lo tanto, es necesario hacer uso de alguna herramienta o método adecuado para su análisis.

El método de componentes simétricas, es una transformación lineal a partir de componentes asimétricas de fase, a un nuevo conjunto de componentes llamada componente simétrica.

La razón de llamarse fallas asimétricas, es debido a que las corrientes post-falla son diferentes en magnitudes y no están desfasadas en 120 grados. Sea los fusores un conjunto de tensiones trifásicas asimétricas mostradas en las siguientes

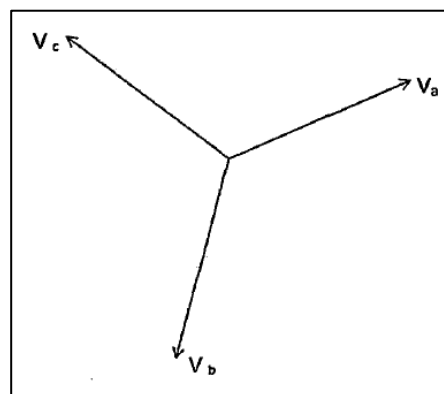


Figura N° 2.24: Componente asimétrica
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

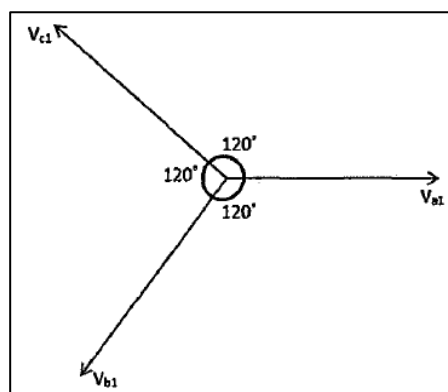


Figura N° 2.25: Componente de secuencia positiva
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

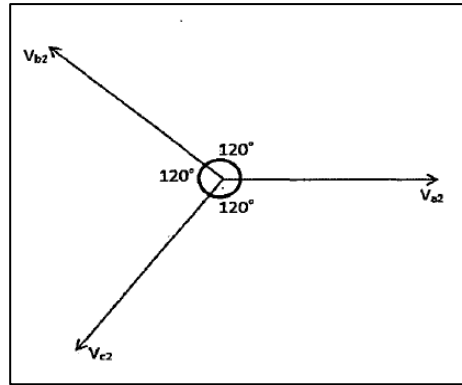


Figura N° 2.26: Componente de secuencia negativa
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

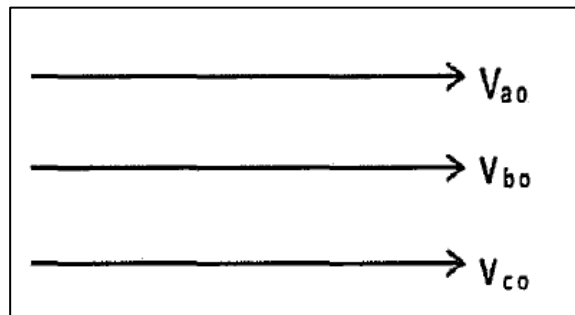


Figura N° 2.27: Componente de secuencia cero
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

Este conjunto de fasores asimétricos se puede descomponer en 3 conjuntos de componentes de secuencia.

d) Componentes de secuencia positiva, que consisten en tres fasores de igual magnitud, desfasados uno de otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia de fase que las fases originales. figura 2.25

e) Componentes de secuencia negativa, que consiste en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno de otro en 120° y que tienen una secuencia de fase contraria a las fases originales; figura 2.26

f) Componentes de secuencia cero (homopolares), que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro; figura 2.27. Matemáticamente, empleando el operador.

$$\begin{matrix} V_a = V_{a1} & V_{a2} & V_{a0} \\ V_b = V_{b1} & V_{b2} & V_{b0} \\ V_c = V_{c1} & V_{c2} & V_{c0} \end{matrix} \quad \text{(Ec. 2.6)}$$



Donde: $\vec{a} = |120$ y $\vec{a}^2 = |240$

V_{b1} Está atrasada respecto a $V_{a1} \rightarrow V_{b1} = \vec{a}^2 \cdot V_{a1}$

V_{c1} Este adelantado a $V_{a1} \rightarrow V_{c1} = \vec{a} \cdot V_{a1}$

Similarmente se deduce que:

$$\begin{aligned} V_{b2} &= \vec{a} \cdot V_{a2} & V_{b0} &= V_{a0} \\ V_{c2} &= \vec{a}^2 \cdot V_{a2} & V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Remplazando las ecuaciones 2.6 en 2.7 obtenemos

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\ V_b &= V_{a0} + \vec{a}^2 \cdot V_{a1} + \vec{a} \cdot V_{a2} \\ V_c &= V_{a0} + \vec{a} \cdot V_{a1} + \vec{a}^2 \cdot V_{a2} \end{aligned}$$

Llevando el sistema de ecuaciones a una Matriz, se tiene:

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

$$[T] = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \end{pmatrix}$$

Realizando un despeje matricial, obtenemos.

$$\begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} = [T]^{-1} * \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix}$$

Desarrollado la inversa de la matriz en mención, se tiene.

$$\begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Se realiza el mismo procedimiento para calcular la corriente:

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

2.12.5. FALLAS DE SOBRECORRIENTES

“Un cortocircuito se produce cuando dos o más puntos, que en condiciones normales de operación se encuentran a diferente potencial, se ponen accidentalmente en contacto a través de una pequeña o nula impedancia Así se tiene” (Vilca & Quisiyupanqui, 2015).

a) Contacto de una fase o fases energizadas a tierra (parte metálica).

- Cortocircuito de 1 fase a tierra.
- Cortocircuito de 2 fases a tierra.

b) Contacto entre conductores energizados de distintas fases.

- Cortocircuito entre 2 fases.
- Cortocircuito trifásico.

Los cortocircuitos, se representan como se muestra en la figura 2.28 siguiente:

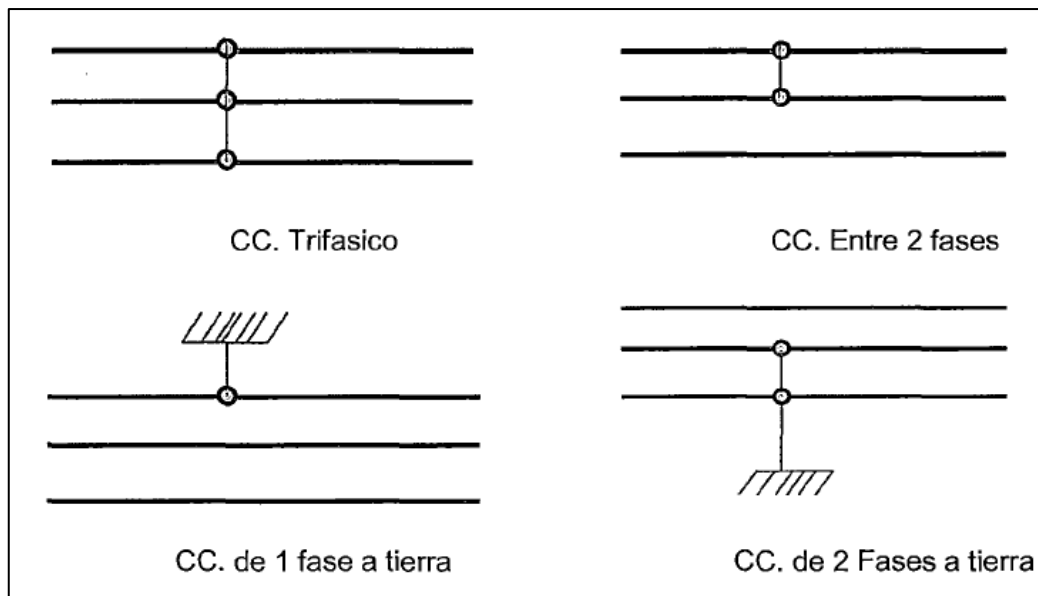


Figura N° 2.28: Tipos fundamentales de cortocircuitos
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

Los cortocircuitos son muy peligrosos, por la elevadísima corriente en el orden de los KA. Presentes en los elementos cercanos al cortocircuito, lo que produce diferentes efectos a ellos y siendo los principales.

- Sobrecalentamiento de los conductores, por efecto Joule que puede provocar daños térmicos irreversibles a los equipos.
- Esfuerzos electrodinámicos en los equipos que pueden causar daño mecánico, como rotura y desplazamientos bruscos que pueden dar lugar a nuevas fallas.
- Oscilaciones electromecánicas de los rotores de las máquinas síncronas, que pueden afectar la estabilidad del funcionamiento del sistema.
- Variaciones de tensión con caídas en las fases afectadas en el cortocircuito, y eventuales subidas en las fases sanas o restantes.

Los cortocircuitos ocurren en los sistemas de distribución, cuando falla el aislamiento del equipo (envejecimiento, calentamiento), debido a sobre voltajes del sistema por rayos o variaciones por maniobras de interruptores, la contaminación del aislamiento (contaminación ambiental) u otras causas mecánicas.

2.12.5.1. FALLA MONOFÁSICA.

En sistemas con el neutro, sólidamente conectados a tierra, la falla de fase a tierra es por lo general, igual o ligeramente menor que la falla trifásica, excepto cuando se conectan los neutros a tierra a través de un valor elevado de impedancia, entonces el valor de corriente de cortocircuito es significativamente menor (Vilca & Quisiyupanqui, 2015).

Así mismo, se presenta el esquema de la siguiente manera, Ver en la figura 2.28

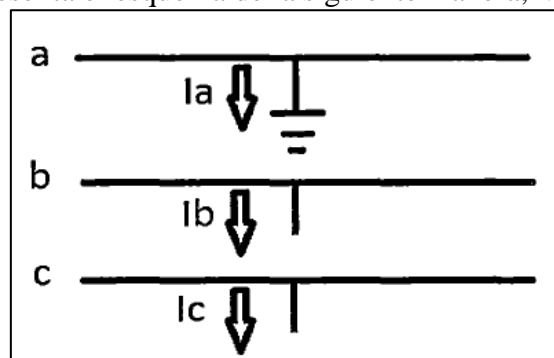


Figura N° 2.29: Esquema de falla monofásica
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

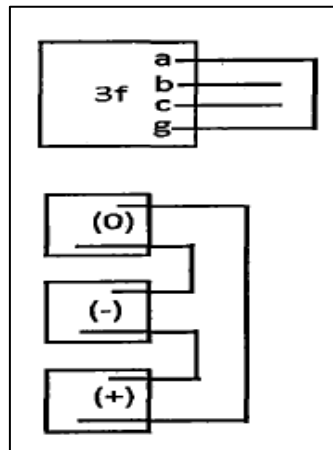
Donde se cumple:

$$I_b = I_c = 0 \quad \text{y} \quad V_a = 0$$

Como:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 0 \quad \text{(Ec. 2.11)}$$

En la figura 2.30 se muestra una interconexión de las redes de secuencia positiva, negativa y cero en serie satisface la anterior relación.

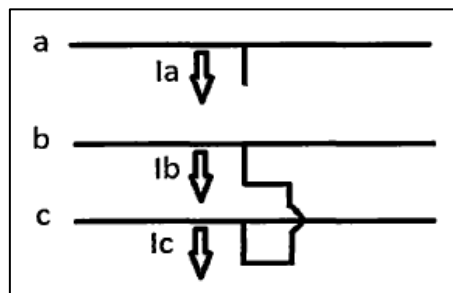


*Figura N° 2.30: Conexión de las redes de secuencia en una falla monofásica
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)*

Además de él se deduce que: $I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$

2.12.5.2. FALLA BIFÁSICA.

En la mayoría de los sistemas trifásicos, los niveles de falla de fase a fase son aproximadamente el 87% de la corriente de falla trifásica, debido a esto, el cálculo de esta falla, no siempre requiere, ya no representa el máximo valor (Vilca & Quisiyupanqui, 2015).



*Figura N° 2.31: Esquema de falla bifásica sin contacto a tierra
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)*

Donde se cumple:

$$V_b = V_c$$

$$I_a = 0$$

$$I_b = -I_c$$

Como:
$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} = V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}$$

$$V_{a1} = V_{a2}$$

La anterior relación nos indica que deben conectarse en paralelo las redes de secuencia positiva y negativa.

Como:

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$I_{a0} = 0$$

Lo anterior nos indica que la red de secuencia cero debe estar en circuito abierto.

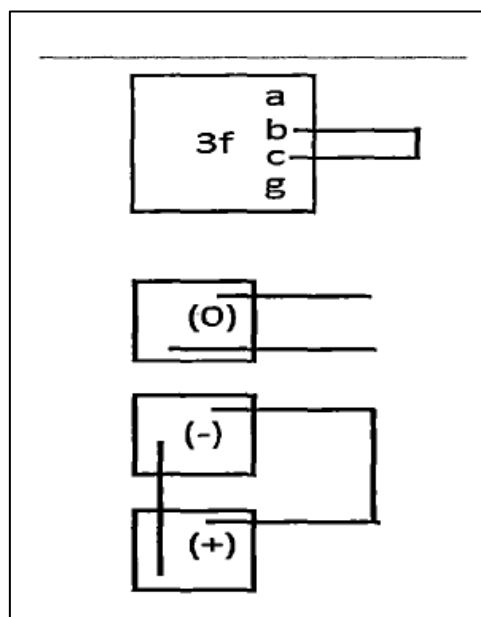


Figura N° 2.32: Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

2.12.5.3. FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Se muestra en la figura 2.33 la falla bifásica conectado a tierra

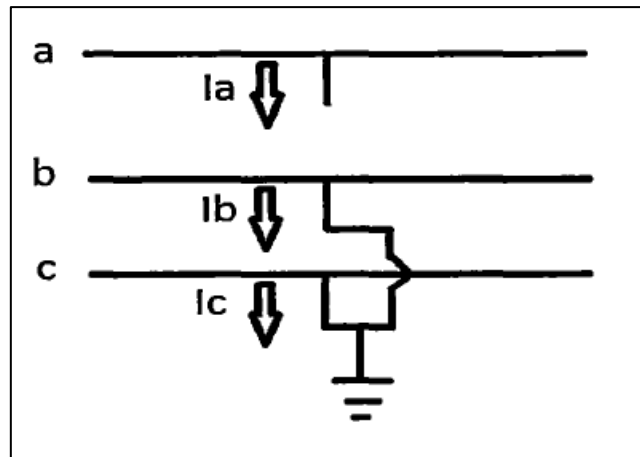


Figura N° 2.33: Esquema de falla bifásica a tierra.
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

Donde:

$$I_a = 0$$

$$V_b = V_c = 0$$

$$\text{Si } I_a = 0 \rightarrow I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 0$$

$$V_{a0} = V_{a1} = V_{a2} = \frac{1}{3} V_a \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Los resultados anteriores nos indican que las 3 redes de secuencia deben ser conectadas en paralelo.

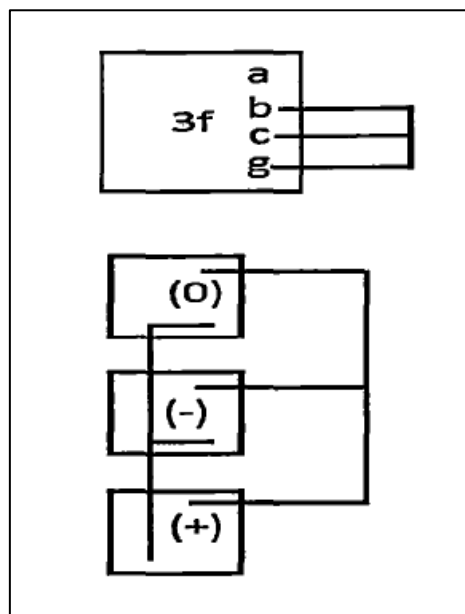


Figura N° 2.34: Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica a tierra
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

2.12.5.4. FALLA TRIFÁSICA SIN CONTACTO A TIERRA

Una falla trifásica describe la condición entre los tres conductores, esto es, las tres fases, se unen físicamente con un valor de cero impedancias entre ellas, como si se soldaran o atornillaran físicamente.

Aun cuando este tipo de condiciones de falla no es el más frecuente en ocurrencia, resulta, por lo general, el de mayor valor y por esta razón se emplea en el cálculo básico para las instalaciones industriales y comerciales.

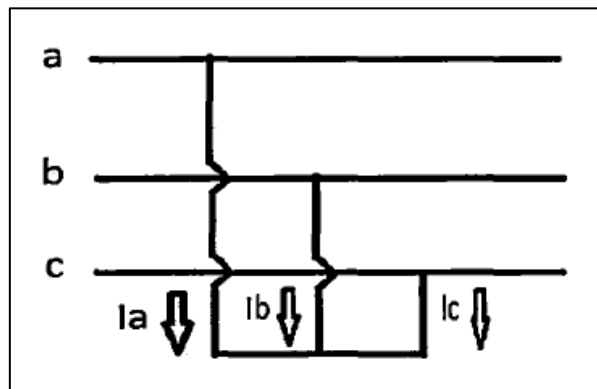


Figura N° 2.35: Esquema de falla trifásica sin contacto a tierra.
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

Donde:

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) = \frac{V_a}{3} (1 + a + a^2) = 0$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c) = \frac{V_a}{3} (1 + a + a^2) = 0$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) = 0 \quad \text{(Ec. 2.14)}$$

Las anteriores relaciones se cumplen cortocircuitando las redes de secuencia positiva y negativa, estando la red de secuencia cero a circuito abierto.

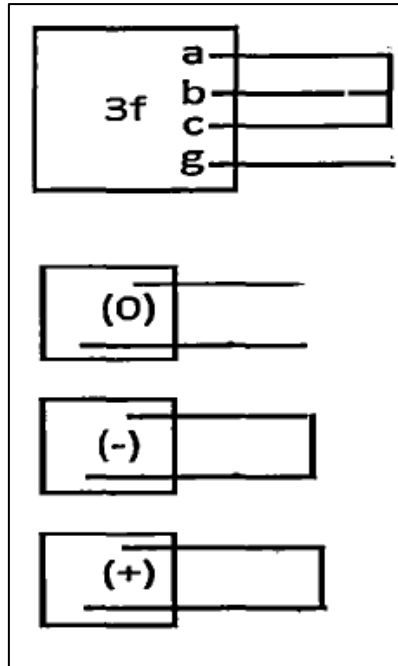


Figura N° 2.36: Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica.
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

2.12.5.5. FALLA TRIFÁSICA CON CONTACTO A TIERRA.

La falla trifásica con contacto a tierra se da cuando las tres fases hacen contacto a tierra como podemos ver en la figura 2.37

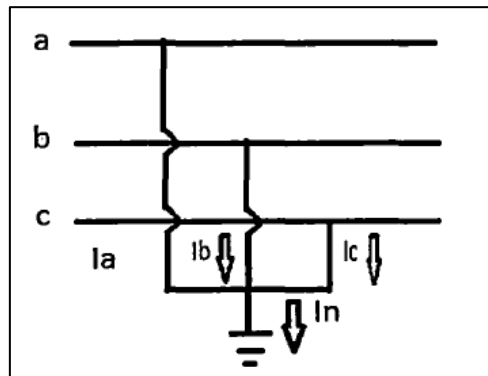


Figura N° 2.37: Esquema de falla trifásica con contacto a tierra
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)

Donde:

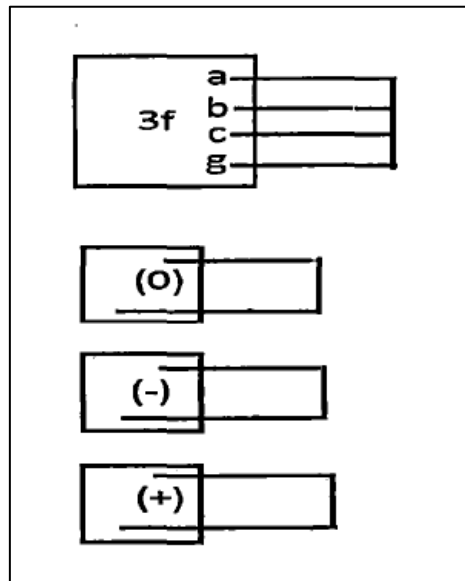
$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) = 0$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) = 0 \quad \text{(Ec. 2.15)}$$

$$\text{De igual modo } V_{a2} = 0$$

Los resultados anteriores nos indican que las tres redes deben estar en cortocircuito.



*Figura N° 2.38: Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica a Tierra.
Fuente: (Vilca & Quisiyupanqui, 2015)*

2.13. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP).

En los TP el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario. Para obtener esto, los TP son diseñados de tal manera que las caídas de voltaje en los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo en el núcleo este por debajo del valor de saturación así que la corriente de magnetización es pequeña; en esta forma, la impedancia de magnetización es obtenida y es prácticamente constante sobre el rango de voltaje requerido. El voltaje secundario es de 115 o 120 V con los valores línea-neutro correspondientes. La mayoría de los relevadores de protección tienen voltajes nominales de 120 o 69 V, dependiendo de si su conexión es línea-línea o línea-neutro (Ramirez, 2003, p. 147).

2.13.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE TP.

Los TP tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito secundario (baja tensión) del circuito primario (alta tensión).



- Reproducir lo más fielmente posible en el circuito secundario los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito primario.
- Entregar en el secundario, un voltaje proporcional al voltaje primario a una potencia máxima dada en VA y dentro de ciertos errores límites especificados.
- Estar capacitados para sostener una carga de 10 veces su potencia nominal sin exceder los valores críticos de temperatura.
- El devanado primario se conecta en paralelo con el sistema en conexión fase-fase para tensiones menores de 34.5 kV; para tensiones mayores es fase-tierra según las necesidades.

2.13.2. TIPOS DE TP.

Fundamentalmente existen los siguientes tipos:

a) TP INDUCTIVOS.

Poseen dos arrollamientos (primario y secundario) y un núcleo de hierro.

Pueden ser construidos para conexión fase-tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase doble polo aislado (Ramirez, 2003, p. 149).

b) TP CAPACITIVOS.

En general, el tamaño de un TP inductivo es proporcional a su voltaje nominal y por esta razón, el costo aumenta de una manera similar a la de un transformador de alto voltaje. Una alternativa más económica es usar un transformador de voltaje capacitivo. Se trata de un divisor de voltaje capacitivo en el que el voltaje de salida en el punto de conexión es afectado por la carga (Ramirez, 2003, p. 149).



2.14. ALCANCE DE LOS CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

2.14.1. AJUSTE DE LA PROTECCIÓN

Ajustar la protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada (o de un algoritmo de ellas), los cuales determinarán la operación de la protección (COES, 2014).

2.14.2. COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo (COES, 2014).

2.14.3. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

1. “Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos; y, en consecuencia, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones para este ajuste” (COES, 2014).
2. “Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones graduadas serán ajustadas y coordinadas de acuerdo a lo establecido en el presente documento” (COES, 2014).



3. “Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos serán ajustadas de acuerdo con los criterios de cada proyecto y siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías proporcionadas por éstos” (COES, 2014).

2.15. PRINCIPIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

2.15.1. SENSIBILIDAD Y VELOCIDAD

“Se debe definir la operación de los relés de protección para detectar las fallas, el funcionamiento anormal del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. El ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características” (COES, 2014).

1. Sensibilidad para detectar estas condiciones por muy incipientes que éstas sean.
2. Velocidad para detectar estas condiciones lo más prontamente posible.

Es una buena práctica generalizada utilizar 500 ms en los diseños de seguridad de las puestas a tierra; y, de otra parte, es también una práctica aplicar este mismo tiempo como límite de exigencia por cortocircuito a los equipos, con la finalidad de cuidar su vida útil. Por esta razón, es recomendable limitar los tiempos de extinción de las fallas por parte de las protecciones a 500 ms. Se debe notar que este tiempo incluye la apertura del interruptor (COES, 2014).

2.15.2. SELECTIVIDAD DE LA PROTECCIÓN

La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección; pero, también requiere una actuación debidamente coordinada. La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección, será la total selectividad con la máxima



sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incrementa una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos (COES, 2014).

2.15.3. FIABILIDAD Y SEGURIDAD DE LA PROTECCIÓN

Con la finalidad de asegurar una buena fiabilidad de la protección, se recomienda que la protección principal sea redundante; es decir, se debe tener dos relés de protección físicamente diferentes (protección primaria y secundaria), los cuales deben operar de manera independiente uno del otro y de ser posible contar con baterías de alimentación diferentes. Estas protecciones actuarán en paralelo; es decir, cualquiera de ellas efectuará la acción de disparo de los interruptores (COES, 2014).

2.16. OBJETIVOS DEL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

El ajuste y la coordinación de la protección tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo que funciona de la siguiente manera:

“La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos” (COES, 2014).

“La protección de respaldo de la protección principal está constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo de 500 ms” (COES, 2014).

2.17. PROCESO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la siguiente figura se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales (COES, 2014).

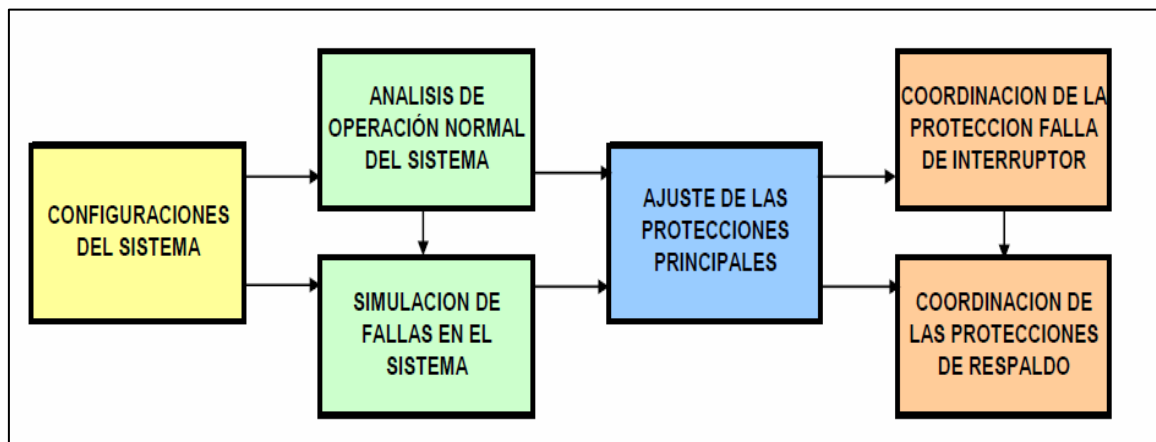


Figura N° 2.39: Proceso de ajuste y coordinación de la protección.

Fuente: (COES,2018)

Los ajustes obtenidos para las protecciones principales deben ser verificados para coordinar su actuación como protecciones de respaldo. Esto significa que las protecciones unitarias no requieren ninguna coordinación puesto que solamente operan en una zona de protección, mientras que las protecciones graduadas deben ser coordinadas para verificar su actuación como protecciones de respaldo en las zonas de protección vecinas (COES, 2014).

2.18. ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

El análisis de la operación del sistema eléctrico tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla que deben servir para ajustar los relés y determinar sus tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección. Para ello se debe considerar todas las condiciones operativas, incluso aquellas que son de carácter temporal (COES, 2014).

2.18.1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

“Las alternativas de configuración deben servir para analizar todas las posibilidades de conexiones del sistema eléctrico, las cuales pueden causar que se tenga distintas impedancias de la red como son: los anillos abiertos, las líneas paralelas, los transformadores en derivación” (COES, 2014).

2.18.2. EFECTO “INFEED”

Cuando el sistema eléctrico tiene una configuración compleja donde hay varias centrales interconectadas, las cuales constituyen alimentaciones a las fallas, se produce un efecto infeed (alimentación intermedia) como el que se muestra en la figura siguiente. El efecto *infeed* es aumentar el valor de la corriente para la impedancia vista por el relé en la barra C para fallas más allá de la barra B con lo cual el relé ve las fallas más allá de su real ubicación. Es necesario considerar las alternativas de configuración con y sin el efecto *infeed* para determinar los ajustes en las condiciones más desfavorables (COES, 2014).

Más aún, si se tiene un sistema con líneas paralelas, el efecto *infeed* puede ser variable según la ubicación de la falla, tal como se muestra en la figura 2.40.

En este caso, el efecto *infeed* para la impedancia vista por el relé en la barra A depende la posición de la falla en la línea BC.

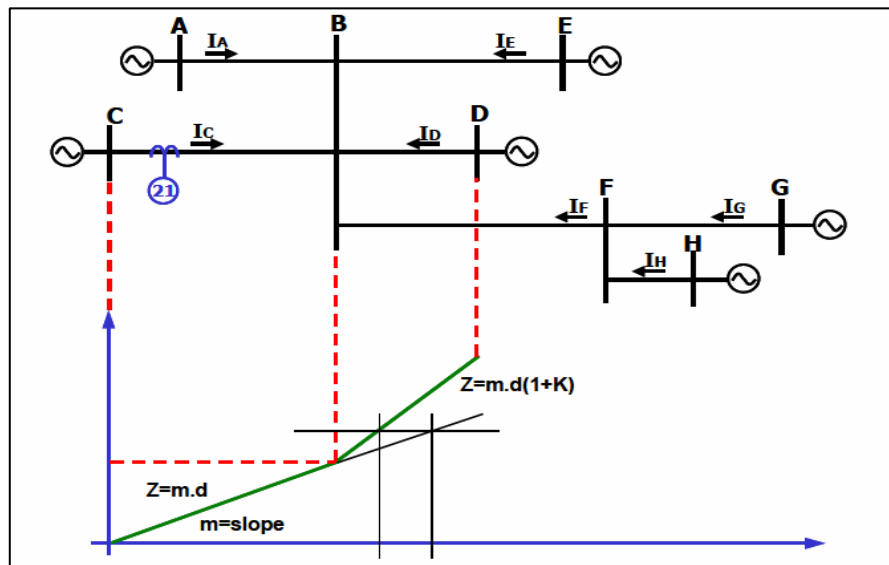


Figura N° 2.40: efecto infeed
Fuente: (COES,2018)

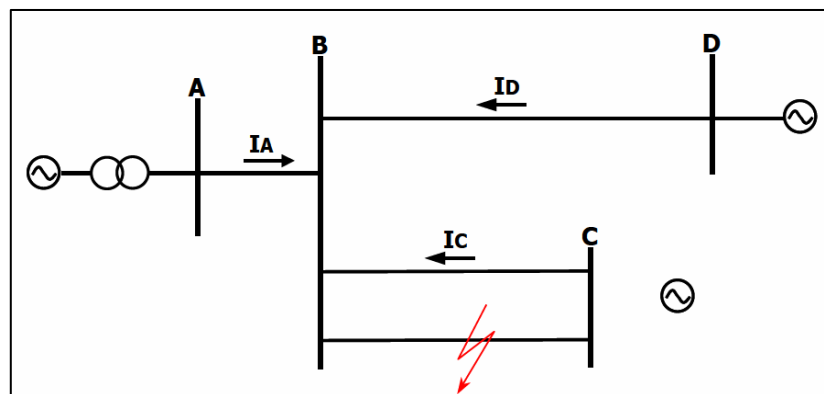


Figura N° 2.41: efecto infeed variable según la posición de la falla
Fuente: (COES 2018)

2.18.3. MÁXIMAS Y MÍNIMAS CORRIENTES DE FALLA

La máxima y mínima demanda está asociada a la configuración de la red que, dependiendo de las cargas conectadas al sistema, determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que pueden alimentar los cortocircuitos, ya que para el ajuste y la coordinación se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios (COES, 2014).



1. La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito
2. La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos debidamente coordinados.

Se debe tener en cuenta que el despacho de la generación es diferente en época de avenida con relación al estiaje, ya que en avenida se dispone de suficientes recursos hídricos para un pleno aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas. El despacho en estiaje requiere un mayor complemento de las centrales termoeléctricas. En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operación con las posibles sobrecargas que se puedan presentar (COES, 2014).

2.18.4. SIMULACIÓN DE FALLAS

Para determinar las corrientes de falla se debe simular todos los tipos de cortocircuitos, algunos de los cuales pueden tener contacto a tierra a través de una resistencia de falla. Esta simulación debe efectuarse en las barras de las centrales y subestaciones, así como a lo largo de la línea (COES, 2014).

En los cálculos de cortocircuito se debe considerar las impedancias para las condiciones más desfavorables, de acuerdo a lo siguiente:

- Para los generadores se debe usar las impedancias sub-transitorias no saturadas
- Para los transformadores se debe usar las impedancias en las tomas (taps) de operación más desfavorables.
- Para las líneas se debe usar las impedancias propias; y en el caso de líneas en paralelo, las impedancias mutuas de secuencia cero.



- Para el análisis de fallas cercanas a los generadores es necesario considerar el comportamiento real de la máquina, lo que conlleva a considerar la curva de la corriente de cortocircuito de la máquina en función del tiempo.

“Se debe simular todas las fallas en las subestaciones. Cuando se tenga doble barra se deberá calcular las fallas en cada una de las barras, de manera de determinar las corrientes por el acoplamiento de barras” (COES, 2014).

Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla

En las líneas de transmisión se debe simular fallas por lo menos al 1%, 20%, 50%, 80% y 99% de la línea. En los casos donde se tiene efecto de infeed variable se debe simular las fallas al 10%, 20%, 30%, etc. de la línea, a fin de determinar las condiciones más desfavorables.

2.18.5. RESISTENCIA DE FALLA

Al producirse una falla no siempre se tiene un cortocircuito franco, sino que el fenómeno se suele presentar con una resistencia de falla que tiene los siguientes componentes.

- La Resistencia del Arco que se produce por la falla, el cual se forma en el aire y tiene una longitud según la distancia del aislamiento correspondiente
- La Resistencia de Puesta a Tierra del punto donde se produce la falla, la cual corresponde al camino de retorno por tierra hasta la fuente

Si la falla corresponde a un cortocircuito entre dos fases, la Resistencia de Falla será:

$$R_{falla} = R_{arco}2f$$

$$R_{falla} = R_{arco}1f + RPAT$$



Donde

R_{falla} = Resistencia de Falla

R_{arco1f} = Resistencia del arco de fase-tierra

R_{arco2f} = Resistencia del arco de fase-fase

$RPAT$ = Resistencia de Puesta a Tierra en el punto de falla

El valor de la Resistencia del Arco ha sido modelado de diversas maneras y no hay un consenso sobre su estimación.

2.19. CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES

Para definir la protección de las subestaciones de transmisión se establecen zonas de protección que son: barras, transformadores, reactores y bancos de capacitores.

Para los transformadores las protecciones son definidas según la potencia de estos equipos, de acuerdo a lo siguiente:

- Pequeños Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- Medianos Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- Grandes Potencia mayor o igual a 50 MVA

2.19.1. CONFIGURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE TRES BOBINADOS EN PARALELO

Se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

Máxima corriente de falla:

Con máxima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación.

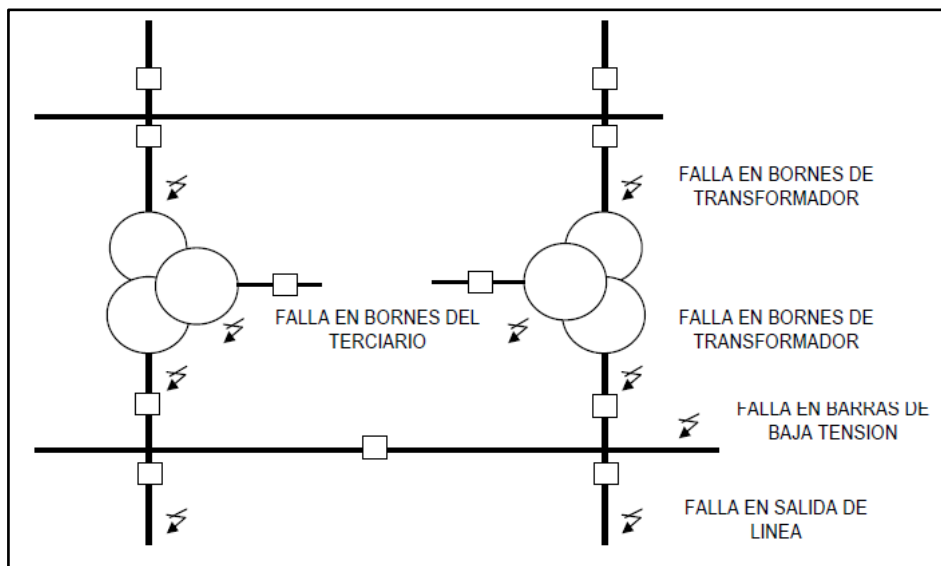
Mínima corriente de falla:

Con mínima demanda en estiaje o avenida, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación. Para las funciones de protección de fases debe

calcularse las fallas bifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla diferente de cero.

2.19.2. SIMULACION DE FALLAS EN SUBESTACIÓN MEDIANA

Se debe simular las fallas en las barras de alta y baja tensión de la subestación. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.



*Figura N° 2.42: simulacion de fallas en subestacion Mediana
Fuente: (COES, 2018)*

En la configuración mostrada se debe considerar que los bobinados terciarios no operan en paralelo. Además, es conveniente la operación de los secundarios de los transformadores en barras separadas, tal como se muestra en la figura, con la finalidad de poder desconectar cargas después de producirse la salida de servicio de uno de ellos, evitando que una sobrecarga en el transformador que permanece en operación produzca la pérdida de toda la carga.



2.19.3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN

A) Para fallas en bornes de AT del transformador

1. La protección del lado de AT del transformador medirá las corrientes de falla que provienen del sistema y debe actuar en un tiempo máximo de 250 ms.

B) Para fallas en bornes de BT del transformador

1. La protección del lado AT del transformador (51) verá como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.
2. La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) protegerá este evento con un tiempo máximo de 250 ms.

C) Para fallas en barras de BT de la subestación

1. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) verán la falla y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.
2. Las protecciones del lado de AT de los transformadores (51) medirán las corrientes de falla que provienen del sistema y deben actuar en un tiempo aproximado de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.

D) Para fallas en las líneas de salida de BT

1. Las protecciones de las líneas de salidas de BT deberán proteger los circuitos con elementos instantáneos (50) y temporizados (51), debiendo eliminar las fallas cercanas a la subestación en un tiempo máximo de 250 ms.
2. Las protecciones del lado de BT de los transformadores (51) verán la falla a la salida de la línea y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.



3. La protección del lado AT del transformador (51) verá la falla a la salida de la línea como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms.

E) Para fallas en bornes del terciario del transformador

1. La protección del lado AT del transformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y debe actuar en un tiempo aproximado de 1000 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se tiene otras exigencias de coordinación.

2. La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) debe proteger este evento con un tiempo máximo de 500 ms. La actuación de esta protección permitirá una aceleración de la actuación de la protección del lado AT del transformador.

F) Para fallas en barras del terciario de la subestación

1. La protección del terciario del transformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y deben actuar en un tiempo máximo de 500 ms.

2. La protección del lado AT del transformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y debe actuar en un tiempo aproximado de 1000 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se tiene otras exigencias de coordinación.

3. La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) debe proteger este evento con un tiempo máximo de 500 ms. La actuación de esta protección permitirá una aceleración de la actuación de la protección del lado AT del transformador.

2.19.4. PROTECCIÓN BARRAS

2.19.4.1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL

El ajuste de la protección diferencial de barras debe ser como sigue:

Corriente diferencial:

- Menor que la mínima corriente de cortocircuito.
- Mayor que la máxima corriente de carga de cualquiera de los circuitos conectados a la barra.

Estabilidad:

La máxima corriente de falla externa en cualquiera de los circuitos no debe provocar la operación del relé, aun en la condición de saturación de los transformadores de corriente.

2.19.4.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL ACOPLADOR DE BARRAS

La protección de sobrecorriente del acoplador debe provocar la apertura del acoplamiento antes de la operación de las protecciones de respaldo remoto, tales como las segundas zonas de la protección de distancia.

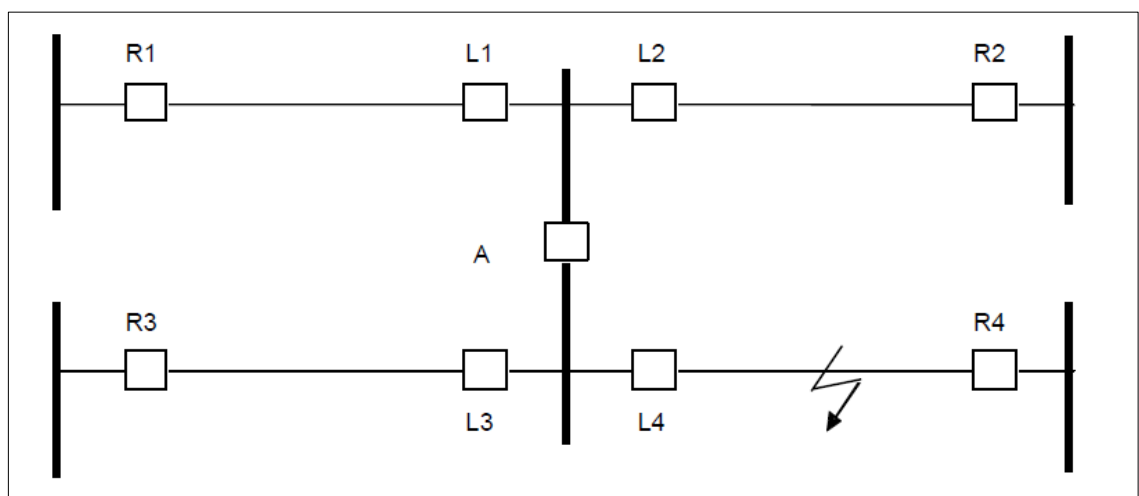


Figura N° 2.43: Protección de Sobrecorriente del Acoplador de Barras

Fuente: (COES, 2018)

En la figura se muestra que ante una falla en la línea L4-R4, la protección de sobrecorriente del acoplador (A) debe operar antes que la segunda zona de la protección R1 & R3. De esta manera

la protección de R3 operará en segunda zona; pero, se evita la salida de la línea R1-L1.

Como se puede apreciar, su operación viene a ser similar a la protección de falla de



interruptor, pero, es conveniente que su tiempo de operación sea ligeramente mayor que esta última protección para establecer una secuencia en la actuación de las protecciones.

El ajuste de la protección de sobrecorriente del acoplador debe ser efectuado con una característica de *tiempo definido* de acuerdo a lo siguiente:

a) Corriente de arranque: Para detectar las fallas hasta en el 50% de los circuitos conectados a la barra

b) Ajuste de tiempo: 300 ms Criterios de ajuste y coordinación de protecciones del SEIN

Adicionalmente con el fin de proteger los equipos del acoplamiento (TT, TC, Seccionadores, Interruptor), se puede usar una etapa de tiempo inverso con los siguientes ajustes.

a) Corriente de arranque: Mayor a la corriente máxima por el acoplamiento y menor al 200% de la corriente nominal del TC o la menor corriente de un equipo del acoplamiento.

b) Dial: El máximo posible. Sin embargo, se debe verificar este ajuste con la curva de daño de los equipos.

2.19.5. CONFIGURACIONES DE BARRA SIMPLE Y DOBLE BARRA

La protección de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

1. Para la reiteración del disparo al propio interruptor 150 ms
2. Para la apertura de los demás interruptores conectados a la barra donde está conectado el interruptor fallado 250 ms

El esquema del disparo es similar al empleado por las protecciones de barra; por tal motivo, en la práctica se utiliza esta protección asociada a la protección de barras.

La protección falla de interruptor debe dar orden de apertura a todos los interruptores en la vecindad del interruptor fallado, de manera de eliminar la falla. En

consecuencia, si un interruptor fallado está asociado a un transformador, se debe dar orden de apertura al interruptor del otro extremo del transformador con la finalidad de eliminar la posible alimentación a la falla a través del transformador. En caso se tenga un interruptor al otro extremo de una línea de transmisión, no es necesario enviar orden de apertura, ya que la actuación de la protección del extremo remoto efectúa esta función, tal es el caso de la protección de la línea, en primera zona o en segunda zona.

2.19.6. LÓGICA DE LA PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR

Se recomienda que la función falla interruptor opere por corriente y por la habilitación de una señal de disparo externa.

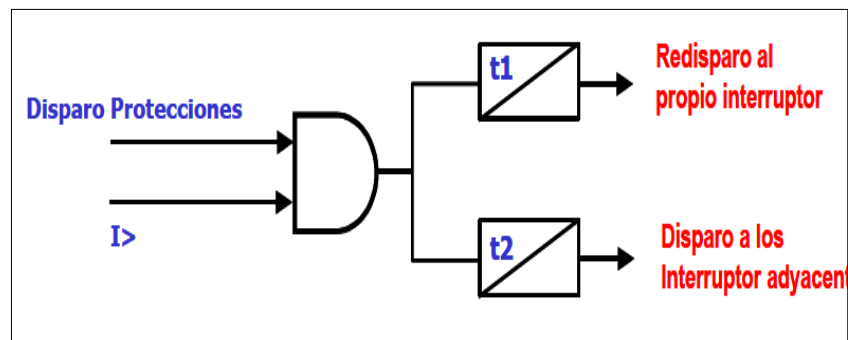


Figura N° 2.44: Lógica de la Protección Falla Interruptor 50BF
Fuente: (COES, 2018)

Se sabe que en líneas de Transmisión el nivel de corriente de arranque de la protección falla interruptor debe ajustarse encima de la corriente máxima de carga y menor que la corriente mínima de falla en el extremo remoto.

$$I \text{ máx carga} < I \text{ 50BF} < I \text{ mín falla}$$

En transformadores, reactores el ajuste del relé 50BF debe ser el valor más pequeño posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 10% a 20% de la corriente nominal del circuito.

2.19.7. PROTECCIÓN DE CAMPOS DE ACOUPLE DOBLE BARRA 220KV TOTORANI

Filosofía de protección



La protección de los campos de acoplamiento de la subestación, Se realiza mediante funciones de sobrecorriente de fases y de tierra 51/51N, distancia 21, discrepancia de polos 2, falla interruptora 50BF, verificación de sincronismo 25 y teleacoplador 25AR habilitadas en relés SEL421.

La protección de sobrecorriente del campo de acople debe generar la apertura de su interruptor antes de la operación de las protecciones de respaldo remoto, tales como segundas zonas de la protección de distancia.

Función de sobrecorriente de fases (51)

Esta función se ajusta en el relé para proteger tramos de barraje, dar respaldo a las funciones de protección de líneas, transformadores y barras en caso de que las protecciones principales de éstos no operen ante una falla; así como para coordinar con ellas ante cualquier tipo de falla.

Las funciones de sobrecorriente de acople sólo estarán activas cuando se pierdan las tensiones de alimentación de la función 21. El relé SEL 421 es capaz de detectar este fallo en su lógica interna y automáticamente activa las funciones de sobrecorriente (51/51N).

Para proteger los equipos de medida, se debe ajustar una característica de sobrecorriente de fases de tiempo inverso con un umbral de arranque del 200% de la corriente obtenida en el flujo de carga en el escenario (demanda máxima). El dial se ajusta para que presente un adecuado margen de coordinación (superior a 200 ms) con las protecciones adyacentes de sobrecorriente de tierra y fases. Esta función debe despejar fallas francas en el extremo remoto de las líneas en tiempos mayores a 1 segundo y que coordine con la protección subestación Puno 138 kV de sobrecorriente del transformador del lado de 220 kV. en el caso de las subestaciones San Román y Puno 138KV

Se resalta que ante fallas en la barra o en el acople, actuaría en primera instancia la función diferencial de barras y posteriormente la función distancia del acople en zona 1 en 200 ms.

Función de sobrecorriente de tierra (51N)

La característica de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso se ajustó con un umbral del 40% de la corriente nominal del CT del acople, y que permita detectar fallas monofásicas al 99% de las líneas adyacentes a la subestación en tiempos mayores a un segundo, de manera que coordinen con los 67N temporizados de las líneas de transmisión y la protección de sobrecorriente del transformador del lado de 220 kV, en el caso de la subestación Puno En la Tabla 2.4 se presentan los ajustes recomendados para la función sobrecorriente de acoples en todas las subestaciones.

Tabla N° 2.4: Ajustes función sobrecorriente en acoples de barra

| Ajuste Subestación | | | |
|---|-----------------------------------|---|-------|
| Parámetro | Descripción | Rango | Puno |
| E51S | Selectable Inv. Time O/C Elements | N - 1 - 2 - 3 | 2 |
| Sobrecorriente de tiempo inverso de fases (51) | | | |
| 51S1O | Operating Quantity | IAn, IBn, ICn, IMAXn, I1L, 3I2L, 3I0n | IMAXL |
| 51S1P | Overcurrent Pickup | (0.05–3.2) • INOM | 0,16 |
| 51S1C | Inverse Time O/C Curve | U1–U5, C1–C5 | C1 |
| 51S1TD | Inverse Time O/C Time Dial | 0.50 to 15.00, U-Curve 0.05 to 1.00, C-Curve | 0,27 |
| 51S1RS | Inverse Time O/C EM Reset | Y - N | N |
| 51S1TC | Torque Control (SELOGIC) | SELOGIC Equation | 1 |
| Sobrecorriente de tiempo inverso de tierra (51N) | | | |
| 51S2O | Operating Quantity | IAn, IBn, ICn, IMAXn, I1L, 3I2L, 3I0n | 3I0L |
| 51S2P | Overcurrent Pickup | (0.05–3.2) • INOM | 0,1 |
| 51S2C | Inverse Time O/C Curve | U1–U5, C1–C5 | C1 |



| | | | |
|--|--|---|------|
| 51S2TD | Inverse Time O/C Time Dial | 0.50 to 15.00, U-Curve 0.05 to 1.00, C-Curve | 0,25 |
| 51S2RS | Inverse Time O/C EM Reset | Y - N | N |
| 51S2TC | Torque Control (SELOGIC) | SELOGIC Equation | 1 |
| Sobrecorriente de tiempo definido de fases (50) | | | |
| E50P | Phase Inst./Def.- Time O/C Elements | N - 1 - 2 - 3 | 0 |
| 50P1P | Phase Overcurrent Level 1 Pickup | OFF, (0.05–20) • Inom | - |
| 67P1D | Phase Definite-Time Overcurrent Level 1 Time Delay | 0.000–16000 | - |
| 67P1TC | Phase Torque Control Level 1 | SELOGIC Equation | - |

Fuente: (Tesur2, 2017)

Función de protección de distancia (21/21N)

La función de distancia (21) en el acoplamiento tiene por objeto detectar fallas en barras, aislando así la barra con el defecto, de la otra barra. Es por tanto un respaldo de la protección diferencial de barras (87B). A continuación, se enuncia el criterio de ajuste seguido:

- **Ajustes de Zona 1 y Zona 3 (Zona 1 Forward, Zona 3 Reverse):**

Característica cuadrilateral para fallas a tierra y entre fases junto a característica tipo Mho para fallas entre fases, con alcance del 65% de la impedancia de la línea más corta (no tiene en cuenta líneas en paralelo) y temporización de 200 ms. Este ajuste puede aumentarse si en la subestación hay infeed, lo cual hay que comprobar realizando fallas en el límite de la zona 1 de las protecciones distancia de la línea.

- **Ajustes de Zona 2 y Zona 4 (Zona 2 Forward, Zona 4 Reverse):**

Característica cuadrilateral para fallas a tierra y entre fases junto a característica tipo Mho para fallas entre fases, con alcance del 110% de la impedancia de la línea más larga y temporización de 600 ms.

Finalmente se realizaron las siguientes verificaciones:

1. No se sobrealcanzan otros niveles de tensión. Para ello se realizarán fallas en otros niveles de tensión en condiciones de mínimo infeed y se compara con el ajuste propuesto.
2. Debe comprobarse que no se pierde selectividad con las zonas 2 de las líneas de la subestación. Para ello se realizarán fallas en el límite teórico de zona 2 de las líneas de la subestación y se compara con el ajuste propuesto.

- **Alcance Resistivo Características Cuadrilaterales**

Se ajusta el alcance resistivo para la característica cuadrilateral de fases y tierra de las zonas 1 y 3 siguiendo el siguiente criterio:

$$\frac{R1}{X1} = \frac{R3}{X3} = 3 \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Para la característica cuadrilateral de fases y tierra de las zonas 2 y 4 el criterio de ajuste es el siguiente:

$$\frac{R2}{X2} = \frac{R4}{X4} = 4,5 \quad (\text{Ec. 2.17})$$

- **Ajustes recomendados**

En la Tabla 2.5 se muestran los ajustes recomendados para la función distancia de los acoples de barras de las subestaciones Puno 220 kV, San Román 220 kV y Pumiri 220 kV.

Tabla N° 2.5: Ajustes función distancia (21) en acople de barra S.E. Puno 220 kV

| Característica Mho | | | Característica Cuadrilateral | | | Retardos de Tiempo | | |
|--------------------|--------|--------|------------------------------|--------|--------|--------------------|--------|--------|
| PARÁMETRO | AJUSTE | UNIDAD | PARAMETRO | AJUSTE | UNIDAD | PARÁMETRO | AJUSTE | UNIDAD |
| Z1MAG | 7,82 | Ωsec | XG1 | 5,08 | Ωsec | Z1PD | 12,00 | cycles |
| Z1ANG | 82,35 | ° | RG1 | 15,24 | Ωsec | Z2PD | 36,00 | cycles |
| Z0MAG | 24,48 | Ωsec | XG2* | 19,09 | Ωsec | Z3PD | 12,00 | cycles |
| Z0ANG | 71,78 | ° | RG2+ | 69,80 | Ωsec | Z4PD | 36,00 | cycles |
| Z1MP | 5,08 | Ωsec | XG3 | 5,08 | Ωsec | Z1GD | 12,00 | cycles |
| Z2MP* | 19,09 | Ωsec | RG3 | 15,24 | Ωsec | Z2GD | 36,00 | cycles |

| | | | | | | | | |
|---|--------|--------------|---|-------|--------------|------|-------|--------|
| Z3MP | 5,08 | Ω sec | XG4* | 19,09 | Ω sec | Z3GD | 12,00 | cycles |
| Z4MP* | 19,09 | Ω sec | RG4+ | 69,80 | Ω sec | Z4GD | 36,00 | cycles |
| k0M | 0,72 | Ω sec | XGPOL | 12 | | | | |
| k0A | -15,45 | $^{\circ}$ | TANGG | 0 | $^{\circ}$ | | | |
| k0M1 | 0,72 | Ω sec | XP1 | 5,08 | Ω sec | | | |
| k0A1 | -15,45 | $^{\circ}$ | RP1 | 15,24 | Ω sec | | | |
| K0MR | 0,72 | Ω sec | XP2* | 19,09 | Ω sec | | | |
| k0AR | -15,45 | $^{\circ}$ | RP2+ | 69,80 | Ω sec | | | |
| (*) Se ajusta al 65% de la impedancia del transformador en Puno 220 kV para evitar sobrealces con otros niveles de tension. | | | XP3 | 5,08 | Ω sec | | | |
| | | | RP3 | 15,24 | Ω sec | | | |
| | | | XP4* | 19,09 | Ω sec | | | |
| | | | RP4+ | 69,80 | Ω sec | | | |
| | | | TANGP | 0 | $^{\circ}$ | | | |
| | | | (+): Se ajusta al 50% de la impedancia minima de carga de la linea Puno - Moquegua 220 kV para evitar sobrealces en la zona de carga. | | | | | |

Fuente: (Tesur2, 2017)

Función verificación de sincronismo (25/25R)

Esta función será realizada por el relé de bahía de acople SEL 421 en todos los acoplamientos del proyecto.

Para efectuar la verificación de sincronismo se plantean los siguientes ajustes:

- El umbral de línea viva y barra viva se ajusta al 80% de la tensión nominal
- El umbral de línea muerta y barra muerta se ajusta al 40% de la tensión nominal
- Los niveles que permiten el recierre sincronizado para cualquier interruptor del proyecto son:
 - Diferencia de tensión (ΔV): 10% de la tensión nominal
 - Diferencia de ángulo ($\Delta \theta$): 30°
 - Diferencia de frecuencia (Δf): 0,1 Hz

En las Tabla 2.6 se muestran los ajustes recomendados para esta función.

Tabla N° 2.6: Ajustes recomendados función verificación de sincronismo relé SEL 421 acoplamiento subestaciones Puno 220 kV y San Román 220 Kv

| Parámetro | Opciones de ajuste | Ajuste |
|--------------|------------------------------|--------|
| SYNCP | VAY, VBY, VCY, VAZ, VBZ, VCZ | VBY |
| 25VL | 20,0-200 V | 50,8 |
| 25VH | 20,0-200 V | 67 |



| | | |
|----------------|---|-------------------------------|
| SYNCS1 | VAY, VBY, VCY, VAZ, VBZ, VCZ | VBY |
| KS1M | 0,10-3 | 1.00 |
| KS1A | 0, 30, 60, 90, 120, 150, 180, 210, 240, 270, 300, 330 degrees | 0 |
| 25SFBK1 | OFF, 0,005-0,5 Hz | 0,1 |
| ANG1BK1 | 3.0-80 degrees | 30 |
| TCLSBK1 | 1,00-30 cycles | 3,00 |
| BSYNBK1 | SELogic Equation | 52AA1 OR 52AB1 OR 52AC1 |

Fuente: (Tesur2, 2017)

Función teleacoplador (25AR):

Esta función será realizada por el relé de bahía de acople SEL 421 de la subestación: Totorani Puno 220 kV. Esta unidad se activa mediante una entrada binaria, permitiendo el cierre del interruptor si se cumplen las condiciones de sincronismo, si no se cumplen espera 10 minutos y vuelve a comprobarlas.

Función Falla Interruptor (50BF):

Como criterio se toma el mínimo valor de corriente de arranque de la función 50BF en todas las bahías de la subestación. Los ajustes para los acoples se presentan.

Tabla N° 2.7: Función Falla Interruptor (50BF) acople Totorani Puno 220 kV

| Acople Puno 220 Kv | | | |
|---------------------------|--|--------------|--|
| SEL Word Bit | Descripción | Rango | Ajuste |
| 50FP1 | Phase Fault Current Pickup – BK1 (Amps, sec) | 0,10 – 50 | 0,16 |
| BFPU1 | Breaker Failure Time Delay – BK1 (cyc in steps of 0,125) | 0 to 6000 | 15 |
| SPBFPU1 | Single-Pole trip Breaker Failure Time Delay - BK1 (0.000-6.000 cycles) | 0 to 6000 | 15 |
| RTPU1 | Retrip Time Delay –BK1 (cyc in steps of 0,125) | 0 to 6000 | 9 |
| RT3PPU1 | Three -Pole Retrip Time Delay - BK1 (0.000-6.000 cycles) | 0 to 6000 | 9 |
| BFI3P1 | Three Pole Breaker Failure Initiate –BK1 | SELogic | (51S1T OR 51S2T OR E50P OR E21P OR E21XG OR E21XP) AND 52AA1 (*) |



| | | | |
|---------------|---|-----------|--|
| BFIA1 | A-Phase Breaker Failure Initiate - BK1 | SELogic | (51S1T OR 51S2T OR E50P OR E21P OR E21XG OR E21XP) AND 52AA1 (*) |
| BFIB1 | B-Phase Breaker Failure Initiate - BK1 | SELogic | (51S1T OR 51S2T OR E50P OR E21P OR E21XG OR E21XP) AND 52AA1 (*) |
| BFIC1 | C-Phase Breaker Failure Initiate - BK1 | SELogic | (51S1T OR 51S2T OR E50P OR E21P OR E21XG OR E21XP) AND 52AA1 (*) |
| BFIDO1 | Breaker Failure Initiate Dropout Delay –BK1 (cyc in steps of 0,125) | 0 to 1000 | 0 |
| BFISP1 | Breaker Failure Initiate Seal – in Delay –BK1 (cyc in steps of 0,125) | 0 to 1000 | 0 |
| ENCBF1 | No Current/Residual Current Logic-BK1(Y, N) | Y, N | Y |
| 50RP1 | Residual Current Pickup-BK1 | 0,25-50 A | 0.20 |
| NPU1 | No Current Breaker Failure Delay-BK1 | 0 to 6000 | 15 |
| ELCBF1 | Load Current Breaker Failure Logic-BK1 | Y, N | N |
| 50LP1 | Phase Load Current Pickup | 0,05-10 A | 0,05 |
| LCPU1 | Load Pickup Time Delay | 0 to 6000 | 9.000 |
| BFILC1 | Breaker Failure Load Current Initiate-BK1 | SELogic | (51S1T OR 51S2T OR E21P OR E21MG) AND 52AA1 |
| EFOBF1 | Flashover Breaker Failure Logic-BK1 | N | N |

(*): en la puesta en servicio, se recomienda agregar a la ecuacion los disparos externos que recibe la proteccion SEL421.

Fuente: (Tesur2, 2017)

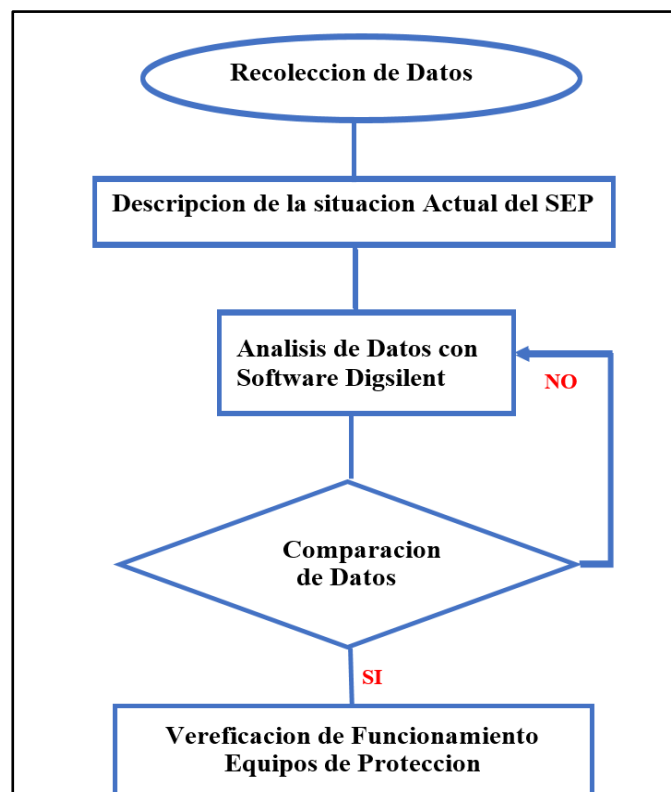
CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

3.1.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

En este tipo de estudio, reúne por su nivel las características un estudio **APLICATIVO, ANALÍTICO NO EXPERIMENTAL** por que se pretende mejorar la operación del sistema de protección manipulando variables, que en este caso será los ajustes de relés de protección de la subestación Totorani por lo cual primero que todo se procedió recolectar la información, datos de los últimos estudios realizados por Coes o estudios similares que corresponde a los estudios de coordinación de protecciones, datos de transformadores, líneas de alta y media tensión.



*Figura N° 3.1: Diseño Metodológico de la Investigación
Elaboración propia*

El estudio tiene un enfoque cuantitativo utiliza la recolección y análisis de datos para contestar preguntas de investigación y probar hipótesis

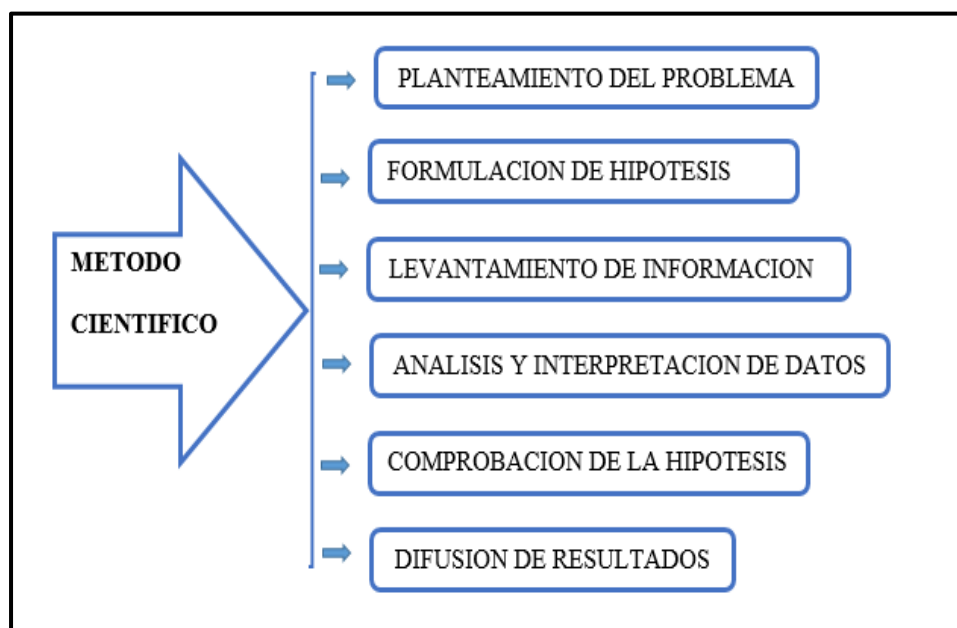
propiamente hechas, confía en la medición numérica, el conteo y frecuentemente en el uso de la estadística para establecer con exactitud patrones de comportamiento de una población (Hernandez , Fernandez , & Baptita , 2003).

3.1.2. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

Muñoz (1998) señala que “el método científico es conjunto de reglas que señalan el procedimiento para realizar una Investigación cuyos resultados sean aceptados por una comunidad científica”

En forma concreta, el método científico se resume a la observancia de estas etapas:

Como podemos ver en la figura 3.2. Se presenta las etapas y procesos del método científico modelo general.



*Figura N° 3.2: Procesos del Metodo Cientifico Modelo General
Fuente: (Muñoz, 1998)*



3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN

3.2.1. POBLACIÓN Y MUESTRA

La población se considera el comportamiento de todo el sistema eléctrico interconectado a nivel sur del país y todos los alimentadores de Alta y media tensión que están conectadas a la subestación totorani.

Como muestra se considera los datos requeridos para el estudio, en este caso son los datos del sistema de protecciones conectadas dentro de la subestación Totorani.

3.3. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA POBLACIÓN

3.3.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El presente estudio de coordinación de protecciones, será realizado en la subestación de Totorani, que se encuentra ubicado en la loma de Totorani distrito de Yanamayo, Provincia de Puno, Departamento de Puno, con las coordenadas UTM, 19L, 387484 m e, 8249396 m s, $15^{\circ}49'54.5''S$ $70^{\circ}03'05.7''W$ con una Altitud de 4096 msnm.



Figura N° 3.3: Ubicación del proyecto
Fuente: Pagina Web de Instituto Geográfico Nacional

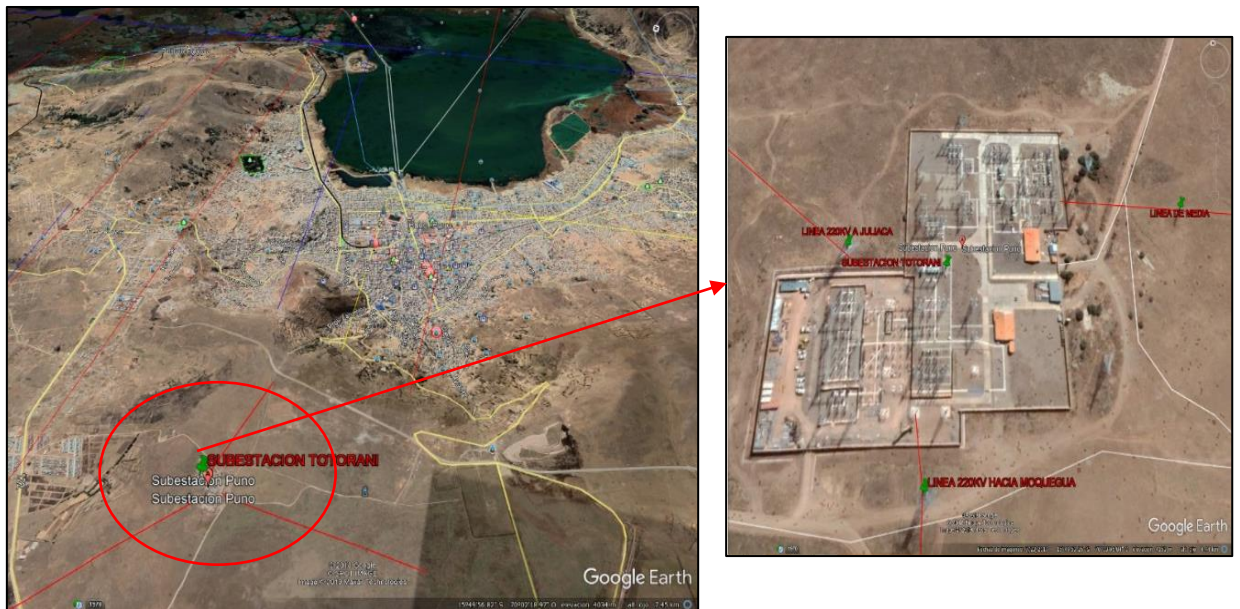


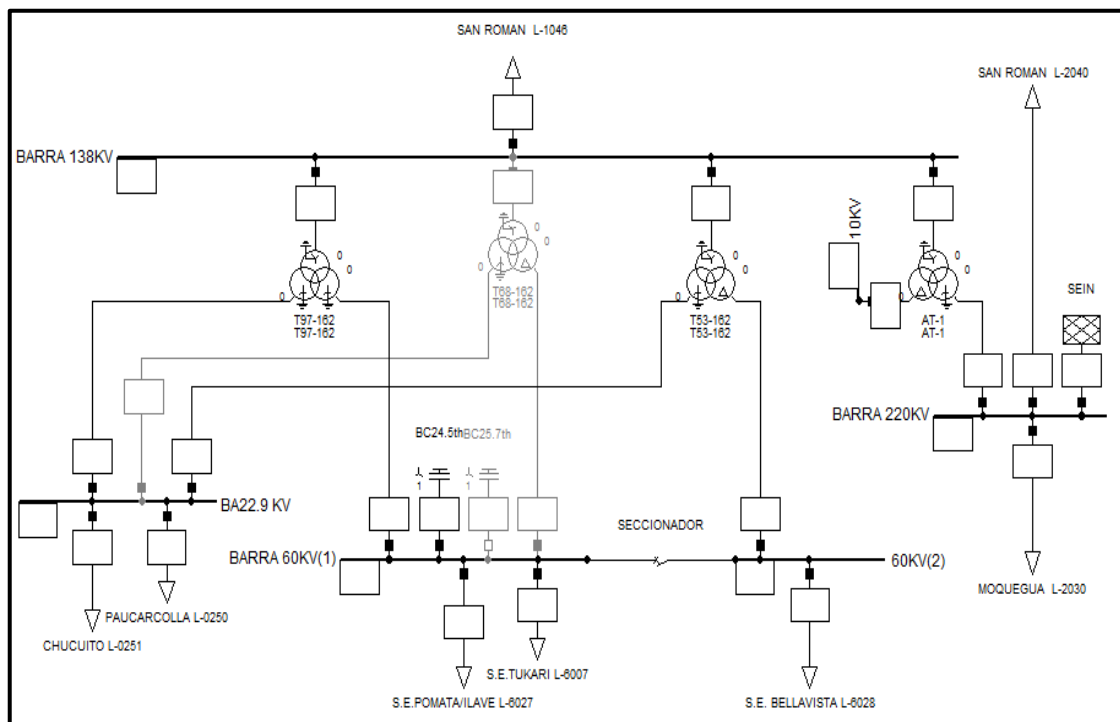
Figura N° 3.4: Ubicación geográfica de la S.E. Totorani
Elaboración: Propia en Google Earth Pro

3.4. LIMITACIONES DE ESTUDIO

3.4.1 ALCANCES

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama unifilar simplificado donde se describe las limitaciones del estudio de coordinación de protecciones en la S.E. Totorani para realizar pruebas de simulación.

Teniendo en cuenta que la subestación en estudio se encuentra interconectada al sistema eléctrico nacional SEIN. Se define la red externa y considerando los transformadores de potencia, barras y cargas de interconexión se desarrolla el modelo de la subestación Totorani.



*Figura N° 3.5: Esquema de alcances y limitaciones
Elaboración Propia*



3.4.2. LIMITACIONES

En este estudio de coordinación de protecciones, no se considera las funciones de relés no mencionadas en el diagrama unifilar, solo se considerará los relés de protección instalados en la Subestación Totorani y las líneas de influencia, también no se considerará la red topológica de los alimentadores aguas abajo, solo se considera hasta la barra de 10kV, para realizar los análisis de flujo de Flujo de Carga ya que se trata de un estudio de carácter documental no experimental.

3.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas y herramientas para la recolección de datos para el presente trabajo serán los siguientes:

3.5.1. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Se utilizó la técnica de revisión de bases de datos mediante fichas de recolección de datos, a fin de obtener los datos de los equipos instalados en la subestación Totorani, en los alimentadores de alta y media tensión.

Los parámetros de la Subestación totorani se analizaron por medio del software DIGSILENT 15.1.7 con la finalidad de hacer una validación de los resultados de donde se obtuvieron las pruebas de cortocircuito, análisis de fallas según el método ANSI/IEEE, y posteriormente se determinaron las curvas de selectividad de relés de sobrecorriente de fase y tierra para ello se describe los siguientes procesos para el desarrollo es esta tesis.

- Verificación de conexión de los equipos que encuentran dentro de las instalaciones de la en la S.E. Totorani.
- Búsqueda y revisión de información de estudios anteriores tesis, libros y artículos.
- Recopilación de datos de cada uno de los equipos que conforman el sistema en la S.E. Totorani.



- Registrar los datos en el sistema eléctrico y modelarlos en el software (DIgSILENT y apoyarnos con programa NEPLAN).
- Se realiza los cálculos de flujo de potencia y cortocircuito en cada una de las barras.
- Se traza las curvas de selectividad y se selecciona las curvas de cada equipo de protección de acuerdo a los parámetros nominales y reales
- se aplica Criterios de coordinación señalada por Coes.
- Desarrollo de Análisis, Simulaciones, cálculos y dibujos.

3.5.2. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

Para el procesamiento y análisis de datos, se utilizó los siguientes paquetes informáticos según sea el caso:

- Software DIgSILENT PowerFactory versión 15.1.7
- Software Autodesk (AutoCAD 2018)
- Software DLT-CAD 2014
- Global Mapper versión 18.2
- Neplan
- Hoja de Cálculo de Microsoft Office Excel
- Microsoft Office Word
- Otros.



3.6. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

3.6.1. INCREMENTO DE DEMANDA EN GENERACION Y TRANSMISION DEL SEIN

La necesidad de un nuevo estudio de coordinación de protecciones en la subestación Totorani, se da ante el incremento de la demanda por el plan de expansión de generación en el periodo 2018 – 2021 [VER EN ANEXO C, TABLA N° C.1](#)

Así mismo, se tiene en consideración los proyectos de Plan de Transmisión del periodo 2018-2021, con la finalidad de representar de la forma más adecuada en los modelos de simulación el desarrollo conjunto de la subtransmisión y transmisión. [VER EN ANEXO C, TABLA N° C.2](#)

3.6.2. ESTADÍSTICA DE FALLAS Y ACTUACIONES DE PROTECCIONES

Además, la totalidad de desconexiones de líneas conectadas a la Subestación Totorani se especifican las fechas de horas de inicio de salida y horas de ingreso al sistema de interconexión tanto automáticas como manuales registrado por COES. Es una clara evidencia de la constante fallas registradas [VER EN ANEXO C, TABLA N° C.3](#)

3.7. DISEÑO METODOLÓGICO

3.7.1 METODOLOGÍA PARA EL ANALISIS DEL SISTEMA S.E. TOTORANI

Se realiza un diagnostico ante el incremento de la demanda en generación en los periodos 2018-2021, luego procedemos a obtener el modelo eléctrico del sistema en la subestación Totorani en el sistema con software Digsilent para evaluar el comportamiento del sistema ante el incremento de la demanda en los periodos antes mencionados, se ingresa los datos y/o parámetros técnicos para su respectiva simulación de tal manera se diseña el diagrama unifilar de la configuración de conexiones de los equipos eléctricos dentro de la subestación, así como los transformadores de potencias, banco de



capacitores, la conexión de barras de diferentes niveles de tensión, configuración de equipos de medición. Luego se corre flujo de potencia para verificar el comportamiento del sistema eléctrico en la subestación, así mismo se calcula niveles de cortocircuito para obtener niveles máximos y mínimos niveles de cortocircuito considerando diferentes condiciones de falla.

A continuación, se aplica la metodología de análisis en estado estacionario, tanto para condiciones normales de operación como para aquellas situaciones derivadas de la ocurrencia de una perturbación.

A efectos de observar las tensiones en las barras, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva a través de la red topológica simulan flujos de carga contemplando condiciones normales de operación para los escenarios máxima, media y mínima demanda. Se considera dos condiciones hidrológicas promedio (período de avenida y período de estiaje).

En régimen permanente, para evaluar los resultados de los flujos de potencia se considera como criterio de calidad y confiabilidad que el sistema debe cumplir las siguientes condiciones:

- las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todos los niveles de tensión, son hasta del $\pm 5\%$ de las tensiones nominales de tales puntos.
- Para el sistema de transmisión en 500 kV, en condiciones normales las tensiones deben estar comprendidos entre el 95% y el 105% y en condiciones de contingencia las tensiones deben estar comprendidos entre el 90% y el 110%.
- Para barras del sistema sujetas a control de compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) se establece una variación de tensión de $\pm 2\%$ de la

tensión nominal en contingencias, a fin de no someter al SVC a sobrecargas críticas.

- Líneas de transmisión: 100% de su potencia nominal en MVA.
- Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal en MVA.

3.7.2 METODOLOGÍA DE AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Para evaluar los ajustes de relés de sobrecorriente se hace el uso de los criterios de ajuste de coordinación de protección de sobrecorriente en los transformadores de potencia.

Para ello se definirán los criterios a tener en cuenta para ajustar cada una de las funciones integradas en el transformador de potencia, como se menciona lo siguientes.

- **Para fallas en bornes de AT del transformador**

La protección del lado de AT del transformador medirá las corrientes de falla que provienen del sistema y debe actuar en un tiempo máximo de 250 ms.

- **Para fallas en bornes de BT del transformador**

La protección del lado AT del transformador (51) verá como una falla en barras de BT y debe actuar en un tiempo máximo de 750 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se requiere coordinación con la protección del lado de BT del transformador.

La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) protegerá este evento con un tiempo máximo de 250 ms.

- **Para fallas en bornes del terciario del transformador**

La protección del lado AT del transformador (51) verá la corriente de falla proveniente del sistema y debe actuar en un tiempo aproximado de 1000 ms. Este tiempo es mayor que 500 ms porque se tiene otras exigencias de coordinación.



La protección del lado BT del transformador verá una falla con una corriente en la dirección contraria al flujo de potencia normal. Por tal motivo, el elemento de protección direccional (67) debe proteger este evento con un tiempo máximo de 500 ms. La actuación de esta protección permitirá una aceleración de la actuación de la protección del lado AT del transformador.

3.7.3. METODOLOGÍA DE PROTECCION DE BARRAS DE 220KV EN LA S.E. TOTORANI

La protección de barras de 220 kV de la subestación Totorani Puno, es realizada en cada caso por medio de un relé diferencial de barras marca SIEMENS 7SS5231, el cual puede soportar diferentes configuraciones de barras y cuenta con capacidad de hasta 12 bahías. La protección de barras SIEMENS 7SS5231, es del tipo distribuida y se compone de unidades de bahía (BU) que se conectan a la unidad central (CU), la cual toma las decisiones, realiza el procesamiento de señales que involucran todas las bahías de la subestación y centraliza la información de todas las BU a través de comunicación por fibra óptica

La metodología de aplicación para realizar ajuste de la protección diferencial de barras se debe tener en cuenta las siguientes condiciones.

- **Corriente diferencial:**

- a) Menor que la mínima corriente de cortocircuito.
- b) Mayor que la máxima corriente de carga de cualquiera de los circuitos conectados a la barra.

- **Estabilidad:**

La máxima corriente de falla externa en cualquiera de los circuitos no debe provocar la operación del relé, aun en la condición de saturación de los transformadores de corriente.



La condición más crítica ante la cual la protección podría presentar operación por una falla externa sería la combinación de las siguientes condiciones:

- a) Error máximo en los CT's.
- b) Saturación del CT correspondiente al campo en el cual se presenta la falla.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1. EVALUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA S.E. TOTORANI CON DIGSILENT ANTE EL INCREMENTO DE LA DEMANDA

4.1.1. DIAGNOSTICO ANTE EL INCREMENTO DE LA DEMANDA PERIODO 2018-2021

Tabla N° 4.1: Incremento de la potencia instalada comprometida en el SEIN 2019 – 2021

| AÑO | 2019 | | 2020 | | 2021 | | TOTAL SEIN | |
|--------|------|-----|------|-----|------|-----|------------|-----|
| ZONA | MW | % | MW | % | MW | % | MW | % |
| NORTE | 33 | 22 | 46 | 19 | 29 | 31 | 108 | 22 |
| CENTRO | 119 | 78 | 176 | 73 | 36 | 38 | 331 | 68 |
| SUR | 0 | 0 | 20 | 8 | 30 | 32 | 50 | 10 |
| SEIN | 152 | 100 | 242 | 100 | 95 | 100 | 489 | 100 |

Fuente: (COES,2019)

De la tabla 4.1 se verifica que en el periodo 2019 - 2021 se tiene previsto que en el SEIN se instalen 489 MW de generación, lo que representa un 3.9% de incremento sobre la potencia efectiva del SEIN al año 2018 (12471 MW como valor estimado), de los cuales el 22% se instalará en la zona Norte, 68% en la zona Centro y 10% en la zona Sur.

Para este estudio lo más importante es la diferencia del incremento de potencia instalada en la Zona Sur como podemos ver en la figura 4.1

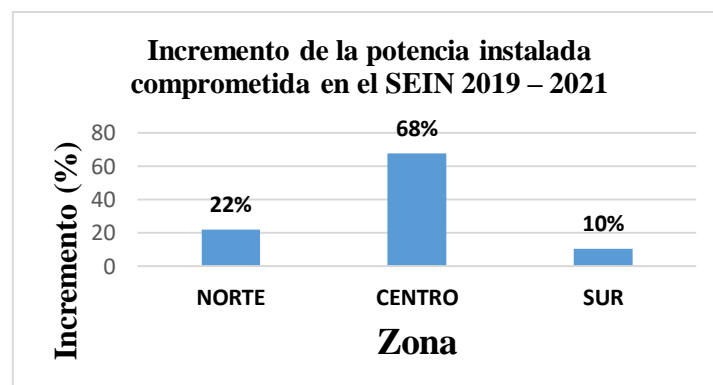


Figura N° 4.1: Esquema de alcances y limitaciones
Elaboración Propia

4.1.2. TENSIONES DE OPERACIÓN A VALORES NOMINALES EN LA ZONA SUR DEL SEIN

En la figura 4.2 Se muestra la adecuación de tensiones de operación a valores nominales en la Zona sur del SEIN, para los periodos 2021 – 2024 un diagnostico preliminar del SEIN. por lo que indica según su diagnóstico del Coes se recomienda instalar un reactor de 20MVAR en las barras de 220kV en las subestaciones Puno y Pumuri para 2021.

Tensión en barras (KV)

POC – Es21
• LT 220 kV Tintaya-
Azangaro (1 circuito)

| Subestación | Vnom (kV) | 2021 | | | 2022 | | | 2023 | | | 2024 | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| | | A/Max | A/Med | A/Min | E/Max | E/Med | E/Min | A/Max | A/Med | A/Min | E/Max | E/Med | E/Min | | | | | | | | | | | | | |
| YARABAMBA 500A | 500 | 490.7 | 490.7 | 494.9 | 489.9 | 491.1 | 495.7 | 495.4 | 487.5 | 488.0 | 497.2 | 500.2 | 489.3 | 495.2 | 490.2 | 492.3 | 488.7 | 491.9 | 489.0 | 493.3 | 492.8 | 489.5 | 488.8 | 490.1 | 491.1 | |
| MONTALVO 500B | | 499.7 | 498.4 | 499.4 | 497.9 | 496.7 | 501.5 | 496.1 | 494.2 | 492.9 | 501.2 | 499.8 | 496.4 | 498.5 | 497.3 | 495.0 | 495.0 | 498.7 | 496.5 | 497.0 | 499.6 | 494.2 | 496.3 | 496.1 | 495.9 | |
| OCOÑA 500B | | 510.6 | 509.1 | 507.5 | 508.5 | 508.3 | 510.1 | 503.8 | 500.8 | 498.4 | 505.0 | 497.5 | 499.8 | 509.2 | 508.3 | 500.2 | 502.4 | 509.3 | 502.5 | 505.6 | 508.8 | 499.8 | 506.2 | 504.3 | 506.7 | |
| SAN JOSE 500B | | 505.7 | 503.5 | 502.6 | 504.0 | 501.2 | 505.4 | 501.6 | 499.7 | 498.1 | 502.9 | 495.4 | 499.2 | 505.2 | 503.8 | 499.7 | 502.5 | 506.0 | 503.7 | 503.2 | 506.7 | 499.6 | 504.8 | 503.4 | 504.1 | |
| MONTALVO 220 | 220 | 222.5 | 222.9 | 220.4 | 223.7 | 222.3 | 220.0 | 224.8 | 219.9 | 219.8 | 223.5 | 222.1 | 220.4 | 224.2 | 220.6 | 220.3 | 221.4 | 222.6 | 219.1 | 221.0 | 222.8 | 220.3 | 220.5 | 221.8 | 220.7 | |
| LOS HEROES 220 | | 222.6 | 223.5 | 222.6 | 223.7 | 223.1 | 222.2 | 224.2 | 220.4 | 221.7 | 223.0 | 222.5 | 222.5 | 223.3 | 220.8 | 222.1 | 220.7 | 222.9 | 220.8 | 220.1 | 222.9 | 222.1 | 219.8 | 222.1 | 222.3 | |
| MOQUEGUA 220B | | 222.9 | 223.4 | 221.0 | 224.2 | 222.8 | 220.7 | 224.5 | 220.3 | 220.0 | 223.7 | 222.4 | 220.8 | 224.0 | 220.8 | 220.3 | 221.4 | 222.7 | 219.3 | 221.1 | 222.8 | 220.5 | 220.6 | 222.0 | 220.5 | |
| QUELLAVECO 220 | | 222.5 | 222.9 | 220.5 | 223.7 | 222.3 | 220.2 | 222.1 | 217.8 | 217.5 | 221.3 | 219.9 | 218.3 | 221.6 | 218.3 | 217.9 | 219.0 | 220.2 | 216.8 | 218.7 | 220.4 | 216.0 | 218.2 | 219.5 | 218.0 | |
| SOCABAYA 220B | | 222.9 | 222.9 | 222.9 | 222.9 | 222.9 | 222.9 | 219.8 | 224.2 | 222.0 | 221.3 | 219.8 | 222.9 | 220.2 | 222.9 | 221.8 | 217.0 | 222.9 | 221.8 | 221.8 | 222.3 | 223.1 | 220.9 | 222.9 | 218.2 | |
| ABANCAY 220A | | 220.5 | 219.6 | 220.7 | 220.8 | 220.9 | 219.9 | 221.1 | 221.1 | 220.0 | 221.9 | 221.2 | 220.6 | 221.3 | 219.5 | 222.4 | 223.5 | 224.8 | 220.3 | 223.8 | 218.6 | 223.9 | 219.3 | 221.7 | 220.7 | |
| PUMURI 220 | | 222.1 | 219.3 | 223.1 | 222.5 | 222.0 | 224.0 | 222.1 | 221.1 | 223.1 | 221.2 | 221.9 | 221.3 | 224.9 | 221.2 | 223.6 | 221.0 | 222.5 | 221.6 | 223.7 | 222.2 | 224.7 | 221.6 | 222.2 | 220.9 | |
| PUNO 220 | | 221.7 | 221.6 | 224.4 | 221.5 | 221.5 | 223.4 | 221.5 | 221.0 | 224.0 | 220.5 | 221.0 | 221.4 | 222.4 | 221.3 | 223.9 | 219.6 | 222.7 | 222.3 | 221.2 | 222.4 | 224.1 | 220.3 | 222.4 | 222.2 | |
| SAN ROMAN 220A | | 221.9 | 220.7 | 223.6 | 221.7 | 221.3 | 223.4 | 221.7 | 220.9 | 223.8 | 220.7 | 221.1 | 221.1 | 222.9 | 221.3 | 223.7 | 220.1 | 222.6 | 221.9 | 222.0 | 222.4 | 224.1 | 220.8 | 222.2 | 221.6 | |
| SURIRAY 220B | | 221.1 | 220.3 | 221.2 | 221.5 | 221.2 | 220.7 | 223.5 | 221.4 | 220.4 | 222.3 | 221.4 | 221.3 | 222.7 | 220.4 | 223.3 | 222.1 | 223.2 | 221.1 | 223.9 | 219.7 | 222.2 | 221.7 | 223.3 | 222.6 | |
| TINTAYA NUEVA 220B | | 219.7 | 216.6 | 222.3 | 221.0 | 221.7 | 221.5 | 219.9 | 220.4 | 220.7 | 219.7 | 220.5 | 218.6 | 220.4 | 219.5 | 220.6 | 215.4 | 217.3 | 213.5 | 219.8 | 220.7 | 221.5 | 218.7 | 220.5 | 216.1 | |
| COTARUSE 11 | | 227.7 | 225.6 | 225.4 | 226.2 | 224.9 | 220.9 | 225.3 | 228.6 | 222.8 | 228.7 | 226.0 | 223.7 | 226.3 | 225.5 | 224.3 | 220.7 | 225.3 | 223.1 | 224.1 | 224.0 | 223.6 | 220.7 | 223.4 | 220.2 | |
| ABANCAY NUEVA 138 | 138 | 137.4 | 137.3 | 138.8 | 138.2 | 136.3 | 136.6 | 138.8 | 138.0 | 134.2 | 138.6 | 136.3 | 137.7 | 139.5 | 137.2 | 135.4 | 139.5 | 138.1 | 137.5 | 139.0 | 136.7 | 137.2 | 137.1 | 136.5 | 138.1 | |
| AYAVIRI 138 | | 138.3 | 137.8 | 138.3 | 138.6 | 137.9 | 138.5 | 139.2 | 138.1 | 138.8 | 139.7 | 138.4 | 138.2 | 138.2 | 138.3 | 138.7 | 138.3 | 139.2 | 138.4 | 138.7 | 139.1 | 138.1 | 138.7 | 138.6 | 138.3 | |
| AZANGARO 138B | | 138.3 | 137.6 | 138.3 | 138.7 | 137.6 | 138.3 | 139.5 | 137.9 | 138.8 | 140.4 | 138.3 | 137.9 | 138.1 | 138.2 | 138.7 | 138.2 | 138.6 | 138.3 | 138.9 | 139.6 | 138.0 | 138.9 | 138.7 | 138.1 | |
| DOLORES PATA 138 | | 134.7 | 133.4 | 136.8 | 136.1 | 134.3 | 136.7 | 134.2 | 133.5 | 134.4 | 135.6 | 133.9 | 136.3 | 136.7 | 133.2 | 135.2 | 136.0 | 134.5 | 136.1 | 134.8 | 133.3 | 136.1 | 135.0 | 134.1 | 136.7 | |
| BERRA 138 | | 144.6 | 144.2 | 139.7 | 143.9 | 143.9 | 139.7 | 142.0 | 143.2 | 140.3 | 143.0 | 145.4 | 140.1 | 141.3 | 141.8 | 140.1 | 143.9 | 143.3 | 140.0 | 141.1 | 143.4 | 142.3 | 140.8 | 144.4 | 142.6 | |
| JULIACA 138 | | 137.9 | 136.6 | 137.7 | 137.3 | 136.4 | 136.9 | 137.5 | 137.9 | 138.5 | 137.2 | 136.8 | 136.4 | 137.6 | 137.5 | 138.5 | 137.2 | 138.3 | 137.1 | 138.1 | 138.3 | 138.7 | 137.6 | 137.8 | 137.1 | |
| MACUSANI 138 | | 140.6 | 137.8 | 139.5 | 140.9 | 138.2 | 140.1 | 137.5 | 137.8 | 140.0 | 138.3 | 140.9 | 138.3 | 138.7 | 139.8 | 139.9 | 137.2 | 139.0 | 138.0 | 139.2 | 140.7 | 139.9 | 137.8 | 140.7 | 138.2 | |
| MAZUCO 138 | | 142.5 | 142.4 | 143.1 | 142.0 | 142.2 | 143.1 | 140.9 | 142.2 | 143.9 | 141.9 | 143.9 | 143.7 | 141.4 | 142.1 | 144.1 | 141.6 | 142.3 | 143.0 | 142.4 | 142.6 | 143.6 | 143.6 | 143.6 | 143.6 | |
| OLLACHEA 138 | | 141.9 | 140.8 | 141.0 | 141.8 | 140.7 | 141.2 | 141.2 | 140.9 | 141.9 | 141.5 | 142.5 | 141.1 | 141.2 | 141.4 | 141.5 | 140.6 | 141.3 | 141.0 | 141.8 | 141.9 | 141.7 | 141.2 | 141.8 | 140.7 | |
| PUERTO MALDONADO 138 | | 142.7 | 142.3 | 142.7 | 141.9 | 142.0 | 142.6 | 140.3 | 141.4 | 143.3 | 141.3 | 143.6 | 143.1 | 139.7 | 140.2 | 143.1 | 142.2 | 141.7 | 143.1 | 145.0 | 141.8 | 145.4 | 144.8 | 142.8 | 145.7 | |
| PUMURI 138A | | 138.4 | 137.6 | 138.4 | 138.8 | 137.7 | 138.4 | 139.6 | 138.0 | 138.9 | 140.5 | 138.4 | 138.0 | 137.9 | 138.4 | 138.8 | 138.1 | 139.6 | 138.3 | 138.8 | 139.6 | 137.8 | 138.8 | 138.8 | 138.1 | |
| PUNO 138 | | 138.8 | 136.6 | 136.7 | 138.6 | 135.7 | 136.0 | 138.6 | 138.5 | 138.5 | 138.1 | 136.4 | 135.1 | 139.0 | 138.3 | 138.4 | 137.8 | 138.6 | 136.7 | 139.3 | 139.0 | 138.5 | 138.0 | 138.2 | 136.6 | |
| QUENOCORO 138B | | 134.4 | 133.3 | 136.7 | 135.9 | 134.4 | 136.8 | 133.8 | 133.4 | 134.5 | 135.3 | 133.9 | 136.3 | 136.2 | 133.1 | 135.2 | 135.7 | 134.5 | 136.1 | 134.6 | 133.3 | 136.2 | 134.8 | 134.2 | 136.8 | |
| SAN GABAN 138 | | 143.2 | 142.2 | 142.4 | 142.9 | 142.0 | 142.4 | 142.2 | 142.2 | 143.2 | 142.3 | 143.8 | 142.3 | 142.5 | 142.8 | 142.9 | 141.7 | 142.4 | 142.2 | 143.0 | 143.2 | 143.2 | 142.2 | 143.0 | 141.8 | |
| SAN RAFAEL 138 | | 138.0 | 137.6 | 138.0 | 138.4 | 137.9 | 138.6 | 138.1 | 137.9 | 138.2 | 140.0 | 138.3 | 138.3 | 138.5 | 138.3 | 138.5 | 138.5 | 138.2 | 138.5 | 138.3 | 138.2 | 138.3 | 138.1 | 138.1 | 138.2 | |
| SAN ROMAN 138 | | 138.4 | 137.0 | 138.0 | 138.0 | 136.8 | 137.1 | 138.1 | 138.5 | 138.9 | 137.7 | 137.1 | 136.6 | 138.3 | 137.9 | 138.8 | 137.6 | 138.7 | 137.6 | 138.7 | 139.1 | 138.0 | 138.3 | 137.5 | | |
| ABANCAY 138 | | 136.9 | 137.2 | 138.8 | 137.7 | 136.2 | 136.6 | 138.4 | 137.9 | 134.3 | 138.1 | 136.2 | 137.6 | 139.1 | 137.0 | 135.5 | 139.1 | 138.0 | 137.4 | 138.6 | 136.7 | 137.2 | 136.7 | 136.4 | 138.1 | |
| CERRRO VERDE 138B | | 138.6 | 138.2 | 139.6 | 138.6 | 138.2 | 139.6 | 137.1 | 138.9 | 139.2 | 138.0 | 138.2 | 139.4 | 138.7 | 138.5 | 136.7 | 138.5 | 138.6 | 138.1 | 138.1 | 138.3 | 140.0 | 139.1 | 138.4 | 137.6 | |
| CHARACANI 138 | | 137.0 | 136.8 | 138.8 | 135.5 | 135.8 | 138.3 | 135.7 | 137.2 | 138.4 | 136.5 | 136.7 | 138.5 | 135.6 | 136.6 | 136.5 | 135.7 | 136.0 | 137.1 | 135.2 | 136.4 | 138.7 | 135.9 | 135.5 | 136.6 | |
| JESUS 138 | | 138.7 | 138.3 | 140.0 | 138.4 | 137.9 | 139.8 | 137.2 | 138.9 | 139.6 | 138.1 | 138.3 | 139.7 | 138.2 | 138.3 | 137.1 | 138.1 | 138.2 | 138.2 | 137.6 | 138.1 | 140.1 | 138.6 | 137.9 | 137.8 | |
| MOQUEGUA 138B | | 143.3 | 139.7 | 141.6 | 140.5 | 143.1 | 141.5 | 142.3 | 141.2 | 140.7 | 139.9 | 140.8 | 142.9 | 140.1 | 141.5 | 142.7 | 140.3 | 142.7 | 140.2 | 140.1 | 142.7 | 142.7 | 141.7 | 140.3 | 142.8 | |
| REPARTICION 138 | | 137.1 | 137.8 | 139.4 | 137.1 | 137.9 | 139.5 | 135.6 | 138.5 | 139.0 | 136.5 | 137.9 | 139.3 | 137.1 | 138.0 | 136.6 | 136.9 | 138.2 | 137.9 | 136.3 | 137.8 | 139.6 | 137.3 | 137.9 | 137.5 | |
| SOCABAYA 138B | | 139.5 | 138.8 | 140.1 | 139.5 | 138.7 | 140.1 | 138.0 | 139.4 | 139.7 | 138.9 | 138.8 | 139.9 | 139.4 | 138.9 | 137.0 | 139.2 | 138.9 | 138.3 | 138.8 | 138.7 | 140.3 | 138.8 | 138.7 | 137.9 | |

Solución definitiva
Tensiones alejadas del valor nominal en barras de 220 kV y 138 kV en la zona de Puno, Juliaca y Azangaro.
- Conexión de nuevos reactores de barra de 20 MVAR en las barras de 220 kV Puno y Pumiri (Azangaro) en 2021 (Proyecto Vinculante del PT 2019-2028).

Figura N° 4.2: Tensiones en Barra (kV) periodo 2021-2024.

Fuente: (COES, 2019)

Ante el incremento de la demanda en generación en los periodos de 2018-2021 se hace un diagnostico con Digsilent para eso se obtiene el modelo siguiente.



4.1.3. OBTENCIÓN DEL MODELO ELÉCTRICO DEL SISTEMA EN EVALUACIÓN

4.1.3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE LA S.E. TOTORANI

La subestación totorani de 220/138/60/22.9/10.5 kV. forma parte del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), su interconexión se da mediante las líneas de transmisión, por el lado Sur conecta la línea L- 2030 salida a S.E. Moquegua en 220kV, Por el lado Norte se conecta las líneas L-2040 y L- 1046 salida a la S.E. San Román en 220kV y 138 kV respectivamente.

La subestación totorani también se conecta a las líneas L-0250 salida a Paucarcolla y la L-0251 salida a Chucuito en 22.9kV

Conexión de líneas por el lado Sur Este se conectan las siguientes L.T.

- S.E. Totorani – S.E. Ilave y Pomata (L-6027) en 60 kV
- S.E. Totorani – S.E. Tukari Aruntani (L-6007) en 60 kV
- S.E. Totorani – S.E. Bellavista (L-6028) en 60 kV

La instalación de Autotransformador AT-1 de 120/120/15 MVA, debido a esto el patio de llaves en 220 kV de la subestación es relativamente nuevo y ha sido construida por REDESUR, esta subestación cuenta con un enlace en 220 kV con la Subestación de Montalvo Moquegua. En ese sentido la subestación en 220 kV, es del tipo convencional con aislamiento en aire, con sistema de barra simple, de tensión máxima 245 kV y BIL de 1 425 kVp.asi mismo cuenta con las siguientes celdas:

- Una (01) Celda de línea con conexión directa al autotransformador de potencia 120/120/15 MVA - 220/138/10.5 kV
- Dos (02) Celdas de reserva.
- Un (01) sistema de barras simple (no conectada a las celdas).

El patio de llaves de la subestación en 220 kV actualmente está destinado para funcionar con un sistema de barra simple, pero en adelante muy cercano se propone modificar a doble barra con seccionador de transferencia de 220 kV lo cual está previsto para un futuro cercano.

La S.E. Totorani cuenta con tres transformadores de potencia de 138/60/22.9kV que se conecta a la L- 1046 y un Autotransformador de 138/220/10.5 kV que se conecta a la L- 2040.

Para realizar el modelamiento en software digsilet se considera los siguientes equipos:

- Transformador T97-162 de 40/40/20 MVA
- Transformador T68-162 de 30/30/9 MVA
- Transformador T53-162 de 25/25/7 MVA
- Autotransformador AT-1 de 120/120/15 MVA

Así mismo se considera los dos bancos de capacitores BC-24 de 7MVAR y BC-25 de 7MVAR como podemos en diagrama unifilar obtenido. Ver en la figura 4.3

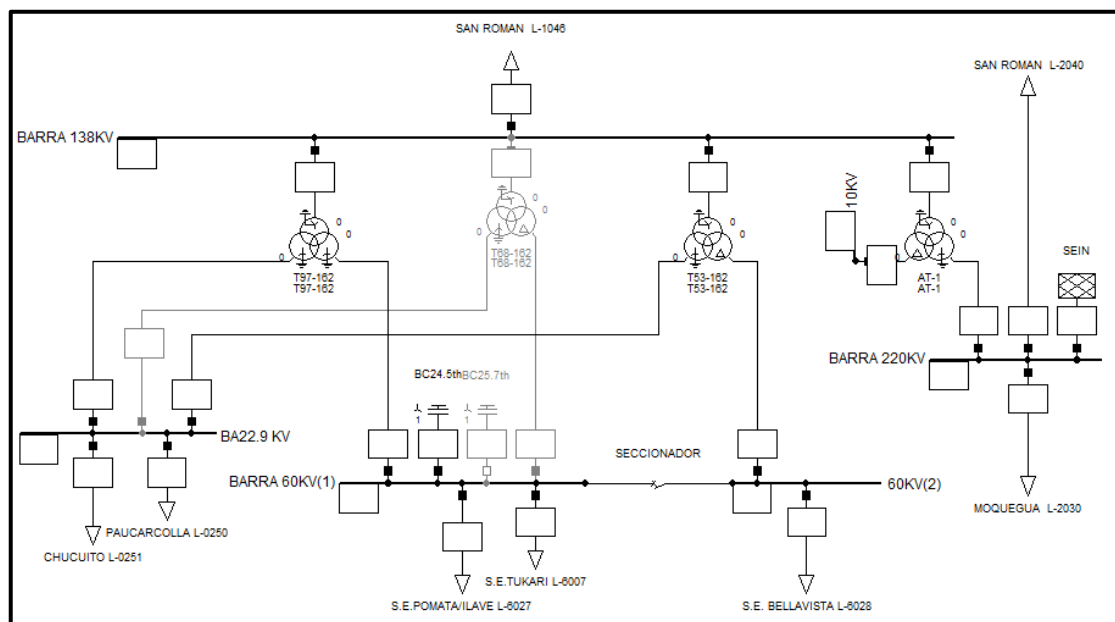


Figura N° 4.3: Modelo de diagrama Unifilar en Digsilent S.E. Totorani
Elaboración propia

4.1.3.2. PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA S.E. TOTORANI

En la Tabla 4.2 se presenta los parámetros de los transformadores de potencia ingresados en digsilent para poder simular y correr flujo de potencia del sistema en la S.E. de Totorani.

Tabla N° 4.2: Parámetros Técnicos de los transformadores de potencia S.E. Totorani

| Transformador | Tensión Nominal [kV] | | | Potencia Nominal [MVA] ONAF | | | Impedancias de Cortocircuito [%] | | | Grupo Vectorial |
|----------------|----------------------|-----|------|-----------------------------|-----|----|----------------------------------|---------|---------|-----------------|
| | HV | MV | LV | HV | MV | LV | HV-MV* | LV-HV** | MV-LV** | |
| AT-1 | 220 | 138 | 10,5 | 120 | 120 | 15 | 12,18 | 5,08 | 3,375 | YN0yn0d5 |
| T53-162 | 138 | 60 | 22,9 | 25 | 25 | 7 | 12,21 | 5,42 | 1,37 | YN0d0yn5 |
| T97-162 | 138 | 60 | 22,9 | 40 | 40 | 20 | 12,31 | 10,71 | 3,54 | YN0yn0yn5 |
| T68-162 | 138 | 60 | 22,9 | 30 | 30 | 9 | 13,9 | 6,8 | 2,4 | YN0d5yn5 |

(*): Impedancia de cortocircuito referida a la potencia de HV.
(**): Impedancias de cortocircuito referidas a la potencia de LV.

Fuente: (COES, 2018)

4.1.3.3. PARÁMETROS DE LÍNEAS INVOLUCRADAS A LA S.E. TOTORANI.

En los siguientes párrafos describimos los parámetros técnicos de líneas existentes acoplados a la subestación Totorani que fueron extraídos los datos de los últimos estudios publicada por COES.

- **Parámetros de línea L-2030**

De acuerdo con la base de datos SEIN 2018 la línea L-2030 tiene los siguientes parámetros:

L= 196.4 km

R1= 9.17 ohm primario

X1= 97.70 ohm primario

$\Phi_1 = 84.6^\circ$

R0= 64.458 ohm primario

X0= 278.69 ohm primario

- **Parámetros de la línea L-2040**



De acuerdo con la base de datos del SEIN 2018 la línea L-2040 tiene los siguientes parámetros:

$$L = 33.196 \text{ km}$$

$$R_d = 1.740\text{-ohm primario}$$

$$X_d = 12.893\text{-ohm primario}$$

$$R_0 = 10.782 \text{ ohm primario}$$

$$X_0 = 36.289 \text{ ohm primario}$$

- **Parámetros de la línea L-1046**

De acuerdo a la base de datos del SEIN 2018 la línea L-1046 tiene los siguientes parámetros:

$$L = 30.21 \text{ km}$$

$$R_d = 3.38 \text{ ohm primarios}$$

$$X_d = 15.20 \text{ ohm primarios}$$

$$R_0 = 6.68 \text{ ohm primarios}$$

$$X_0 = 37.83 \text{ ohm primarios}$$

4.1.4. SIMULACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA DE LA S.E. TOTORANI

Con la simulación de flujo de potencia se verifica el comportamiento del sistema en cada uno de los equipos instalados dentro de la subestación, lo cual son analizados para cada escenario cumpliendo los criterios de simulación, respetando las tolerancias admitidas según norma.

4.1.4.1. FLUJO DE POTENCIA DE MÁXIMA DEMANDA AVENIDA

En la figura 4.4 se muestra flujo de carga balanceado de secuencia positiva (+), a 1.025p.u en las barras de 220kV y 138kV Se verifica que nos da como resultado una tensión de 225.5kV y 139.51 respectivamente lo que estaría alejado de la tensión nominal.

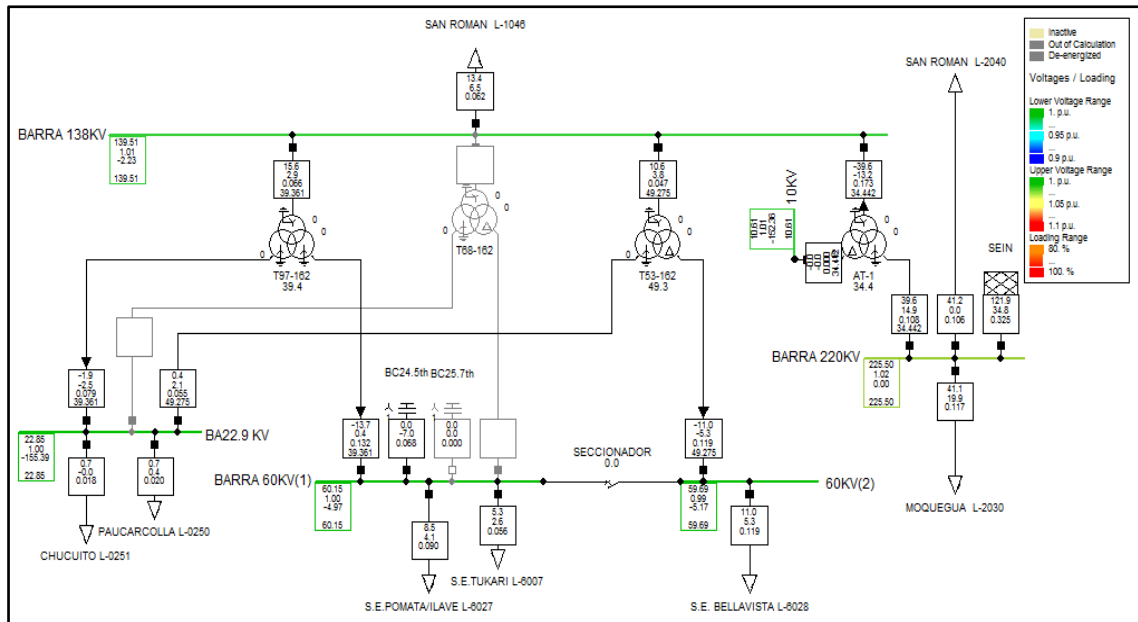


Figura N° 4.4: Resultado de flujo de potencia de Máxima Demanda Avenida en la S.E. Totorani
Elaboración propia

4.1.4.2. FLUJO DE POTENCIA DE MÍNIMA DEMANDA AVENIDA

En la figura 4.5 se verifica el flujo de carga balanceado de secuencia positiva (+), a 1.020 p.u. Las tensiones en todas las barras nos dan como resultados lo adecuado en los escenarios de mínima demanda avenida.

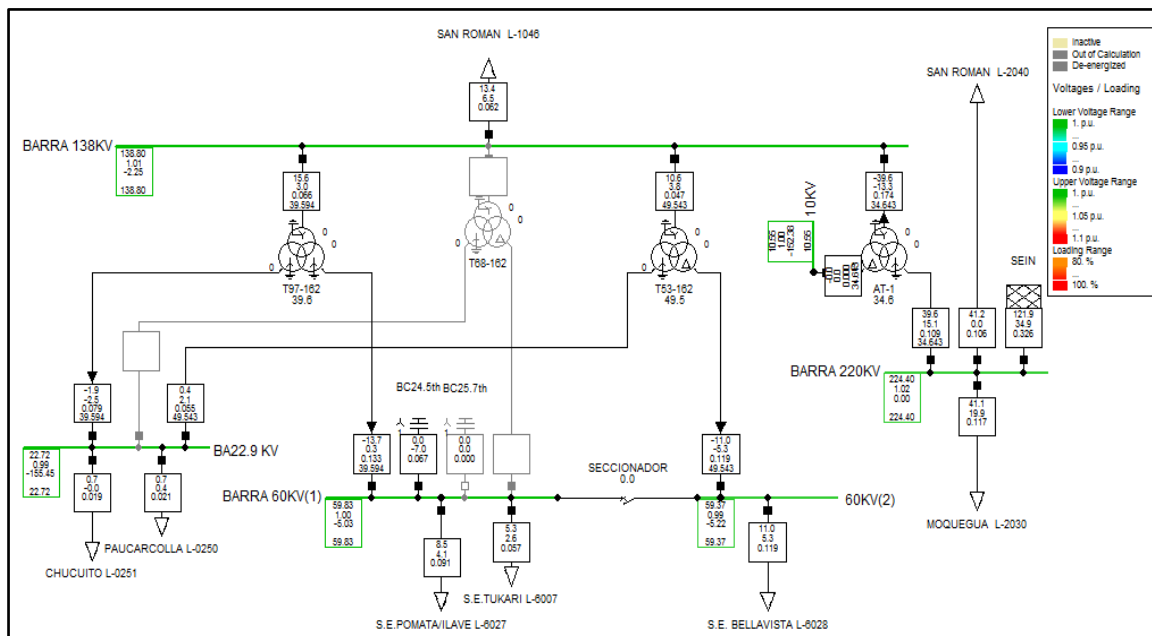


Figura N° 4.5: Resultado de flujo de potencia de Mínima Demanda Avenida en la S.E. Totorani
Elaboración propia

4.1.4.3. FLUJO DE POTENCIA DE MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE.

En la figura 4.6 se verifica el flujo de carga balanceado de secuencia positiva a 1.02pu, en este escenario las tensiones en las barras y en transformadores su comportamiento se considera adecuados.

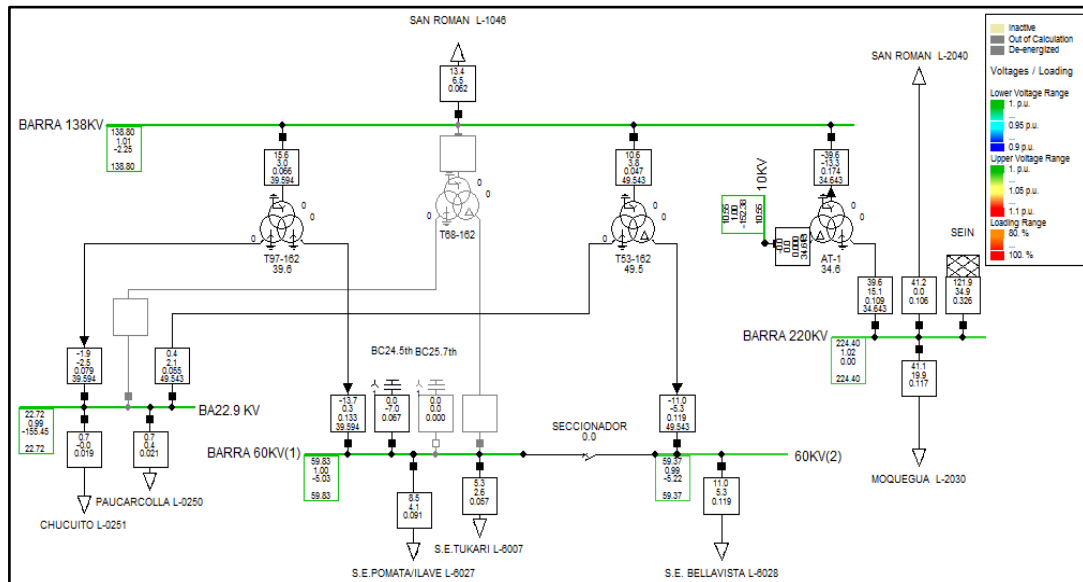


Figura N° 4.6: Resultado de flujo de potencia de Máxima Demanda Estiaje en la S.E. Totorani
Elaboración propia

4.1.4.4. FLUJO DE POTENCIA DE MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE

En la figura 4.7 se verifica el flujo de carga balanceado de secuencia positiva (+), a 1.0 p.u. las tensiones de 138kV, 60kV y 22.9kV resultan subtensionados.

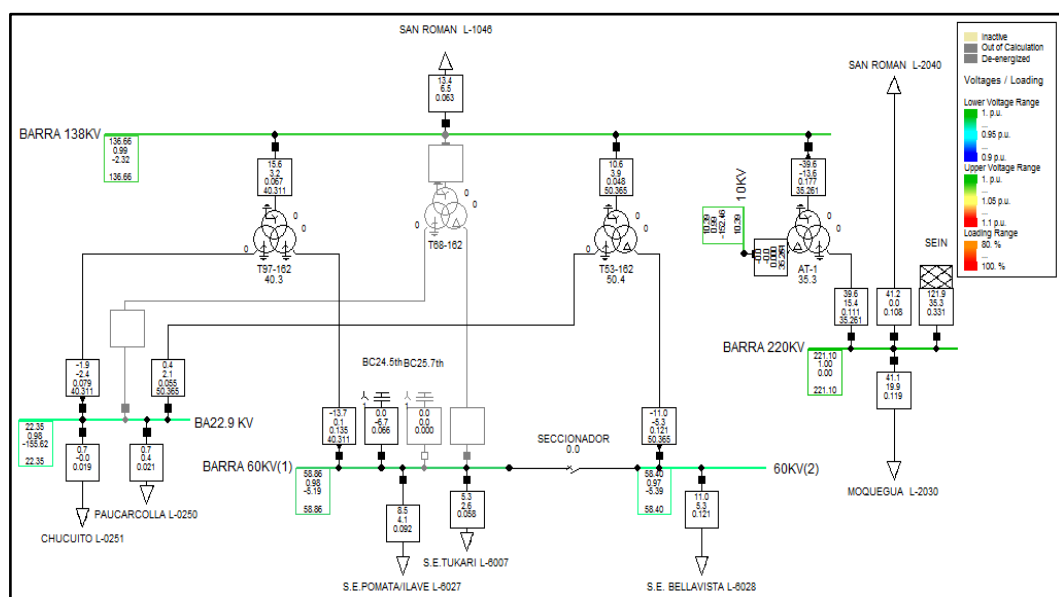


Figura N° 4.7: Resultado de flujo de potencia de Mínima Demanda Estiaje en la S.E. Totorani
Elaboración propia

4.1.4.5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA

Los resultados de tensiones en barra (pu) y (kV) en la subestación totorani, respecto a las tensiones de operación nominales. Nos muestra que las tensiones de valor nominales en barras de 220kV, 138kV,60kV,22.9kV de la subestación totorani son alejadas del valor nominal, todo esto se da a causa de que la operación de unidades de generación de la C.H. San Gaban II en la región de subexitación estaría disminuyendo los márgenes de estabilidad angular de las unidades de dicha central, ya que es la central más grande en la región de puno lo cual tiene que ver mucho la carga que genera y entrega al sistema. Para evitar para que no haya sobrecargas en el sistema se recomienda implementar conexión de un nuevo reactor de 20MVAR en la barra de 220kV de la subestación totorani para 2021 para evitar las sobrecargas en las barras de la Subestación Totorani y evitar fallas indebidas.

Tabla N° 4.3: Resultado de Tensiones en Barras (p.u. y kV) obtenido en Digsilent

| Nombre de la Barra | Tensión Nominal (kV) | Tensión de Operación (kV) | p.u. | P (MW) | Q (Mvar) | I (kA) | deg |
|--------------------|----------------------|---------------------------|------|--------|----------|--------|----------|
| barra 220 kV | 220 | 225.5 | 1.02 | 41.22 | 19.89 | 0.32 | 0.00 |
| barra 138 kV | 138 | 139.51 | 1.01 | 39.64 | 13.21 | 0.17 | - 2.23 |
| barra 60 kV (1) | 60 | 60.15 | 1.00 | 13.75 | 0.38 | 0.13 | - 4.97 |
| barra 60 kV (2) | 60 | 59.69 | 0.99 | 11.03 | 5.34 | 0.12 | -5.17 |
| barra 22.9 kV | 22.9 | 22.85 | 1.00 | 1.90 | 2.49 | 0.08 | - 155.39 |
| barra 10 kV | 10.5 | 10.61 | 1.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | - 152.36 |

Elaboración Propia

En la Tabla 4.3 se verifica las tensiones en barra en (pu) y (KV) de la subestacion totorani por lo que no se tiene ninguna transgresión de tensión lo cual se encuentra dentro los límites permitidos de operación.

Tabla N° 4.4: Resultado de Cargas en Cada barra del Transformador de Potencia S.E. Totorani

| Nombre de la Barra | P (MW) | Q (Mvar) | I (kA) | Nivel de Carga (%) |
|--------------------------------|--------|----------|--------|--------------------|
| Transformador T97-162 | | | | |
| barra 138 kV | 15.65 | 2.91 | 0.07 | 39.36 |
| barra 60 kV | 13.75 | 0.38 | 0.13 | 39.36 |
| barra 22.9 | 1.9 | 2.49 | 0.61 | 39.36 |
| Transformador T53-162 | | | | |
| barra 138 kV | 10.59 | 3.81 | 0.05 | 49.28 |
| barra 60 kV | 11.03 | 5.34 | 0.12 | 49.28 |
| barra 22.9 | 0.44 | 2.14 | 0.2 | 49.28 |
| Autotransformador AT -1 | | | | |
| Barra 220kV | 39.64 | 14.94 | 0.11 | 34.44 |
| barra 138 kV | 39.64 | 13.21 | 0.17 | 34.44 |
| Barra 10 kV | 0 | 0 | 0 | 34.44 |

Elaboración Propia

En la tabla 4.4 se muestra los resultados de las cargas de operación en cada barra de la subestación totorani, así como potencia activa, potencia reactiva, corriente y el nivel de la cargabilidad en cada transformador de potencia obtenidos con software digsilent.

Tabla N° 4.5: Cargas de Líneas conectadas a la Subestación Totorani

| Cargas | P (MW) | Q (Mvar) | f.p. | I (kA) |
|--------------|---------------|--------------|-------------|-------------|
| L-2030 | 41.06 | 19.89 | 0.90 | 0.12 |
| L-2040 | 41.22 | 0.00 | 1.00 | 0.11 |
| L-1046 | 13.4 | 6.49 | 0.90 | 0.06 |
| L-6007 | 5.29 | 2.56 | 0.90 | 0.06 |
| L-6027 | 8.46 | 4.10 | 0.90 | 0.07 |
| L-0250 | 0.73 | 0.35 | 0.90 | 0.02 |
| L-0251 | 0.73 | 0.00 | 1.00 | 0.02 |
| L-6028 | 11.03 | 5.34 | 0.90 | 0.12 |
| BC 5th | 0 | (-)7.04 | 0.00 | 0.07 |
| BC 7th | 0 | 0.00 | 1.00 | 0.00 |
| TOTAL | 121.92 | 34.83 | 0.94 | 0.11 |

Elaboración Propia

En la Tabla 4.5 Se verifica las cargas en potencia (MW), lo cual nos permite saber las cargas de líneas conectadas a la Subestación también podemos verificar el consumo de carga que es 121.92MW Aproximado en los escenarios de máxima demanda avenida.

4.1.5. RESULTADOS DEL CORTOCIRCUITO

Se realiza cálculo de corto circuito con digisilet aplicando método de cálculo completo, considerando diferentes tipos de falla independientemente para cada barra.

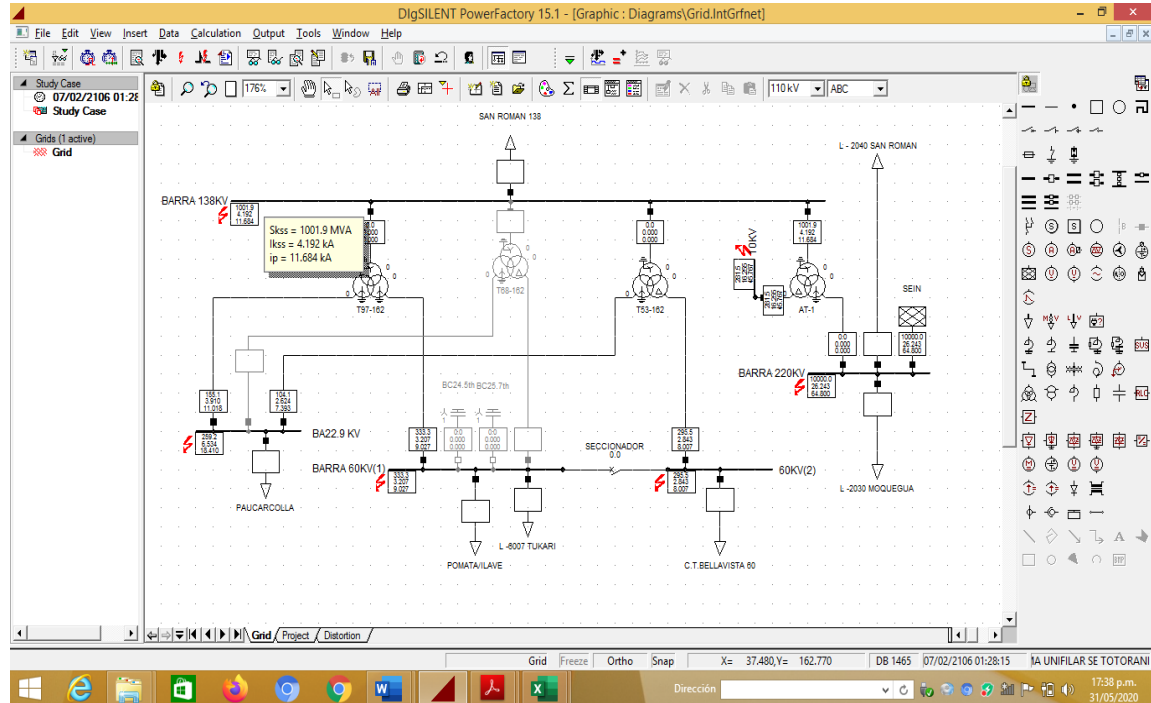


Figura N° 4.8: Resultado de de Cortocircuito para cada barra en la S.E. Totorani
Fuente: Elaboración propia

En la figura 4.8 se muestra niveles de cortocircuito para cada barra independientemente en estado estacionario secuencia positiva se considera las opciones de cálculo de cortocircuito trifásico, bifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra en la subestación de Totorani, así mismo se obtiene los resultados de máximos y mínimos niveles de cortocircuito considerando para diferentes valores de resistencia de falla R_f [Ω], y tipo de falla como podemos ver los resultados en las Tablas 4.6, 4.7, 4.8, 4.9 y 4.10 con valores (0 Ω , 20 Ω , 30 Ω , 60 Ω , 90 Ω) en cada barra de la subestación Totorani.

Tabla N° 4.6: Resultados de cortocircuito en las Barra 220 kV de la S.E.Totorani

| Resistencia de Falla Rf [Ω] | Máximos niveles de cortocircuito | | | | | | Mínimos niveles de cortocircuito | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|
| | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | |
| | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 |
| BARRA 220 kV | | | | | | | | | | | | |
| 0 | 24.7 | 21.4 | 24.8 | 25.0 | 25.0 | 0.0 | 21.8 | 18.8 | 21.8 | 22.1 | 22.1 | 0.0 |
| 20 | 6.2 | 9.6 | 6.2 | 6.1 | 6.2 | 0.0 | 6.1 | 9.3 | 6.1 | 6.1 | 6.1 | 0.0 |
| 30 | 4.2 | 6.9 | 4.2 | 4.2 | 4.2 | 0.0 | 4.2 | 6.8 | 4.2 | 4.2 | 4.2 | 0.0 |
| 60 | 2.2 | 3.7 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 0.0 | 2.1 | 3.6 | 2.1 | 2.1 | 2.1 | 0.0 |
| 90 | 1.4 | 2.5 | 1.4 | 1.4 | 1.1 | 0.0 | 1.4 | 2.5 | 1.4 | 1.4 | 1.4 | 0.0 |

Elaboración Propia

De la tabla 4.6 el nivel máximo de cortocircuito para la barra de 220kV es 25000A, esto se da para fallas franca Monofásica a tierra.

El nivel mínimo de cortocircuito se da para falla franca bifásico a tierra con 21800A.

Tabla N° 4.7: Resultados de cortocircuito en las Barra 138 kV de la S.E.Totorani

| Resistencia de Falla Rf [Ω] | Máximos niveles de cortocircuito | | | | | | Mínimos niveles de cortocircuito | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|
| | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | |
| | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 |
| BARRA 138 kV | | | | | | | | | | | | |
| 0 | 3.8 | 3.3 | 4.3 | 4.4 | 4.6 | 0.0 | 3.8 | 3.3 | 4.3 | 4.4 | 4.5 | 0.0 |
| 20 | 2.7 | 2.9 | 3.1 | 2.6 | 3.0 | 0.0 | 2.7 | 2.9 | 3.1 | 2.6 | 2.9 | 0.0 |
| 30 | 2.1 | 2.6 | 2.4 | 2.1 | 2.3 | 0.0 | 2.1 | 2.6 | 2.4 | 2.0 | 2.3 | 0.0 |
| 60 | 1.2 | 1.9 | 1.3 | 1.2 | 1.3 | 0.0 | 2.2 | 1.8 | 1.3 | 1.2 | 1.3 | 0.0 |
| 90 | 0.9 | 1.4 | 0.9 | 0.8 | 0.9 | 0.0 | 0.9 | 1.4 | 0.9 | 0.8 | 0.9 | 0.0 |

Elaboración Propia

De la tabla 4.7 el nivel máximo de cortocircuito para la barra de 138kV es 4600A y se da falla franca monofásica a tierra y como nivel mínimo de corto circuito se da en la falla bifásica que es 3300A.

Tabla N° 4.8: Resultados de cortocircuito en las Barra 60kV de la S.E.Totorani

| Resistencia de Falla Rf [Ω] | Máximos niveles de cortocircuito | | | | | | Mínimos niveles de cortocircuito | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|
| | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | |
| | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 |
| BARRA 60 kV (1) | | | | | | | | | | | | |
| 0.00 | 2.9 | 2.5 | 3.3 | 3.4 | 3.5 | 0.0 | 2.9 | 2.5 | 3.3 | 3.4 | 3.5 | 0.0 |
| 20.00 | 1.4 | 1.9 | 1.6 | 1.4 | 1.5 | 0.0 | 1.4 | 1.9 | 1.5 | 1.4 | 1.5 | 0.0 |
| 30.00 | 1.0 | 1.5 | 1.1 | 1.0 | 1.1 | 0.0 | 1.0 | 1.5 | 1.1 | 1.0 | 1.1 | 0.0 |
| 60.00 | 0.6 | 0.9 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.0 | 0.6 | 0.9 | 0.6 | 0.5 | 0.6 | 0.0 |
| 90.00 | 0.4 | 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.0 | 0.4 | 0.6 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.0 |

Elaboración Propia

De la tabla 4.8 el nivel máximo de cortocircuito para la barra de 60kV conectado a la S.E. Pomata y llave es 3500A se da falla franca monofásica a tierra y como nivel mínimo de cortocircuito se da para resistencia de falla 90Ω en condiciones de falla bifásica a tierra que es 400A.

Tabla N° 4.9: Resultados de cortocircuito en las Barra 60kV(2) de la S.E.Totorani

| Resistencia de Falla Rf [Ω] | Máximos niveles de cortocircuito | | | | | | Mínimos niveles de cortocircuito | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|
| | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | |
| | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 | | | Ikss | 3*I0 | Ikss | 3*I0 |
| BARRA 60 kV (2) | | | | | | | | | | | | |
| 0 | 2.6 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 0.0 | 0.0 | 2.6 | 2.2 | 2.2 | 2.2 | 0.0 | 0.0 |
| 20 | 1.4 | 1.7 | 1.2 | 1.2 | 0.0 | 0.0 | 1.4 | 1.7 | 1.2 | 1.2 | 0.0 | 0.0 |
| 30 | 1.0 | 1.4 | 0.9 | 0.9 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 1.4 | 0.9 | 0.9 | 0.0 | 0.0 |
| 60 | 0.5 | 0.9 | 0.5 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 0.9 | 0.7 | 0.7 | 0.0 | 0.0 |
| 90 | 0.4 | 0.6 | 0.3 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 0.4 | 0.6 | 0.3 | 0.3 | 0.0 | 0.0 |

Elaboración Propia

De la tabla 4.9 el nivel máximo de cortocircuito para la barra de 60kV conectado a la S.E. Bellavista es 2600A se da falla franca trifásica y como nivel mínimo de cortocircuito se da para resistencia de falla 90Ω en condiciones de falla bifásica a tierra que es 300A.

Tabla N° 4.10: Resultados de cortocircuito en las Barra 22.9 kV de la S.E.Totorani

| Resistencia de Falla Rf [Ω] | Máximos niveles de cortocircuito | | | | | | Mínimos niveles de cortocircuito | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|----------------------------------|-------------|---------------|------|---------------|------|
| | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | | Icc_3F [kA] | Icc_2F [kA] | Icc_2F-T [kA] | | Icc_1F-T [kA] | |
| | | | Ikss | 3*10 | Ikss | 3*10 | | | Ikss | 3*10 | Ikss | 3*10 |
| BARRA 22.9 kV | | | | | | | | | | | | |
| 0 | 6.0 | 5.2 | 7.3 | 7.5 | 7.6 | 0.0 | 6.0 | 5.2 | 7.3 | 7.5 | 7.6 | 0.0 |
| 20 | 0.6 | 1.1 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.0 | 0.6 | 1.1 | 0.7 | 0.0 | 0.6 | 0.0 |
| 30 | 0.4 | 0.7 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.0 | 0.4 | 0.7 | 0.4 | 0.4 | 0.4 | 0.0 |
| 60 | 0.2 | 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.2 | 0.4 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.0 |
| 90 | 0.1 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.0 | 0.1 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.1 | 0.0 |

Elaboración Propia

De la tabla 4.10 el nivel máximo de cortocircuito para la barra de 22.9kV conectado salida a Paucarcolla es 7600A se da falla franca Monofásica a tierra y como nivel mínimo de cortocircuito se da para resistencia de falla 90Ω en condiciones de falla bifásica a tierra con 100A.

4.1.6. RESUMEN DEL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA SUBESTACIÓN TOTORANI

Se verifica que en los periodos 2019 - 2021 se tiene previsto que en el SEIN se instalen 489 MW de generación, lo que representa un 3.9% de incremento sobre la potencia efectiva del SEIN al año 2018 (12471 MW como valor estimado), de los cuales el 22% se instalará en la Zona Norte, 68% en la Zona Centro y **10% en la Zona Sur**.

La subestación totorani mantiene una carga entre sus equipos y cargas distribuida de interconexión en potencia (MW), el consumo de carga distribuida es de 121.92MW Aproximado en los escenarios de máxima demanda avenida.

De acuerdo al incremento de la demanda de energía en el sistema se simularon con digilent considerando los parámetros técnicos de los equipos en donde se verificó el comportamiento del sistema. Se concluye que efectivamente el incremento de potencia si influye en la subestación, por lo que los resultados de tensiones en barra (pu) y (kV) en la subestación totorani, respecto a las tensiones de operación nominales. Nos muestra que



las tensiones de valor nominales en barras de 220kV, 138kV,60kV,22.9kV de la subestación totorani son alejadas del valor nominal, todo esto se da al incremento de la potencia en el sistema y por otro lado también depende de la entrega de las unidades de Generación de la C.H. San Gaban II por que en la región de sub excitación estaría disminuyendo los márgenes de estabilidad angular de las unidades de dicha central, ya que es la central más grande y cercano a la subestación Totorani, en su interconexión estaría afectando al sistema de potencia, para evitar algunos tipos de perturbaciones de sobrecarga se recomienda implementar conexión de un nuevo reactor de 20MVAR en la barra de 220kV de la subestación totorani para 2021 para así dar una solución definitiva y así evitaremos cualquier tipo de transgresión que se presenta en el sistema.

Se realizo los cálculos de niveles de cortocircuito para cada barra de subestación Totorani, en el diagnostico se verifica el nivel máximo más desfavorable se da en la barra de 220kV las condiciones de falla franca Monofásica a tierra con 25000A.y nivel lo más mínimo posible se da en la barra de 22.9kV con resistencia de falla 90Ω en condiciones de falla bifásica a tierra con 100A.es muy importante estos niveles para cada barra independientemente nos sirve para ajustar los relés de protección.

4.2. AJUSTE DE RELÉS DE 51/51N EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA S.E. TOTORANI.

4.2.1. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA S.E. TOTORANI

- **Subestación Totorani de Configuración en barra sencilla en 220 kV**
 - Relé MiCOM P545. Protección diferencial de línea 87L, distancia, sobrecorriente y otras funciones (como protección principal de bahía de línea San Román 220 kV).
 - Relé SIEMENS 7SL87. Protección de distancia, sobrecorriente y otras funciones (como protección secundaria de bahía de línea San Román 220 kV).

- **Subestación Totorani de Configuración en doble barra con seccionador de transferencia en 220 kV**
 - Relé SEL 421. Controlador de bahía de acople en 220 kV con funciones de distancia, sobrecorriente y falla interruptora.
- **Relé de protecciones de la Subestación Totorani Puno de 138 kV**
 - Relé MiCOM P545. Protección diferencial de línea 87L, distancia, sobrecorriente y otras funciones (como protección principal de bahía de línea San Román 138 kV).
 - Relé SIEMENS 7SL87. Protección de distancia, sobrecorriente y otras funciones (como protección secundaria de bahía de línea San Román 138 kV).
 - Relés MiCOM P143. Controladores de bahía (Bahías de transformador y línea) con funciones de falla interruptor, discrepancia de polos y baja tensión.

4.2.1.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN INSTALADOS EN LA S.E. TOTORANI

En la Tabla 4.11 se presenta el listado de relés de protecciones con sus funciones instalados con la norma ANSI/IEEE. así mismo en la selección con fondo de color verde son los ajustes de sobrecorriente a evaluar.

Tabla N° 4.11: Lista de Reles de Protección Utilizados en la S.E. Totorani

| N° | MARCA MODELO | / | CÓDIGO ANSI | FUNCIÓN | REFERENCIA | TENSIÓN |
|----|------------------------------|---|-----------------|-----------------------------------|------------------------------------|-------------|
| 1 | SIEMENS / 7SJ611 | | 50/51+50N/51N | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | Transformador / T53-162 | 138 |
| 2 | SIEMENS / 7SJ622 | | 50/51 | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | LÍNEA / L-6028 | 60 |
| 3 | SIEMENS / 7SL87 | | 21/21N+67NCD+79 | RELÉ DIFERENCIAL DE LÍNEA | LÍNEA / L-2040 | 220 |
| 4 | SIEMENS / 7SL87 | | 87L | RELÉ DIFERENCIAL DE LÍNEA | LÍNEA / L-1046 | 138 |
| 5 | ZIV / 8IVD-E1N211 | | 50+64 | RELÉ DE TENSIÓN | Transformador / AT-1_120/120/15MVA | 10 |
| 6 | GENERAL ELECTRIC / DBF-10CIM | | 50BF | RELÉ DE FALLA INTERRUPTOR | LÍNEA / L-2030 | 220 |
| 7 | GENERAL ELECTRIC / DBF-10CIM | | 50BF | RELÉ DE FALLA INTERRUPTOR | Transformador / AT-1_120/120/15MVA | 138 |
| 8 | ALSTOM / KBCH 130 | | 87T | RELÉ DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR | Transformador / T53-162 | 138/60/22.9 |
| 9 | GENERAL ELECTRIC / LFCB-262 | | 87L | RELÉ DIFERENCIAL DE LÍNEA | LÍNEA / L-2030 | 220 |

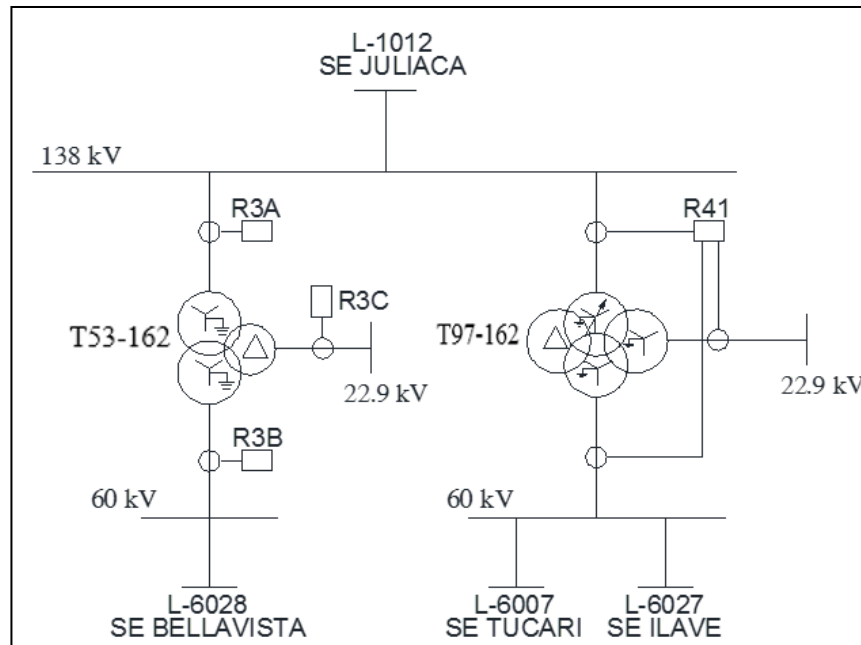
“continuación”

| Nº | MARCA / MODELO | CÓDIGO ANSI | FUNCIÓN | REFERENCIA | TENSIÓN |
|----|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|--|-------------|
| 10 | ALSTOM / MICOM P122 | 50/51 | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | LÍNEA / L-6027 | 60 |
| 11 | ALSTOM / MICOM P122 | 50/51+50N/51N | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | Transformador / T53-162 | 22,9 |
| 12 | ALSTOM / MICOM P141 | 50/51 | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | Transformador / T53-162 | 60 |
| 13 | ALSTOM / MICOM P441 | 21 | RELÉ DE DISTANCIA | LÍNEA / L-6027 | 60 |
| 14 | ALSTOM / MICOM P441 | 21 | RELÉ DE DISTANCIA | LÍNEA / L-6028 | 60 |
| 15 | GENERAL ELECTRIC / MOV 1000 | 27 | RELÉ DE TENSIÓN | LÍNEA / L-2030 | 220 |
| 16 | GENERAL ELECTRIC / MTP2151MO | 87T | RELÉ DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR | Transformador / AT-1_120/120/15MVA | 220/138/10 |
| 17 | GENERAL ELECTRIC / MTP2151MO | 87T | RELÉ DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR | Transformador / AT-1_120/120/15MVA | 220/138/10 |
| 18 | ALSTOM / MICOM P143 | 25 | RELÉ DE SINCRONISMO | LÍNEA+CONTROL / L-2040 | 220 |
| 19 | ALSTOM / MICOM P143 | 27 | RELÉ DE TENSIÓN | Transformador / AT-1_120/120/15MVA | 138 |
| 20 | ALSTOM / MICOM P545 | 87L+21/21N+67 NCD+79 | RELÉ DIFERENCIAL DE LÍNEA | LÍNEA / L-2040 | 220 |
| 21 | ALSTOM / MICOM P545 | 87L+21/21N+67 NCD+79 | RELÉ DIFERENCIAL DE LÍNEA | LÍNEA / L-1046 | 138 |
| 22 | ABB / REC670 | 50/51+50N/51N | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | Transformador / T68-162 | 138/60/22,9 |
| 23 | ABB / REF541 | 50/51+67N | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | LÍNEA / L-6007 | 60 |
| 24 | ABB / REL670 | 21/21N+67N+50/51 | RELÉ DE DISTANCIA | LÍNEA / L-6007 | 60 |
| 25 | ABB / RET670 | 87T+50/51+50/51N+50BF+27+59 | RELÉ DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR | Transformador / T68-162 | 138/60/22,9 |
| 26 | ABB / REU610 | 59N | RELÉ DE TENSIÓN | BARRA / Barra 60kV | 60 |
| 27 | SCHWEITZER / SEL-487E | 87T+50/51+50N/51N | RELÉ DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR | Transformador / T97-162 | 138/60/22,9 |
| 28 | SCHWEITZER / SEL-487E | 87T+50/51+50N/51N | RELÉ DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR | Transformador / T97-162 | 138/60/22,9 |
| 29 | SCHWEITZER / SEL-501 | 50/51+51N | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | Transformador / AT-1_120/120/15MVA | 220 |
| 30 | SCHWEITZER / SEL-501 | 51+51N | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | Transformador / AT-1_120/120/15MVA | 138 |
| 31 | SCHWEITZER / SEL-279H | 79+25 | RELÉ DE SINCRONISMO | LÍNEA / L-2030 | 220 |
| 32 | SCHWEITZER / SEL-321 | 21/21N+27/59+50N/51N+46 | RELÉ DE DISTANCIA | LÍNEA / L-2030 | 220 |
| 33 | SCHWEITZER / SEL-487V | 50/51+59/27+46 | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | BANCO DE COMPENSACIÓN / BC-24 7MVAR (Filtro 7to) | 60 |
| 34 | SCHWEITZER / SEL-487V | 50/51+59/27+46 | RELÉ DE SOBRECORRIENTE | BANCO DE COMPENSACIÓN / BC-25 7MVAR (Filtro 5to) | 60 |

Elaboración Propia

4.2.2. DIAGRAMA UNIFILAR CONEXIÓN TRANSFORMADORES T53 Y T97

En este diagrama nos muestra la ubicación de los relés de sobrecorriente conectada en las salidas del transformador. Ver figura 4.9



*Figura N° 4.9: Diagrama Unifilar del transformador de potencia T53 y T97
Elaboración propia*

De la figura 4.9 se resume los relés de sobrecorriente así mismo se identifica la ubicación con las características siguientes, con su código, marca/modelo donde:

- R3A, es un rele de Marca SIEMENS modelo 7SJ611
- R3B, es un rele de Marca ALSTOM modelo MICOMP141
- R3C, es un rele de Marca ALSTOM modelo MICOMP122
- R41, es un rele de Marca SCHWEITZER modelo SEL-487E

4.2.2.1. RESUMEN DE AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE PROPUESTOS EN TRANSFORMADORES T53

- **Transformador de potencia: T53**

En los cuadros 4.12, 4.13 y 4.14 se presenta el resumen de ajustes de relés propuestos en el transformador de potencia T53.

Tabla N° 4.12: Ajustes de Relé R3A, SIEMENS/7SJ611 Lado 138 kV

| TC:150/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 171 | 0.16 | DT | 1000 | 0.15 | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-NI | 43 | 0.26 | DT | 1000 | 0.1 | - | - | - |

Elaboración propia

Tabla N° 4.13: Ajustes de Relé R3B, ALSTOM/MICOMP141 Lado 60 kV

| TC:250/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-SI | 375 | 0.125 | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

Tabla N° 4.14: Ajuste de Relé R3C, ALSTOM/MICOMP122 Lado 22.9 kV

| TC:200/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-SI | 294 | 0.175 | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-SI | 70 | 0.3 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas de selectividad propuestas para las protecciones de sobrecorriente de fase para Transformador T53:

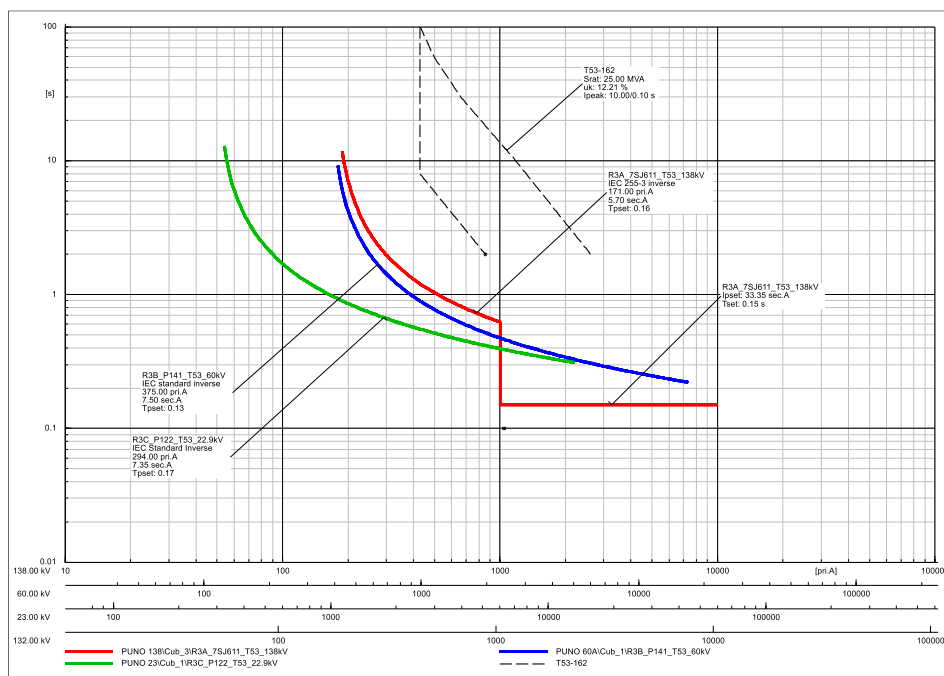


Figura N° 4.10: Curvas de Selectividad Sobrecorriente de Fases en Transformador T53
Fuente: Elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas de selectividad propuestas para las protecciones de sobrecorriente de tierra para Transformador T53:

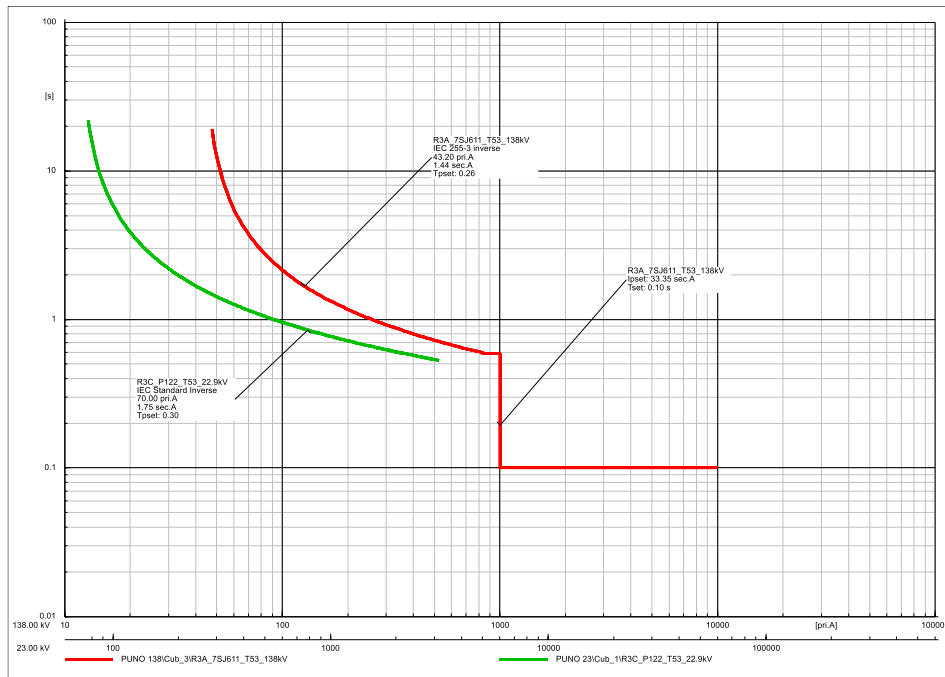


Figura N° 4.11: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Transformador T53
Elaboración propia

4.2.2.2. ANÁLISIS DE AJUSTE DE RELÉS SOBRECORRIENTE EN EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA T53 Sobrecorriente de Fase 138kV.

La protección de sobrecorriente de fases para 138kV en transformador T53 es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el Relé R3A, Actualmente la corriente de arranque se encuentra ajustada al 130% de la corriente nominal del lado de 138 kV del transformador mencionado a la etapa de refrigeración ONAN, así mismo se recomienda ajustar la corriente de arranque al 130% de la corriente nominal del lado de 22.9 kV de la etapa de refrigeración ONAF, así se considera lo adecuado

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) se recomienda ajustar a **0.16**, el cual con el arranque y dial propuesto se logrará despejar una falla trifásica en barra de 22.9kV y 60kV en tiempos de 1572 ms y 944 ms respectivamente, manteniendo un correcto margen de coordinamiento

(mayor a 200 ms) con la función de sobrecorriente de fases que se ubican en nivel de tensión mencionado, lo que se considera adecuado. Ver en la figura siguiente

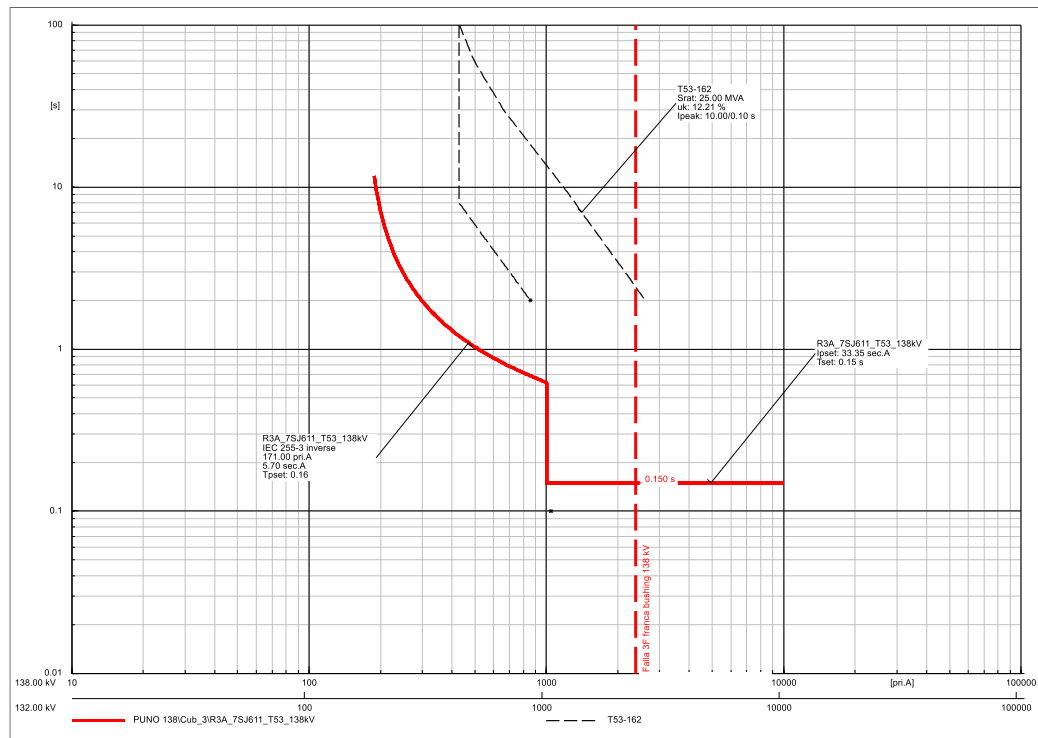


Figura N° 4.12: Falla Trifásica en bushing 138 kV - Ajustes Propuestos
Elaboración propia

Tabla N° 4.15: Ajuste Propuesto en Valores Primarios para T53 Lado 138kV

| TC:150/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 171 | 0.16 | DT | 1000 | 0.15 | - | - | - |

Elaboración propia

Sobrecorriente de Tierra 138 kV

La corriente de arranque se encuentra ajustada al 28% de la corriente primaria del transformador de corriente ubicado en el devanado de 138kV del transformador de potencia T53-162, el cual se considera adecuado.

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempo (Dial) se recomienda incrementar de 0.17 a 0.26, con la finalidad de poder despejar una falla monofásica en la barra remota de 138kV de la SE Juliaca en una temporización de 1159 ms y poder brindar respaldo a la función de sobrecorriente de la

protección de distancia del relé ubicado en la línea que sale de la SE Puno, lo que se considera adecuado. Ver en la figura siguiente

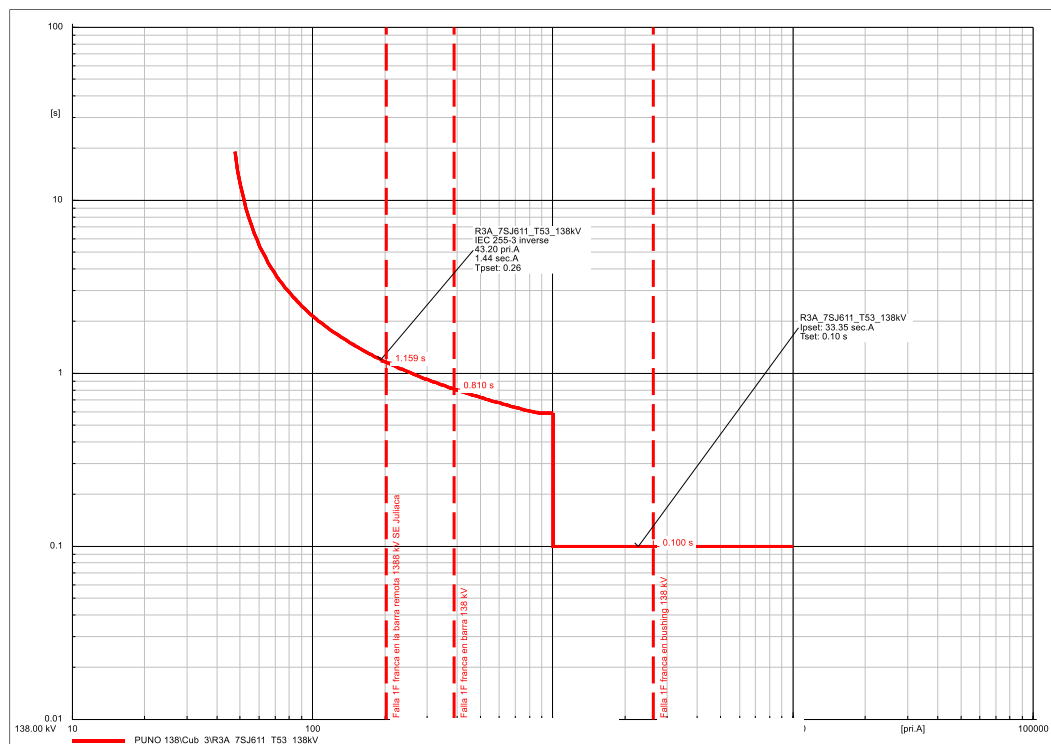


Figura N° 4.13: Falla Monofásica franca en nivel de 138 kV - Ajustes Propuestos
Elaboración propia

Tabla N° 4.16: Ajuste propuesto sobrecorriente a Tierra 138kV Transformador T53

| TC:150/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|-----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Tierra(E) | IEC-NI | 43 | 0.26 | DT | 1000 | 0.1 | - | - | - |

Elaboración propia

Sobrecorriente de Fase 60kV

La protección de sobrecorriente de fases para 60kV es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el Relé, R3B ALSTOM/MICOM141. Actualmente la corriente de arranque se encuentra ajustada al 130% de la corriente nominal del lado de 60 kV del transformador T53 en la etapa de refrigeración ONAN, por lo que se recomienda ajustar la corriente de arranque al 130% de la corriente nominal del lado de 22.9 kV de la etapa de refrigeración ONAF, lo que se considera adecuado.

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) permite despejar una falla trifásica franca en barra de 60kV en

una temporización de 486 ms, el cual se considera adecuado ya que brinda un margen de tiempo adecuado para la coordinación con las funciones de sobrecorriente de fases que se ubican en las redes de 60kV que salen de la S. E Totorani. Ver en la figura siguiente.

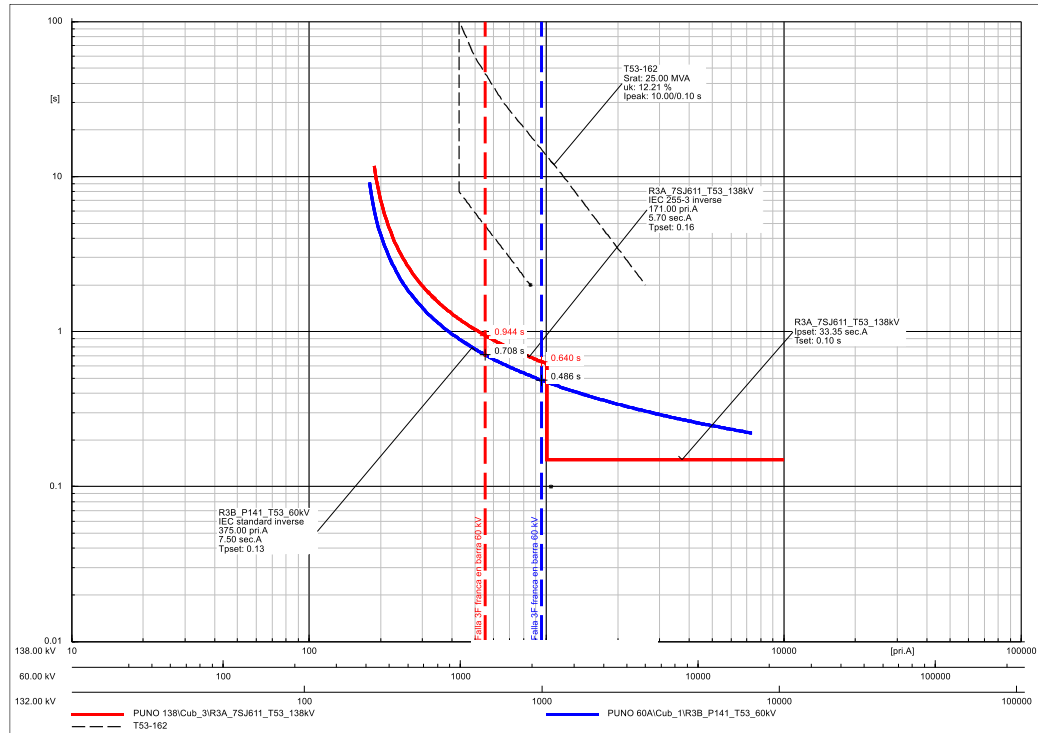


Figura N° 4.14: Falla Trifásica en barra 60 kV - Ajustes Propuestos
Elaboración propia

Tabla N° 4.17: Ajuste Propuesto en Valores Primarios para T53 Lado 60kV

| TC:250/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-SI | 375 | 0.125 | - | - | - | - | - | - |

Fuente: Elaboración propia

Coordinación de fase 22.9 kV

La protección de sobrecorriente de fases para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el Relé, R3C ALSTOM/MICOM122.

Actualmente la corriente de arranque se encuentra ajustada al 130% de la corriente nominal del lado de 22.9 kV del transformador T53, correspondiente a la etapa de refrigeración ONAN, de igual forma ajustar la etapa de refrigeración ONAF de lado de 22.9 kV, lo que se considera adecuado.

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) se recomienda ajustar a **0.175**, el cual con el arranque y dial propuesto por que se logra despejar una falla trifásica en barra de 22.9kV en un tiempo de **612 ms**, el cual brinda un margen de coordinamiento adecuado a las funciones de sobrecorriente de fases que se ubican en las redes de 22.9kV que salen de la S.E Totorani. Ver en la figura siguiente.

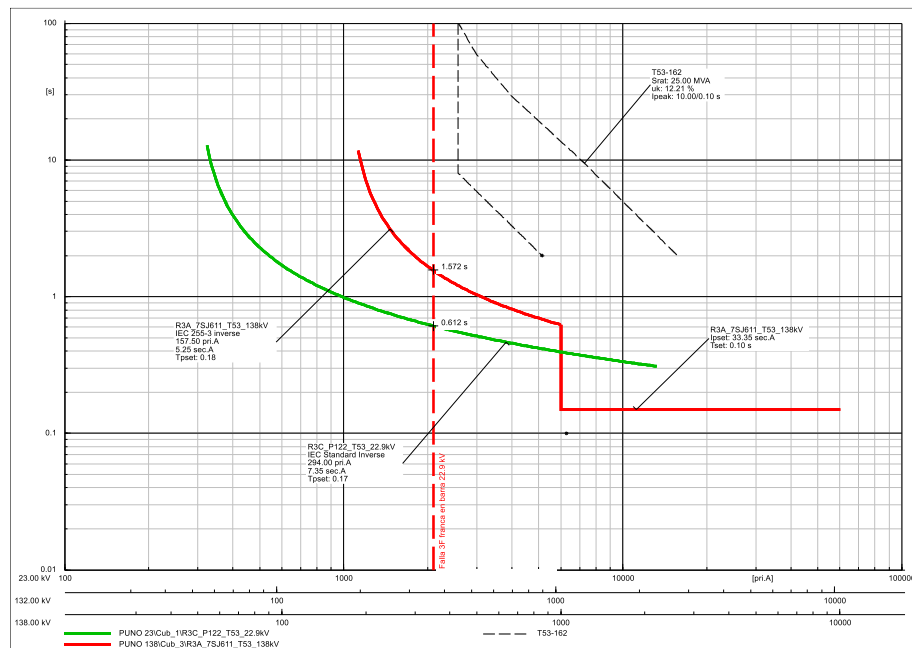


Figura N° 4.15: Falla Trifásica en barra 22.9 kV - Ajustes Propuestos
Elaboración propia

Tabla N° 4.18: Valores primarios de Fase Lado 22.9kV Transformador T53

| TC:200/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-SI | 294 | 0.175 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

Coordinación de tierra 22.9kV

La corriente de arranque se encuentra ajustada al 35% de la corriente nominal primaria del transformador de corriente ubicado en el devanado de 22.9kV del transformador de potencia, el cual se considera adecuado.

La característica actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempo (Dial) permite despejar una falla monofásica franca en barra de 22.9kV en una

temporización de 531 ms, el cual brinda un margen de coordinación adecuado con respecto a las funciones de sobrecorriente de tierra que se ubican en las redes de 22.9 kV que salen de la S.E Totorani.

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente, el cual se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla N° 4.19: Valores primarios de tierra Lado 22.9kV Transformador T53

| TC:200/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-----|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Tierra(E) | IEC-SI | 70 | 0.3 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

4.2.3. RESUMEN DE AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE PROPUESTOS EN TRANSFORMADORES T97

- **Transformador de potencia: T97**

En los cuadros 4.20, 4.21 y 4.22 se presenta el resumen de ajustes de relés propuestos en el transformador de potencia T97.

Tabla N° 4.20: Ajuste de Relé R41, SCHWEITZER/SEL-487E Lado 138 kV

| TC:300/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 217.5 | 0.15 | DT | 1200 | 0.15 | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-NI | 67.5 | 0.27 | DT | 1000 | 0.1 | - | - | - |

Elaboración propia

Tabla N° 4.21: Ajuste de Relé A R41, SCHWEITZER/SEL-487E Lado 60 kV

| TC:600/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 504 | 0.09 | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-NI | 156 | 0.18 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

Tabla N° 4.22: Ajuste de Relé R41, SCHWEITZER/SEL-487E Lado 22.9 kV

| TC:800/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 654 | 0.12 | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-NI | 204 | 0.22 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas de selectividad propuestas para las protecciones de sobrecorriente de fases y tierra para Transformador T97:

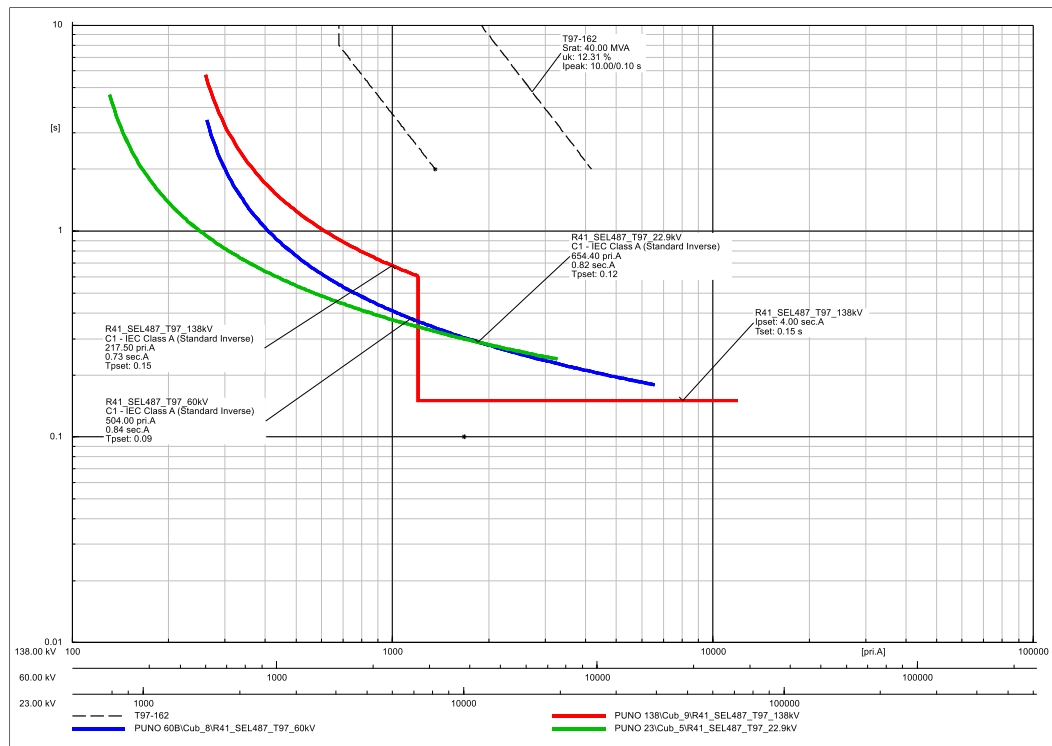


Figura N° 4.16: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Fases Transformador T97-162
Elaboración propia

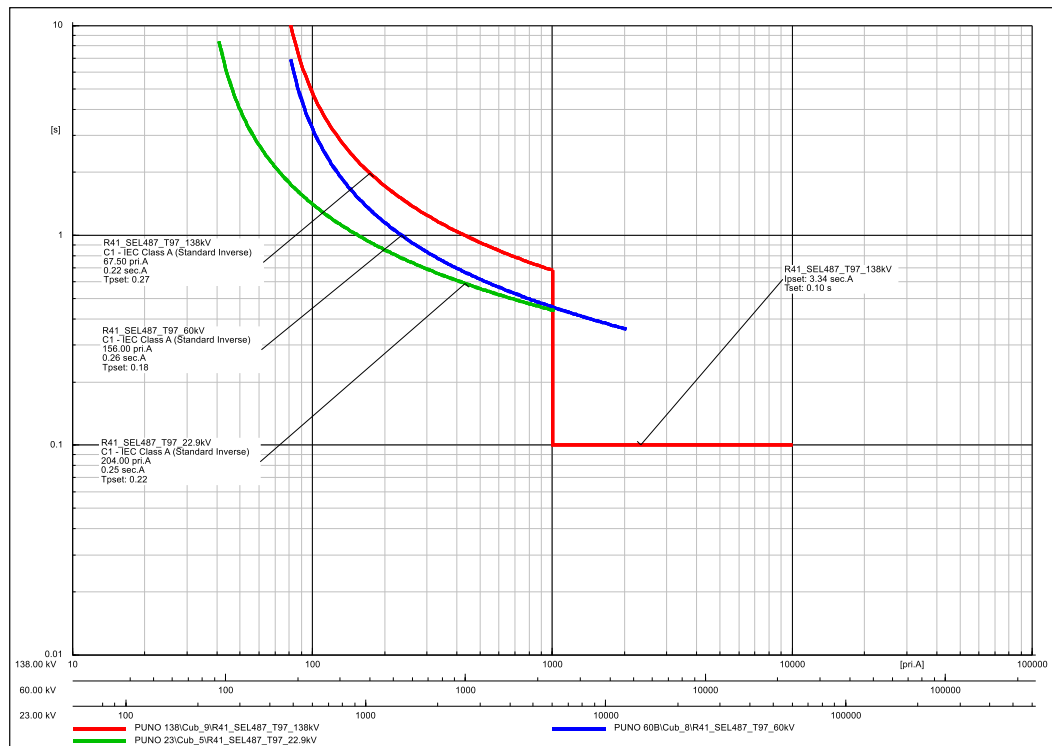


Figura N° 4.17: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Transformador T97-162
Elaboración propia

4.2.3.1. ANALISIS PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA: T97

Sobrecorriente de Fase 138 kV Para T97

La protección de sobrecorriente de fases para 138kV es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en Relé R41 SCHWEITZER/SEL-487E, Actualmente la corriente de arranque se encuentra ajustada al 130% de la corriente nominal del lado de 138 kV del transformador de potencia correspondiente a la etapa de refrigeración ONAF, lo que se considera adecuado.

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) permite despejar una falla trifásica franca en barra de 22.9kV y 60kV en tiempos de 1043 ms y 745 ms respectivamente, manteniendo un correcto margen de coordinamiento (mayor a 200 ms) con la función de sobrecorriente de fases que se ubican en los niveles de tensión mencionados, lo que se considera adecuado.

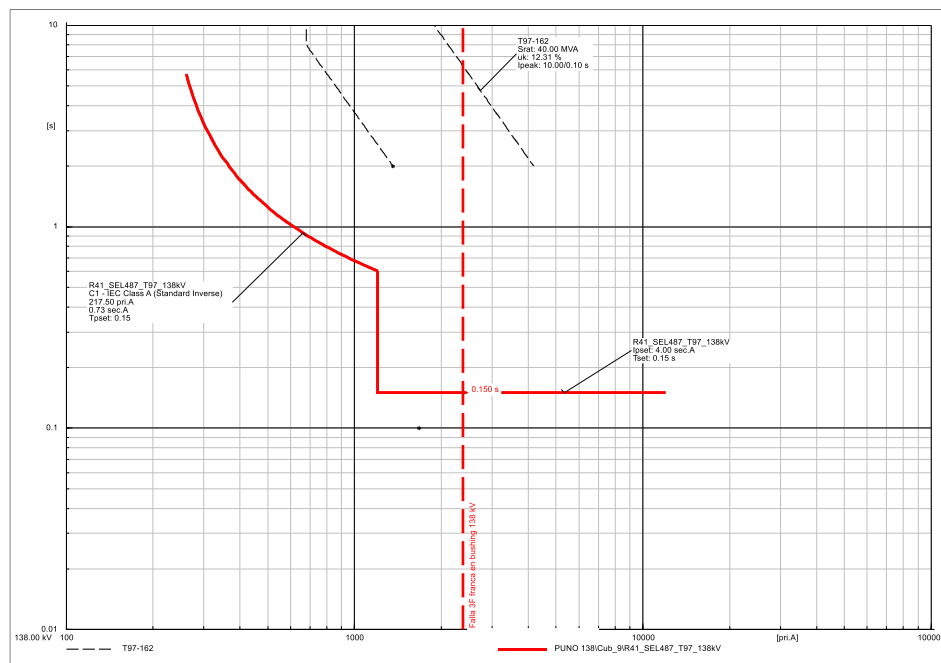


Figura N° 4.18: Falla Trifásica en bushing 138 kV - Ajustes Propuestos
Elaboración propia

Tabla N° 4.23: Valores primarios de Fase Lado 138kV Transformador T97

| TC:300/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 217.5 | 0.15 | DT | 1200 | 0.15 | - | - | - |

Elaboración propia



Sobrecorriente de Tierra 138 kV

La protección de sobrecorriente de tierra para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobrecorriente de tierra habilitado en el Relé R41, SCHWEITZER/SEL-487E.

La corriente de arranque se encuentra ajustada al 22% de la corriente primaria del transformador de corriente ubicado en el devanado de 138kV del transformador T97, el cual se considera adecuado.

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) permite despejar una falla monofásica franca en barra de 22.9kV y 60kV en tiempos de 1167 ms y 800 ms respectivamente, manteniendo un correcto margen de coordinación (mayor a 200ms) con la función de sobrecorriente de tierra que se ubican en los niveles de tensión mencionados, lo que se considera adecuado.

Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido con umbral de corriente de 1 000 A primarios, que representa el 150% de la máxima corriente vista por el relé ante una falla monofásica franca en la barra de 60 kV (0.68 kA) y es menor a la máxima corriente de cortocircuito en los terminales del transformador (2.08 kA), permitiendo despejar fallas monofásicas en el bushing del transformador en una temporización de 100 ms, lo que se considera adecuado.

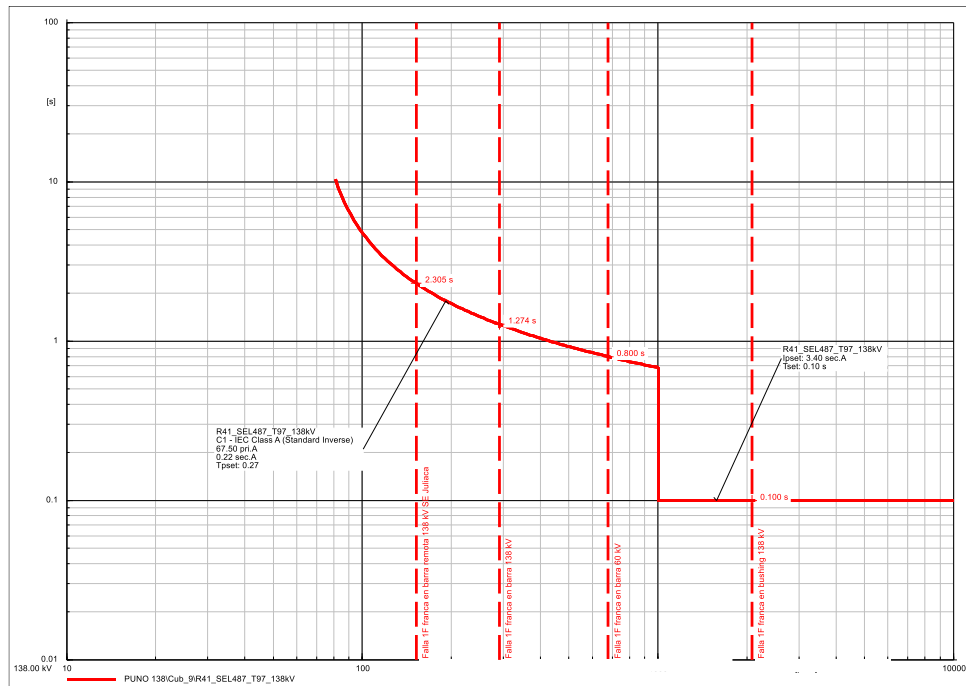


Figura N° 4.19: Falla Monofásica en nivel de 138 kV - Ajustes Propuestos
Elaboración propia

Tabla N° 4.24: Valores primarios de Tierra Lado 138kV Transformador T97

| TC:300/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|-----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Tierra(E) | IEC-NI | 67.5 | 0.27 | DT | 1000 | 0.1 | - | - | - |

Elaboración propia

Sobrecorriente de Fase 60 kV para T97

La protección de sobrecorriente de fases para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el Relé R41 SCHWEITZER/SEL-487E.

Actualmente la corriente de arranque se encuentra ajustada al 130% de la corriente nominal del lado de 60 kV del transformador de potencia correspondiente a la etapa de refrigeración ONAF, lo que se considera adecuado.

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) permite despejara una falla trifásica franca en barra de 60kV en una temporización de 450 ms, el cual se considera adecuado ya que brinda un margen de tiempo adecuado para la coordinación con las funciones de sobrecorriente de fases que se ubican en las redes de 60kV que salen de la S.E Puno.

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente, el cual se muestra en el siguiente cuadro en valores primarios:

Tabla N° 4.25: Valores primarios de Fase Lado 60kV Transformador T97

| TC:600/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 504 | 0.09 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

Sobrecorriente de Fase 22.9 kV para T97

La protección de sobrecorriente de fases para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el Relé R41 SCHWEITZER/SEL-487E.

Actualmente la corriente de arranque se encuentra ajustada al 130% de la corriente nominal del lado de 22.9 kV del transformador de potencia correspondiente a la etapa de refrigeración ONAF, lo que se considera adecuado.

La característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) permite despejar una falla trifásica franca en la barra de 22.9 kV en una temporización de 482 ms, el cual brinda un margen de coordinación adecuado a las funciones de sobrecorriente de fases que se ubican en las redes de 22.9kV que salen de la S.E Totorani.

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente, el cual se muestra en el siguiente cuadro en valores primarios:

Tabla N° 4.26: Valores primarios de Fase Lado 22.9kV Transformador T97

| TC:800/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 654 | 0.12 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

4.2.4. AJUSTE DE RELÉS 51/51N EN AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA ATR1

4.2.4.1. DIAGRAMA UNIFILAR AUTOTRANSFORMADOR ATR1

En este diagrama nos muestra la ubicación de los relés de sobrecorriente conectada en las salidas del Autotransformador. Ver figura 4.20

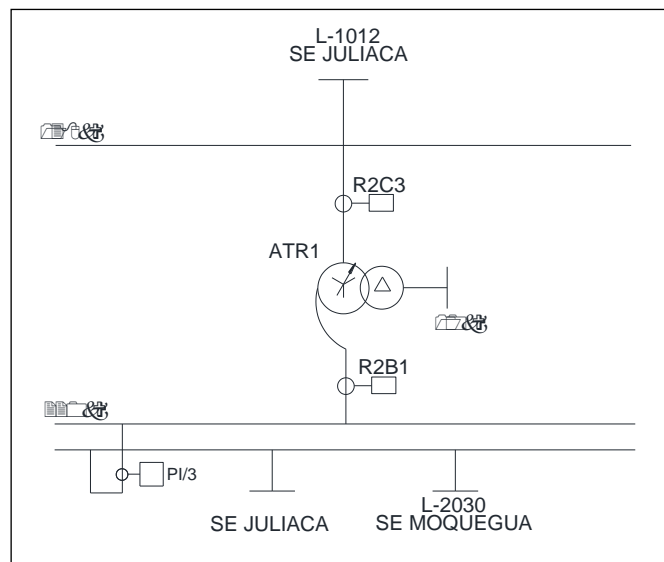


Figura N° 4.20: Diagrama Unifilar del Autotransformador de potencia ATR1
Elaboración propia

De la figura 4.20 se resume la conexión de relés de sobrecorriente y la ubicación con las características siguientes, con un código, marca/modelo donde:

- R2C3, es un rele de Marca SCHWEITZER modelo SEL-501-2
- R2B1, es un rele de Marca SCHWEITZER modelo SEL-501-2

4.2.4.2. RESUMEN DE AJUSTE DE RELÉS DE 51/51N PROPUESTOS EN EL AUTOTRANSFORMADOR ATR1

- Autotransformador de potencia: ATR1 220/138/10 kV

Tabla N° 4.27: Relé R2C3, SCHWEITZER/SEL-501-2 Lado 220 kV

| TC:600/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | US-U1 | 474 | 1.11 | DT | 900 | 0.15 | - | - | - |
| Tierra(E) | US-U3 | 63.6 | 6.4 | DT | 1080 | 0.15 | - | - | - |

Elaboración propia

Tabla N° 4.28: Relé R2B1, SCHWEITZER/SEL-501-2 Lado 138 kV

| TC:600/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-----|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | US-U1 | 756 | 0.5 | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | US-U3 | 100.8 | 9.8 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas de selectividad propuestas para las protecciones de sobrecorriente de **fases** para Autotransformador ATR1:

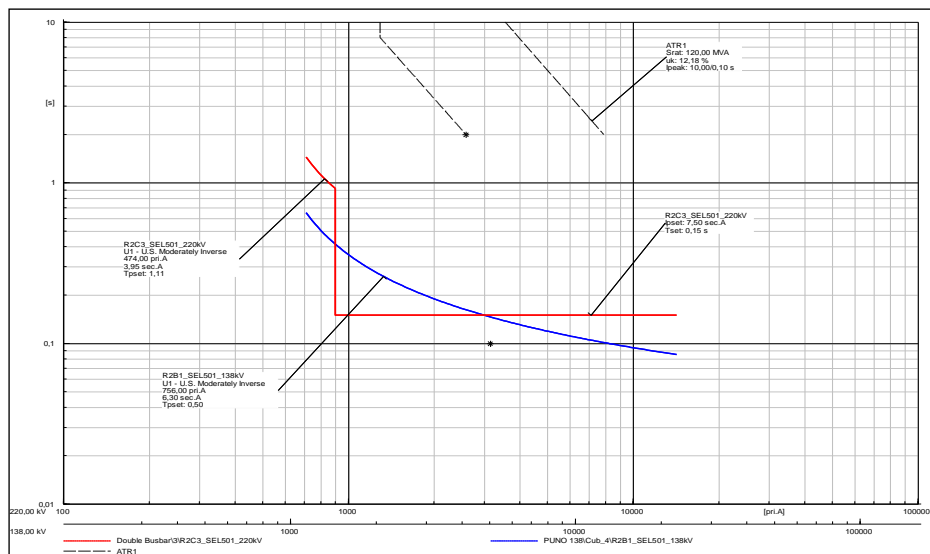


Figura N° 4.21: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Fases Autotransformador ATR1
Elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas de selectividad propuestas para las protecciones de sobrecorriente de **tierra** para Autotransformador ATR1:

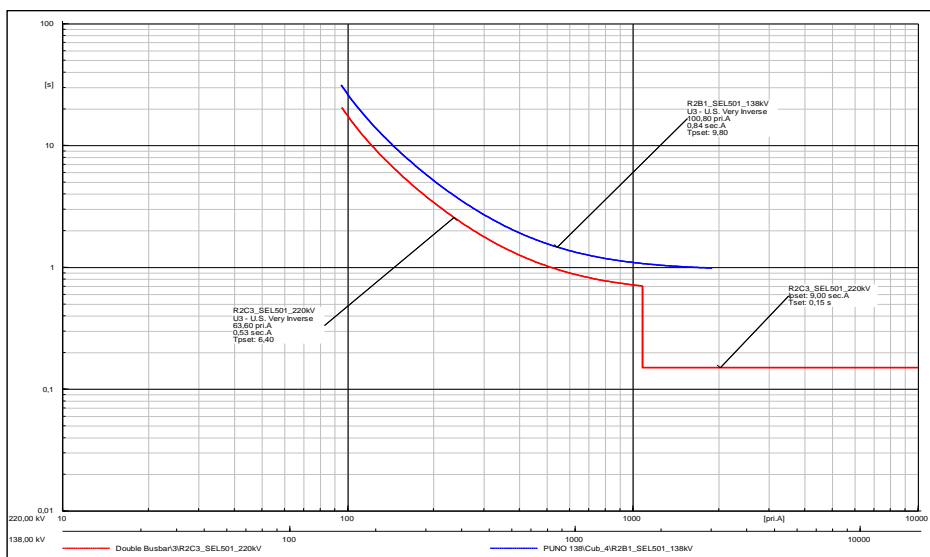


Figura N° 4.22: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Autotransformador ATR1
Elaboración propia

4.2.4.3. ANÁLISIS DE AJUSTE DE RELÉS DEL AUTOTRANSFORMADOR

ATR1

Coordinación de Sobrecorriente Fase 220kV para ATR1

La protección de sobrecorriente de fases para 220kV es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el relé SCHWEITZER/SEL-501-así mismo la característica de operación actual está compuesta por una etapa de tiempo inverso y una etapa de tiempo definido.

El valor de arranque se encuentra ajustado al 150% de la corriente nominal del lado de 220kV del transformador, este se considera adecuado. La característica de operación está conformada por una etapa de tiempo inverso y otra de tiempo definido.

El ajuste actual se considera adecuado ya que este permite obtener tiempos de coordinación mayor a 500 ms con la protección de sobrecorriente ubicado en el nivel de 138kV ante fallas trifásicas en las barras de 138kV. Mientras que la característica de tiempo definido despeja fallas trifásicas en los bushing del transformador en 150 ms, lo que se considera adecuado.

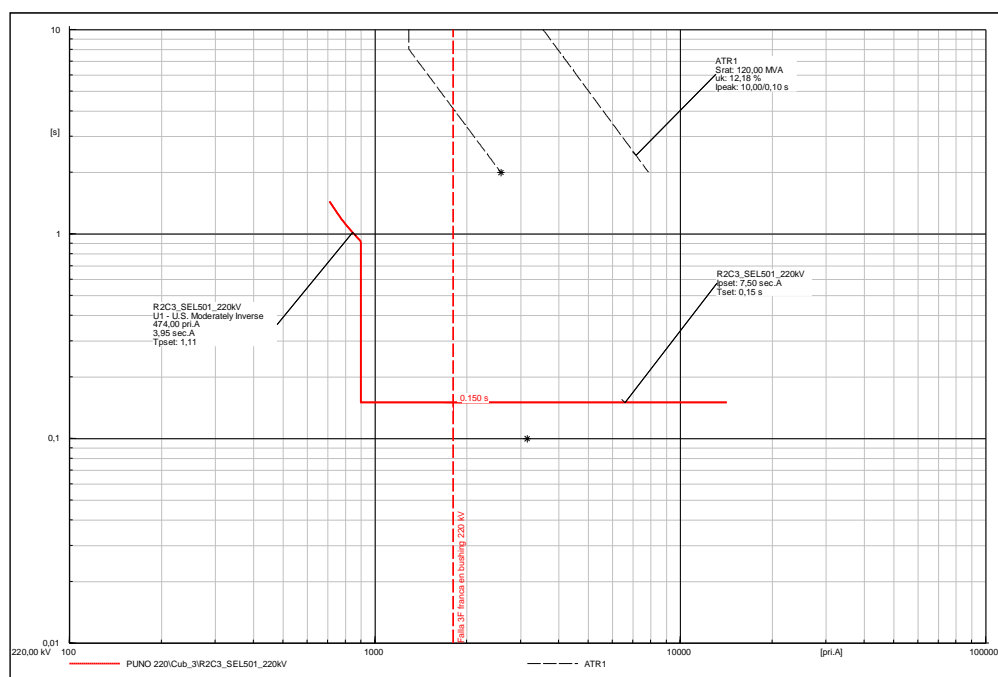


Figura N° 4.23: Falla Trifásica en bushing 220 kV - Ajustes Existentes
Elaboración propia

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente, el cual se muestra en el siguiente cuadro en valores primarios:

Tabla N° 4.29: Valores Primarios de Fase Existentes Relé R2C3 Lado 220 kV

| TC:600/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|------|----------|-------|------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | US-U | 474 | 1.11 | DT | 900 | 0.15 | - | - | - |

Elaboración propia

Coordinación de Sobrecorriente de Tierra 220 kV para ATRI

La protección de sobrecorriente de tierra para 220kV es efectuada por el elemento de sobrecorriente de tierra habilitado en el relé SCHWEITZER/SEL-501-2. La característica de operación actual está compuesta por una etapa de tiempo inverso así mismo el valor de arranque se encuentra ajustado al 20% de la corriente nominal del lado de 220kV del transformador, este se considera adecuado. La característica de operación está conformada por una etapa de tiempo inverso, con el dial actual se consigue tiempos adecuados de respaldo para fallas externas a la subestación y despeja una falla en la barra de 220kV en 817 ms.

Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido con umbral de arranque ajustado en 1 080 A primarios que representa el 150% de la máxima corriente de falla vista por el relé ante fallas monofásicas francas en la barra de 220 kV (0.71 kA) y es menor a la máxima corriente de cortocircuito en terminales de 220 kV (1.38 kA) permitiendo despejar una falla monofásica en el bushing de 220 kV en una temporización de 150 ms, lo que se considera adecuado.

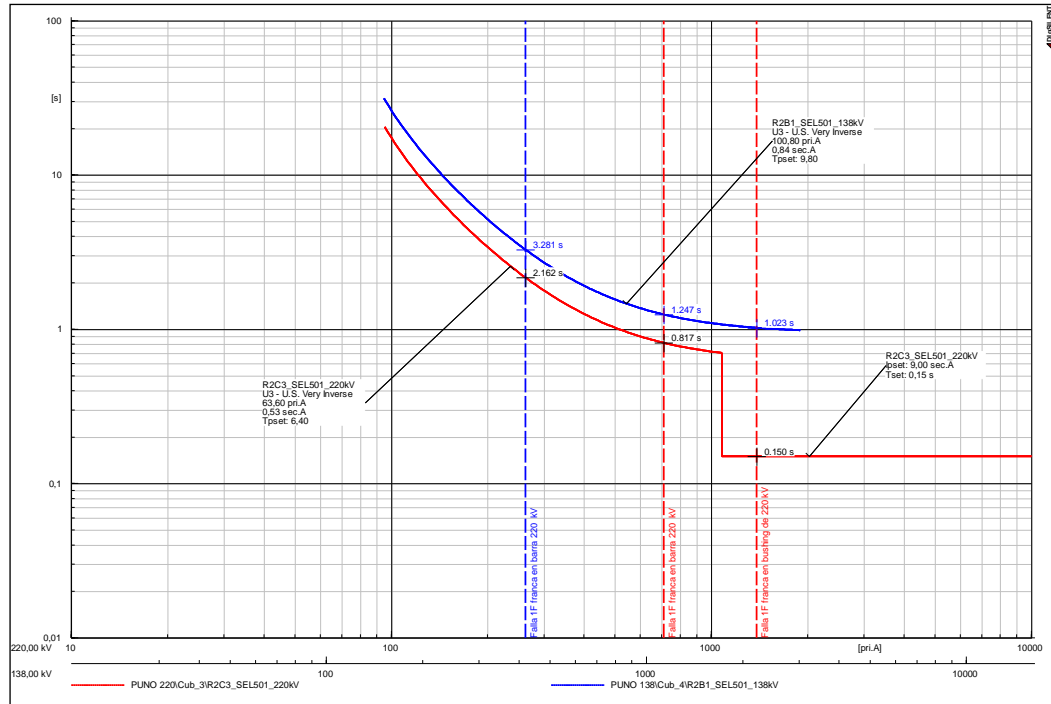


Figura N° 4.24: Falla Monofásica en barra 220 kV, bushing 220 kV - Ajustes Propuestos
Elaboración propia

Tabla N° 4.30: Ajuste Propuesto Valores Primarios de Tierra Relé R2C3 Lado 220 kV

| TC:600/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-----|----------|-------|------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Tierra(E) | US-U3 | 63.6 | 6.4 | DT | 1080 | 0.15 | - | - | - |

Elaboración propia

Coordinación de Sobrecorriente de Fase 138 kV para ATRI

La protección de sobrecorriente de fases para 138kV es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el relé de sobrecorriente, SCHWEITZER/SEL-501-2.

La característica de operación actual está compuesta por una etapa de tiempo inverso por lo cual el valor de arranque se encuentra ajustado al 150% de la corriente nominal del lado de 138kV del autotransformador, se recomienda mantener el porcentaje de arranque del relé.

La característica de operación de fases para este relé es de una etapa de tiempo inverso, esta etapa brinda tiempos adecuados de respaldo ante fallas trifásicas en la barra

de 138kV, despejando una falla trifásica franca en la barra de 138kV en 470 ms, lo que se considera adecuado.

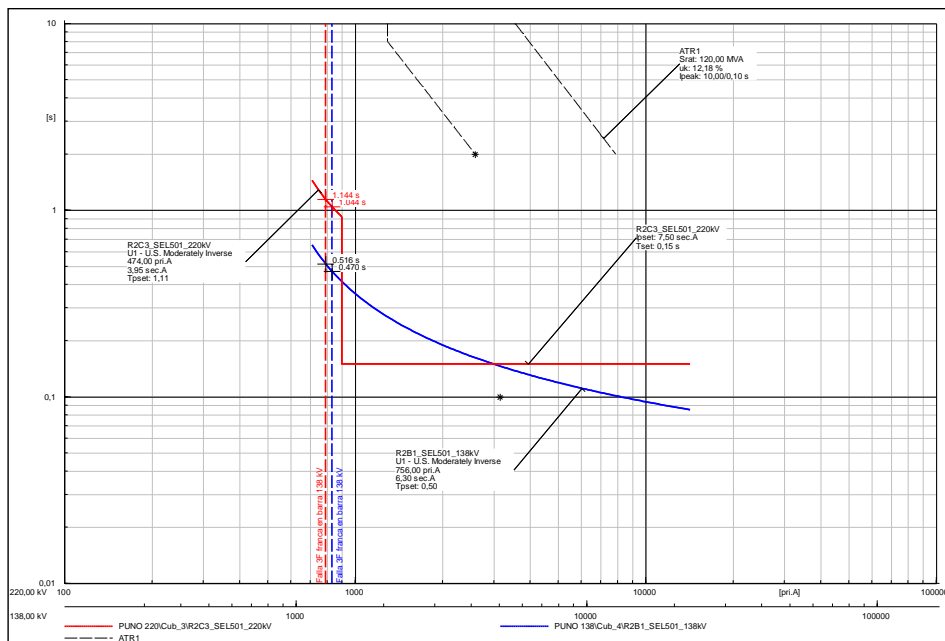


Figura N° 4.25: Falla Trifásica en barra 138 kV - Ajustes Existentes
Elaboración propia

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente del cuadro.

Tabla N° 4.31: Valores Primarios de Fase Existentes Relé R2B1 Lado 138 kV

| TC:600/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-----|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | US-U1 | 756 | 0.5 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

Coordinación de Sobrecorriente de Tierra 138kV para ATR1

La protección de sobrecorriente de tierra para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobrecorriente de tierra habilitado en el relé SCHWEITZER/SEL-501-2. así mismo La característica de operación está compuesta por una etapa de tiempo inverso por lo cual el valor de arranque se encuentra ajustado al 20% de la corriente nominal del lado de 138kV del transformador, el cual se considera adecuado.

Actualmente la característica de operación de sobrecorriente a tierra está conformada por una etapa de tiempo inverso, el umbral y temporización permite despejar fallas monofásicas en la barra de 138kV en un tiempo de 1160 ms este tiempo se considera

adecuado ya que esta sirve de respaldo ante fallas externas a la subestación y coordina adecuadamente con el relé de sobrecorriente a tierra ubicado en el nivel de 220kV.

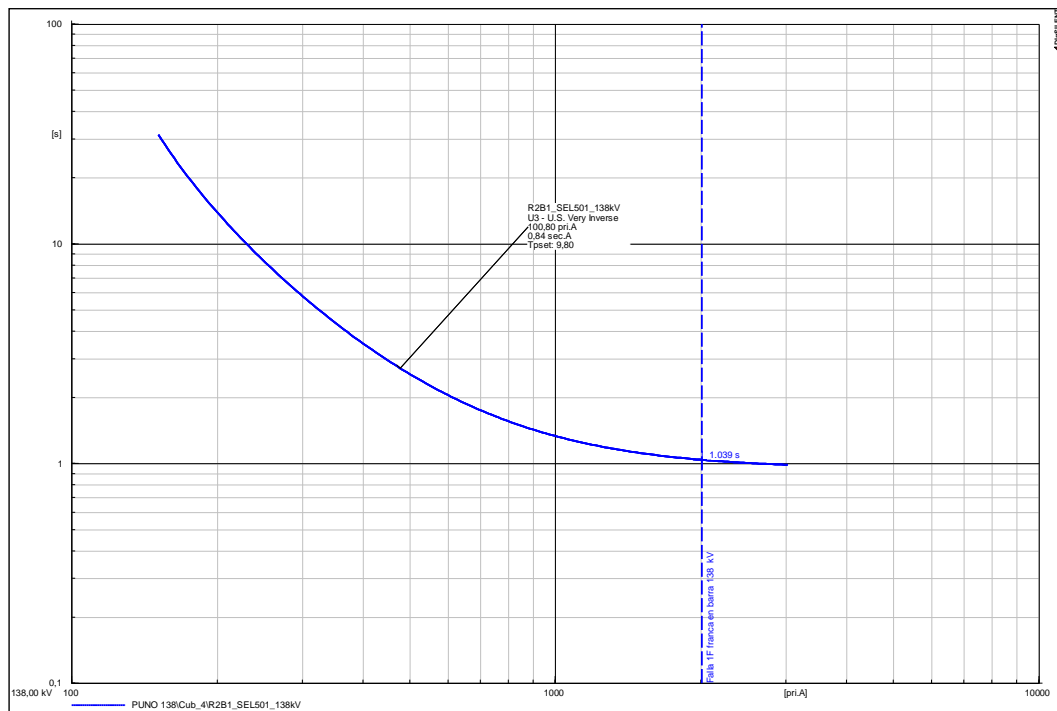


Figura N° 4.26: Falla Monofásica en barra 138 kV - Ajustes Existentes
Elaboración propia

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente, el cual se muestra en el siguiente cuadro en valores primarios:

Tabla N° 4.32: Valores Primarios de Tierra Relé R2B1 Lado 138 kV

| TC:600/5A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|-----------|----------|-------|-----|----------|-------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Tierra(E) | US-U3 | 100.8 | 9.8 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

4.2.5. ACOPLAMIENTO 220 KV

4.2.5.1. RESUMEN DE ACOPLAMIENTO DE 220KV

Tabla N° 4.33: Relé PI/3, SCHWEITZER/SEL 421 Lado 220 kV

| TC:1250/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|------------|----------|-------|------|----------|-------|-------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2(s) | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 312.5 | 0.27 | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-NI | 312.5 | 0.25 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas de selectividad para las protecciones de sobrecorriente de **fase** para realizar el Acoplamiento de barra en 220kV

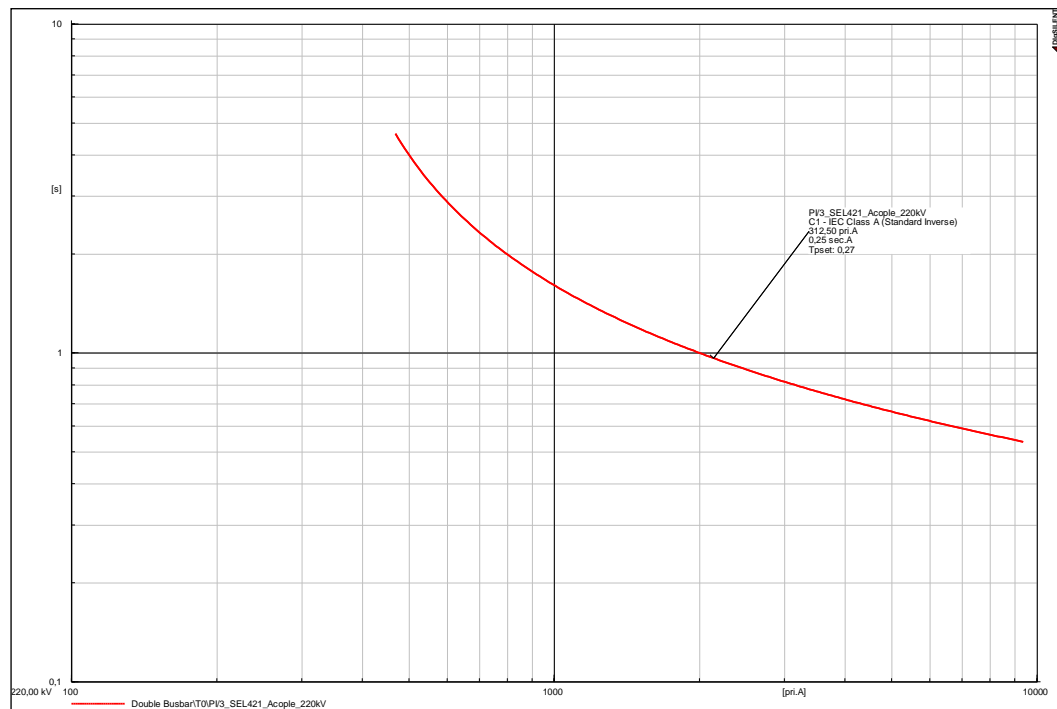


Figura N° 4.27: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Fases Acoplamiento 220kV
Elaboración propia

A continuación, se muestran las curvas de selectividad para las protecciones de sobrecorriente de **tierra** para realizar el Acoplamiento de barra en 220kV

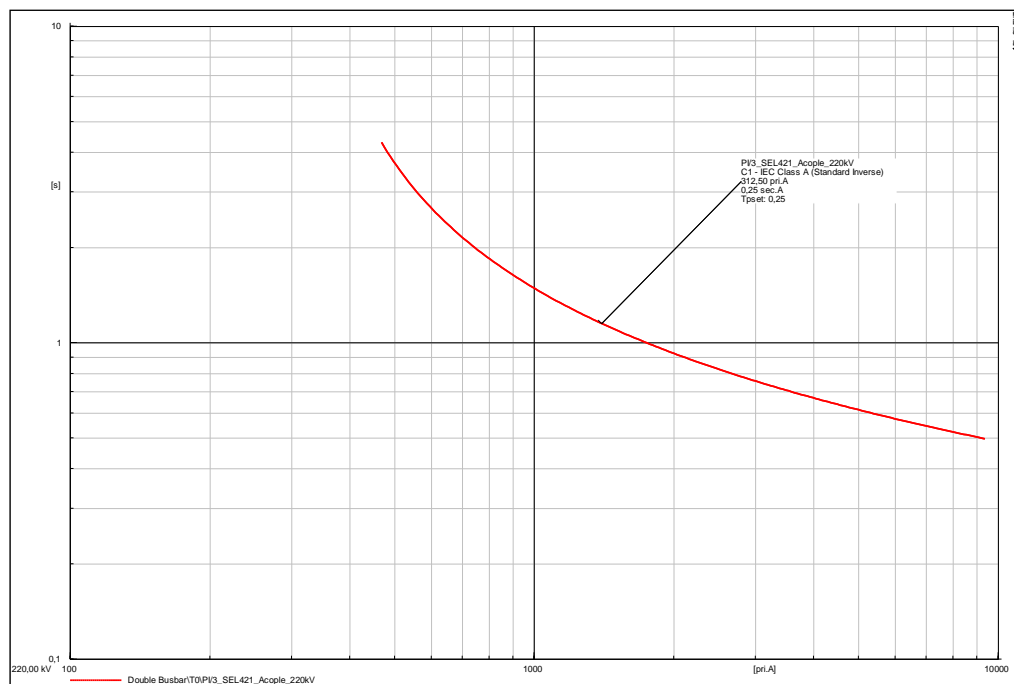


Figura N° 4.28: Curvas de selectividad Sobrecorriente de Tierra Acoplamiento 220kV
Elaboración propia

4.2.5.2. ANALISIS PARA ACOPLAMIENTO DE BARRAS 220KV

El análisis se realizará para la condición más crítica, el cual se da cuando se encuentra concentrada toda la generación en una barra y todo el flujo de carga que transporta las líneas.

Coordinación de Sobrecorriente de Fase 220kV para Acoplamiento

La protección de sobrecorriente de fase para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobrecorriente de fase habilitado en el relé SCHWEITZER/SEL-421. así mismo la característica de operación actual está compuesta por una etapa de tiempo inverso

Los ajustes existentes garantizan despeje de fallas externas en un tiempo de 1.32 s siendo respaldo de la protección de distancia del relé ubicado en el extremo remoto de la línea L-2030 SE Moquegua, lo que se considera adecuado.

Asimismo, se verifica el despeje de fallas trifásica en la barra remota de 220 kV de la SE Juliaca en un tiempo elevado de 1.54 s, lo que se considera adecuado.

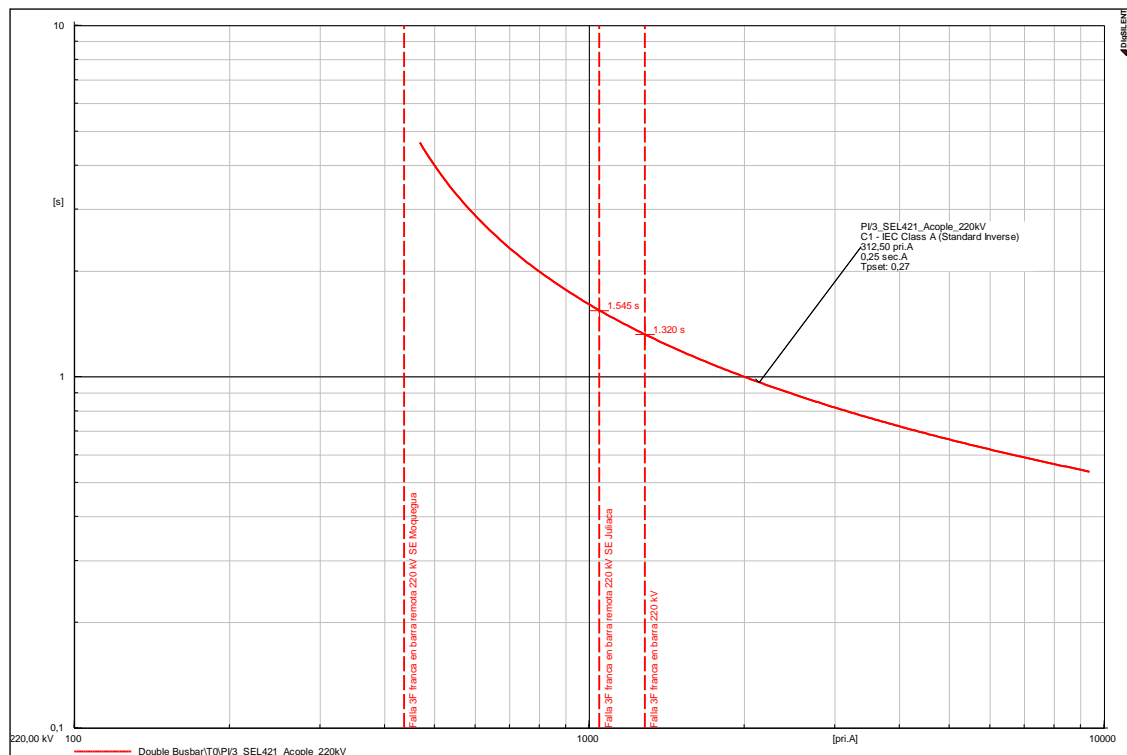


Figura N° 4.29: Falla Trifásica en barra 220 kV, barra remota 220 kV - Ajustes Existentes
Elaboración propia

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente, el cual se muestra en el siguiente cuadro en valores primarios:

Tabla N° 4.34: Valores Primarios de Fase Existentes Relé SEL-421 Lado 220 kV

| TC:1250/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|------------|----------|-------|------|----------|-------|-------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2(s) | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 312.5 | 0.27 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

Coordinación de Sobrecorriente de Tierra 220 kV para Acoplamiento

La protección de sobrecorriente de tierra para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobrecorriente de tierra habilitado en el relé SCHWEITZER/SEL-421. así mismo la característica de operación actual está compuesta por una etapa de tiempo inverso por lo cual los ajustes existentes garantizan despeje de fallas externas en un tiempo de 1.24 s siendo respaldo de la protección de distancia del relé ubicado en el extremo remoto de la línea L-2030 SE Moquegua, lo que se considera adecuado.

Asimismo, se verifica que no se detecta fallas trifásicas en la barra remota de 220 kV de la SE Juliaca ni de la SE Moquegua, lo que se considera adecuado.

Por lo tanto, se recomienda mantener el ajuste existente, el cual se muestra en el siguiente cuadro en valores primarios:

Tabla N° 4.35: Valores Primarios de Tierra Relé SEL-421 Lado 220 kV

| TC:1250/1A | Umbral 1 | | | Umbral 2 | | | Umbral 3 | | |
|------------|----------|-------|------|----------|-------|-------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | Curva | I2(A) | T2(s) | Curva | I3(A) | t3 |
| Tierra(E) | IEC-NI | 312.5 | 0.25 | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

4.2.6. CUADRO COMPARATIVO DE AJUSTE DE RELES DE SOBRECORRIENTE ANTES DEL PROYECTO Y PROPUESTOS PARA 2021

Tabla N° 4.36: diferencia de ajuste relé R3A función 51/51N Antes y después del transformador T53, Lado 138kV

| TC:150/5 A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | |
|---------------|---------------------|-------|------|---------------------|------|---------------------|---------|---------------------|-------|-----|---------------------|------|---------------------|---------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 142 | 0.18 | 171 | 0.16 | 29 | -0.02 | DT | 1000 | 0.1 | 1000 | 0.15 | 0 | 0.05 | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-NI | 43 | 0.17 | 43 | 0.26 | 0 | 0.09 | DT | 1000 | 0.1 | 1000 | 0.1 | 0 | 0 | - | - | - |

Elaboración propia

De la tabla 4.36 La protección de sobrecorriente de fases lado 138kV en transformador T53, la corriente de ajuste en umbral 1 era 142A en cambio en el umbral propuesto será 171A, se observa que se tiene un incremento de corriente de 29A en consecuencia los tiempos de ajuste a disminuido de 0.18s a 0.16s, por lo cual los tiempos de ajuste de sensibilidad disminuyen en 0.02s por lo que se considera lo adecuado.

En umbral 2 de la tabla 4.36 los ajustes de corriente de fase se mantienen y los tiempos de ajuste incremento en 0.05s

La protección de sobrecorriente de tierra lado 138kV en transformador T53, los corrientes de ajuste se mantienen, y los tiempos de ajuste incrementa en 0.09s lo que se considera adecuado.

Tabla N° 4.37: Diferencia ajuste rele R3B funcion 51/51N antes y después del transformador T53, Lado 60kV

| TC:250/5 A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | |
|---------------|---------------------|-------|------|---------------------|-------|---------------------|---------|---------------------|-------|----|---------------------|----|---------------------|----|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-SI | 312 | 0.13 | 375 | 0.125 | 63 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

De la tabla 4.37 La protección de sobrecorriente de fases lado 60kV en transformador T53, la corriente de ajuste en umbral 1 se incrementa de 312A a 375A en 63A en consecuencia los tiempos de ajuste se mantienen.

Tabla N° 4.38: Diferencia ajuste rele R3C función 51/51N antes y después del transformador T53, Lado 22.9kV

| TC:200/5A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | | | |
|-----------|---------------------|-------|-----|---------------------|-------|---------------------|---------|---------------------|-------|----|---------------------|----|---------------------|----|----------|----|-------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-SI | 230 | 0.2 | 294 | 0.175 | 64 | 0.025 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | IEC-SI | 70 | 0.3 | 70 | 0.3 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

De la tabla 4.38 La protección de sobrecorriente de fases lado 22.9kV en transformador T53, la corriente de ajuste en umbral 1 era 230A en cambio en el umbral propuesto será 294A, se observa que se tiene un incremento de corriente de 64A en consecuencia los tiempos de ajuste también se incrementa de 0.20s a 0.175s, por lo cual los tiempos de ajuste de sensibilidad aumentaron en 0.025s por lo que se considera lo adecuado.

La protección de sobrecorriente de tierra lado 22.9kV en transformador T53, los tiempos de ajuste se mantienen lo que se considera adecuado.

Tabla N° 4.39: Diferencia Ajuste relé R41 función 51/51N antes y después del transformador T97, Lado 138kV

| TC:150/5 A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | |
|------------|---------------------|-------|------|---------------------|------|---------------------|---------|---------------------|-------|-----|---------------------|------|---------------------|---------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 217.5 | 0.15 | 218 | 0.15 | 0 | 0 | DT | 1200 | 0.1 | 1200 | 0.15 | 0 | 0.05 | | | |
| Tierra(E) | IEC-NI | 67.5 | 0.27 | 67.5 | 0.27 | 0 | 0 | | | | 1000 | 0.1 | 1000 | 0.1 | | | |

Elaboración propia

De la tabla 4.39 La protección de sobrecorriente de fases lado 138kV en transformador T97, la corriente de ajuste en umbral 1 era 217.5A en cambio en el umbral

propuesto será 218A, se observa que se mantienen los ajustes de corriente, y los tiempos de ajuste se mantienen lo que se considera adecuado.

La protección de sobrecorriente de tierra en el umbral 2 los ajustes de corriente y los tiempos de ajuste propuesto se habilita lo cual se considera adecuado.

Tabla N° 4.40: Diferencia Ajuste relé R41 función 51/51N antes y después del transformador T97, Lado 60kV

| TC:150/5A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | |
|-----------|---------------------|-------|------|---------------------|------|---------------------|---------|---------------------|-------|----|---------------------|----|---------------------|---------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 504 | 0.09 | 504 | 0.09 | 0 | 0 | | | | | | | | | | |
| Tierra(E) | IEC-NI | 156 | 0.18 | 156 | 0.18 | 0 | 0 | | | | | | | | | | |

Elaboración propia

De la tabla 4.40 La protección de sobrecorriente de fases lado 60kV en transformador T97, la corriente de ajuste y tiempo de ajuste en umbral 1 se mantienen.

La protección de sobrecorriente de tierra en el umbral 1 los ajustes de corriente y los tiempos de ajuste propuesto se mantienen.

Tabla N° 4.41: Diferencia Ajuste relé R41 función 51/51N antes y después del transformador T97, Lado 22.9kV

| TC:150/5A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | |
|-----------|---------------------|-------|------|---------------------|------|---------------------|---------|---------------------|-------|----|---------------------|----|---------------------|---------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | IEC-NI | 654 | 0.12 | 654 | 0.12 | 0 | 0 | | | | | | | | | | |
| Tierra(E) | IEC-NI | 204 | 0.22 | 204 | 0.22 | 0 | 0 | | | | | | | | | | |

Elaboración propia

De la tabla 4.41 La protección de sobrecorriente de fases lado 22.9kV en transformador T97, la corriente de ajuste y tiempo de ajuste en umbral 1 se mantienen.

La protección de sobrecorriente de tierra en el umbral 1 los ajustes de corriente y los tiempos de ajuste propuesto se mantienen.

Tabla N° 4.42: Diferencia Ajuste relé R2B1 función 51/51N antes y después del transformador AT1, Lado 220kV

| TC:150/5A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | |
|-----------|---------------------|-------|------|---------------------|------|---------------------|---------|---------------------|-------|------|---------------------|------|---------------------|---------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | US-U1 | 474 | 1.11 | 474 | 1.11 | 0 | 0 | DT | 900 | 0.15 | 900 | 0.15 | 0 | 0 | - | - | - |
| Tierra(E) | US-U3 | 63.6 | 6.4 | 63.6 | 6.4 | 0 | 0 | DT | 0 | 0 | 1080 | 0.15 | 1080 | 0.15 | - | - | - |

Elaboración propia

De la tabla 4.42 La protección de sobrecorriente de fases lado 220kV en transformador AT1, la corriente de ajuste en umbral 1 y umbral 2 se mantienen y los tiempos de ajuste también se mantienen lo que se considera adecuado.

La protección de sobrecorriente de fase lado 220kV en transformador AT1, la corriente de ajuste y tiempos de ajuste en umbral 2 se mantienen lo que se considera adecuado.

Se recomienda implementar y habilitar los ajustes de sobrecorriente de tierra en el umbral 2 con corriente de I2 a 1080A con tiempo de ajuste de 0.15s.

Tabla N° 4.43: Diferencia Ajuste relé R2C3 función 51/51N antes y después del transformador AT1, Lado 138kV

| TC:150/5A | Umbral 1: existente | | | Umbral 1: Propuesto | | diferencia Umbral 1 | | Umbral 2: existente | | | Umbral 2: Propuesto | | diferencia Umbral 2 | | Umbral 3 | | |
|-----------|---------------------|-------|-----|---------------------|-----|---------------------|---------|---------------------|-------|----|---------------------|----|---------------------|---------|----------|-------|----|
| | Curva | I1(A) | t1 | I1(A) | t1 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I2(A) | t2 | I2(A) | t2 | dif: I1(A) | dif: t1 | Curva | I3(A) | t3 |
| Fase(P) | US-U1 | 756 | 0.5 | 756 | 0.5 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Tierra(E) | US-U3 | 100.8 | 9.8 | 101 | 9.8 | 0 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Elaboración propia

De la tabla 4.43 La protección de sobrecorriente de fase y tierra lado 138kV en transformador AT1, la corriente de ajuste y los tiempos de ajuste se mantienen lo que se considera adecuado.

4.3. AJUSTE DE PROTECCIÓN DE CONFIGURACION DOBLE BARRA 220KV PARA 2021

Es importante destacar que la subestación Totorani Puno 220 kV actualmente es de configuración barra sencilla, sin embargo, en un futuro cercano será reconfigurada a doble barra con seccionador de transferencia, lo cual para efectos prácticos de la coordinación de protecciones no genera impacto debido a que los niveles de cortocircuito no cambiarán. Por lo tanto, las verificaciones de las protecciones de las barras de dicha subestación fueron realizadas teniendo en cuenta su configuración de doble barra con seccionador de transferencia.

La Figura 4.30 muestra el modelo de conexión para el relé diferencial de barras en configuración de doble barra.

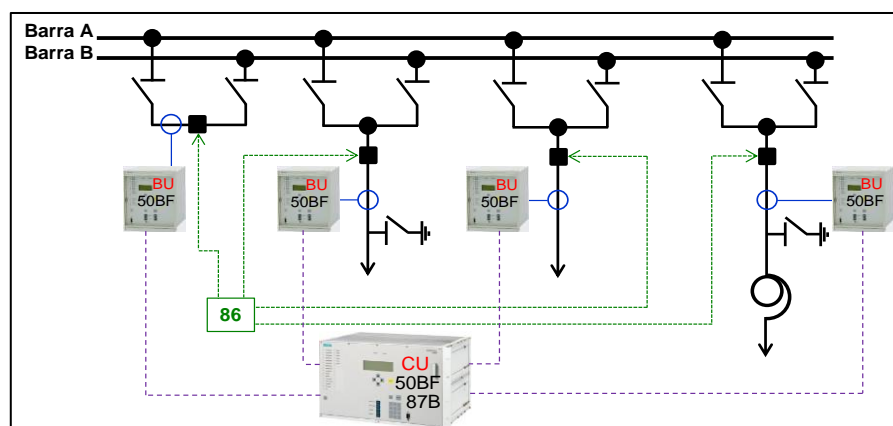


Figura N° 4.30: Esquema de protección para barras de 220 kV
Elaboración propia

4.3.1. AJUSTES FUNCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS SUBESTACIÓN TOTORANI DE 220 KV

La subestación Totorani Puno, en el nivel de 220 kV, será de configuración doble barra con seccionador de transferencia, tal como se muestra en la figura 4.31 La protección de las barras será realizada mediante un relé diferencial de barras del tipo porcentual distribuido, de tecnología numérica moderna marca SIEMENS y modelo 7SS5231.

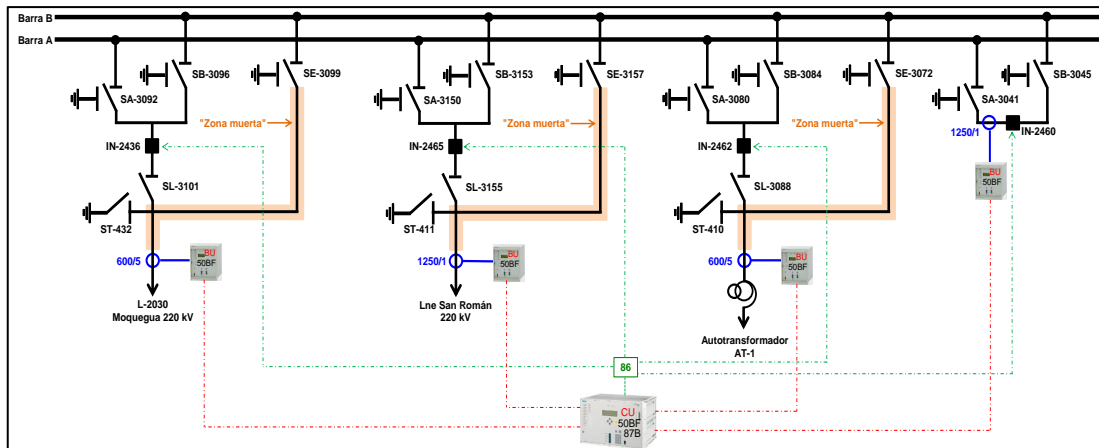


Figura N° 4.31: Esquema protección de barras subestación Totorani Puno 220 kV
Elaboración Propia

4.3.1.1. DATOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ASOCIADOS A LA PROTECCIÓN DE 220KV

En la Tabla 4.44 se muestran los datos de los transformadores de corriente de la subestación.

Tabla N° 4.44: Características de TC, Relé Diferencial de barras S.E. Totorani 220 kV

| Equipo | Tensión Nominal [kV] | Datos de los transformadores de corriente | | | |
|----------------------------|----------------------|---|----------------|--------------------|--------------|
| | | Primario [A] | Secundario [A] | Clase de precisión | Consumo [VA] |
| Lne L-2030 Puno – Moquegua | 220 | 600 | 5 | 5P20 | 10VA |
| Lne Puno – San Román | 220 | 1250 | 1 | 5P20 | 10VA |
| TR AT-1 Puno | 220 | 600 | 5 | 5P20 | 10VA |
| Acople | 220 | 1250 | 1 | 5P20 | 10VA |

Elaboración Propia

Para determinar la máxima corriente de carga se realizó la simulación de flujo de carga en estado estable, para las condiciones de máxima y mínima demanda en escenarios de avenida y estiaje. De igual forma, se llevaron a cabo simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico en las barras de la subestación, con el fin de determinar la mínima corriente de falla esperada.

En la Tabla 4.45 se muestran los resultados de cortocircuito trifásico y monofásico en los escenarios de máxima y mínima demanda.

Tabla N° 4.45: Corrientes máximas de carga en estado estacionario Totorani 220 kV

| Escenario | Cortocircuito trifásico [kA] | | Cortocircuito monofásico [kA] | |
|-----------------------|------------------------------|---------|-------------------------------|----------|
| | R = 0 Ω | R = 5 Ω | R = 0 Ω | R = 25 Ω |
| Avenida máxima | 1.896 | 1.863 | 2.100 | 1.834 |
| Avenida mínima | 1.851 | 1.818 | 2.053 | 1.793 |
| Estiaje máximo | 1.630 | 1.601 | 1.882 | 1.657 |
| Estiaje mínimo | 1.566 | 1.539 | 1.819 | 1.606 |

Elaboración propia

Se observa que la mínima corriente de cortocircuito es de **1.539 kA**. De acuerdo a los criterios de ajuste, la corriente diferencial de zona de barra debe ser mayor a la máxima corriente de carga y menor al mínimo nivel de cortocircuito aplicando factores de seguridad, con lo cual el cálculo de ajuste sería de la siguiente manera.

$$1.2 \times I_{\text{Carga Máxima}} \leq I_d \leq 0.8 \times I_{\text{CC Mínimo}}$$

$$1.2 \times 626 \text{ A} \leq I_d \leq 0.8 \times 1.539 \text{ kA}$$

$$751.200 \leq I_d \leq 1.231 \text{ kA}$$

$$I_d = 1000 \text{ A} \quad (\text{Ec.4.1})$$

Se recomienda ajustar en **1000 A**, el factor de estabilización se recomienda ajustarlo en **0.6**

En la Tabla 4.46 se presentan los valores de ajuste de la función 87B para el relé de protección SIEMENS 7SS5231, asociado a las barras de la subestación Puno 220 kV.

Tabla N° 4.46: Ajustes función 87B subestación Puno 220 kV, Relé 7SS5231

| Addr. | Parámetro | Rango | Ajuste |
|------------------------|-----------------|--------------------|-------------|
| 106^a | Combi-Coupler | YES NO | NO |
| 6101 | STAB. FAC:BZ | 0,10 – 0,80 | 0,50 |
| 6102 | Id> BZ | 0,20 – 4,00 I/Ino | 0,80 |
| 6103 | STAB FAC:CZ | 0,00 – 0,80 | 0,50 |
| 6104 | Id>CZ | 0,20 – 4,00 I/Ino | 0,80 |
| 6105A | CrossStabFac BZ | 0,00 – 1,00 | 0,40 |
| 6107A | CrossStabFac CZ | 0,00 – 1,00 | 0,40 |
| 6108A | Is< BZ s. char. | 0,00 – 25,00 I/Ino | 5,00 |

| | | | |
|-------|-----------------|-------------------------------|-------------|
| 6109A | Id> BZ s. char. | 0,05 – 4,00 I/Ino | 0,25 |
| 6110A | Is< CZ s. char. | 0,00 – 25,00 I/Ino | 4,50 |
| 6111A | Id> CZ s. char. | 0,05 – 4,00 I/Ino | 0,25 |
| 6120A | Add. crit. | existent nonexistent | nonexistent |
| 6319A | Superv. A crit. | OFF alarm only blocking | blocking |
| 6320A | Sens. charact. | released blocked | blocked |
| 6103 | StAB FAC:CZ | 0,00 – 0,80 | 0,50 |
| 6104 | Id> CZ | 0,20 – 4,00 I/Ino | 0,80 |
| 6110* | Is< CZ s. char. | 0,00 – 25,00 I/Ino | 4,50 |
| 6111A | Id> CZ s. char. | 0,05 – 4,00 I/Ino | 0,25 |

Elaboración Propia

4.3.1.2. VERIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL RELÉ ANTE FALLAS INTERNAS

Se verificó la operación del relé ante fallas trifásicas y monofásicas en las barras en el escenario de demanda mínima y se evaluó hasta que impedancias de falla la protección podría operar adecuadamente, considerando además el máximo error en los TC, s por defecto, en la figura 4.32, se ilustra el cálculo de la corriente diferencial para el caso de una falla monofásica en barras con resistencia de falla de 50Ω , se muestran los aportes de corriente obtenidos por cada una de las bahías.

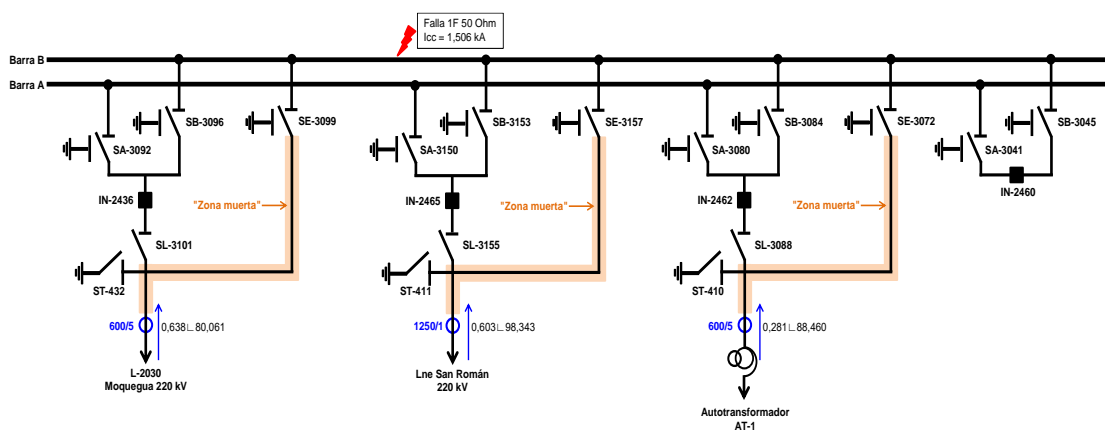


Figura N° 4.32: Resultados cortocircuito monofásico ($R_f = 50 \Omega$) en Puno 220 kV
Elaboración propia

La corriente diferencial y corriente de restricción, son calculadas de la siguiente manera:

$$I_d = \left| \sum_{n=1}^N \vec{I}_n \right| = 1.506 \text{ kA} \quad (\text{Ec.4.2})$$

$$I_s = \sum_{n=1}^N |\vec{I}_n| = 1.506 \text{ kA} \quad (\text{Ec.4.3})$$

Para garantizar que la función diferencial opere adecuadamente ante una falla interna, se considera el **máximo error de los CT's (5%)**, con lo cual los valores de **corriente diferencial y corriente de restricción** vistos por el relé no da:

$$I_d = 0,95 \times 1.506 \text{ kA} = 1.431 \text{ kA}$$

$$I_s = 0.95 \times 1.506 \text{ kA} = 1.431 \text{ kA}$$

El resultado anterior muestra que la corriente diferencial vista por el relé es mayor que la mínima corriente de operación ajustada (1000 A), con lo cual se garantiza la adecuada operación del relé ante falla interna.

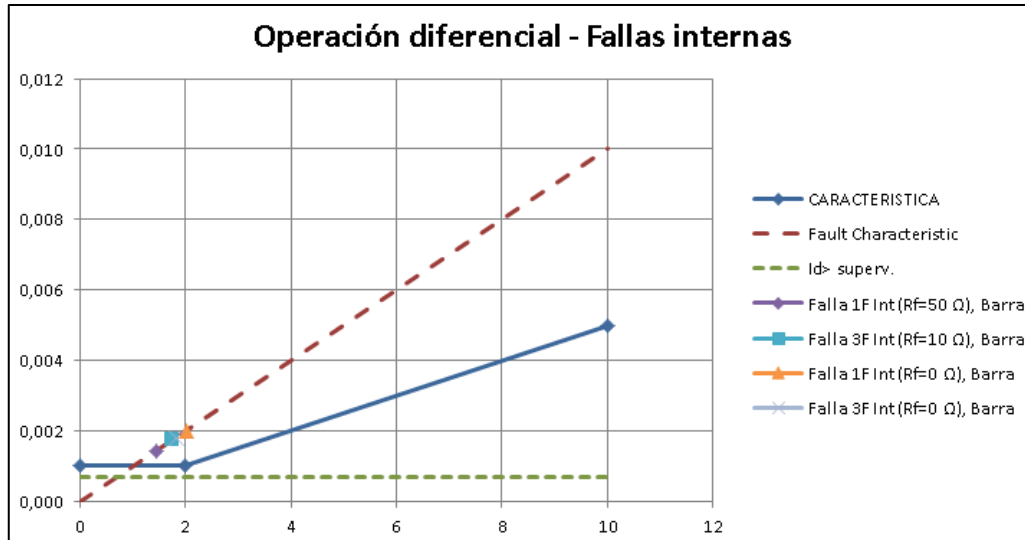
La Tabla 4.47 se muestra la verificación de la operación de la característica de protección diferencial para corrientes de cortocircuito con diferentes resistencias de falla.

Tabla N° 4.47: Verificación función 87B Puno 220 kV ante fallas internas

| Tipo de falla | | Flujo de corrientes primarias | | | | | | | | |
|----------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------|----------------------|-----------|--------------|-----------|-----------------------|------------|-------|
| | | L-2030 Puno - Moquegua | | Lne Puno - San Román | | TR AT-1 Puno | | Corriente diferencial | | |
| | | Icc [kA] | Ang [deg] | Icc [kA] | Ang [deg] | Icc [kA] | Ang [deg] | Idiff [kA] | Irest [kA] | |
| Falla Interna | Falla 1F Int (Rf=50 Ω), Barra | A | 0.638 | 80.061 | 0.603 | 98.343 | 0.281 | 88.460 | 1.431 | 1.446 |
| | | B | 0.269 | -112918 | 0.116 | 44.249 | 0.168 | 82.697 | | |
| | | C | 0.149 | -102.459 | 0.051 | -106.838 | 0.201 | 76.422 | | |
| Falla Interna | Falla 3F Int (Rf=10 Ω), Barra | A | 1.072 | 54.796 | 0.635 | 75.248 | 0.146 | 79.036 | 1.731 | 1.760 |
| | | B | 1.072 | -65.204 | 0.635 | -44.752 | 0.146 | -40.964 | | |
| | | C | 1.072 | 174.796 | 0.635 | 15.248 | 0.146 | 19.036 | | |
| Falla Interna | Falla 1F Int (Rf=0 Ω), Barra | A | 0.941 | 46.550 | 0.770 | 64.223 | 0.408 | 53.682 | 1.994 | 2.013 |
| | | B | 0.376 | -138.976 | 0.151 | 35.800 | 0.226 | 44.499 | | |
| | | C | 0.254 | -145.040 | 0.046 | -68.450 | 0.269 | 44.546 | | |
| Falla Interna | Falla 3F Int (Rf=0 Ω), Barra | A | 1.125 | 47.106 | 0.648 | 67.496 | 0.155 | 70.811 | 1.802 | 1.832 |
| | | B | 1.125 | -72.894 | 0.648 | -52.504 | 0.155 | -49.189 | | |
| | | C | 1.125 | 167.106 | 0.648 | 7.496 | 0.155 | 10.811 | | |

Elaboración Propia

En la Figura 4.33 se muestra gráficamente esta verificación, donde se puede observar que la función 87B opera de manera adecuado y satisfactoriamente para cada una de las fallas simuladas al interior de las barras.



*Figura N° 4.33: Operación Función 87B Puno 220 kV Ante Fallas Internas
Fuente: Elaboración propia*

4.3.1.3. VERIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL RELÉ ANTE FALLAS EXTERNAS

La condición más crítica ante la cual la protección podría presentar operación por una falla externa sería la combinación de las siguientes condiciones:

- Error máximo en los CT's.
- Saturación del CT correspondiente al campo en el cual se presenta la falla.

Para verificar la estabilidad de la protección diferencial ante la ocurrencia de falla externa, se realizaron simulaciones de fallas trifásicas y monofásicas francas en bornes del devanado a 220 kV del transformador de potencia y fallas externas al 1% de la longitud total de las líneas desde S.E. Totorani en el escenario de máximo estiaje y se verificó que en ningún caso se presentara actuación del relé.

En la Figura 4.34 se ilustra el cálculo de corriente diferencial para el caso de falla externa más crítica (falla trifásica en bornes del transformador), se muestran los aportes de corriente obtenidos por cada una de las bahías.

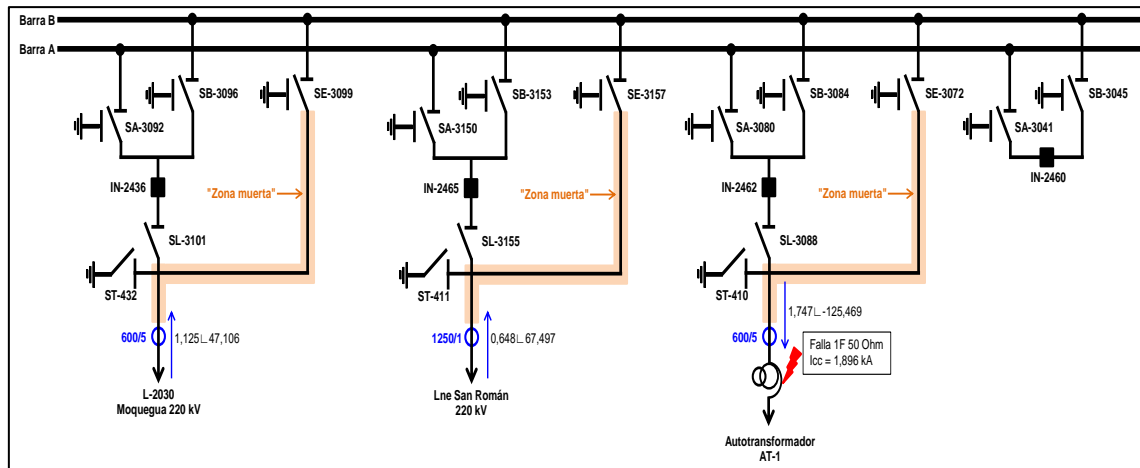


Figura N° 4.34: Resultados cortocircuito trifásico franco en Puno 220 kV
Elaboración propia

Para garantizar la no-operación de la función diferencial de protección de barra ante falla externa, se consideró el caso más crítico donde se puede observar el máximo error en los CT's (5%), con lo cual los valores de **corriente diferencial** y **corriente de restricción** vistos por el relé son:

$$I_{diff} = |1.05 \times 1.747 \angle -125.469 + 0.95 \times 0.648 \angle 67.497 + 0.95 \times 1.125 \angle 47.106|$$

$$I_{diff} = 0.175 \text{ kA}$$

$$I_{rest} = |1.05 \times 1.747 \angle -125.469| + |0.95 \times 0.648 \angle 67.497| + |0.95 \times 1.125 \angle 47.106|$$

$$I_{rest} = 3.519 \text{ kA}$$

La Tabla 4.48 se muestra la verificación de la estabilidad de la característica de protección diferencial para diferentes fallas externas.

Tabla N° 4.48: Verificación función 87B Puno 220 kV ante fallas externas

| Tipo de falla | | Flujo de corrientes primarias | | | | | | | | Corriente diferencial | |
|---------------|---|-------------------------------|-----------|----------------------|-----------|--------------|-----------|----------|-------|-----------------------|--|
| | | L-2030 Puno - Moquegua | | Lne Puno - San Román | | TR AT-1 Puno | | Idiff | Irest | | |
| | | Icc [A] | Ang [deg] | Icc [A] | Ang [deg] | Icc [A] | Ang [deg] | | | | |
| Falla Externa | Falla 1F Ext (Rf=0 Ω), L-2030 Puno - Moquegua | A | 1,154 | -119,385 | 0,757 | 64,307 | 0,401 | 53,631 | 0,116 | 2,312 | |
| | | B | 0,369 | -139,028 | 0,149 | 35,637 | 0,222 | 44,551 | | | |
| | | C | 0,248 | -145,266 | 0,047 | -69,914 | 0,264 | 44,584 | | | |
| Falla Externa | Falla 1F Ext (Rf=0 Ω), Lne Puno - San Román | A | 0,939 | 46,552 | 1,343 | -131,283 | 0,405 | 53,738 | 0,135 | 2,687 | |
| | | B | 0,376 | -138,964 | 0,151 | 35,801 | 0,225 | 44,552 | | | |
| | | C | 0,254 | -145,025 | 0,046 | -67,214 | 0,268 | 44,584 | | | |
| Falla Externa | Falla 1F Ext (Rf=0 Ω), TR AT-1 Puno | A | 0,941 | 46,55 | 0,77 | 64,223 | 1,691 | -125,503 | 0,169 | 3,401 | |
| | | B | 0,376 | -138,974 | 0,151 | 35,803 | 0,226 | 44,5 | | | |
| | | C | 0,254 | -145,042 | 0,046 | -68,423 | 0,269 | 4,547 | | | |
| Falla Externa | Falla 3F Ext (Rf=0 Ω), L-2030 Puno - Moquegua | A | 0,798 | -111,943 | 0,644 | 67,435 | 0,154 | 70,657 | 0,080 | 1,596 | |
| | | B | 0,798 | -51,943 | 0,644 | -52,565 | 0,154 | -49,343 | | | |
| | | C | 0,798 | 8,057 | 0,644 | 7,435 | 0,154 | 10,657 | | | |
| Falla Externa | Falla 3F Ext (Rf=0 Ω), Lne Puno - San Román | A | 1,123 | 47,104 | 1,265 | -130,08 | 0,153 | 71,009 | 0,127 | 2,540 | |
| | | B | 1,123 | -72,896 | 1,265 | -70,08 | 0,153 | -48,991 | | | |
| | | C | 1,123 | 167,104 | 1,265 | -10,08 | 0,153 | 11,009 | | | |
| Falla Externa | Falla 3F Ext (Rf=0 Ω), TR AT-1 Puno | A | 1,125 | 47,106 | 0,648 | 67,497 | 1,747 | -125,469 | 0,175 | 3,519 | |
| | | B | 1,125 | -72,894 | 0,648 | -52,503 | 1,747 | -65,469 | | | |
| | | C | 1,125 | 167,106 | 0,648 | 7,497 | 1,747 | -5,469 | | | |

Elaboración Propia

En la Figura 4.35 se muestra gráficamente esta verificación, donde se puede observar que la función 87B no presenta operación ante fallas externas.

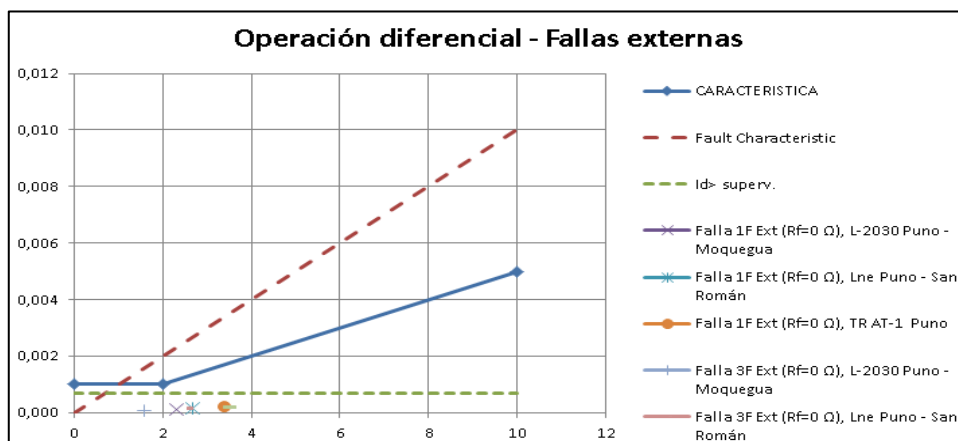


Figura N° 4.35: Estabilidad función 87B Puno 220 kV ante fallas externas
Elaboración propia



4.3.1.4. RESUMEN DE CALCULO PARA AJUSTE DE RELE DIFERENCIAL DOBLE

BARRA 220KV

La subestación Totorani Puno 220 kV actualmente es de configuración barra sencilla, sin embargo, en un futuro cercano será reconfigurada a doble barra con seccionador de transferencia en ese sentido se propone ajustar de protección diferencial de barra teniendo en cuenta su configuración final de doble barra de 220kV. La Protección a evaluar es el relé diferencial de barras del tipo porcentual distribuido, de tecnología numérica moderna marca SIEMENS y modelo 7SS5231.

Para el ajuste correspondiente en la barra 220 kV se calcula las corrientes máximas de carga en estado estacionario obedeciendo los criterios de ajuste, por lo que la corriente diferencial de zona de barra debe ser mayor a la máxima corriente de carga y menor al mínimo nivel de cortocircuito aplicando factores de seguridad.

En la simulación con software dgsilent se realizó la verificación de la operación del relé ante fallas internas, en ese sentido se calcularon las condiciones de fallas trifásicas y monofásicas en las barras en el escenario de demanda mínima en las barras y se evalúan hasta que impedancias de falla de protección podría operar adecuadamente, para eso se calcula la corriente diferencial para el caso de falla monofásica con una resistencia de 50 ohmios.

La función diferencial para que garantice y que opere adecuadamente ante una falla interna se consideró el máximo error de TC (5%), así mismo se calcula la corriente de restricción visto por el relé como se ve los resultados.

También por otro lado se verifica la estabilidad de la protección diferencial ante la ocurrencia de falla externa, para eso también se calculan fallas trifásicas y monofásicas francas en bornes del devanado del transformador de potencia y fallas externas al 1% de la longitud total de las líneas desde S.E. Totorani en el escenario de máximo estiaje y se verificó que en ningún caso se presentara actuación del relé.



V. CONCLUSIONES

PRIMERO: Con la evaluación de ajustes de relés de sobrecorriente de fase y tierra en los transformadores de potencia de la subestación Totorani, se tiene una mejora de calidad de suministro de energía, así como la selectividad y las coordinaciones de relés de sobrecorriente en los transformadores de potencia actúan adecuadamente con mayor confiabilidad acertada, optimizando los tiempos de ajustes lo más rápido posible, así mismo nos garantiza un servicio óptimo y continuo de operación ante la ocurrencia de posibles fallas dentro de la subestación Totorani.

SEGUNDO: Los resultados de tensiones en barra (pu) y (kV) en la subestación Totorani, nos muestra que las tensiones de valores nominales en barras de 220kV, 138kV, 60kV, 22.9kV de esta subestación, se encuentran alejadas de los valores nominales esto ocasionaría posibles sobretensiones en los escenarios de máxima demanda en periodos Avenida y tensiones bajas en los escenarios de mínima demanda en periodo de Estiaje todo esto se da a causa de que la operación de unidades de generación de la C.H. San Gaban II en la región de subestación estaría disminuyendo los márgenes de estabilidad angular de las unidades de dicha central, ya que es la central más grande de la región de Puno. Todo esto varía dependiendo a la carga de inyección al sistema. Así mismo por otro lado se verifica el flujo de potencia en estado estacionario, para evitar estos sobrecargas y buena regulación de tensiones se recomienda implementar conexión de un nuevo reactor de 20MVAR en la barra de 220kV de la subestación Totorani para 2021 así estaríamos garantizando su óptimo funcionamiento del sistema y evitar transgresiones de tensiones de operación o fallas indebidas.

TERCERO: La sobrecorriente de fase lado 138kV Su característica de operación actual en el relé R3A en transformador T53, posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) se recomienda ajustar a 0.16s, el cual con el arranque y dial propuesto se



logrará despejar una falla trifásica en barra de 22.9kV y 60kV en tiempos de 1572 ms y 944 ms respectivamente, manteniendo un correcto margen de coordinamiento (mayor a 200ms) con la función de sobrecorriente de fases.

La sobrecorriente de tierra lado 138kV del transformador T53 su característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempo (Dial) se recomienda incrementar de 0.17 a 0.26, con la finalidad de poder despejar una falla monofásica en la barra remota de 138kV de la SE Juliaca en una temporización de 1159 ms, lo que se considera adecuado.

La coordinación de fase habilitado en el relé R3C lado 22.9kV en transformador de potencia T53 su característica de operación actual posee una etapa de tiempo inverso cuyo índice de tiempos (Dial) se recomienda ajustar a 0.175s, el cual con el arranque y dial propuesto por que se logra despejar una falla trifásica en barra de 22.9kV en un tiempo de 0.612 s, el cual brinda un margen de coordinamiento adecuado a las funciones de sobrecorriente de fases que se ubican en las redes de 22.9kV que salen de la S.E Totorani

La protección de sobrecorriente de tierra habilitado en relé R41 lado 138kV en transformador T97, se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido con umbral de corriente de 1000 A primarios, que representa el 150% de la máxima corriente vista por el relé ante una falla monofásica franca en la barra de 60 kV (0.68 kA) y es menor a la máxima corriente de cortocircuito en los terminales del transformador (2.08 kA), permitiendo despejar fallas monofásicas en el bushing del transformador en una temporización de 0.1s, lo que se considera adecuado.

La coordinación de sobrecorriente de tierra en relé R2B1 del Autotransformador AT1 lado 220kV, Se recomienda habilitar una etapa de tiempo definido con umbral de arranque ajustado en 1080 A primarios que representa el 150% de la máxima corriente de



falla vista por el relé ante fallas monofásicas francas en la barra de 220 kV (0.71 kA) y es menor a la máxima corriente de cortocircuito en terminales de 220 kV (1.38 kA) permitiendo despejar una falla monofásica en el bushing de 220 kV en una temporización de 0.15s, lo que se considera adecuado.

CUARTO: La subestación Totorani Puno 220 kV actualmente es de configuración barra sencilla, sin embargo, en un futuro cercano será reconfigurada a doble barra con seccionador de transferencia en ese sentido se propone ajustar la protección diferencial de barra teniendo en cuenta su configuración final de doble barra de 220kV. La Protección a evaluar es el relé diferencial de barras del tipo porcentual distribuido, de tecnología numérica moderna marca SIEMENS y modelo 7SS5231.

Para el ajuste correspondiente en la barra 220 kV se calcula las corrientes máximas de carga en estado estacionario obedeciendo los criterios de ajuste, por lo que la corriente diferencial de zona de barra debe ser mayor a la máxima corriente de carga y menor al mínimo nivel de cortocircuito aplicando factores de seguridad.

En la simulación con software digilent se realizó la verificación de la operación del relé ante fallas internas, en ese sentido se calcularon las condiciones de fallas trifásicas y monofásicas en las barras en el escenario de demanda mínima en las barras y se evalúan hasta que impedancias de falla de protección podría operar adecuadamente.

La función diferencial para que garantice y que opere adecuadamente ante una falla interna se consideró el máximo error de TC (5%).

También se ha verifica la estabilidad de la protección diferencial ante la ocurrencia de falla externa, para eso también se calculan fallas trifásicas y monofásicas francas en bornes del devanado del transformador de potencia y fallas externas al 1% de la longitud total de las líneas desde S.E. Totorani en el escenario de máximo estiaje y se verificó que en ningún caso se presentara actuación del relé.



VI. RECOMENDACIONES

PRIMERO: Se recomienda a la Empresa encargado de realizar los estudios de coordinación de protecciones del, COES SINAC realizar un estudio periódico agregando la nueva topología en cada subestación del sur del país y hacer el reajuste de los relés de protección a cada una de las subestaciones del SEIN.

SEGUNDO: Considerar este estudio, para futuros estudios de Coordinación de protecciones a nivel del sur del país considerando la Subestación de Totorani.

TERCERO: Se recomienda realizar estudio de Ajuste de Relés de distancia en los extremos de las líneas L-6007 y L-6027 de 60kV así mismo las líneas conectadas a la subestación totorani en media tensión L- 0250 y 0251 de 22.9kV extremo Totorani.

CUARTO: Se debe programar un mantenimiento periódico continuo, para la verificación y pruebas de relés de protección de la subestación totorani. Ante el incremento de fallas trifásicas por ser la falla más crítica, con la finalidad de comprobar la correcta operación del sistema de protección y fallas monofásicas a tierra es lo que se da en la mayoría de los casos.



VII. REFERENCIAS

- Ajin, M. A. (2012). *Análisis del Sistema de Puesta a Tierra de la Subestación Guatemala*.
Este. Guatemala. Obtenido de
http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0818_EA.pdf
- Arce, E. S. (2010). *Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación Machala propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional El Oro. Cuenca - Ecuador. Obtenido de*
<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/309>
- Atencio, K., & Palacio, I. (2008). *Elementos de diseño de subestaciones de alta y extra alta tensión. España. Obtenido de*
<https://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0044435.pdf>
- BORRAR. (s.f.).
- Carec. (s.f). *Capitulo 5 Estudio y Analisis de Fallas*. Recuperado el 14 de Octubre de 2020, *de*
<https://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/22/AF%200005%20AF%20E1%C3%A9ctricas.pdf>
- Cervantes, J. R. (2000). *Protección en Sistemas Eléctricos*. San Nicolas de Garza: Universidad Autonoma de Nueva Leon.
- Chavez, J. R. (1999). *La Importancia de las Protecciones contra sobrecorrientes en los Sistemas Electricos de Potencia*. Monterrey N.L. Obtenido de
<http://eprints.uanl.mx/6098/1/1080087883.PDF>
- China, D. A. (2015). *Ajustes de las Protecciones de la Subestación de Tuinucú de la Provincia de Sancti Spíritus por 34.5kV*. Santa Clara. Obtenido de
<http://dspace.uclv.edu.cu:8089/handle/123456789/3178>



- COES. (2014). *Actualizacion del estudio de coordinacion de las protecciones del SEIN*.
Obtenido de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=50908820-43f2-4532-ab9e-f49c59b0e6b5>
- COES. (2014). *Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN*. Lima.
Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>
- COES. (2018). *Estudio de Coordinacion de Protecciones del SEIN*. LIMA. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>
- COES. (2018). *Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN*. Lima.
Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>
- COES. (2019). *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN PERIODO 2021 – 2030*. Lima. Obtenido de <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTG>
- EDP SAC. (2018). *Actualizacion del Estudio de Coordinacion de las Protecciones del sistema Electrico Interconectado Nacional*. Lima.
- Gaona, A. (2016). *Análisis de la Energía del Arco Eléctrico Interruptores de potencia en condiciones de funcionamiento normal y con falla y su relación con el grado de deterioro de los contactos*. Puebla: Tesis . Obtenido de <https://repositorioinstitucional.buap.mx/bitstream/handle/20.500.12371/2566/760116T.pdf?sequence=1>
- GARCIA, S. N. (2015). *Desarrollo de un Relevador para Proteccion de Generacion Distribuida en Redes de Media Tension*. Mexico: INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL "Secretaria de Investigacion y Post Grado".



- Giron, D., & Aldana, H. (1992). *Estudio de coordinación de protecciones en alta y baja tensión* (Carvajal S.A.). Santiago de Cali. Obtenido de <https://red.uao.edu.co/bitstream/10614/2795/1/T0001066.pdf>
- Hernandez R., Fernandez C., & Baptita P. (2003). *Metodologia de la Investigacion*. Mexico: 6ta Edicion.
- Jara, J. (2015). *Optimizacion de la Proteccion Electrica de la Subestacion Tierra Colorada*. Piura. Obtenido de <https://docplayer.es/48285541-Optimizacion-de-la-proteccion-electrica-de-la-subestacion-tierra-colorada.html>
- Medina, A. (2018). *Evaluacion de las Protecciones Ante el Incremento de la demanda en el sistema Electrico Bagua - Jaen y las repercusiones al SEIN*. Huancayo. Obtenido de http://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/UNCP/5040/T010_42140368_T.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- MINEM. (2011). *Codigo Nacional de Electricidad - Suministro*. www.minem.gob.pe.
- Muñoz, C. (1998). *Como Elaborar y Asesorar Una Investigación de Tesis*. UNIVERSISIDAD DEL VALLE DE MEXICO: PRIMERA EDICION.
- Muñoz, R. (2015). *Analisis del suministro electrico, mejoras de los indices de calidad en la distribucion de energia electrica*. Obtenido de dspace.umh.es/bitstream/11000/tesis%20Rafael%20Muñoz%20Gomez.pdf
- Olvera J. (1999). *Proteccion de Sistema Electrico de Potencia*. Monterrey N.L.
- Osinergmin. (2018). LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV AZÁNGARO JULIACA Y PUNO (107,3 km). *Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad*. Obtenido de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%C3%B3n/Transmisi%C3%B3n/2.2.4.pdf



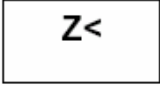
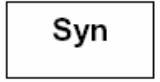
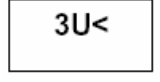
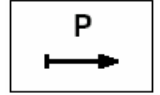
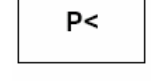
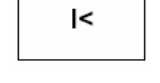
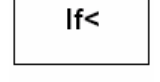
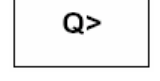
- Paucar, J. M., & Huarhua, W. P. (2018). *Estudio de Coordinación del Sistema de Protección de Alimentadores de Media Tensión con Generación Distribuida ante fallas en redes adyacentes en Cusco y Apurímac*. Cusco. Obtenido de <http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/UNSAAC/3438>
- Pumacayo, R., & Romero, R. (1979). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
- Quisiyupanqui, J., & Vilca, M. (2015). *Estudio de Coordinación de Protecciones en la Subestación Dolorespata Acorde a la Nueva Topología en Alta y Media Tensión*. Cusco.
- Ramirez, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Colombia: 1º Ed.
- Uscamayta, N., & Velita, M. (2005). *Optimización del Ajuste de las Protecciones de los grupos Generadores de la Central Hidroeléctrica San Gabán II*. Puno. Obtenido de <http://www.repositorio.unap.pe>
- Vilca, M. A., & Quisiyupanqui, J. E. (2015). *Estudio de coordinación de protecciones en la Subestación de Dolorespata acorde a la Nueva Topología en Alta y Media Tensión para el Año 2018*. Cusco. Obtenido de <http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/UNSAAC/169>
- Web, I. (15 de Septiembre de 2014). *Sistemas Eléctricos de Potencia en Chile*. Obtenido de <https://www.google.com/search?q=ESTRUCTURA+DE+SISTEMA+DE+POTENCIA&sxsrf>

ANEXOS

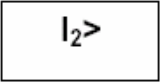
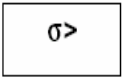
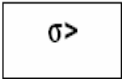
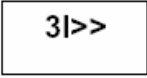
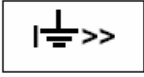
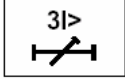
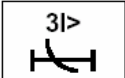

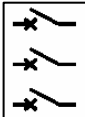
ANEXO A: Simbología Según Norma ANSI/IEEE E IEC.

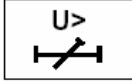
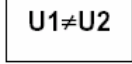
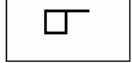
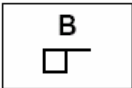

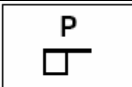
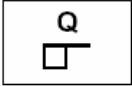
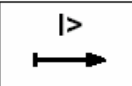
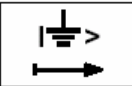
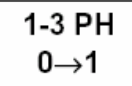
A continuación, se presenta la simbología más empleada en el campo de los sistemas de protección de líneas, transformadores, barras y generadores. En la columna izquierda está la definición de la protección o relé, en la columna central la representación ANSI/IEEE y en la columna derecha la simbología IEC.

Tabla A.1: Simbología según Norma ANSI/IEEE y IEC

| ÍTEM | FUNCIÓN | ANSI | IEC |
|------|--|------|--|
| 1 | Protección distancia, es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando límites predeterminados. | 21 |  |
| 2 | Relé de verificación de sincronismo, es un dispositivo que opera cuando dos circuitos AC se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos. | 25 |  |
| 3 | Relé de bajo voltaje, es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión. | 27 |  |
| 4 | Relé direccional de potencia, es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada. | 32 |  |
| 5 | Relé de baja potencia o baja corriente, es un relé que funciona cuando el flujo de potencia o corriente decrece por debajo de un valor determinado. | 37 |   |
| 6 | Relé de pérdida de campo, es un relé que opera ante un valor bajo anormal o por falla en el campo de la máquina, o un exceso en el valor de la reactancia de la corriente de armadura en una máquina AC indicando anormalidad en el campo de excitación. | 40 |   |

“continuación”

| ÍTEM | FUNCIÓN | ANSI | IEC |
|------|---|----------|---|
| 7 | Relé de corriente de fase inversa o desbalance de fases, es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa. | 46 |  |
| 8 | Relé de secuencia de fases, es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada. | 47 | No definido |
| ÍTEM | FUNCIÓN | ANSI/IEE | IEC |
| 9 | Relé térmico de transformador o máquina, es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado. | 49 |  |
| 10 | Relé de sobre temperatura del aceite | 49D |  |
| 11 | Relé instantáneo de sobrecorriente, es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido. | 50 |  |
| 12 | Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra | 50N |  |
| 13 | Relé de falla interruptor | 51BF |  |
| 14 | Relé temporizado de sobrecorriente, es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado. | 51 |  |
| 15 | Relé temporizado de sobrecorriente de tierra | 51N |  |
| 16 | Interruptor de corriente alterna | 52 |  |

| | | | |
|-------------|---|------------------|---|
| 17 | Relé de sobretensión, es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico. | 59 |  |
| 18 | Relé de balance de corriente o tensión, es un relé que opera sobre una diferencia dada en el voltaje o corriente de entrada o salida de dos circuitos. | 60 |  |
| 19 | Relé de presión es un contacto (switch) que opera con el aumento o descenso de la presión o rangos de variación en la misma. | 63 |  |
| ÍTEM | FUNCIÓN | ANSI/IEEE | IEC |
| 20 | Relé Buchholz: Es un relé que detecta la presencia de gases en el aceite. | 63B |  |
| 21 | Relé de flujo de aceite: Es un relé que detecta la superación del flujo de aceite en una tubería | 63D |  |
| 22 | Relé de presión súbita: Es un relé que detecta el incremento súbito de la presión en un tanque. | 63P |  |
| 23 | Dispositivo de alivio de presión: Es un dispositivo mecánico que actúa permitiendo la salida de aceite, cuando la sobrepresión dentro del tanque supera un valor. | 63Q |  |
| 24 | Relé de tierra es un relé que funciona ante la falla en el aislamiento de una máquina, transformador u otro aparato a tierra, o por el flameo de una máquina DC a tierra. | 64 | No definido |
| 25 | Relé direccional de sobrecorriente de fases | 67 |  |
| 26 | Relé direccional de sobrecorriente de tierra | 67N |  |
| 27 | Relé de desfasaje o medida de ángulo de fase es un relé que funciona en un ángulo de fase predeterminado entre dos voltajes o entre dos corrientes o entre voltaje y corriente. | 78 | No definido |
| 28 | Relé de recierre es un relé que controla el recierre y bloqueo automático de un interruptor AC. | 79 |  |

| | | | |
|-------------|---|------------------|------------|
| 29 | Relé de frecuencia es un relé que funciona sobre un valor determinado de frecuencia (alto/bajo) o por rangos de variación de la misma. | 81 | |
| 30 | Relé de bloqueo es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión. | 86 | |
| 31 | Relé diferencial es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica. | 87 | |
| ÍTEM | FUNCIÓN | ANSI/IEEE | IEC |
| 32 | Relé de protección diferencial de barras | 87B | |
| 33 | Relé de protección diferencial de generador | 87G | |
| 34 | Relé de protección diferencial de transformador | 87T | |

Elaboración Propia

ANEXO B: Diagrama Unifilar Del Sep Zona Sur Actual

En este diagrama unifilar se muestra el sistema interconectado a nivel del sur del país, en donde la subestación totorani está conectado al dicho sistema, además en este diagrama podemos ver las modificaciones de la topología del ingreso de la línea de 220KV conectadas a las subestaciones de Pumuri, San Roman, y Totorani. [Ver en el plano B.01.](#)

ANEXO C. Expansión de Generación, Plan de Transmision y Estadística de fallas Involucrado para el Ámbito de Estudio.

Tabla N° C.1. Expansión de Generación 2018 – 2021

| FECHA | PROYECTOS DE GENERACIÓN COMPROMETIDOS | POTENCIA (MW) |
|----------|--|---------------|
| nov-18 | CH Carhuac - Hidroeléctrica-RER | 20 |
| ene-19 | CB Callao – Biomasa | 2.4 |
| mar-19 | CH Centauro - Etapa I - Hidroeléctrica | 12.5 |
| jul-19 | CH Karpa - Hidroeléctrica-RER | 20 |
| Set-2019 | CH La Virgen – Hidroeléctrica | 84 |

“continuación”

| FECHA | PROYECTOS DE GENERACIÓN COMPROMETIDOS | POTENCIA (MW) |
|--------|---|---------------|
| oct-19 | CH Manta - Hidroeléctrica-RER | 19.78 |
| nov-19 | CH Zaña 1 - Hidroeléctrica-RER | 13.2 |
| ene-20 | CH 8 de agosto - Hidroeléctrica-RER | 19.83 |
| ene-20 | CH El Carmen - Hidroeléctrica-RER | 8.6 |
| ene-20 | CE Huambos – Eólica | 18.4 |
| ene-20 | CE Duna – Eólica | 18.4 |
| mar-20 | CH Santa Lorenza I - Hidroeléctrica-RER | 18.7 |
| mar-20 | CH Laguna Azul - Hidroeléctrica-RER | 20 |
| may-20 | CH Hydrika 6 - Hidroeléctrica-RER | 8.9 |
| ago-20 | CH Ayanunga - Hidroeléctrica-RER | 20 |
| ago-20 | CT Refinería Talara – Térmica | 100 |
| ago-20 | CH Shima - Hidroeléctrica-RER | 9 |
| ene-21 | CH Centauro - Etapa II – Hidroeléctrica | 12.5 |
| ene-21 | CH Colca - Hidroeléctrica-RER | 12.05 |
| ene-21 | CH Kusa - Hidroeléctrica-RER | 15.55 |
| ene-21 | CH Alli - Hidroeléctrica-RER | 14.51 |
| feb-21 | CH Hydrika 2 - Hidroeléctrica-RER | 4 |
| may-21 | CH Hydrika 4 - Hidroeléctrica-RER | 8 |
| jun-21 | CH Hydrika 1 - Hidroeléctrica-RER | 6.6 |
| ago-21 | CH Huatziroki I - Hidroeléctrica-RER | 11.08 |
| oct-21 | CH Hydrika 5 - Hidroeléctrica-RER | 10 |

Fuente: (COES,2019)

Tabla N° C.2. Plan de Transmision 2018 – 2021

| FECHA | PROYECTO |
|----------|--|
| nov-2018 | SE Carapongo 500/220 kV - 750 MVA y enlaces de conexión a líneas asociadas (Primera Etapa) |
| nov-2018 | LT 220 kV Carapongo - San Miguel de 2x328 MVA y 5.8 km |
| nov-2018 | Nueva SE San Miguel: TP 220/60 kV de 240 MVA |
| nov-2018 | Ampliación de transformación de la SE San Miguel 220/22,9 kV - 50 MVA |
| ene-2019 | Ampliación de transformación de la SE Malvinas 220/60 kV - 180 MVA |
| ene-2019 | Ampliación de transformación de la SE Mirador 220/60 kV - 120 MVA (rotado) |
| ene-2019 | SE Chillón: Cambio de TP 220/60 kV de 1x120 MVA por otro de 1x180 MVA |
| feb-2019 | LT 138 kV Santiago de Cao - Malabrigo de 130 MVA y 41,4 km |
| feb-2019 | Nueva SE Malabrigo: TP 138/23/10 kV de 30/30/30 MVA |
| mar-2019 | Banco de Condensadores de 20 MVAR - 60 kV en SE Zorritos 60 kV |
| mar-2019 | Ampliación de transformación de la SE Zorritos 220/60/22.9 kV - 50/65 MVA |
| mar-2019 | Seccionamiento de la LT 220 kV Piura - Chiclayo y enlace con la SE La Niña 220 kV |
| mar-2019 | SE Guadalupe: Cambio de configuración de barras en 60 kV de sistema Simple Barra |
| mar-2019 | Ampliación de transformación de la SE Lomera 220/60 kV - 50 MVA |
| mar-2019 | LT 138 kV Quencoro - Parque Industrial de 127 MVA y 6,71 km |



“continuación”

| FECHA | PROYECTO |
|-----------------|---|
| mar-2019 | Nueva SE Parque Industrial 138/10 kV de 30 MVA |
| may-2019 | Ampliación de transformación de la SE Piura Oeste 220/60/10 kV - 100 MVA |
| jun-2019 | LT 138 kV Chimbote Norte - Trapecio de 130 MVA |
| jun-2019 | LT 220 kV Montalvo - Los Héroes de 250 MVA y Ampliación de la SE Los Héroes 220/66/10.5 kV - 60/60/12 MVA |
| nov-2019 | Nueva SE Medio Mundo: TP 220/66 kV de 50 MVA |
| dic-2019 | Ampliación de transformación de la SE Moyobamba 138/60/23/10 kV - 50/40/20/9 MVA |
| dic-2019 | LT 220 kV Industriales - Los Sauces de 2x311 MVA y 2.3 km |
| dic-2019 | Nueva SE Los Sauces: TP 220/10 kV de 2x50 MVA |
| ene-2020 | Ampliación de transformación de la SE La Ramada 220/60/23 kV - 50/40/20 MVA |
| ene-2020 | Nueva SE Huarmey: TP 220/60 kV de 20 MVA |
| ene-2020 | Nueva SE Trujillo Centro: TP 138/23/10 kV - 30 MVA |
| mar-2020 | LT 138 kV Der Picota - Picota de 127MVA - 2x0.031 km |
| mar-2020 | Nueva SE Picota 132/22.9/10 kV de 20/20/6 MVA |
| abr-2020 | Nueva SE Chiribamba (Caudalosa) 225/60/22.9/10 kV de 25/17/8/5 MVA |
| Set-2020 | LT 138 kV Aguaytía-Pucallpa (segundo circuito) de 80 MVA |
| Set-2020 | Ampliación de transformación de la SE Nueva Jaén 138/60/23 kV de 40/40/10 MVA |
| nov-2020 | Ampliación de transformación de la SE Huánuco TP 138/23/10 kV - 30 MVA |
| nov-2020 | Ampliación de transformación de la SE Tocache TP 138/23/10 kV - 20 MVA |
| nov-2020 | SET Tingo Maria: Cambio de Transformador 138/10 kV - 10 MVA por otro de 138/23/10 kV - 30 MVA |
| dic-2020 | Nueva SE Alto Zapata (Moquegua Ciudad): TP 138/23/10kV de 25MVA |
| dic-2020 | LT 138 kV Moquegua - Alto Zapata (Moquegua Ciudad) de 115 MVA y 6 km |
| ene-2021 | Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo - Cajamarca a 250 MVA |
| ene-2021 | LT 138 kV Trujillo Norte - Trujillo Noroeste de 185 MVA y 6 km |
| ene-2021 | LT 138 kV Der Chimbote Nueva - Chimbote Nueva de 74 MVA y 0,8 km |
| ene-2021 | Nueva SE Chimbote Nueva 138/23/13.8 kV de 40/20/30 MVA |
| jul-2021 | LT 220 kV Tintaya-Azángaro de 450 MVA |
| Set-2021 | LT 138 kV Base Islay - Matarani de 130 MVA y 10,99 km |
| Set-2021 | Nueva SE Matarani: TP 138/10 kV de 40 MVA |
| Set-2021 | LT 138 kV Charcani VII - Cono Norte 2 de 130 MVA y 11,59 km |
| Set-2021 | Nueva SE Cono Norte 2: TP 138/10 kV de 75MVA |
| oct-2021 | Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV |
| oct-2021 | Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 Kv |
| dic-2021 | Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas |
| dic-2021 | Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas |

Fuente: (COES,2019)

Tabla N° C.3. Estadísticas de Fallas de Líneas conectadas a la S.E. Totorani

| EMPRESA | UBICACIÓN | EQUIPO | INICIO | FINAL | DESCRIPCIÓN |
|-----------------|--------------------------|--------|---------------------|---------------------|--|
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 23/11/2019 23:42 | 23/11/2019 23:52 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO-TUCARI) 60 KV |
| REDESUR | L. MOQUEGUA – PUNO | L-2030 | 14/11/2019 17:43 | 15/11/2019 04:56 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2030 (MOQUEGUA-PUNO) DE 220 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 14/11/2019 18:12 | 14/11/2019 19:01 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO-TUCARI) 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 13/11/2019 16:19 | 13/11/2019 16:31 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO-TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 03/11/2019 13:09 | 03/11/2019 13:28 | DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV POR FALLA |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA – ILAVE | L-6027 | 03/10/2019 19:34 | 03/10/2019 19:35 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA – ILAVE | L-6027 | 08/09/2019 19:34 | 08/09/2019 19:37 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA/ILAVE) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 08/09/2019 13:23 | 08/09/2019 13:23 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 27/08/2019 15:24 | 27/08/2019 15:34 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 21/08/2019 14:41 | 21/08/2019 14:49 | DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6007 (PUNO -TUCARI) DE 60 KV, POR FALLA. |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 19/08/2019 13:52 | 19/08/2019 13:58 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 02/08/2019 14:52 | 02/08/2019 14:57 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA – ILAVE | L-6027 | 24/07/2019 19:21 | 24/07/2019 19:23 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO-ILAVE-POMATA) DE 60 KV POR FALLA. |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA – ILAVE | L-6027 | 24/07/2019 18:55 | 24/07/2019 18:58 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO-ILAVE-POMATA) DE 60 KV POR FALLA. |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA – ILAVE | L-6027 | 24/07/2019 17:55 | 24/07/2019 18:02 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO-ILAVE-POMATA) DE 60 KV POR FALLA |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA – ILAVE | L-6027 | 22/06/2019 15:38 | 22/06/2019 15:43 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA – ILAVE | L-6027 | 08/05/2019 19:04 | 08/05/2019 19:19 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 25/04/2019 16:53 | 25/04/2019 17:38 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |



“continuación”

| EMPRESA | UBICACIÓN | EQUIPO | INICIO | FINAL | DESCRIPCIÓN |
|------------------------|--------------------------|--------|---------------------|---------------------|---|
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 25/04/2019 18:06 | 25/04/2019 18:08 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO – TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 23/04/2019 17:38 | 23/04/2019 17:44 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 18/04/2019 20:24 | 18/04/2019 20:26 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 15/04/2019 17:50 | 15/04/2019 17:58 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 10/04/2019 20:29 | 10/04/2019 21:13 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 04/04/2019 20:44 | 04/04/2019 21:39 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 02/04/2019 18:06 | 02/04/2019 18:08 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 02/04/2019 18:32 | 02/04/2019 18:35 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 01/04/2019 15:30 | 01/04/2019 16:32 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO – TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 01/04/2019 15:17 | 01/04/2019 15:26 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO – TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 25/03/2019 20:21 | 25/03/2019 20:23 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 14/03/2019 15:39 | 14/03/2019 15:46 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| REDESUR | L. MOQUEGUA – PUNO | L-2030 | 01/03/2019 16:05 | 01/03/2019 16:05 | RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2030 (MOQUEGUA – PUNO) DE 220 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO – TUCARI | L-6007 | 29/01/2019 13:55 | 29/01/2019 14:23 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO – TUCARI) DE 60 KV |
| REDESUR | L. MOQUEGUA – PUNO | L-2030 | 29/01/2019 00:56 | 29/01/2019 00:56 | RECIERRE EXITOSO EN LA LÍNEA L-2030 (MOQUEGUA – PUNO) DE 220 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO – POMATA – ILAVE | L-6027 | 25/01/2019 04:52 | 25/01/2019 04:54 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |



“continuación”

| EMPRESA | UBICACIÓN | EQUIPO | INICIO | FINAL | DESCRIPCIÓN |
|------------------------|--------------------------|--------|---------------------|---------------------|---|
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 23/01/2019 10:20 | 23/01/2019 10:24 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 21/01/2019 03:41 | 21/01/2019 05:22 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 12/01/2019 13:48 | 12/01/2019 13:59 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| REDESUR | L. MOQUEGUA - PUNO | L-2030 | 07/01/2019 23:25 | 07/01/2019 23:25 | RECIERRE EXITOSO EN LA LÍNEA L-2030 (MOQUEGUA – PUNO) DE 220 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 04/01/2019 13:33 | 04/01/2019 13:42 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 29/12/2018 12:01 | 29/12/2018 12:21 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 19/12/2018 17:33 | 19/12/2018 17:51 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 17/12/2018 17:09 | 17/12/2018 17:19 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 16/12/2018 13:18 | 16/12/2018 13:36 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 15/12/2018 01:59 | 15/12/2018 02:23 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 13/12/2018 18:53 | 13/12/2018 20:35 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 04/12/2018 21:31 | 04/12/2018 22:19 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 04/12/2018 19:47 | 04/12/2018 20:22 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 26/11/2018 16:59 | 26/11/2018 17:06 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - POMATA) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 31/10/2018 03:36 | 31/10/2018 03:51 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 31/10/2018 02:59 | 31/10/2018 03:07 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – ILAVE – POMATA) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 24/10/2018 18:10 | 24/10/2018 18:18 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |



“continuación”

| EMPRESA | UBICACIÓN | EQUIPO | INICIO | FINAL | DESCRIPCIÓN |
|------------------------|--------------------------|--------|---------------------|---------------------|--|
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 18/10/2018 22:36 | 18/10/2018 22:47 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 11/10/2018 18:27 | 11/10/2018 18:34 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 06/10/2018 18:59 | 06/10/2018 19:04 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 28/09/2018 14:27 | 28/09/2018 14:54 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 15/09/2018 19:49 | 15/09/2018 20:02 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| REDESUR | L. MOQUEGUA - PUNO | L-2030 | 21/05/2018 12:24 | 21/05/2018 12:39 | DESCONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR AT-1 DE 220/138/10 KV DE LA SE PUNO Y DE LA LÍNEA L-2030 (MOQUEGUA – PUNO) DE 220 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 19/05/2018 10:38 | 19/05/2018 12:04 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 03/05/2018 17:59 | 03/05/2018 18:04 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 29/04/2018 17:42 | 29/04/2018 20:20 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 29/04/2018 09:14 | 29/04/2018 11:09 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - POMATA - ILAVE | L-6027 | 28/04/2018 05:50 | 28/04/2018 05:57 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO – POMATA – ILAVE) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 26/04/2018 07:18 | 26/04/2018 07:25 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 24/04/2018 18:45 | 24/04/2018 18:55 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 10/03/2018 18:17 | 10/03/2018 18:22 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| MINERA ARUNTANI | L. PUNO - TUCARI | L-6007 | 09/03/2018 18:08 | 09/03/2018 18:14 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV |
| REDESUR | L. MOQUEGUA - PUNO | L-2030 | 26/02/2018 14:23 | 26/02/2018 14:23 | RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2030 (MOQUEGUA – PUNO) DE 220 KV |
| ELECTRO PUNO | L. PUNO - BELLAVISTA | L-6028 | 09/02/2018 05:05 | 09/02/2018 05:10 | DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6028 (PUNO - BELLAVISTA) DE 60 KV |

Fuente: (COES,2019)



PLANOS

En el plano B.01 se muestra el diagrama unifilar de conexión de la Subestación Totorani al sistema de potencia zona sierra Sur del país.