



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



**“DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA
SOBRECORRIENTES EN MEDIA TENSIÓN DEL ALIMENTADOR
6003 AYAVIRI - PUNO, APLICANDO LA NORMA IEC 60909”**

TESIS

PRESENTADA POR:

Bach. RONAR PAUL HUAYTA ROJAS

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

PUNO – PERÚ

2021



DEDICATORIA

A Dios por su bondad y misericordia por guiar nuestro camino para cumplir nuestras metas y permitírnos vivir para seguir adelante hacia el éxito.

De igual forma, dedico esta tesis a mis padres Adolfo y Cipriana que han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos y valores, lo cual me ha ayudado a salir adelante en los momentos más difíciles.

A mis hermanos(as) Melina, Kenny e Yeny que siempre han estado junto a mí y brindándome su apoyo.

A mi hija Duarleth de los Angeles Huayta Quispe que es el motor para continuar mejorando y seguir adelante.

A mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momentos.

Ronar Paul Huayta Rojas



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, doy infinitamente gracias a Dios, por haberme dado fuerza y valor para culminar esta etapa de mi vida.

Agradezco también la confianza y el apoyo brindado por parte de mis padres, hermano, hermanas y mi familia, que sin duda alguna en el trayecto de mi vida me han demostrado su amor, corrigiendo mis faltas y celebrando mis triunfos.

Debo también agradecer a la Universidad Nacional del Altiplano y a la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, en cuyas aulas me forme profesionalmente.

A los Docentes y Administrativos de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por sus valiosas enseñanzas y experiencias contribuyeron mi desarrollo profesional.

Ronar Paul Huayta Rojas



ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ACRÓNIMOS

RESUMEN 13

ABSTRACT..... 14

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1HIPÓTESIS 16

1.1.1 Hipótesis general..... 16

1.1.2 Hipótesis específicas..... 16

1.2 OBJETIVOS..... 17

1.2.1 Objetivo general..... 17

1.2.2 Objetivos específicos 17

CAPITULO II

REVISION DE LITERATURA

2.1 FLUJO DE POTENCIA 18

2.1.1 Potencia compleja 18

2.1.2 Conservación de la energía 19

2.1.3 Flujo de potencia en una rama nodal 20

2.1.4 Regulación del voltaje 22

2.1.5 Cálculos de fallas 23

2.1.6 Impedancia..... 23

2.1.7 Nivel de falla..... 24



2.1.8	Fallas a tierra.....	25
2.1.9	Redes de secuencia y componentes simétricas	25
2.1.10	Impedancias y redes de secuencia	26
2.1.11	Impedancias de secuencia para diversos elementos de un circuito	26
2.1.12	Redes de secuencia directa e inversa	27
2.2	ANÁLISIS DEL CORTOCIRCUITO.....	28
2.2.1	Tipos de cortocircuitos.....	29
2.2.2	Cortocircuitos trifásicos	29
2.2.3	Cortocircuitos bifásicos sin contacto a tierra	30
2.2.4	Cortocircuito bifásico con contacto a tierra	31
2.2.5	Cortocircuito monofásico a tierra	32
2.2.6	Cortocircuito con doble contacto a tierra.....	32
2.2.7	Método de análisis de componentes simétricos	33
2.2.8	Representación de la impedancia de secuencia de los aparatos eléctricos	34
2.3	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	38
2.3.1	Gestión de la protección	39
2.3.2	Dispositivos de protección.....	40
2.3.3	Seguridad/dependencia/velocidad	41
2.3.4	Componentes básicos de la protección	42
2.3.5	Coordinación por clasificación temporal	43
2.3.6	Estabilidad transitoria	46
2.3.7	Cortacircuitos de los fusibles de distribución	46

CAPITULO III

MATERIALES Y METODO

3.1	MATERIALES.....	50
3.1.1	Herramienta Utilizada.....	50
3.1.2	Tipo de investigación.....	50
3.1.3	Técnicas de recolección de datos.....	51
3.2	MÉTODO.....	52
3.2.1	Flujo de potencia del sistema en condiciones operativas.	52
3.2.2	Cálculo de la corriente de cortocircuito	53



3.2.3	AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.....	64
-------	---	----

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSION

4.1	FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA EN CONDICIONES OPERATIVAS.....	67
4.1.1	Representación de la Red Equivalente.....	67
4.1.2	Red Equivalente S.E. Ayaviri	67
4.1.3	Demanda del Sistema Eléctrico en Estudio	69
4.1.4	Modelamiento del Sistema Eléctrico	69
4.2	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	84
4.3	COORDINACIÓN DE LOS FUSIBLES PROYECTADOS.....	87
4.3.1	Descripción de los Seccionadores Fusible empleados.....	87
4.3.2	Criterios para la Selección de las Capacidades de los Fusibles	87
4.3.3	Protección de Transformadores de Distribución	87
4.3.4	Protección de Derivaciones	89
4.3.5	Coordinación de Fusibles.....	91
V.	CONCLUSIONES.....	96
VI.	RECOMENDACIONES	97
VII.	BIBLIOGRAFÍA	98
ANEXOS.....		100

Área : Eléctrica

Tema : Coordinación

Fecha de sustentación: 25 febrero-2021



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Flujo de energía por una línea de dos puntos.	20
Figura N° 2: Redes de secuencia directa	27
Figura N° 3: Redes de secuencia inversa	28
Figura N° 4: Cortocircuito trifásico.....	30
Figura N° 5: Cortocircuitos bifásico sin contacto a tierra	31
Figura N° 6: Cortocircuitos bifásico con contacto a tierra	31
Figura N° 7: Cortocircuito monofásico a tierra.....	32
Figura N° 8: Cortocircuito con doble contacto a tierra	33
Figura N° 9: Circuito equivalente de secuencia cero que tiene en cuenta la auto impedancia de la línea de transmisión y las impedancias de los trayectos de retorno de la tierra y de la onda expansiva.....	37
Figura N° 10: Filosofía de tiempo definida.....	45
Figura N° 11: Tiempo mínimo definido inverso	45
Figura N° 12: Cortocircuitos (cutouts) de distribución aérea.....	47
Figura N° 13: Corriente de cortocircuito alejado de un alternador.	54
Figura N° 14: Corriente de cortocircuito próximo a un alternador.	55
Figura N° 15: corriente de cortocircuito con una fuente de tensión equivalente	57
Figura N° 16: Diagrama de circuito equivalente para cortocircuito monofásico y trifásico	61
Figura N° 17: Factor κ para el cálculo de la corriente máxima de cortocircuito.....	62
Figura N° 18: Factor μ para el cálculo de la corriente de ruptura de cortocircuito simétrica.....	63
Figura N° 19: Esquema de cálculo según norma.....	64
Figura N° 20: Diagrama unifilar S.E. Ayaviri.....	66
Figura N° 21: Cortocircuito trifásico en las barras de la S.E. Ayaviri.	68
Figura N° 22: Flujo de Carga en la S.E. Ayaviri.....	68



Figura N° 23: Flujo de potencia caso 2	75
Figura N° 24: Flujo de potencia caso 3	77
Figura N° 25: Flujo de potencia caso 4	79
Figura N° 26: Flujo de potencia caso 5	81
Figura N° 27: Flujo de potencia caso 6	83
Figura N° 28: Resultados de cortocircuito S.E. Ayaviri	84
Figura N° 29: Resultados de cortocircuito conexión A.....	85
Figura N° 30: Resultados de cortocircuito Redes trifásicas	86
Figura N° 31: Coordinación de fusibles	92
Figura N° 32: Coordinación de fusibles	92
Figura N° 33: Coordinación de fusibles	93
Figura N° 34: Coordinación de fusibles	93
Figura N° 35: Coordinación de fusibles	94
Figura N° 36: Coordinación de fusibles	94
Figura N° 37: Coordinación de fusibles	95
Figura N° 38: Coordinación de fusibles	95



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N°1: Máxima capacidad de interrupción del cortocircuito para los cutouts de los fusibles de distribución	48
Tabla N°2: Tabla de registro de simulaciones	53
Tabla N°3: Cuadro de Diagnostico.....	56
Tabla N°4: Valor de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directa, inversa y homopolar de una red.....	59
Tabla N°5: Parámetros de red equivalente en la barra de 138 kV de la S.E. Ayaviri.	67
Tabla N°6: Máxima Demanda del Sistema Eléctrico en Estudio.	69
Tabla N°7: Máxima demanda monofásico caso 1	72
Tabla N°8: Máxima demanda trifásico caso 1	73
Tabla N°9: Máxima demanda monofásico caso 2	74
Tabla N°10: Máxima demanda trifásico caso 2.....	75
Tabla N°11: Máxima demanda monofásico caso 3	76
Tabla N°12: Máxima demanda trifásico caso 3.....	77
Tabla N°13: Máxima demanda monofásico caso 4	78
Tabla N°14: Máxima demanda trifásico caso 4.....	79
Tabla N°15: Máxima demanda monofásico caso 5	80
Tabla N°16: Máxima demanda trifásico caso 5.....	81
Tabla N°17: Máxima demanda monofásico caso 6	82
Tabla N°18: Máxima demanda trifásico caso 6.....	83
Tabla N°19: Cortocircuito trifásico	85
Tabla N°20: Cortocircuito monofásico.....	86
Tabla N°21: Fusibles normalizados.....	88
Tabla N°22: Fusibles para transformadores monofásico.....	89



Tabla N°23: Fusibles para derivaciones	90
Tabla N°24: Fusibles para derivaciones	91



ÍNDICE DE ANEXOS

- Anexo N°1:** Consumo de Potencia Activa de las Localidades Proyectadas
- Anexo N°2:** Listado de las Fases de los Transformadores de Distribucion / Balance de Carga.
- Anexo N°3:** Perfiles de Tension y Caida de Tension en los Transformadores de Distribucion.
- Anexo N°4:** Resultados de Cortocircuito Trifasico y Monofasico en los Transformadores de Distribucion.
- Anexo N°5:** Norma Internacional CEI-IEC 60909-0.



ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

A	Valor inicial de la componente de corriente continua
a	Una relación entre la corriente de cortocircuito desequilibrada y la corriente trifásica de cortocircuito
c	Factor de tensión
f	Frecuencia
I_b	Corriente de cortocircuito simétrica de corte (valor eficaz)
I_k	Corriente de cortocircuito permanente (valor eficaz)
I''_k	Corriente de cortocircuito simétrica inicial (valor eficaz)
i_p	Valor de cresta de la corriente de cortocircuito
K	Factor de corrección de impedancias
S''_k	Potencia de cortocircuito simétrica inicial
U_n	Tensión nominal del sistema, fase-fase (valor eficaz)
U	Factor para el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica de corte



RESUMEN

La continuidad del servicio es una condición esencial para mantener una alta fiabilidad en los sistemas de energía eléctrica; las interferencias hacen que el sistema se vuelva inestable; para lo cual, se implementa un sistema de protección rápido y eficiente para aislar la falla. Por lo tanto en el presente trabajo de investigación tiene como objetivo principal realizar el diseño del sistema de protección contra sobre corrientes en media tensión del alimentador 6003 de la provincia de Ayaviri Región de Puno, aplicando la norma IEC 60909, en ese sentido, como primer objetivo específico se realiza el cálculo del flujo de potencia del sistema, que nos permitió analizar las condiciones operativas, los criterios considerados en el estudio de flujo de potencia son los niveles de sobrecarga y la regulación de tensión. En segundo término, se realizó el análisis de cortocircuito que sirvió para seleccionar y determinar la coordinación de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema en condiciones de falla. Para este análisis se considera condiciones anormales de operación que causan fenómenos indeseables como flujos de corrientes que pueden dañar los equipos, caídas de voltaje y creación de condiciones peligrosas para la seguridad; como tercer objetivo específico se realizó los ajustes y coordinación del sistema de protección utilizando el software DigSilent – Power Factory en base a la norma IEC 60909 (2001).

Palabras clave: coordinación, cortocircuito, fiabilidad, flujo de potencia, protección.



ABSTRACT

The continuity of the service is an essential condition to maintain a high reliability in the electrical energy systems; the interferences make the system unstable; for which, a fast and efficient protection system is implemented to isolate the failure. Therefore, the main objective of this research work is to carry out the design of the protection system against overcurrents in medium voltage of feeder 6003 in the province of Ayaviri, Puno Region, applying the IEC 60909 standard. In this sense, the first specific objective is to calculate the system's power flow, which allowed us to analyze the operating conditions; the criteria considered in the power flow study are the overload levels and the regulation. In the second term, the short circuit analysis was carried out, which served to select and determine the coordination of the protection equipment, which is established considering the system under fault conditions. For this analysis is considered abnormal operating conditions that cause undesirable phenomena such as current flows that can damage equipment, voltage drops and creating dangerous conditions for safety, as a third specific objective was made adjustments and coordination of the protection system using the software DigSilent - Power Factory based on IEC 60909 (2001).

Keywords: coordination, short circuit, reliability, power flow, protection.



CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

En vista de la necesidad que tiene la empresa Electro Puno S.A.A. en disminuir la frecuencia de las interrupciones en su alimentador, es necesario un estudio de niveles de cortocircuito y revisión de las protecciones eléctricas, que nos permita obtener condiciones necesarias para solventar el problema aumentando la continuidad del servicio eléctrico.

La frecuencia de interrupciones es la medida que permite conocer el número promedio de veces que se interrumpe el servicio de energía eléctrica a un sistema en un período de tiempo dado, y esta puede aumentar debido al mal funcionamiento de los equipos de protección eléctrica o a problemas de mantenimiento.

La continuidad del servicio es una de las cosas esenciales en un sistema eléctrico que tiene que ser mantenido; como resultado, lo más importante en la industria es la fiabilidad del sistema. Por otra parte, pueden producirse interferencias y hacer que el sistema se vuelva inestable. En consecuencia, se aplica un sistema de protección para superar este problema. El sistema de protección debe ser rápido y eficiente para aislar la falla. Cuando ocurre un fallo, el relé detectará la interferencia y enviar la señal al disyuntor para que funcione. Un sistema de protección debe considerar sobre la selectividad, estabilidad, velocidad, sensibilidad, y fiabilidad para que otras localidades no se vean afectadas, y el sistema permanecerá estable y seguro. A medida que la red de energía se convierte más grande y más compleja, la fiabilidad y la continuidad del sistema son muy difíciles de conseguir. La selectividad es una característica de los sistemas de protección que permite el disparo de sólo aquellos interruptores de circuito cuyo funcionamiento es requerido para aislar la falla. Esta



propiedad se logra por la clasificación del tiempo y características del sistema. El método se basa en la disposición de la protección en zonas sucesivas para que funcionen en zonas escalonadas, es deseable tener una respuesta de alta velocidad para todos los esquemas de protección. Por lo tanto, hay una evidente necesidad de mejorar el problema de coordinación para encontrar robustez y ajustes óptimos bajo un sistema de funcionamiento real. Esta necesidad motiva el trabajo propuesto.

1.1 HIPÓTESIS

1.1.1 Hipótesis general

Con el correcto diseño del ajuste y coordinación de las protecciones contra sobrecorriente del alimentador 6003 Ayaviri aplicando la norma IEC 60909 “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna”, se logrará tener una mejor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a los consumidores del alimentador.

1.1.2 Hipótesis específicas

- ✓ El flujo de potencia del sistema nos determina las condiciones operativas para realizar el ajuste de los dispositivos de protección.
- ✓ El análisis de Cortocircuito nos permite seleccionar y determinar la coordinación de los equipos de protección, los que son establecidos considerando el sistema en condiciones de falla.
- ✓ El estudio de flujo de potencia y el análisis de cortocircuito nos permite realizar los ajustes y coordinación del sistema de protección.



1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Realizar el diseño del sistema de protección contra sobre corrientes en media tensión del alimentador 6003 Ayaviri - Puno, aplicando la norma IEC 60909 “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna”.

1.2.2 Objetivos específicos

- Diagnosticar Calcular el flujo de potencia del sistema en condiciones operativas.
- Realizar el análisis de cortocircuito del sistema para seleccionar y determinar la coordinación de los equipos de protección.
- Establecer los ajustes y coordinación de protección utilizando el software DigSilent – Power Factory en base a la norma IEC 60909 “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna” (2001).



CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 FLUJO DE POTENCIA

El flujo de potencia del sistema se utiliza para analizar gráficamente condiciones operativas y resultados. Los criterios que deben ser considerados cuando se realiza un estudio de flujo de potencia son: Flexibilidad Operacional, Nivel de Confiabilidad, Niveles de Sobrecarga y una Regulación de Voltaje del más o menos 2,5% ante cualquier contingencia operativa. (Palacios, 2014)

Como se hará evidente, es importante hacer buenas estimaciones iniciales de la solución, y se discute una técnica para empezar. Hay muchos excelentes métodos numéricos de solución para resolver el problema del flujo de carga. (Mohamed E & El-Hawary, 2008).

2.1.1 Potencia compleja

Si el vector de tensión se expresa como $A + jB$ y el vector de corriente como $C + jD$, entonces, por convención, los voltamper en los circuitos de corriente alterna se expresan vectorialmente como:

$$EI^* = (A + jB)(C - jD) \quad (1)$$

$$EI^* = AC + BD + j(BC - AD) \quad (2)$$

$$EI^* = P + jQ \quad (3)$$

Donde $P = AC + BD$ es la potencia activa y $Q = BC - AD$ es la potencia reactiva; I^* es el conjugado de I . Esta convención hace que la parte imaginaria que representa la potencia

reactiva sea negativa para la corriente principal y positiva para la corriente de retardo. Esta es la convención utilizada por los ingenieros de sistemas de potencia. Si se usa un conjugado de voltaje, en lugar de corriente, la potencia reactiva de la corriente principal se convierte en positiva. El factor de potencia viene dado por: (Das, 2002).

$$\cos\theta = \frac{AC + BD}{\sqrt{A^2 + B^2}\sqrt{C^2 + D^2}} \quad (4)$$

2.1.2 Conservación de la energía

El concepto de conservación de la energía (teorema de Tellegen) se basa en las leyes de Kirchoff y establece que la potencia generada por la red es igual a la potencia consumida por la red (incluida la demanda de carga y las pérdidas). Si $i_1; i_2; i_3; \dots, i_n$ son las corrientes y $v_1; v_2; v_3; \dots, v_n$ los voltajes de n elementos de un solo punto conectados de alguna manera: (Das, 2002).

$$\sum_{k=1}^{k=n} V_k I_k = 0 \quad (5)$$

Además, en un sistema lineal de elementos pasivos, la potencia compleja, la potencia activa y la potencia reactiva deberían sumarse a cero:

$$\sum_{k=1}^{k=n} S_n = 0 \quad (6)$$

$$\sum_{k=1}^{k=n} P_n = 0 \quad (7)$$

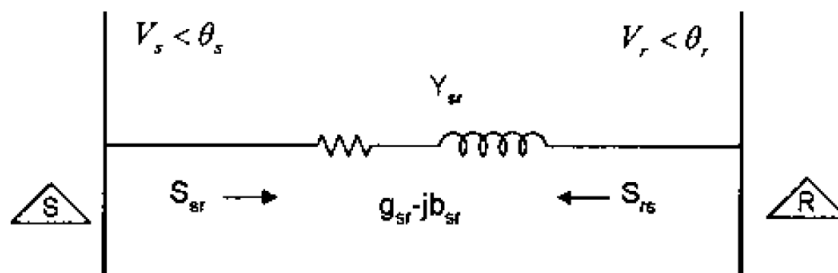
$$\sum_{k=1}^{k=n} Q_n = 0 \quad (8)$$

2.1.3 Flujo de potencia en una rama nodal

El modelado de las líneas de transmisión es único en el sentido de que la capacitancia juega un papel importante y no puede ser ignorado, excepto en el caso de líneas cortas de longitud inferior a aproximadamente 80 km. Consideremos el flujo de energía sobre una línea de transmisión corta. Como no hay elementos de derivación, la línea puede ser modelada por su resistencia en serie y su reactancia, carga y condiciones terminales. Tal sistema puede llamarse una rama nodal en el flujo de carga o una red de dos puntos. La suma de las potencias activa y reactiva del extremo emisor y del extremo receptor en una rama nodal no es cero, debido a las pérdidas en la admitancia Y_{sr} . Definamos Y_{sr} , la admitancia de los elementos en serie $=g_{sr} + jb_{sr}$ ó $Z = zl = l(r_{sr} + jx_{sr}) = R_{sr} + X_{sr} = 1/Y_{sr}$, donde l es la longitud de la línea. La potencia del extremo de envío es: (Das, 2002)

$$S_{sr} = V_s I_s^* \quad (9)$$

Figura N° 1: Flujo de energía por una línea de dos puntos.



Fuente: (Das, 2002)

Donde I_s^* es la conjugada de I_s . Esto da:

$$S_{ST} = V_S [Y_{ST} (V_S - V_r)]^* \quad (10)$$

$$S_{ST} = [V_S^2 - V_S V_r \varepsilon^{j(\theta_s - \theta_r)}] (g_{sr} - j b_{sr}) \quad (11)$$

Donde el voltaje final de envío es $V_s < \theta_s$ y el voltaje final de recepción es $V_r < \theta_r$. La potencia compleja en la ecuación (11) puede dividirse en componentes de potencia activa y reactiva: En el extremo emisor:

$$P_{sr} = [V_s^2 \cos(\theta_s - \theta_r)] g_{sr} - [V_s V_r \text{sen}(\theta_s - \theta_r)] b_{sr} \quad (12)$$

$$Q_{sr} = [-V_s V_r \text{sen}(\theta_s - \theta_r)] g_{sr} - [V_s^2 - V_s V_r \cos(\theta_s - \theta_r)] b_{sr} \quad (13)$$

Y, en el extremo receptor:

$$P_{rs} = [V_r^2 - V_r V_s \cos(\theta_r - \theta_s)] g_{sr} - [V_r V_s \text{sen}(\theta_r - \theta_s)] b_{sr} \quad (14)$$

$$Q_{rs} = [-V_r V_s \text{sen}(\theta_r - \theta_s)] g_{sr} - [V_r^2 - V_r V_s \cos(\theta_r - \theta_s)] b_{sr} \quad (15)$$

Si se ignora la g_{sr} :

$$P_{rs} = \frac{|V_s| |V_r| \text{sen} \delta}{X_{rs}} \quad (16)$$

$$Q_{rs} = \frac{|V_s| |V_r| \cos \delta - |V_r|^2}{X_{rs}} \quad (17)$$

Donde δ es la diferencia entre los ángulos del vector de voltaje del extremo emisor y del extremo receptor = $\theta_s - \theta_r$. Para valores pequeños de delta, la ecuación de la potencia reactiva puede escribir como: (Das, 2002).

$$Q_{rs} = \frac{|V_r|}{X_{sr}} (|V_s| - |V_r|) = \frac{|V_r|}{X_{sr}} |\Delta V| \quad (18)$$

Donde ΔV es la caída de voltaje. Para una línea corta es:

$$|\Delta V| = I_v Z = (R_{sr} + jX_{sr}) \frac{(P_{sr} + jQ_{sr})}{V_r} \simeq \frac{R_{sr}P_{sr} + X_{sr}Q_{sr}}{|V_r|} \quad (19)$$

Por lo tanto, la transferencia de energía real depende del ángulo δ , llamado ángulo de transmisión, y de las magnitudes relativas de los voltajes finales de envío y recepción. Como estas tensiones se mantendrán cerca de las tensiones nominales, es principalmente una función de δ . La máxima transferencia de potencia se produce en $\delta = 90^\circ$ (límite de estabilidad en estado estacionario). Los flujos de energía reactiva se encuentran en la dirección de menor voltaje y es independiente de δ . Se pueden sacar las siguientes conclusiones: (Das, 2002)

1. Para la pequeña resistencia de la línea, el flujo de potencia real es proporcional al seno δ . Es un máximo en $\delta = 90^\circ$. Para consideraciones de estabilidad, el valor está restringido a menos de 90° . La transferencia de potencia real aumenta con el aumento del voltaje de transmisión.
2. El flujo de potencia reactiva es proporcional a la caída de voltaje en la línea, y es independiente de δ . El voltaje del extremo receptor cae con el aumento de demanda de energía reactiva. (Das, 2002)

2.1.4 Regulación del voltaje

La regulación de voltaje se define como el aumento de voltaje en el extremo receptor, expresado como un porcentaje del voltaje de carga completa cuando se retira la carga completa a un factor de potencia especificado. El voltaje final de envío se mantiene constante. La regulación de voltaje se expresa como un porcentaje o por unidad del voltaje de carga completa del extremo receptor:



$$VR = \frac{V_{ml} - V_{rfl}}{V_{rfl}} \quad (20)$$

Donde V_{ml} es el voltaje final de recepción sin carga y V_{rfl} es el voltaje de carga completa a un factor de potencia dado. (Das, 2002).

2.1.5 Cálculos de fallas

Para predecir el rendimiento de un esquema de protección es necesario saber cuáles serán las condiciones de la falla. Aunque se necesitarán algunos relés para hacer frente a sobrecargas, sub tensiones, etc., la mayoría se ocupará de la detección de condiciones de cortocircuito. Para determinar el nivel de la falla cuando ocurre un cortocircuito se requiere un conocimiento de la impedancia de los diversos componentes del sistema de energía y la capacidad de calcular la corriente en cada parte del sistema. (Davies, 2005)

2.1.6 Impedancia

Aunque una impedancia consiste en una resistencia y una reactancia, normalmente es suficiente con tomar en cuenta sólo la reactancia en los cálculos de la falla. Si se utiliza un ordenador para el cálculo es igual de sencillo incluir la resistencia, pero si se utilizan otros medios su inclusión es una complicación innecesaria. En la mayoría de los casos la exclusión de la resistencia se justifica en que la resistencia es sólo una pequeña fracción de la impedancia e incluso si fuera tan alta como el 20% sólo cambiaría la impedancia en un 2% aproximadamente.

La excepción se da en los cables en los que, si el área de la sección transversal es pequeña, la resistencia es del mismo orden que la reactancia. Sin embargo, como los cables tienen una impedancia muy baja en comparación con los transformadores y generadores, el efecto general de la ignorancia es pequeño. (Davies, 2005)

2.1.7 Nivel de falla

Cuando se evalúa el rendimiento de los relés es habitual utilizar el nivel de fallo trifásico y, si se trata de relés de fallo a tierra, el nivel de fallo a tierra. Se aprecia que una falla de fase es mucho más probable que una falla de tres fases; sin embargo, el valor de tres fases se utiliza sobre la base de que es la condición más onerosa.

El cálculo de una falla trifásica es bastante sencillo ya que es una falla equilibrada. Es decir, la corriente en cada una de las tres fases tiene la misma magnitud y están separadas por 120° . Por lo tanto, todo lo que se requiere es calcular la corriente en una fase usando el voltaje fase-neutro y la impedancia por fase.

Los elementos de un sistema de energía se especifican de la siguiente manera:

- a) Generadores y transformadores-impedancia porcentual de la potencia.
- b) Alimentadores e interconectores-impedancia real/fase.
- c) Reactores-caída de tensión a la corriente nominal.

Para convertir estos valores a valores unitarios sobre una base común. (Davies, 2005).

$$Z_{p. u.} = \frac{Z\%}{100} \times \frac{MVA \text{ base}}{MVA \text{ seleccionado}} \quad (21)$$

$$Z_{p. u.} = Z_x \frac{MVA \text{ base}}{V^2} \quad (22)$$

$$Z_{p. u.} = \frac{V_R}{I_R} \times \frac{MVA \text{ base}}{V^2} \quad (23)$$

Los valores típicos de impedancia pueden atribuirse a todos los componentes de un sistema de energía en ausencia de información definitiva. Las impedancias de los transformadores suelen ser fáciles de determinar, ya que el valor está marcado en la placa de características. La impedancia de los generadores suele tener una importancia secundaria, ya que la mayoría de los sistemas de distribución tienen una entrada y una



contribución a las fallas mucho mayores del sistema público de suministro de electricidad.

2.1.8 Fallas a tierra

El nivel de falla de tierra de un sistema de distribución se determina por el método por el cual se conecta a tierra. Aunque la puesta a tierra en cada subestación se realiza por medio de electrodos hincados en el suelo, muy poca de la corriente de falla a tierra fluye por esta vía. La falla de tierra suele ser un conductor conectado directamente del equipo al transformador de distribución. Esto significa que para una falla a tierra en un lugar alejado de la subestación donde está instalado el transformador de distribución, una mayor proporción de la tensión se reducirá en el camino de retorno de un valor tal que la tensión en la falla sería inaceptablemente alta. Es por esta razón que todo el equipo de metal en cada lugar debe ser puesto a tierra. (Davies, 2005)

2.1.9 Redes de secuencia y componentes simétricas

El cálculo de circuitos simétricos y equilibrados trifásicos, en régimen permanente, no ofrece más dificultades que la aplicación de las fórmulas y teoremas deducidos para teoría de circuitos, es decir, es suficiente con los razonamientos y métodos utilizados normalmente en la electricidad. Además, como son circuitos equilibrados, bastará con buscar para una única fase (normalmente la fase R) todas las magnitudes eléctricas, siendo válidos los resultados obtenidos para el resto de las fases, ya que estas magnitudes presentarán idénticos valores en módulo, resultando sus ángulos desfasados 120° o 240° (fase T y S, respectivamente). (Mujal, 2002).



2.1.10 Impedancias y redes de secuencia

La caída de tensión que se origina en una parte cualquiera de un circuito eléctrico por la corriente de una secuencia determinada depende exclusivamente de la impedancia de esa parte del circuito y de la corriente de dicha secuencia. La impedancia de una sección cualquiera de una red equilibrada frente a la corriente de una secuencia puede ser distinta a la impedancia que representará la misma sección de red frente a la corriente de otra secuencia. La impedancia de un circuito cuando por él circulan solamente corrientes de secuencia directa se llama impedancia a la corriente de secuencia directa. Similarmente, si sólo existen corrientes de secuencia inversa, la impedancia se denomina impedancia a la corriente de secuencia inversa. Cuando existen únicamente corrientes de secuencia homopolar, la impedancia se denomina impedancia a la corriente de secuencia homopolar. El análisis de fallos asimétricos en sistemas simétricos consiste en la determinación de las componentes simétricas de las corrientes desequilibradas que por ellos circulan. Como las componentes simétricas de las corrientes de la secuencia de una fase dan lugar a caídas de tensión solamente de la misma secuencia y son independientes de las corrientes de otras secuencias, en un sistema equilibrado, las corrientes de cualquier secuencia pueden considerarse como circulando por una red independiente formada sólo por las impedancias a la corriente de tal secuencia.(Mujal, 2002).

2.1.11 Impedancias de secuencia para diversos elementos de un circuito

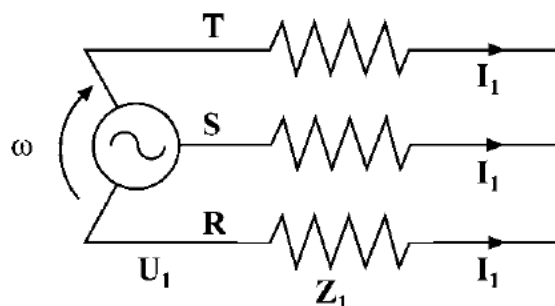
Las impedancias de secuencia directa e inversa de los componentes o máquinas eléctricas de circuitos lineales, simétricos y estáticos son idénticas, ya que no dependen del sentido de giro del flujo giratorio (es independiente del orden de paso de las fases con respecto al flujo giratorio), a condición de que las tensiones aplicadas estén

equilibradas. Por otra parte, la impedancia que presentará una línea de transporte de energía eléctrica a las corrientes de secuencia homopolar será distinta a la impedancia que presentará delante de las corrientes de secuencia directa e inversa (en secuencia homopolar debe existir un camino de retorno para las corrientes). (Mujal, 2002).

2.1.12 Redes de secuencia directa e inversa

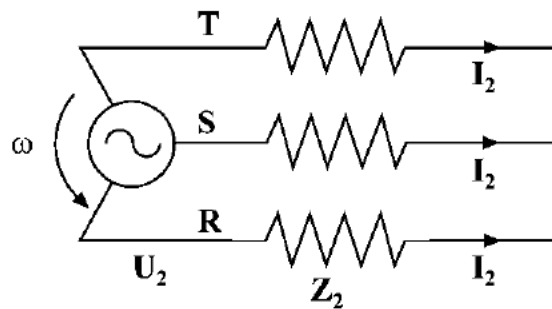
El objeto de obtener los valores de las impedancias de secuencia de un sistema de energía es permitir la construcción de las redes de secuencia de todo el sistema. La red de una secuencia particular muestra todos los caminos posibles para la circulación de la corriente de esa secuencia, en el sistema. El paso de una red de secuencia directa a otra de secuencia inversa es muy sencillo. Los generadores síncronos trifásicos tienen tensiones internas solamente de secuencia directa, ya que están proyectados para generar tensiones equilibradas en esta secuencia. Como las impedancias de secuencia directa e inversa son las mismas en un sistema simétrico estático, la conversión de una red de secuencia directa a una red de secuencia inversa se lleva a cabo cambiando, si es necesario, solamente las impedancias que representan maquinarias giratorias y omitiendo las f.e.m. de las mismas. (Mujal, 2002).

Figura N° 2: Redes de secuencia directa



Fuente: (Mujal, 2002).

Figura N° 3: Redes de secuencia inversa



Fuente: (Mujal, 2002).

2.2 ANÁLISIS DEL CORTOCIRCUITO

Los cortocircuitos pueden definirse según tres características principales:

1. Su origen:

- Pueden ser mecánicos: avería de los conductores o conexión eléctrica accidental entre dos conductores por medio de un cuerpo extraño como una herramienta o un animal;
- Pueden ser eléctricos: a raíz de la degradación del aislamiento entre fases, o entre fase y cuadro o tierra, o resultantes de sobretensiones internas (sobretensiones de conmutación) o atmosféricas (rayos);
- Pueden deberse a un error de funcionamiento: puesta a tierra de una fase, conexión entre dos fuentes de tensión diferentes o fases diferentes o cierre de un dispositivo de conmutación por error.

2. Su ubicación:

- El cortocircuito puede generarse en el interior de los equipos (cable, motor, transformador, tablero de distribución, etc.), y generalmente conduce a su deterioro. Las consecuencias se limitan a las perturbaciones que pueden con el



tiempo provocar un deterioro del equipo en cuestión y, por lo tanto, causar un fallo interno.

3. Su duración:

- Auto extinguido: la falla desaparece por sí misma;
- Fugaz: el fallo desaparece por la acción de los dispositivos de protección y no reaparece cuando se vuelve a poner en marcha el equipo (el fallo se "quema" después de la reenergización);
- Permanente: estos fallos requieren la desenergización de un cable, una máquina, etc., y la intervención del personal de explotación. (Prévé, 2006).

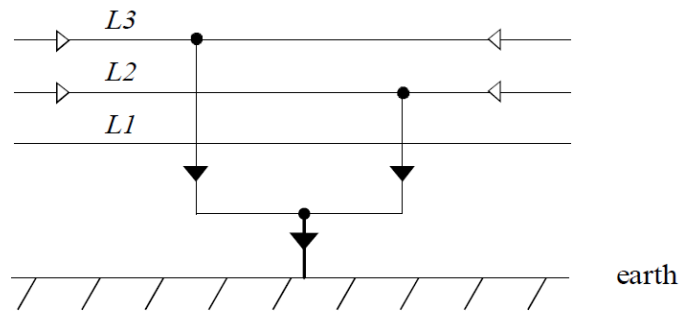
2.2.1 Tipos de cortocircuitos

Cinco son los tipos de cortocircuitos más frecuentes que pueden darse en una red eléctrica; por suerte, el doble contacto a tierra es poco frecuente, revistiendo su cálculo una gran complejidad. (Mujal, 2002)

2.2.2 Cortocircuitos trifásicos

Los cortocircuitos trifásicos, son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. Las tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son nulas, presentando las intensidades igual módulo, pero con argumentos desfasados 120° . Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo. Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo sólo será necesario utilizar la red de secuencia directa. (Mujal, 2002)

Figura N° 4: Cortocircuito trifásico



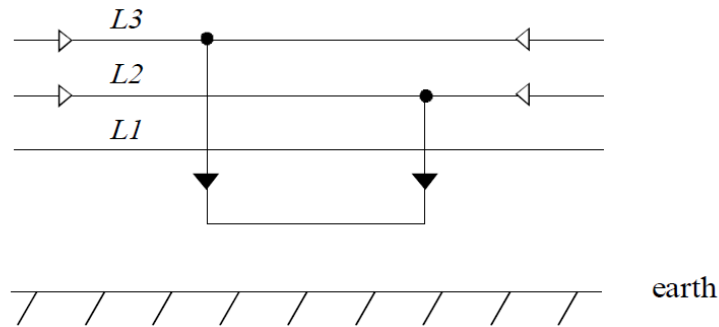
Fuente: (Prévé, 2006)

2.2.3 Cortocircuitos bifásicos sin contacto a tierra

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falta pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico.

Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa. (Mujal, 2002)

Figura N° 5: Cortocircuitos bifásico sin contacto a tierra

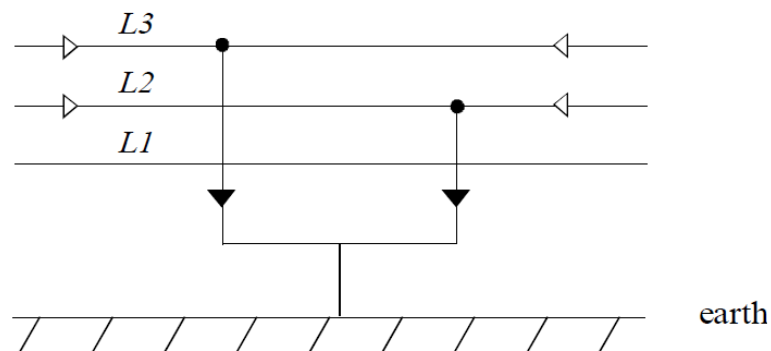


Fuente: (Prévé, 2006)

2.2.4 Cortocircuito bifásico con contacto a tierra

Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso, con pérdida de energía hacia tierra. Es necesario considerar para este fallo, además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar debido a la pérdida de energía. (Mujal, 2002)

Figura N° 6: Cortocircuitos bifásico con contacto a tierra

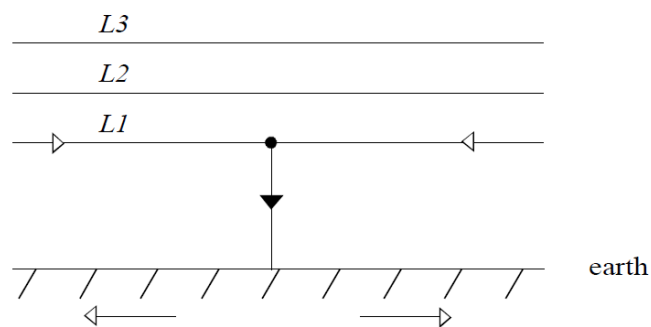


Fuente: (Prévé, 2006).

2.2.5 Cortocircuito monofásico a tierra

Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar. Para su cálculo, al ser desequilibrado y con pérdida de energía, son necesarias las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar). (Mujal, 2002)

Figura N° 7: Cortocircuito monofásico a tierra



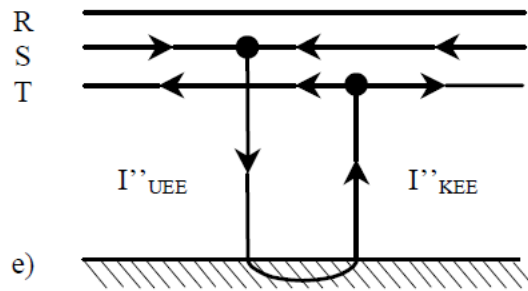
Fuente: (Prévé, 2006)

2.2.6 Cortocircuito con doble contacto a tierra

En redes con neutro aislado o puesta a tierra con impedancias de gran valor, puede aparecer el doble contacto a tierra.

Este cortocircuito presenta valores de corriente inferiores al resto de los cortocircuitos. Si consideramos que es poco frecuente y la complejidad que representa su cálculo, se comprenderá que sea el más escasamente analizado. (Mujal, 2002)

Figura N° 8: Cortocircuito con doble contacto a tierra



Fuente: (Prévé, 2006)

2.2.7 Método de análisis de componentes simétricos

Para calcular las magnitudes de la corriente de cortocircuito se utilizan comúnmente diversos métodos. Todos estos métodos son en última instancia trazables al método de componentes simétricos, y la comprensión de los componentes simétricos permite adoptar cualquiera de los procedimientos de corta duración. El método de análisis de los componentes simétricos es también completamente general, puede tratar cualquier forma de fallo o desequilibrio de fase (con o sin impedimentos externos), y se ha convertido en el único lenguaje universal entre los ingenieros de protección.

Para la aplicación trifásica, los voltajes de fase a neutro se definen en términos de los componentes simétricos del voltaje: (Heirman et al., 2001)

$$V_{ag} = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (24)$$

$$V_{bg} = a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0} \quad (25)$$

$$V_{cg} = aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{a0} \quad (26)$$

y a la inversa, los componentes simétricos del voltaje pueden derivarse de la fase neutral voltajes,



$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_{ag} + aV_{bg} + a^2V_{cg}) \quad (27)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_{ag} + a^2V_{bg} + aV_{cg}) \quad (28)$$

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_{ag} + V_{bg} + aV_{cg}) \quad (29)$$

Se pueden escribir ecuaciones similares que relacionen las corrientes de fase y los componentes simétricos de la corriente.

La relación entre los componentes de corriente y voltaje de los fasores son impedancias de los componentes de secuencia. Estas impedancias no son impedancias físicas, pero, es posible derivar valores para ellas a partir de parámetros físicos conocidos del equipo. Así, para cada uno de los tres componentes simétricos, es posible dibujar un circuito equivalente del sistema. (Heirman et al., 2001)

2.2.8 Representación de la impedancia de secuencia de los aparatos eléctricos

Para utilizar los componentes simétricos como herramienta en el análisis de los sistemas y el rendimiento de los dispositivos de protección, es necesario construir modelos de sistemas utilizando representaciones de componentes simétricos. Este paso implica dos consideraciones: Es necesario determinar, en primer lugar, cómo debe representarse cada componente del sistema de energía real en términos de componentes simétricos y, en segundo lugar, cómo se relacionan estos componentes entre sí. La representación de los componentes del sistema es conceptualmente sencilla, aunque algunas partes del sistema pueden requerir un largo tiempo de cálculos. La representación de los aparatos eléctricos en términos de componentes simétricos implica la determinación de las impedancias apropiadas de secuencia positiva, negativa y cero. (Heirman et al., 2001)



2.2.8.1 Generadores

Las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero se suelen proporcionar como valores identificados en la hoja de datos del fabricante del generador para la máquina. Si no se dispone fácilmente de los valores negativos y cero, se pueden utilizar un par de directrices para aproximar los valores (Heirman et al., 2001).

2.2.8.2 Motores

Se puede suponer que los motores están estrechamente relacionados con los generadores, y las impedancias utilizadas para representarlos en componentes simétricos se derivan de manera similar a las de los generadores. En el caso de los motores síncronos, los valores de las impedancias de secuencia negativa se pueden obtener fácilmente de las hojas de datos de los fabricantes; o si no se conocen, se puede utilizar el valor de la reactancia subtransitoria. Para los motores de inducción, sin embargo, los valores de secuencia negativa son más difíciles de obtener. Una suposición común, que suele ser satisfactoria, es que la reactancia de secuencia negativa es igual a la reactancia de rotor bloqueado para los motores de inducción (Heirman et al., 2001).

2.2.8.3 Líneas de transmisión

Determinar las impedancias de las líneas de transmisión es más difícil y generalmente implica hacer cálculos a partir de los parámetros físicos de la línea y sus conductores. El algoritmo y las ecuaciones que se dan describen el procedimiento, y los ingenieros de protección experimentados encuentran útil la comprensión de la base teórica de este procedimiento. Todas las ecuaciones dadas son para sistemas de 60 Hz; las impedancias para sistemas a otras frecuencias

pueden ser determinadas por la relación o por la modificación de las fórmulas. Alternativamente, hay programas de computadora disponibles para calcular las impedancias de línea. Esta impedancia puede calcularse mediante la siguiente ecuación: (Heirman et al., 2001)

$$X_1 = j0.1737 \log_{10} \left[\frac{GMD}{GMR} \right] \Omega/km \quad (30)$$

Donde

- GMD es el espacio geométrico medio entre los conductores de fase (por ejemplo, la raíz cúbica del producto de los espacios trifásicos) (m),
- La RMG es el radio medio geométrico del conductor de fase (m).

Los valores pueden calcularse para las diversas ramas utilizando las siguientes ecuaciones: (Heirman et al., 2001).

$$R_{a0} = (R_a) \Omega/km \quad (31)$$

$$X_{a0} = j0.1737 \log_{10} \left[\frac{GMD_2}{GMR} \right] \Omega/km \quad (32)$$

$$R_m = 0.05928 \Omega/km \quad (33)$$

$$X_m = j0.1737 \log_{10} \left[\frac{D_e}{GMD_2} \right] \Omega/km \quad (34)$$

$$D_e = 658.4 \sqrt{\frac{r}{f}} \text{ m} \quad (35)$$

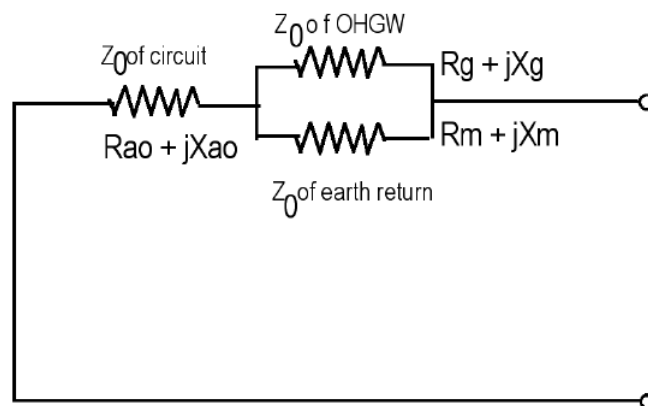
$$R_g = \frac{R_{gw}}{k} \Omega/km \quad (36)$$

$$X_g = j0.1737 \log_{10} \left[\frac{GMD_2}{GMR_2} \right] \Omega/km \quad (37)$$

Donde

- R_a es la resistencia del conductor de fase (Ω/km),
- GMD_2 es el espacio geométrico medio de todos los conductores-fase y cables estáticos (OHGW) (m),
- El GMR_2 es el radio medio geométrico de los cables k estáticos (OHGW) (m),
- k es el número de cables estáticos,
- r es la resistividad de la Tierra (típicamente 100) ($\Omega \cdot \text{m}$),
- R_{gw} es la resistencia de un cable de tierra (Ω/km),
- f es la frecuencia del sistema.

Figura N° 9: Circuito equivalente de secuencia cero que tiene en cuenta la auto impedancia de la línea de transmisión y las impedancias de los trayectos de retorno de la tierra y de la onda expansiva.



Fuente: (Heirman et al., 2001)



2.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN

Las principales anomalías del sistema eléctrico contra las que hay que protegerse son los cortocircuitos y las sobrecargas. Los cortocircuitos pueden ser causados de muchas maneras, incluyendo la falla del aislamiento debido al calor o la humedad excesivos, los daños mecánicos al equipo de distribución eléctrica, y la falla del equipo de utilización como resultado de la sobrecarga u otros abusos. Los circuitos pueden sobrecargarse simplemente conectando al circuito equipos de utilización más grandes o adicionales. Las sobrecargas también pueden ser causadas por una instalación y mantenimiento inadecuados, como ejes mal alineados y cojinetes desgastados. Procedimientos operativos inadecuados (por ejemplo, arranques demasiado frecuentes, los períodos de aceleración prolongados, la ventilación obstruida; son también una causa de sobrecarga o daño del equipo. (Heirman et al., 2001)

Los cortocircuitos no son frecuentes y, cuando se producen, apenas duran unas décimas de segundo, pero sus consecuencias son tan graves e imprevisibles que obligan a un constante estudio y mejora de los dispositivos de protección destinados. (Mujal, 2002)

Pueden producirse cortocircuitos entre los conductores bifásicos, entre todas las fases de un sistema polifásico o entre uno o más conductores de fase y la tierra. Estos diferentes tipos de cortocircuitos producen condiciones algo diferentes en el sistema. (Heirman et al., 2001)

Todas las instalaciones eléctricas deben ser protegidas contra los cortocircuitos cada vez que haya una conexión eléctrica, lo que generalmente ocurre cuando hay un cambio en la sección transversal del conductor. El valor de la corriente de cortocircuito debe calcularse en cada etapa de la instalación para las diferentes configuraciones de red



posibles. Esto se hace para determinar las características del equipo que debe soportar o conmutar la corriente de falla (Prévé, 2006)

Las fallas a tierra comprenden la mayoría de todas las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos industriales y comerciales. Las corrientes de las fallas a tierra pueden ser destructivas, aunque su magnitud puede reducirse por una alta impedancia en la trayectoria de la falla y el retorno. Existen varios métodos de puesta a tierra; y la selección apropiada para el nivel de tensión concreto, combinada con una detección y una retransmisión adecuadas, puede ayudar a alcanzar los objetivos de reducción de daños y continuidad del servicio. (Heirman et al., 2001)

Con el creciente uso de cargas y dispositivos de sistemas no lineales, los armónicos se han convertido en una anomalía del sistema cada vez más frecuente con la que hay que lidiar. El diseño de los sistemas eléctricos, ya sea nuevo o mediante cambios o adiciones a un sistema existente, debe tener en cuenta los posibles efectos de la corriente y los voltajes armónicos en los equipos y dispositivos de protección del sistema. En muchos casos, los armónicos pueden causar un calentamiento excesivo en los componentes del sistema; un funcionamiento inadecuado de los dispositivos de control, medición y protección; y otros problemas (Heirman et al., 2001).

2.3.1 Gestión de la protección

Un sistema de protección se considera 100% perfecto si el número de interruptores abiertos bajo una falla son según la configuración de diseño. Sin embargo, hay ocasiones en las que unos pocos relés de protección funcionan incorrectamente o no funcionan. Podría haber muchas razones, pero las principales podrían ser:

- Las fallas internas en los relés



- Defectos en el cableado de los relés
- Entornos equivocados y mal coordinados
- Fallas imprevistas en la etapa de diseño
- Fallas mecánicas.

Los sistemas de protección deben mantenerse 100% operativos en todo momento, ya que nunca se sabe cuándo o dónde es probable que se produzcan fallos. Por lo tanto, los sistemas deben mantenerse y gestionarse adecuadamente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente de la red eléctrica. (Hewitson et al., 2004)

Aunque los relés se prueban antes de poner en marcha un sistema, lo más probable es que los relés no funcionen debido a la solidez del sistema. Sin embargo, no se puede suponer que el relé no funcionó debido a la salubridad del sistema. Por lo tanto, es muy importante que los relés sean comprobados y probados periódicamente a intervalos fijos. También es importante que se mantengan registros sobre las pruebas que se realizan y los detalles de los resultados para futuras referencias y registros. Las funciones necesarias para un buen mantenimiento y es importante que se mantengan buenos registros de los parámetros del sistema, los esquemas de cableado, los ajustes y cálculos de los relés, las curvas de magnetización de los TC, etc. Se adjuntan algunos formatos sugeridos de hojas de prueba para dar una idea del tipo de información que debe mantenerse en el archivo.(Hewitson et al., 2004)

2.3.2 Dispositivos de protección

La función de un esquema de protección es asegurar la máxima continuidad de suministro. Esto se hace determinando la localización de una falla y desconectando la mínima cantidad de equipo necesario para despejarla.



Cuando se produce un fallo, varios relés lo detectan, pero sólo se requiere que funcionen los relés directamente asociados con el equipo defectuoso. Esto se logra mediante la discriminación.

Hay tres métodos de discriminación:

1. Tiempo, por ejemplo, mediante el uso de Relés de Tiempo Mínimo Definido Inverso (IDMT) o relés de impedancia.
2. Comparación, por ejemplo, utilizando la protección diferencial del alimentador o los relés de falla a tierra. Estos se conocen como Unidad de Protección.
3. Magnitud, por ejemplo, utilizando la protección de sobrecorriente de ajuste alto. (Davies, 2005)

La discriminación por tiempo es la base de muchos dispositivos de protección sencillos. El retardo temporal es en general inversamente proporcional al nivel de la corriente. Estos esquemas se aplican a los sistemas de baja tensión como parte integral del interruptor automático donde no sería económico proporcionar relés de protección. (Davies, 2005)

2.3.3 Seguridad/dependencia/velocidad

Los requisitos fundamentales relativos a los planes de protección de los sistemas de energía son la selectividad, la fiabilidad y los tiempos de respuesta cortos. La selectividad es una característica de los sistemas de protección que permite el disparo sólo de aquellos interruptores automáticos (CB) cuyo funcionamiento es necesario para aislar el fallo. Esta propiedad se logra mediante la clasificación por tiempo y los sistemas de unidades. El primer método se basa en la disposición de los sistemas de protección en zonas sucesivas para que funcionen en tiempos graduados; por ejemplo,



se espera que el relé de protección asignado a la sección defectuosa funcione con el tiempo más corto. Los otros funcionan como protección de reserva después de tiempos de retardo predeterminados en caso de fallo de la protección primaria.(Lukowicz et al., 2007)

Las tres características -seguridad, fiabilidad y velocidad; constituyen los requisitos básicos de cualquier sistema de protección. La seguridad, la garantía de que no se producirán falsos disparos, puede ser muy deseada en algunas aplicaciones. En aplicaciones como la transferencia directa, los falsos disparos pueden tener efectos desastrosos. Otras aplicaciones, como el desbloqueo, favorecen la fiabilidad, la seguridad de que se producirá un disparo válido, porque el efecto de perder un envío es más grave. La velocidad, o el tiempo de envío, puede ser el último requisito en otras aplicaciones. Cada aplicación debe ser examinada porque es difícil, o a menudo imposible, mejorar la seguridad, la fiabilidad o la velocidad sin afectar negativamente a las demás características.(Higinbotham & Hohn, 2004).

2.3.4 Componentes básicos de la protección

La protección de cualquier sistema de distribución es una función de muchos elementos. A continuación, se presentan los principales componentes:

- El fusible es el dispositivo autodestructivo, que transporta las corrientes en un circuito de energía de forma continua y se sacrifica a sí mismo al soplar en condiciones anormales. Estos son normalmente componentes de protección independientes o autónomos en un sistema eléctrico, a diferencia de un disyuntor, que necesariamente requiere el apoyo de componentes externos.



- No se puede lograr una protección precisa sin medir adecuadamente las condiciones normales y anormales de un sistema. En los sistemas eléctricos, las mediciones de voltaje y corriente dan información sobre si un sistema está sano o no. Los transformadores de tensión y los transformadores de corriente miden estos parámetros básicos y son capaces de proporcionar una medición precisa durante las condiciones de fallo o sin fallas.
- Los valores medidos se convierten en señales analógicas y/o digitales que hacen funcionar los relés, que a su vez aíslan los circuitos abriendo los circuitos defectuosos. En la mayoría de los casos, los relés tienen dos funciones, alarma y disparo, una vez que la anomalía es notada. Los relés de antaño tenían funciones muy limitadas y eran bastante voluminosos. Sin embargo, con el avance de la tecnología digital y el uso de microprocesadores, los relés monitorean varios parámetros, que dan una historia completa de un sistema tanto antes como después de la falla.
(Davies, 2005)

La apertura de los circuitos defectuosos requiere un tiempo, que puede ser de milisegundos, que para una vida cotidiana común podría ser insignificante. Sin embargo, los disyuntores, que se utilizan para aislar los circuitos defectuosos, son capaces de llevar estas corrientes de falla hasta que las corrientes de falla se despejen totalmente. Los disyuntores son los principales dispositivos de aislamiento en un sistema de distribución, de los que se puede decir que protegen directamente el sistema.
(Davies, 2005)

2.3.5 Coordinación por clasificación temporal

Parámetros de diseño de la protección en redes de media y baja tensión



Aunque no es apreciado por muchos ingenieros, el uso generalizado de los relés de sobrecorriente de tiempo mínimo definido inverso y de falla a tierra (IDMT OCEF) como la única protección virtual en las redes de media y baja tensión requiere un estudio y un conocimiento de las aplicaciones tan detallados como los sistemas de protección más sofisticados utilizados en las redes de alta tensión.

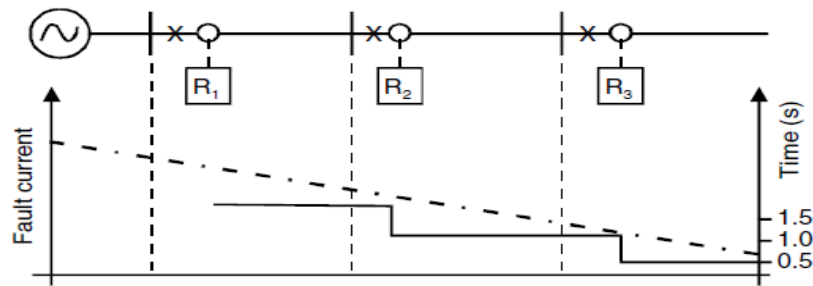
Aunque es posible graduar los ajustes de los relés en función de las corrientes de falla, se observa que las corrientes de falla en una red en serie difieren marginalmente cuando las secciones están conectadas por cables sin ningún equipo importante, como transformadores, entre los dos extremos. En estos tipos, si las redes que califican los ajustes basados en los valores de corriente no cumplen el propósito. En la mayoría de las redes se requiere la graduación del tiempo entre relés sucesivos.

Para lograr la selectividad y la coordinación mediante la clasificación por tiempo se dispone de dos filosofías, que son:

1. Desfase temporal definido (DTL), o
2. Tiempo mínimo definido inverso (IDMT).

Para la primera opción, los relés se gradúan usando un intervalo de tiempo definido de aproximadamente 0,5 s. El relé R_3 en el extremo de la red está configurado para funcionar en la forma más rápida posible mientras que su relé ascendente R_2 está fijado 0,5 s más alto. Los tiempos de funcionamiento del relé aumentan secuencialmente a intervalos de 0,5 s en cada sección, retrocediendo hacia la fuente como se muestra en la figura 10 (Hewitson et al., 2004)

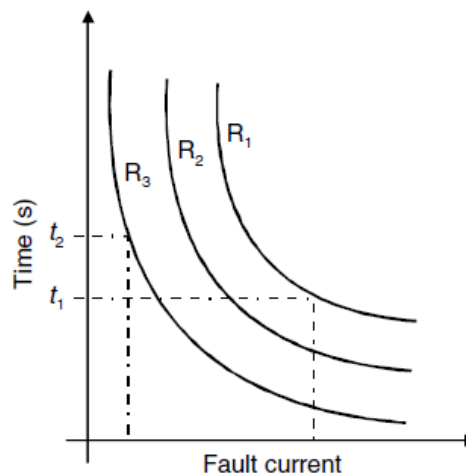
Figura N° 10: Filosofía de tiempo definida



Fuente:(Hewitson et al., 2004)

El problema de esta filosofía es que cuanto más cerca de la fuente está la falla, más alta es la corriente de falla, más lento es el tiempo de despeje, exactamente lo contrario de lo que deberíamos tratar de lograr. Por otro lado, las curvas inversas como se muestra en la figura 11 operan más rápido en las corrientes de falla más altas y más lento en las corrientes de falla más bajas, ofreciéndonos así las características que deseamos. Esto explica por qué la filosofía del IDMT se ha convertido en una práctica estándar en muchos países a lo largo de los años.

Figura N° 11: Tiempo mínimo definido inverso



Fuente:(Hewitson et al., 2004)



2.3.6 Estabilidad transitoria

La estabilidad del sistema de energía es la capacidad del sistema para seguir funcionando en el punto de equilibrio después de la perturbación. Es imperativo asegurar la continuidad y la fiabilidad del sistema. La estabilidad es uno de los problemas fundamentales del sistema de energía, especialmente en la sección industrial. Debe considerarse cuando se interconectan algunos sistemas.

Hay tres categorías en la estabilidad del sistema de energía, como la estabilidad del ángulo del rotor, la estabilidad del voltaje y la estabilidad de la frecuencia. La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas que se interconectan para permanecer en condición de sincronismo después de que se produzca la perturbación. Está relacionada con la capacidad de mantener el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico. Por otro lado, la estabilidad del voltaje se refiere a la capacidad del sistema para mantener los voltajes en todos los buses en estado constante después de la perturbación. Está relacionada con la capacidad de mantener el equilibrio entre la demanda de carga y la oferta. La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad del sistema para mantener la frecuencia estable después de una perturbación debido a un desequilibrio entre la generación y la carga. (Sari et al., 2020).

2.3.7 Cortacircuitos de los fusibles de distribución

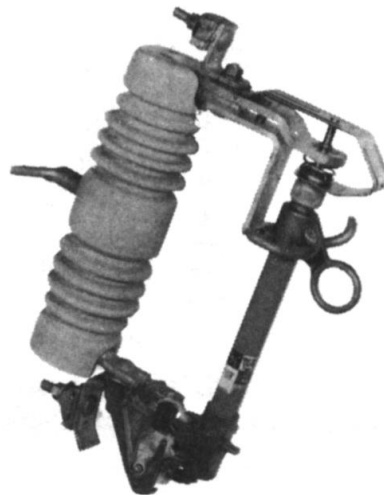
Según el IEEE Std C37.40-1993, un corte de fusible de distribución se define por las siguientes características:

- a. Resistencia dieléctrica (BIL) en los niveles de distribución
- b. Aplicación principalmente en alimentadores y circuitos de distribución

- c. Construcción mecánica adaptada básicamente al montaje en postes o crucetas, excepto para los recortes de distribución fundidos en aceite
- d. Límites de la tensión de funcionamiento correspondientes a las tensiones del sistema de distribución (Heirman et al., 2001)

Característicamente, seccionador de distribución consiste en un soporte aislante especial y un portafusibles. El portafusibles, normalmente de tipo desconectador, encaja en los contactos apoyados en el soporte aislante y está provisto de un sencillo y económico eslabón fusible (véase la figura N° 12). Este tipo de fusible es normalmente un fusible de expulsión; la porta fusible está revestido con un material que evoluciona con el gas. La interrupción de una sobre corriente tiene lugar dentro del porta fusible por la acción de los gases desionizantes liberados cuando el revestimiento se expone al calor del arco establecido cuando el eslabón fusible se funde en respuesta a una sobre corriente. (Heirman et al., 2001)

Figura N° 12: Cortacircuitos (cutouts) de distribución aérea.



Fuente: (Heirman et al., 2001)

Los seccionadores de fusibles de distribución fueron desarrollados hace muchos años para su uso en circuitos de distribución aérea. Se aplican comúnmente en tales circuitos junto con los transformadores de distribución que abastecen a las zonas residenciales o a las pequeñas plantas comerciales o industriales. Los seccionadores fusibles proporcionan protección al circuito de distribución al desenergizar y aislar un transformador con fallos. También se utilizan para proteger las baterías de condensadores montadas en postes que se utilizan para la corrección del factor de potencia o la regulación de la tensión. (Heirman et al., 2001)

El ANSI C37.42-1996 detalla las especificaciones de los dispositivos de distribución y los fusibles. Los seccionadores fusibles de distribución están disponibles hasta una corriente continua de 200 A a 15 kV y hasta 100 A a 38 kV. Las capacidades máximas de interrupción, expresadas en amperios simétricos rms, se dan en la Tabla N° 1.

Tabla N°1: Máxima capacidad de interrupción del cortocircuito para los cutouts de los fusibles de distribución

capacidad nominal (KV)	capacidad de interrupción de cortocircuito(A, rms simétrico)
4.8	12500
7.2	15000
14.4	13000
25	8000
34.5	5000

Fuente:(Heirman et al., 2001)

El ANSI C37.42-1996 también especifica las TCC para los elementos fusibles del Tipo K y del Tipo T (es decir, rápido y lento, respectivamente) mediante tres puntos en sus curvas características de tiempo-corriente. No obstante, los fusibles del mismo



tipo, pero de fabricantes diferentes, no pueden utilizarse indistintamente a partir de una equivalencia tiempo-corriente.

Los cortacircuitos (cutouts) de distribución aérea, tradicionalmente equipados con un fusible de expulsión, ahora también pueden equiparse con fusibles de caída de corriente de rango completo. Estos fusibles están diseñados para ser montados en un cortacircuitos intercambiable reconocido por la industria, ofreciendo todas las características de un fusible limitador de corriente y la indicación visual de funcionamiento con el diseño de apertura. (Heirman et al., 2001)



CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 MATERIALES

Como material de la investigación tenemos a las instalaciones eléctricas del S.E. Ayaviri: (138/22.9/10 kV), interconectado al SEIN mediante un transformador de potencia de 11.5/11.5/4 MVA; a partir del lado de 22.9 kV alimenta al proyecto en el sistema Ayaviri mediante los Alimentadores 6003 y 6004, que está a cargo de la empresa Electro Puno S.A.A. Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad. El presente estudio evalúa el comportamiento eléctrico del Sistema Eléctrico involucrado en estado estacionario, del S.E.R. alimentador 6003 Ayaviri - Puno. Para tal efecto se realizarán los Análisis de Flujo de Carga, Cortocircuito y Coordinación de Protecciones.

3.1.1 Herramienta Utilizada

El software utilizado para los cálculos y simulaciones es DigSilent – Power Factory. Las simulaciones se han realizado en base a la norma IEC 60909 (2001). IEEE Std. 242-2001 y las recomendaciones establecidas en la norma internacional “IEEE Recommended Practice for Protection and coordination of Industrial and commercial Power Systems (IEEE Buff Book)”.

3.1.2 Tipo de investigación

Para el presente proyecto de tesis el método de investigación en cada objetivo específico es del tipo no experimental, transversal, descriptivo.

“Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades, las características y los perfiles de personas, grupos, comunidades, procesos,



objetos o cualquier otro fenómeno que se someta a análisis. Es decir, únicamente pretenden medir o recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos o las variables a las que se refieren, esto es, su objetivo no es indicar cómo se relacionan éstas” (Sampieri et al., 2010).

Los estudios correlacionales, Asocia variables mediante un patrón predecible para un grupo o población. Este tipo de estudios tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más variables en un contexto en particular.

“Este tipo de estudios tiene como finalidad conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables en un contexto en particular. En ocasiones sólo se analiza la relación entre dos variables, pero con frecuencia se ubican en el estudio relaciones entre tres, cuatro o más variables. Los estudios correlacionales, al evaluar el grado de asociación entre dos o más variables, miden cada una de ellas (presuntamente relacionadas) y, después, cuantifican y analizan la vinculación. Tales correlaciones se sustentan en hipótesis sometidas a prueba” (Sampieri et al., 2010).

3.1.3 Técnicas de recolección de datos

Para la presente Investigación se obtendrá mediante el siguiente instrumento:

- **Análisis documental**

Para el análisis documental se tiene como base los datos recolectados, libros, páginas de internet, etc., que corresponden a la coordinación de protección.



3.2 MÉTODO

El método para lograr cada objetivo especificado planteado en la presente investigación se describe a continuación.

3.2.1 Flujo de potencia del sistema en condiciones operativas.

El objetivo es de analizar el comportamiento en estado estacionario del sistema eléctrico existente y las nuevas instalaciones, asociado a las redes eléctricas en 22.9 kV de las subestaciones eléctricas de potencia involucradas.

Se verifica la capacidad de transmisión de los equipos eléctricos, observando que no operen en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión fuera del rango permitido por la norma técnica de calidad (NTCSE).

Los criterios establecidos por el COES y/o la NTCSE para evaluar la operación en estado estacionario de los sistemas eléctricos, son:

3.2.1.1 Niveles de tensión

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 en barras de carga y $\pm 10\%$ de las tensiones nominales en barras de que no abastezcan ninguna carga.

- Los límites de tensión en las barras con carga son de 0.95 a 1.05 p.u.
- Los límites de tensión en las barras sin carga son de 0.9 a 1.1 p.u.

3.2.1.2 Carga Límite en líneas y transformadores

- Operación Normal : 100% de su Potencia Nominal.
- Operación en Contingencia : 120% de su Potencia Nominal.

Para evaluar el comportamiento eléctrico, se realizan las simulaciones a partir del año 2019, proyectando el sistema a 20 años de horizonte de análisis.

Los resultados se registrarán en la siguiente tabla.

Tabla N°2: Tabla de registro de simulaciones

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base- kV	Caso 1: Máxima Demanda Año 1(2019) Con Proyecto		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caida de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]

Elaboración: propia.

3.2.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

Se simulan cortocircuitos trifásicos bajo la Norma IEC 60909 – 2001 y cortocircuitos monofásicos con el Método Completo. Se calculan las corrientes máximas, dichos valores servirán para evaluar la capacidad de los equipos de protección.

3.2.2.1 Cálculo según la norma IEC 60909-0

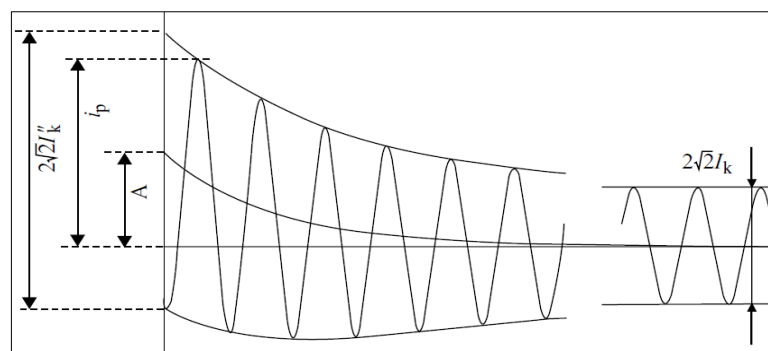
El cálculo de la corriente de cortocircuito según la norma IEC 60909-0 se realiza según el método de la fuente de tensión equivalente en el lugar del cortocircuito, descrito en la figura N° 15. (Schlabach, 2005).

El método se basa en los pasos siguientes:

1. Definir el tipo de falla.
2. Cálculo de la tensión equivalente en el punto de falla.
3. Determinación y suma de las impedancias equivalentes, directas, inversas y homopolares, aguas arriba del punto de falla.
4. Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas.
5. A partir del valor de I_{cc} (I_k''). Se calculan otras magnitudes como I_{cc} de cresta, I_{cc} permanente o incluso, I_{cc} permanente máxima. (Choachi & López, 2017).

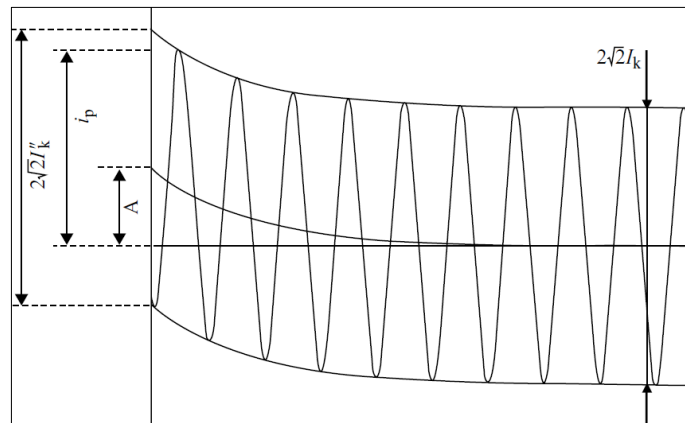
En el caso de un generador lejano cortocircuito (Figura N°13), Z_1 es igual a Z_2 ($Z_2/Z_1 = 1$). La máxima corriente de cortocircuito ocurre en el caso de un cortocircuito trifásico si $Z_1/Z_0 \leq 1$. Para las relaciones $Z_1/Z_0 > 1$, el cortocircuito monofásico dará lugar a las mayores corrientes de cortocircuito. En el caso de cortocircuitos cercanos al generador (Figura N °14) la relación entre la secuencia negativa y la positiva; la impedancia Z_2/Z_1 determina principalmente qué tipo de cortocircuito causará la máxima corriente de cortocircuito. Si $Z_1/Z_0 > 1$ la máxima corriente de cortocircuito siempre se produce en el caso de un cortocircuito monofásico (Schlabach, 2005).

Figura N° 13: Corriente de cortocircuito alejado de un alternador.



Fuente: (IEC 60909-0, 2002)

Figura N° 14: Corriente de cortocircuito próximo a un alternador.



Fuente:(IEC 60909-0, 2002).

Donde:

I_k'' = corriente de cortocircuito simétrica inicial

i_p = valor de cresta de la corriente de cortocircuito

I_k = corriente de cortocircuito permanente

A = valor inicial de la componente de corriente continua $i_{d.c.}$

3.2.2.2 Método de cálculo

Se elegirá un factor de tensión c de acuerdo con la tabla N° 3, considerando que la tensión más elevada en un sistema normal (sin perturbación), no difiere en valor medio, más de aproximadamente +5% (algunos sistemas de baja tensión) o + 10% (algunos sistemas de alta tensión) de la tensión nominal del sistema Un .

Tabla N°3: Cuadro de Diagnostico

Tensión nominal del sistema U_n	Factor de tensión c para el cálculo de	
	Maxima corriente s.-c.	Mínimo corriente s.-c.
	C_{max}	C_{min}
LV: 100 V hasta 1000 V (inclusive) (IEC 60038, Tabla I)		
Tolerancia de voltaje +6%	1.05	0.95
Tolerancia de voltaje +10%	1.1	0.95
MV: >1 kV hasta 35 kV (inclusive) (IEC 60038, Tabla III)	1.1	1
HV: >35 kV (IEC 60038, Tabla IV)	1.1	1

Observación: $c_{max}U_n$ no debe exceder el voltaje más alto del equipo U_m según IEC 60071.

Fuente: (IEC 60909-0, 2002).

El factor de tensión c tiene en cuenta las diferencias entre la tensión en el lugar del cortocircuito y la tensión interna de los alimentadores, motores y generadores del sistema.

3.2.2.3 Configuración de la falla.

La IEC 60909 define los siguientes tipos de redes y en base a esta clasificación determinas las diferentes corrientes.

- Configuración radial con una fuente
- Configuración No mallada con varias fuentes
- Configuración con varias fuentes e impedancia común
- Configuración mallada.

3.2.2.4 Cálculo de la tensión equivalente en el punto de falla

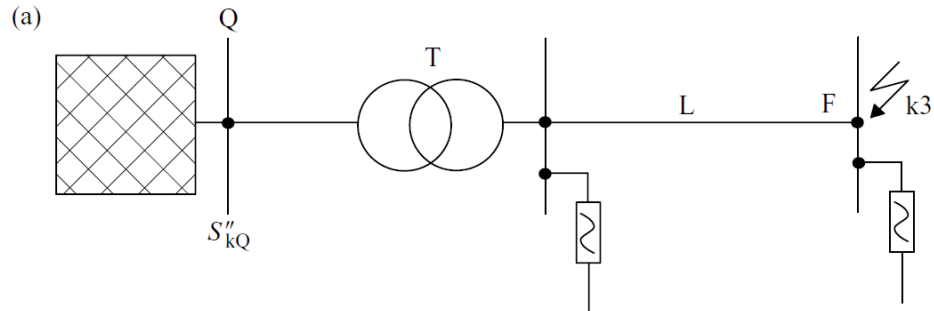
La tensión equivalente en el punto de la falla, se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$U_{eq} = C \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (38)$$

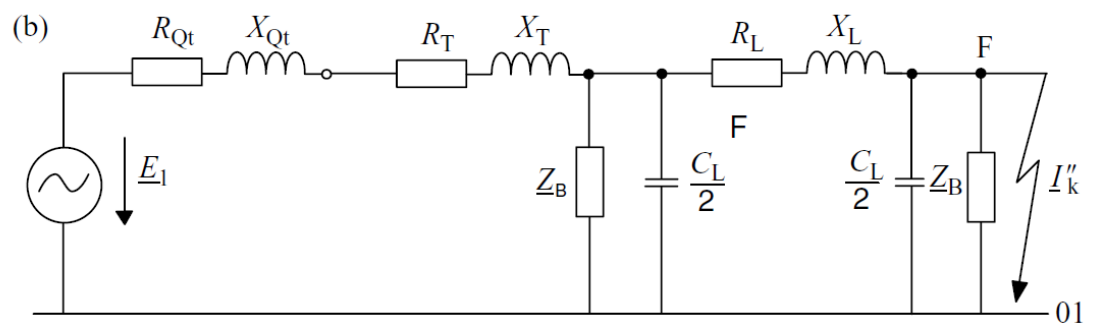
El factor de tensión c se seleccionará de acuerdo con la Tabla N°4.

Figura N° 15: Corriente de cortocircuito con una fuente de tensión equivalente

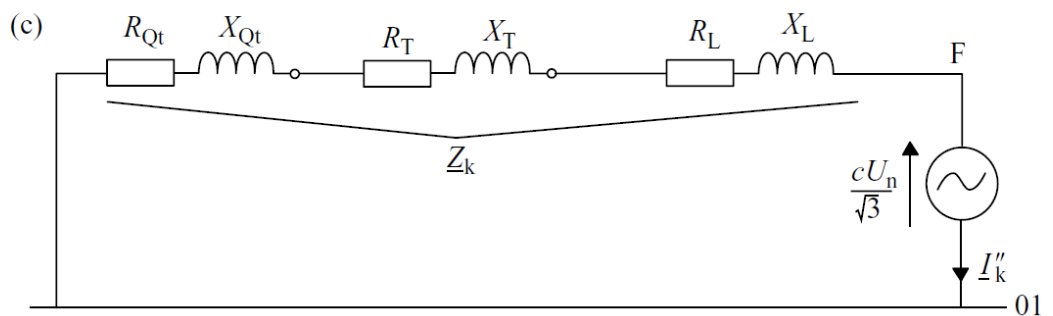
a) Sistema trifásico de corriente alterna con cortocircuito trifásico



b) esquema de circuito equivalente en el sistema (sistema de secuencia positiva)



c) esquema de circuito equivalente en el sistema con fuente de tensión equivalente



Fuente: (IEC 60909-0, 2002).



3.2.2.5 Determinación y suma de las impedancias equivalentes, directas, inversas y homopolares, aguas arriba del punto de falla.

Para esto se deben conocer todos los valores de reactancias y resistencias, y tener definida la topología de la red. Se deben calcular para las tres redes de secuencia, a saber: secuencia positiva, negativa y cero.

En redes de alimentación, transformadores, líneas aéreas, cable, reactancias y equipos similares, las impedancias de cortocircuito de secuencia directa e inversa son iguales: $Z_1 = Z_2$. La impedancia de cortocircuito homopolar $Z_0 = U_0/I_0$ se determina suponiendo una tensión alterna entre los tres conductores en paralelo y el circuito de retorno.

Tabla N°4: Valor de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directa, inversa y homopolar de una red.

Tipo de corto circuito	IK'' caso general	Defecto alejado del generador
Trifásico (Z_t cualquiera)	$C * \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_d }$	$C * \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_d }$
<p>En los dos casos, la corriente de cortocircuito solo depende de Z_d Generalmente Z_d se reemplaza por Z_k impedancia de cortocircuito en el punto de defecto con $Z_k = \sqrt{RK^2 + XK^2}$ donde RK es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, XK es la suma de las reactancias de una fase conectadas en serie.</p>		
Bifásico aislado ($Z_t = \infty$)	$C * \frac{U_n}{ Z_d + Z_i }$	$C * \frac{U_n}{2 * Z_d }$
Monofásico	$C * \frac{U_n * \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$C * \frac{U_n * \sqrt{3}}{ 2 * Z_d + Z_0 }$
Bifásico a tierra (ZCC entre fases igual a cero)	$C * \frac{U_n * Z_i * \sqrt{3}}{ Z_d Z_i + Z_i Z_0 + Z_d Z_0 }$	$C * \frac{U_n * \sqrt{3}}{ Z_d + 2 * Z_0 }$
<p>Datos de la tabla</p> <p>Impedancias inversa directa y homopolar Z_d, Z_i y Z_0</p> <p>Impedancia de tierra Z_t</p> <p>Impedancia de cortocircuito Z_{cc}</p>		

Fuente: (IEC 60909-0, 2002).

3.2.2.6 Cálculo de corriente de cortocircuito máxima

El factor de tensión “c” a aplicar corresponde al cálculo de cortocircuito máximo. Las resistencias R_L de las líneas (líneas aéreas, cables, conductores de fase y neutro) hay que considerarlas a una temperatura de 20 °C.

3.2.2.7 Cálculo de corrientes de cortocircuito mínimas

Elegir la configuración de la red, y en ciertos casos, la alimentación mínima para las líneas de alimentación de la red, de tal manera que nos conduzcan al valor mínimo de la corriente de cortocircuito en el punto del defecto, las resistencias R_L de las líneas (Líneas aéreas y cables, conductores de fase y conductores de neutro) se deberán introducir a una temperatura más alta:

$$R_L = \left[1 + \frac{0.004}{^{\circ}\text{C}} * (\theta_e - 20^{\circ}\text{C}) \right] * R_{L20} \quad (39)$$

Donde:

R_L : es la resistencia a una temperatura de 20°C:

θ_e : es la temperatura del conductor en grados Celsius al final de la duración del cortocircuito;

α : es un factor igual a 0,004/K, válido con suficiente precisión para la mayoría de las aplicaciones prácticas en el caso del cobre, del aluminio y de las aleaciones del aluminio.

3.2.2.8 Corriente de cortocircuito Pico i_p

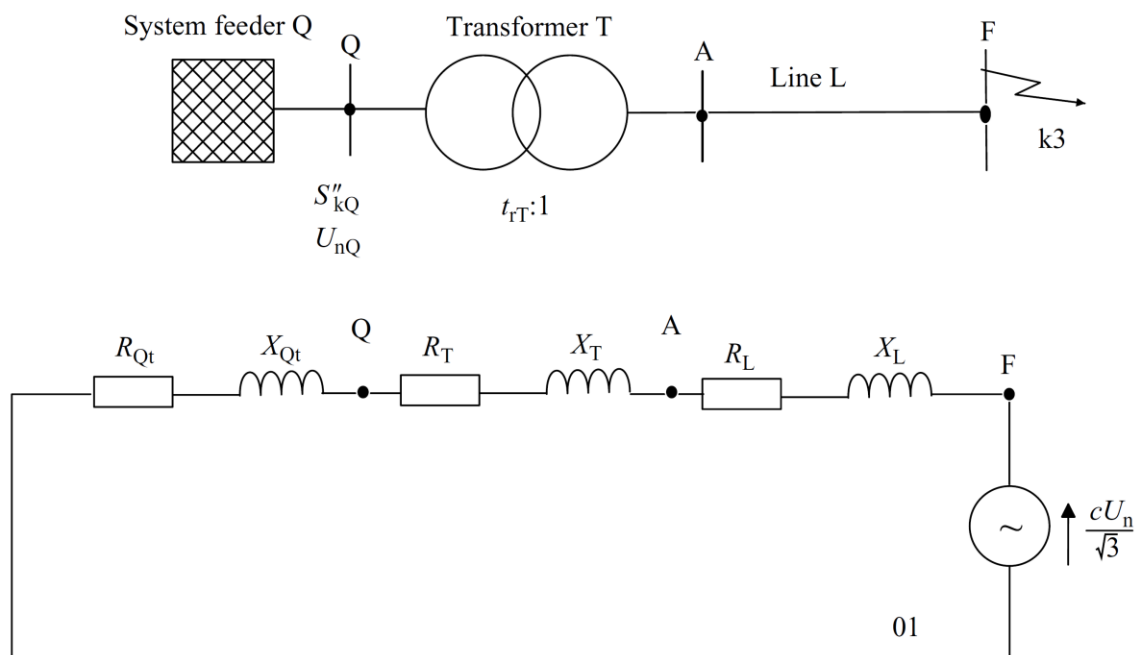
La corriente máxima de cortocircuito, que es un valor de pico, puede ser calculada para los diferentes tipos de cortocircuitos en base a la corriente de cortocircuito inicial (valor r.m.s.) por:

$$i_{p3} = k * \sqrt{2} I''_{k3} \quad (40)$$

$$i_{p2} = k * \sqrt{2} I''_{k2} \quad (41)$$

$$i_{p1} = k * \sqrt{2} I''_{k1} \quad (42)$$

Figura N° 16: Diagrama de circuito equivalente para cortocircuito monofásico y trifásico



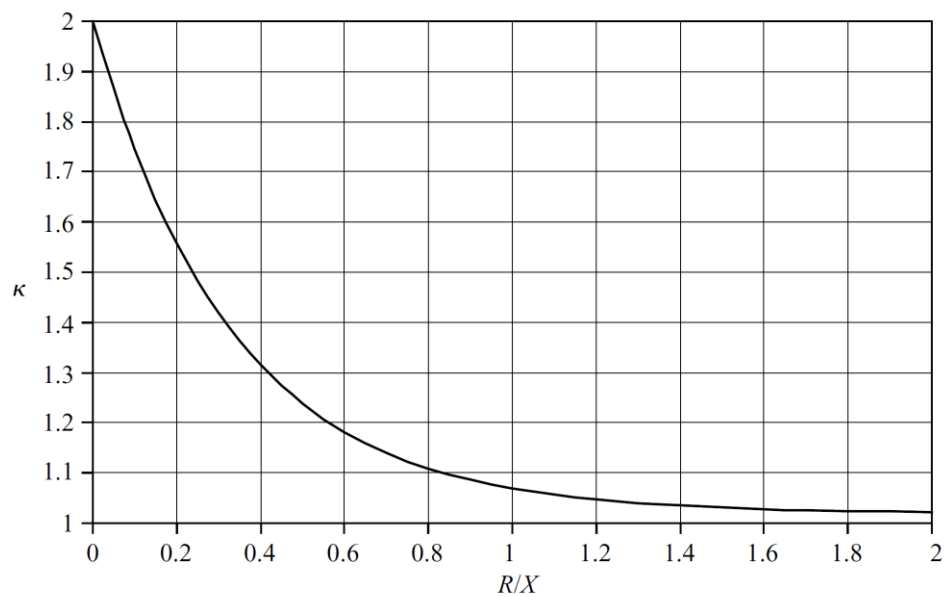
Fuente: (IEC 60909-0, 2002).

El factor κ puede obtenerse de la figura N° 17 ó calcularse mediante:

$$k = 1.02 + 0.98 * e^{-3(R/X)} \quad (43)$$

Donde I''_{k3} ; I''_{k2} ; I''_{k1} son las corrientes de cortocircuito simétricas iniciales para el cortocircuito trifásico, bifásico y de línea a tierra y R:X son la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito.

Figura N° 17: Factor κ para el cálculo de la corriente máxima de cortocircuito



Fuente: (IEC 60909-0, 2002).

3.2.2.9 Corriente de ruptura de cortocircuito simétrica I_b

El cálculo de la corriente de interrupción de cortocircuito simétrica I_b se basa en la corriente de cortocircuito inicial y en el factor μ .

$$I_b = \mu * I''_k \quad (44)$$

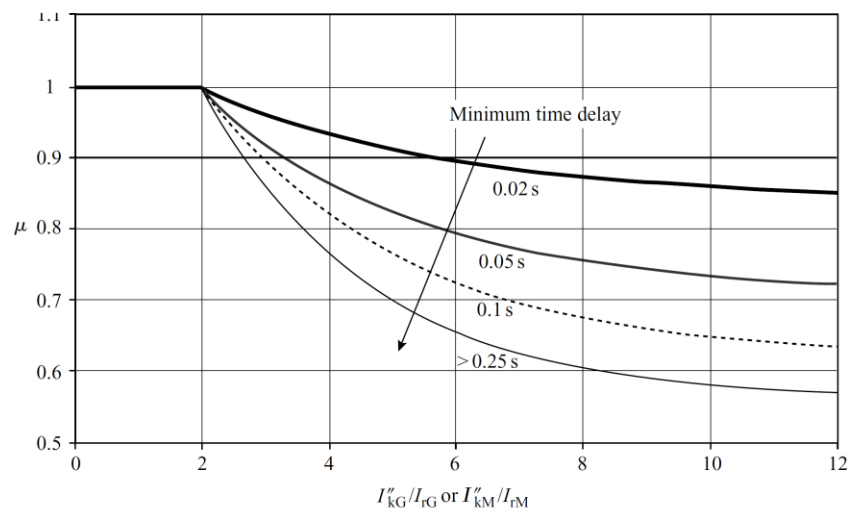
μ = factor función del tiempo de retardo mínimo del interruptor t_{min} y de la razón

I''_k / I_k que relaciona la influencia de las reactancias subtransitoria y transitoria con I_r

(corriente asignada del alternador).

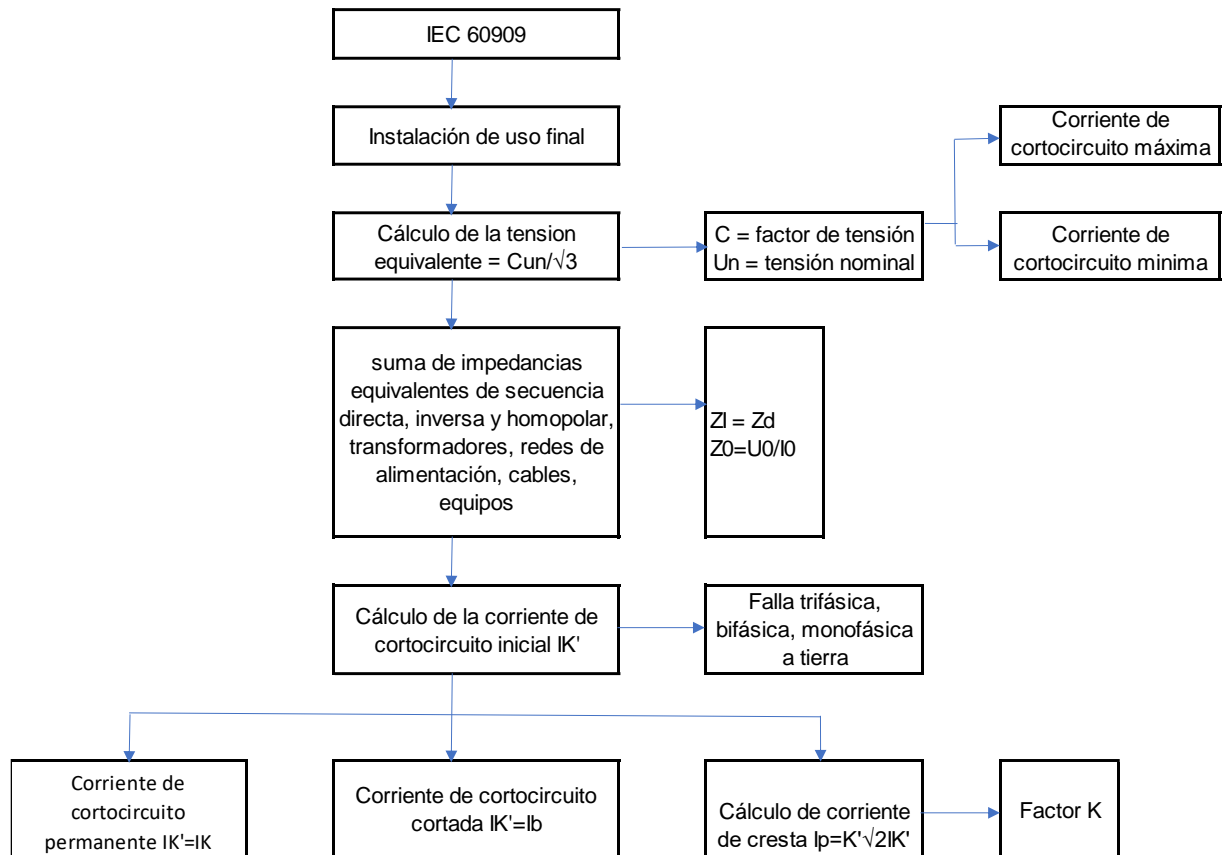
El factor μ es válido para los generadores síncronos de alta tensión, excitados por máquinas rotativas de rectificadores. Si no se conoce el sistema de excitación, el factor se fijará en $\mu = 1$.

Figura N° 18: Factor μ para el cálculo de la corriente de ruptura de cortocircuito simétrica.



Fuente: (IEC 60909-0, 2002).

Figura N° 19: Esquema de cálculo según norma



Fuente:(Choachi & López, 2017).

3.2.3 AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.

Con el análisis de flujo de potencia y el análisis de cortocircuito se realizan los ajustes y coordinación del sistema de protección.

Para realizar la coordinación se utilizó el software DigSilent – Power Factory en base a la norma IEC 60909 (2001).

Para la selección de los elementos fusibles se debe considerar:

- La corriente transitoria máxima.
- Los límites de corriente a plena carga nominal y de cortocircuito.



- Capacidad de interrupción.
- Velocidad de respuesta (tipo K).

Además, se debe cumplir lo siguiente:

$$1.25 * I_{Carga\ Máxima} < I_{Nominal\ Fusible} < 0.25 * I_{CC\ Minimo}$$

3.2.3.1 Protección de Transformadores de Distribución

La selección de la capacidad y tipo del elemento fusible se hace en base a la carga que protege, la magnitud de la corriente de cortocircuito que va a despejar y el tiempo de operación.

Los fusibles deben cumplir con lo siguiente:

- Eliminar los cortocircuitos en los transformadores.
- El elemento fusible no debe dañarse con corrientes de energización, tomas de carga brusca, sobrecargas de corto tiempo.
- Debe coordinar con los dispositivos ubicados aguas arriba.
- Proveer un grado de protección ante sobrecargas severas.

Para la selección de los fusibles se tomará en cuenta los siguientes parámetros:

Debe soportar una corriente Inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal en un tiempo de 0.1seg.

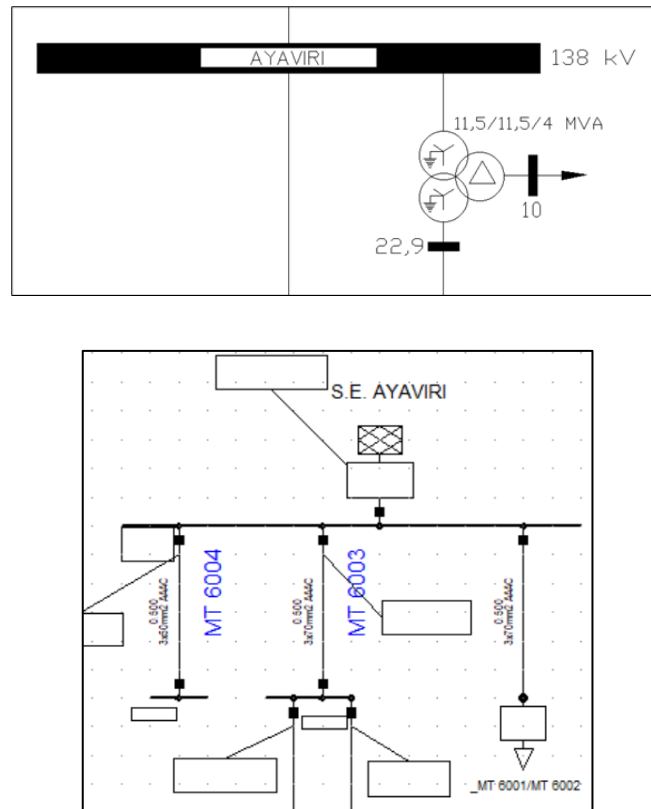
CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De acuerdo a la metodología planteada en el capítulo 3 tenemos los resultados de acuerdo a los objetivos planteados.

La S.E. Ayaviri: (138/22.9/10 kV), esta interconectado al SEIN mediante un transformador de potencia de 11.5/11.5/4 MVA; que a partir del lado de 22.9 kV alimenta al sistema eléctrico Ayaviri mediante el alimentador 6003.

Figura N° 20: Diagrama unifilar S.E. Ayaviri



Elaboración propia

4.1 FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA EN CONDICIONES OPERATIVAS.

4.1.1 Representación de la Red Equivalente

Para modelar el comportamiento de los Sistemas Eléctricos se toma como referencia la Base de datos que el COES ha proyectado para el año 2019, así como la estimación de potencia proyectada por el estudio de mercado para los años 2019, 2023, 2028, 2033 y 2038.

Para ello se redujo la red del SEIN a su equivalente en la barra de 138 kV de las subestaciones de potencia involucradas según la información del archivo DigSilent del COES para el periodo más crítico que es el de Avenida Máxima.

Los parámetros de red equivalente que se usaron son los siguientes:

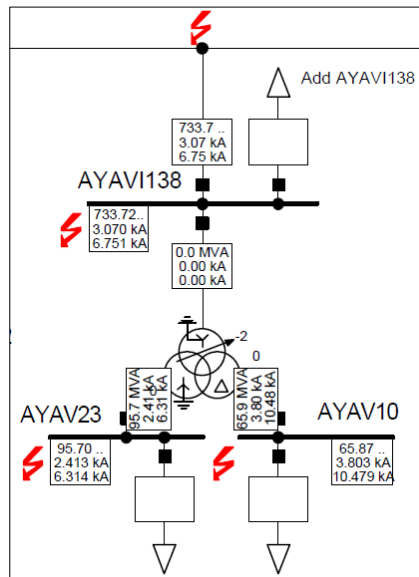
4.1.2 Red Equivalente S.E. Ayaviri

Tabla N°5: Parámetros de red equivalente en la barra de 138 kV de la S.E. Ayaviri.

Nombre de la barra	Ubicación	IK"[KA]	SK"[MVA]	ip[KA]
AYAVI138	Sierra Sur	3.07	733.72	6.751

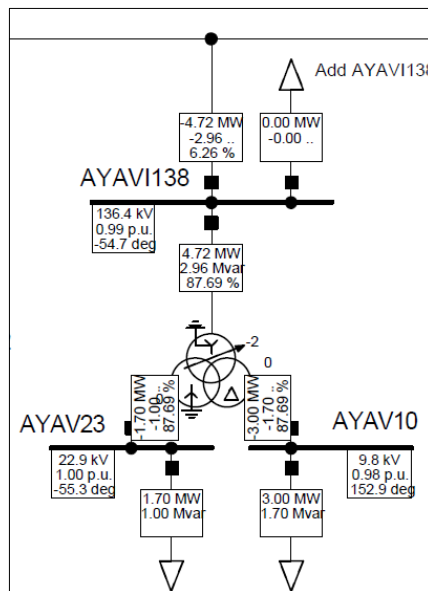
Elaboración: Propia.

Figura N° 21: Cortocircuito trifásico en las barras de la S.E. Ayaviri.



Elaboración: Propia

Figura N° 22: Flujo de Carga en la S.E. Ayaviri.



Elaboración: Propia

4.1.3 Demanda del Sistema Eléctrico en Estudio

Para la simulación del sistema eléctrico se usó la información proporcionada por Electro Puno S.A.A. en la que se muestra las cargas existentes de los alimentadores involucrados de las subestaciones de potencia en estudio.

Un resumen de las demandas de potencia proyectada se muestra en tabla siguiente.

Tabla N°6: Máxima Demanda del Sistema Eléctrico en Estudio.

Consumo de Potencia Activa de las Localidades Proyectadas						
N°. Nombre de la Localidad	Subestación	Proyección de la Máxima Demanda [kW]				
		Año 2019	Año 2023	Año 2028	Año 2033	Año 2038
001.CUCHUCHUNE	Ayaviri	1.06	1.14	1.22	1.30	1.36
002.PUCACHUPA.	Ayaviri	0.86	0.93	0.99	1.05	1.11
003.PUJONI	Ayaviri	3.08	3.33	3.56	3.77	3.96
004.YAURANI	Ayaviri	1.06	1.14	1.22	1.30	1.36
005.CANTERIA	Ayaviri	3.08	3.33	3.56	3.77	3.96
006.CUCHUCHUNI	Ayaviri	1.52	1.64	1.76	1.86	1.95
007.HUANCUIRE	Ayaviri	3.54	3.82	4.09	4.34	4.55
008.TOTORANI	Ayaviri	2.78	3.00	3.21	3.41	3.58
009.PALCCOYO	Ayaviri	3.64	3.93	4.21	4.46	4.68
010.AGNEPA	Ayaviri	3.34	3.61	3.86	4.09	4.30
011.ORMOCHUPA	Ayaviri	2.42	2.61	2.80	2.96	3.11
012.CCOLPACUNCA	Ayaviri	3.24	3.50	3.74	3.97	4.17
013.SAJSAPUJIO	Ayaviri	3.64	3.93	4.21	4.46	4.68
014.CHURUPIJIO	Ayaviri	1.26	1.36	1.46	1.54	1.62
223.ROSASPATA.	Ayaviri	1.52	1.64	1.76	1.86	1.95
224.HUANACOMARCA I	Ayaviri	1.06	1.14	1.22	1.30	1.36
225.HUANACOMARCA II	Ayaviri	2.38	2.57	2.75	2.92	3.06
TOTAL		580.18	626.59	670.46	710.68	746.22

Fuente: Electro Puno.

4.1.4 Modelamiento del Sistema Eléctrico

Se modelaron todos los elementos del sistema eléctrico como:

- **Líneas de distribución primaria trifásica, bifásica en 22,9 kV y monofásica con retorno por tierra en 13.2 kV.**



Se modeló la línea y red primaria de las instalaciones eléctricas existentes y proyectadas de los alimentadores directamente involucrados con el proyecto, en sistema trifásico (tres hilos), bifásico (dos hilos) en 22.9 kV y monofásico (hilo corrido) y monofásico (MRT) en 13.2 kV.

La línea y red primaria para las localidades del proyecto, se modelaron con conductor AAAC de 35mm² en sistema trifásico, bifásico y monofásico 22.9kV.

- **Transformadores de distribución.**

Los transformadores de distribución se representan mediante cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas.

- **Cargas.**

Para simular las cargas del presente proyecto, se han considerado lo siguiente:

- Para las cargas del sistema eléctrico existente se ha considerado el modo de entrada de datos tipo P, $\cos\phi$ (potencia activa en kW y factor de potencia).
- Se verificó la capacidad de transmisión de los equipos eléctricos, observando que no operen en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión fuera del rango permitido por la norma técnica de calidad (NTCSE).
- Para evaluar los resultados de las simulaciones de Flujo de Carga, se aplican los criterios establecidos por el COES y/o la NTCSE para evaluar la operación en estado estacionario de los sistemas eléctricos, estos son:



- **Niveles de tensión**

Para evaluar los resultados de los flujos de carga, independientemente de la potencia transmitida, se considerará como criterio de calidad y confiabilidad que 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 en barras de carga y $\pm 10\%$ de las tensiones nominales en barras de que no abastezcan ninguna carga.

- Los límites de tensión en las barras con carga son de 0.95 a 1.05 p.u.
- Los límites de tensión en las barras sin carga son de 0.9 a 1.1 p.u.

- **Carga Límite en líneas y transformadores**

- Operación Normal : 100% de su Potencia Nominal.
- Operación en Contingencia : 120% de su Potencia Nominal.

- **Casos Evaluados**

Para evaluar el comportamiento eléctrico, se realizan las simulaciones a partir del año 2019, proyectando el sistema a 20 años de horizonte de análisis.

CASO 1: Operación a Máxima Demanda Año 1 (2019), Operación Normal.

Las simulaciones de flujo de potencia para este caso se realizaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La proyección de las máximas demandas de las instalaciones existentes y proyectadas al año 2019.



Un resumen de los cálculos se muestra en las tablas y el diagrama a continuación.

Tabla N°7: Máxima demanda monofásico caso 1

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 1: Máxima Demanda Año 1(2019) Con Proyecto		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
001.CUCHUCHUNE	monofásico	13.2	1.045	-4.53%	0.09
002.PUCACHUPA.	monofásico	13.2	1.044	-4.37%	0.07
003.PUJONI	monofásico	13.2	1.045	-4.53%	0.25
004.YAURANI	monofásico	13.2	1.045	-4.48%	0.09
005.CANTERIA	monofásico	13.2	1.045	-4.46%	0.25
006.CUCHUCHUNI	monofásico	13.2	1.042	-4.22%	0.12
007.HUANCUIRE	monofásico	13.2	1.044	-4.37%	0.29
008.TOTORANI	monofásico	13.2	1.044	-4.45%	0.22
VALLECITO SE 01	monofásico	13.2	0.944	5.65%	0.31
VALLECITO SE 02	monofásico	13.2	0.944	5.65%	0.16
VERSALLES SAM 01	monofásico	13.2	1.028	-2.77%	0.14
VILLACOLLO	monofásico	13.2	0.947	5.32%	0.16
VILLAPAMPA	monofásico	13.2	1.046	-4.55%	0.28
YILUYO MOYOCCOSI SAM 01	monofásico	13.2	1.043	-4.31%	0.14
YILUYO MOYOCCOSI SAM 02	monofásico	13.2	1.043	-4.31%	0.14
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.925	7.52%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.925	7.51%	

Elaboración: Propia.

Tabla N°8: Máxima demanda trifásico caso 1

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 1: Máxima Demanda Año 1(2019) Con Proyecto		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
BARRIO SAN PEDRO II ETAPA	trifásico	22.9	0.936	6.36%	1.57
CHUQUIBAMBILLA-S.E.01	trifásico	22.9	0.986	1.36%	0.99
CHUQUIBAMBILLA-S.E.02	trifásico	22.9	0.986	1.38%	0.25
CHUQUIBAMBILLA-S.E.03	trifásico	22.9	0.986	1.39%	0.50
CHUQUIBAMBILLA-S.E.04	trifásico	22.9	0.986	1.38%	0.25
S.E. 1 MACARI	trifásico	22.9	0.974	2.55%	1.01
S.E. 2 MACARI	trifásico	22.9	0.975	2.55%	1.01
S.E. 3 MACARI	trifásico	22.9	0.974	2.56%	1.01
S.E.CHUQUIBAMBILLA	trifásico	22.9	0.984	1.55%	0.25
SANTA ROSA-S.E.01	trifásico	22.9	0.951	4.86%	1.03
SANTA ROSA-S.E.02	trifásico	22.9	0.951	4.86%	1.03
SANTA ROSA-S.E.03	trifásico	22.9	0.952	4.82%	1.03
SANTA ROSA-S.E.04	trifásico	22.9	0.951	4.86%	1.65
SANTA ROSA-S.E.05	trifásico	22.9	0.951	4.86%	0.52
SECTOR BUENAVISTA	trifásico	22.9	1.046	-4.64%	0.47
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.925	7.52%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.925	7.51%	

Elaboración: Propia.

CASO 2: Operación a Máxima Demanda Año 1 (2019), Con Regulador de Tensión.

Las simulaciones de flujo de potencia para este caso se realizaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La proyección de las máximas demandas de las instalaciones existentes y proyectadas al año 2019.
- Se consideró la instalación de un regulador de tensión, debido a que en el caso 2 se presentó caída de tensión.

Un resumen de los cálculos se muestra en las tablas y el diagrama a continuación.



Tabla N°9: Máxima demanda monofásico caso 2

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 2: Máxima Demanda Año 1(2019) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
001.CUCHUCHUNE	monofásico	13.2	1.045	-4.55%	0.09
002.PUCACHUPA.	monofásico	13.2	1.043	-4.35%	0.07
003.PUJONI	monofásico	13.2	1.045	-4.55%	0.25
004.YAURANI	monofásico	13.2	1.045	-4.49%	0.09
005.CANTERIA	monofásico	13.2	1.045	-4.47%	0.25
006.CUCHUCHUNI	monofásico	13.2	1.042	-4.23%	0.12
007.HUANCUIRE	monofásico	13.2	1.044	-4.38%	0.29
008.TOTORANI	monofásico	13.2	1.045	-4.46%	0.22
VALLECITO SE 01	monofásico	13.2	1.007	-0.67%	0.29
VALLECITO SE 02	monofásico	13.2	1.007	-0.67%	0.15
VERSALLES SAM 01	monofásico	13.2	1.027	-2.71%	0.14
VILLACOLLO	monofásico	13.2	1.013	-1.30%	0.15
VILLAPAMPA	monofásico	13.2	1.046	-4.57%	0.28
YILUYO MOYOCCOSI SAM 01	monofásico	13.2	1.043	-4.32%	0.14
YILUYO MOYOCCOSI SAM 02	monofásico	13.2	1.043	-4.32%	0.14
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.989	1.06%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.988	1.15%	

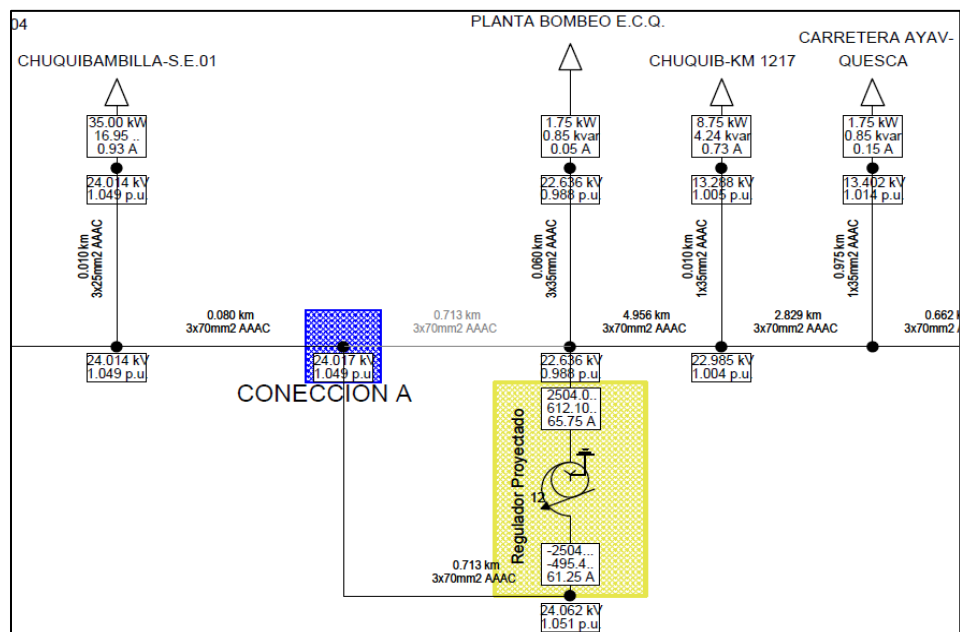
Elaboración: Propia

Tabla N°10: Máxima demanda trifásico caso 2

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 2: Máxima Demanda Año 1(2019) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caida de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
BARRIO SAN PEDRO II ETAPA	Trifásico	22.9	1.003	-0.29%	1.47
CHUQUIBAMBILLA-S.E.01	Trifásico	22.9	1.049	-4.87%	0.93
CHUQUIBAMBILLA-S.E.02	Trifásico	22.9	1.048	-4.85%	0.23
CHUQUIBAMBILLA-S.E.03	Trifásico	22.9	1.048	-4.84%	0.47
CHUQUIBAMBILLA-S.E.04	Trifásico	22.9	1.048	-4.85%	0.23
S.E. 1 MACARI	Trifásico	22.9	1.038	-3.77%	0.94
S.E. 2 MACARI	Trifásico	22.9	1.038	-3.77%	0.94
S.E. 3 MACARI	Trifásico	22.9	1.038	-3.76%	0.94
S.E.CHUQUIBAMBILLA	Trifásico	22.9	1.047	-4.69%	0.23
SANTA ROSA-S.E.01	Trifásico	22.9	1.017	-1.66%	0.96
SANTA ROSA-S.E.02	Trifásico	22.9	1.017	-1.66%	0.96
SANTA ROSA-S.E.03	Trifásico	22.9	1.017	-1.69%	0.96
SANTA ROSA-S.E.04	Trifásico	22.9	1.017	-1.66%	1.54
SANTA ROSA-S.E.05	Trifásico	22.9	1.017	-1.65%	0.48
SECTOR BUENAVISTA	Trifásico	22.9	1.046	-4.64%	0.47
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.989	1.06%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.988	1.15%	

Elaboración: Propia

Figura N° 23: Flujo de potencia caso 2



Elaboración: Propia.

CASO 3: Operación a Máxima Demanda Año 5 (2023), Con Regulador de Tensión.

Las simulaciones de flujo de potencia para este caso se realizaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La proyección de las máximas demandas de las instalaciones existentes y proyectadas al año 2023.
- Se consideró la instalación de un regulador de tensión, debido a que en el caso 2 se presentó caída de tensión.

Un resumen de los cálculos se muestra en las tablas y el diagrama a continuación.

Tabla N°11: Máxima demanda monofásico caso 3

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 3: Máxima Demanda Año 5(2023) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
001.CUCHUCHUNE	monofásico	13.2	1.045	-4.49%	0.09
002.PUCACHUPA.	monofásico	13.2	1.043	-4.28%	0.07
003.PUJONI	monofásico	13.2	1.045	-4.50%	0.27
004.YAURANI	monofásico	13.2	1.044	-4.44%	0.09
005.CANTERIA	monofásico	13.2	1.044	-4.40%	0.27
006.CUCHUCHUNI	monofásico	13.2	1.041	-4.14%	0.13
007.HUANCUIRE	monofásico	13.2	1.043	-4.31%	0.31
008.TOTORANI	monofásico	13.2	1.044	-4.40%	0.24
VALLECITO SE 01	monofásico	13.2	1.003	-0.25%	0.32
VALLECITO SE 02	monofásico	13.2	1.003	-0.25%	0.16
VERSALLES SAM 01	monofásico	13.2	1.025	-2.47%	0.16
VILLACOLLO	monofásico	13.2	1.008	-0.85%	0.16
VILLAPAMPA	monofásico	13.2	1.045	-4.52%	0.30
YILUYO MOYOCCOSI SAM 01	monofásico	13.2	1.042	-4.24%	0.15
YILUYO MOYOCCOSI SAM 02	monofásico	13.2	1.042	-4.23%	0.15
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.984	1.65%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.982	1.85%	

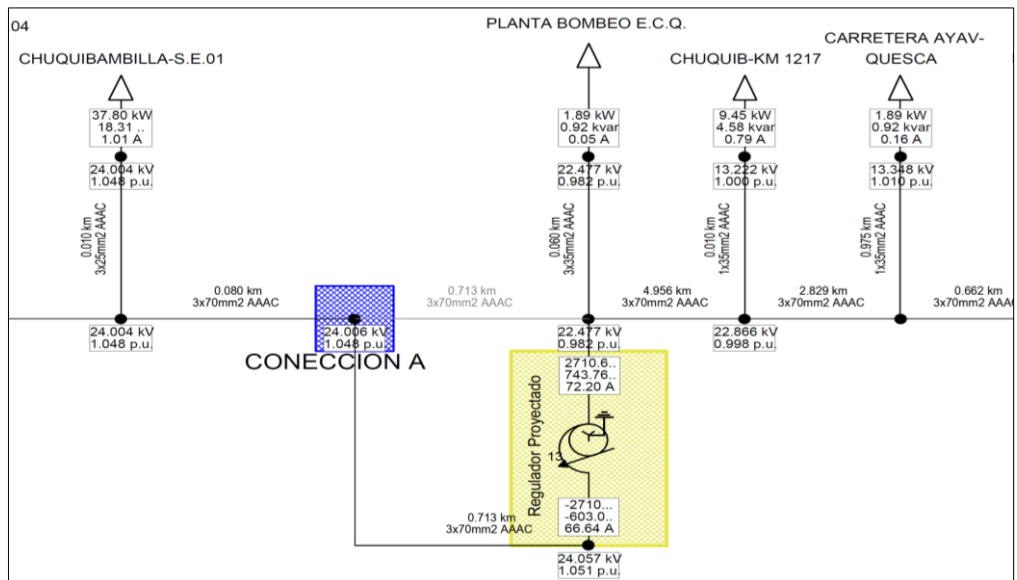
Elaboración: Propia

Tabla N°12: Máxima demanda trifásico caso 3

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 3: Máxima Demanda Año 5(2023) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
BARRIO SAN PEDRO II ETAPA	Trifásico	22.9	0.998	0.22%	1.59
CHUQUIBAMBILLA-S.E.01	Trifásico	22.9	1.048	-4.82%	1.01
CHUQUIBAMBILLA-S.E.02	Trifásico	22.9	1.048	-4.80%	0.25
CHUQUIBAMBILLA-S.E.03	Trifásico	22.9	1.048	-4.80%	0.51
CHUQUIBAMBILLA-S.E.04	Trifásico	22.9	1.048	-4.80%	0.25
S.E. 1 MACARI	Trifásico	22.9	1.036	-3.62%	1.02
S.E. 2 MACARI	Trifásico	22.9	1.036	-3.62%	1.02
S.E. 3 MACARI	Trifásico	22.9	1.036	-3.61%	1.02
S.E.CHUQUIBAMBILLA	Trifásico	22.9	1.046	-4.63%	0.25
SANTA ROSA-S.E.01	trifásico	22.9	1.013	-1.29%	1.05
SANTA ROSA-S.E.02	trifásico	22.9	1.013	-1.29%	1.05
SANTA ROSA-S.E.03	trifásico	22.9	1.013	-1.33%	1.05
SANTA ROSA-S.E.04	trifásico	22.9	1.013	-1.29%	1.67
SANTA ROSA-S.E.05	trifásico	22.9	1.013	-1.29%	0.52
SECTOR BUENAVISTA	trifásico	22.9	1.046	-4.60%	0.51
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.984	1.65%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.982	1.85%	

Elaboración: Propia

Figura N° 24: Flujo de potencia caso 3



Elaboración: Propia.



CASO 4: Operación a Máxima Demanda Año 10 (2028), Con Regulador de Tensión.

Las simulaciones de flujo de potencia para este caso se realizaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La proyección de las máximas demandas de las instalaciones existentes y proyectadas al año 2028.
- Se consideró la instalación de un regulador de tensión, debido a que en el caso 2 se presentó caída de tensión.

Un resumen de los cálculos se muestra en las tablas y el diagrama a continuación.

Tabla N°13: Máxima demanda monofásico caso 4

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 4: Máxima Demanda Año 10(2028) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
001.CUCHUCHUNE	Monofásico	13.2	1.044	-4.44%	0.10
002.PUCACHUPA.	Monofásico	13.2	1.042	-4.23%	0.08
003.PUJONI	Monofásico	13.2	1.045	-4.46%	0.29
004.YAURANI	Monofásico	13.2	1.044	-4.38%	0.10
005.CANTERIA	monofásico	13.2	1.043	-4.34%	0.29
006.CUCHUCHUNI	monofásico	13.2	1.041	-4.05%	0.14
007.HUANCUIRE	monofásico	13.2	1.042	-4.23%	0.33
008.TOTORANI	monofásico	13.2	1.043	-4.35%	0.26
VALLECITO SE 01	monofásico	13.2	0.999	0.10%	0.34
VALLECITO SE 02	monofásico	13.2	0.999	0.10%	0.17
VERSALLES SAM 01	monofásico	13.2	1.022	-2.23%	0.17
VILLACOLLO	monofásico	13.2	1.005	-0.45%	0.17
VILLAPAMPA	monofásico	13.2	1.045	-4.48%	0.32
YILUYO MOYOCCOSI SAM 01	monofásico	13.2	1.042	-4.16%	0.16
YILUYO MOYOCCOSI SAM 02	monofásico	13.2	1.042	-4.15%	0.16
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.978	2.17%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.975	2.52%	

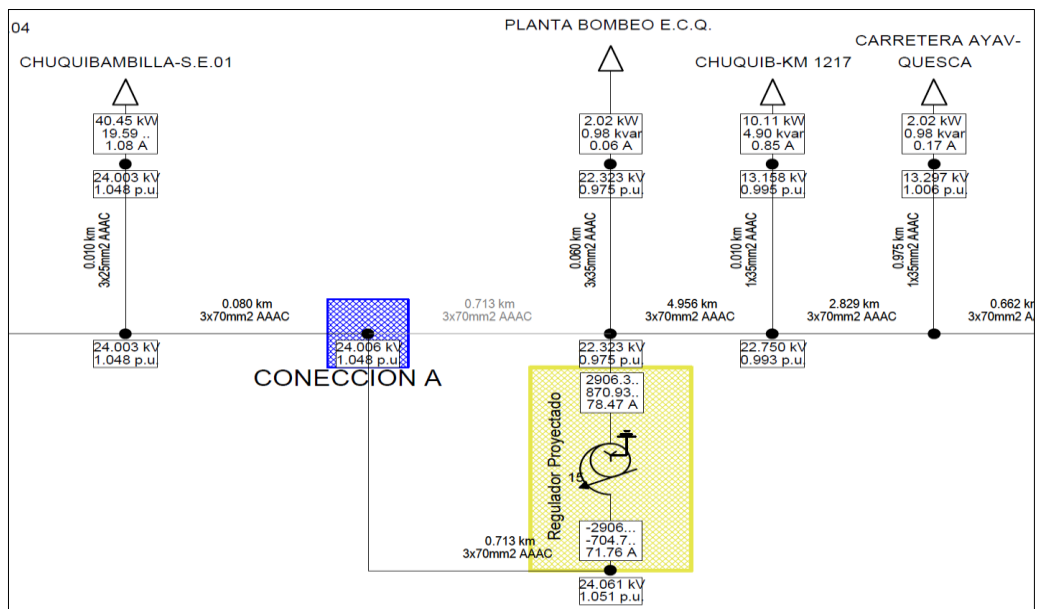
Elaboración: Propia

Tabla N°14: Máxima demanda trifásico caso 4

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 4: Máxima Demanda Año 10(2028) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
BARRIO SAN PEDRO II ETAPA	trifásico	22.9	0.993	0.65%	1.71
CHUQUIBAMBILLA-S.E.01	trifásico	22.9	1.048	-4.82%	1.08
CHUQUIBAMBILLA-S.E.02	trifásico	22.9	1.048	-4.79%	0.27
CHUQUIBAMBILLA-S.E.03	trifásico	22.9	1.048	-4.79%	0.54
CHUQUIBAMBILLA-S.E.04	trifásico	22.9	1.048	-4.79%	0.27
S.E. 1 MACARI	trifásico	22.9	1.035	-3.52%	1.09
S.E. 2 MACARI	trifásico	22.9	1.035	-3.52%	1.09
S.E. 3 MACARI	trifásico	22.9	1.035	-3.51%	1.09
S.E.CHUQUIBAMBILLA	trifásico	22.9	1.046	-4.61%	0.27
SANTA ROSA-S.E.01	trifásico	22.9	1.010	-0.99%	1.12
SANTA ROSA-S.E.02	trifásico	22.9	1.010	-0.99%	1.12
SANTA ROSA-S.E.03	trifásico	22.9	1.010	-1.03%	1.12
SANTA ROSA-S.E.04	trifásico	22.9	1.010	-0.99%	1.80
SANTA ROSA-S.E.05	trifásico	22.9	1.010	-0.98%	0.56
SECTOR BUENAVISTA	trifásico	22.9	1.046	-4.57%	0.54
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.978	2.17%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.975	2.52%	

Elaboración: Propia

Figura N° 25: Flujo de potencia caso 4



Elaboración: Propia.

CASO 5: Operación a Máxima Demanda Año 15 (2033), Con Regulador de Tensión.

Las simulaciones de flujo de potencia para este caso se realizaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La proyección de las máximas demandas de las instalaciones existentes y proyectadas al año 2033.

Se consideró la instalación de un regulador de tensión, debido a que en el caso 2 se presentó caída de tensión.

Un resumen de los cálculos se muestra en las tablas y el diagrama a continuación.

Tabla N°15: Máxima demanda monofásico caso 5

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 5: Máxima Demanda Año 15(2033) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
001.CUCHUCHUNE	Monofásico	13.2	1.044	-4.40%	0.10
002.PUCACHUPA.	Monofásico	13.2	1.042	-4.17%	0.08
003.PUJONI	Monofásico	13.2	1.044	-4.42%	0.30
004.YAURANI	Monofásico	13.2	1.043	-4.33%	0.10
005.CANTERIA	Monofásico	13.2	1.043	-4.28%	0.30
006.CUCHUCHUNI	Monofásico	13.2	1.040	-3.97%	0.15
007.HUANCUIRE	Monofásico	13.2	1.042	-4.17%	0.35
008.TOTORANI	Monofásico	13.2	1.043	-4.29%	0.27
VALLECITO SE 01	Monofásico	13.2	0.992	0.79%	0.36
VALLECITO SE 02	Monofásico	13.2	0.992	0.80%	0.18
VERSALLES SAM 01	Monofásico	13.2	1.020	-2.00%	0.18
VILLACOLLO	Monofásico	13.2	0.997	0.28%	0.18
VILLAPAMPA	Monofásico	13.2	1.044	-4.44%	0.35
YILUYO MOYOCCOSI SAM 01	Monofásico	13.2	1.041	-4.08%	0.17
YILUYO MOYOCCOSI SAM 02	Monofásico	13.2	1.041	-4.07%	0.17
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.970	3.03%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.968	3.17%	

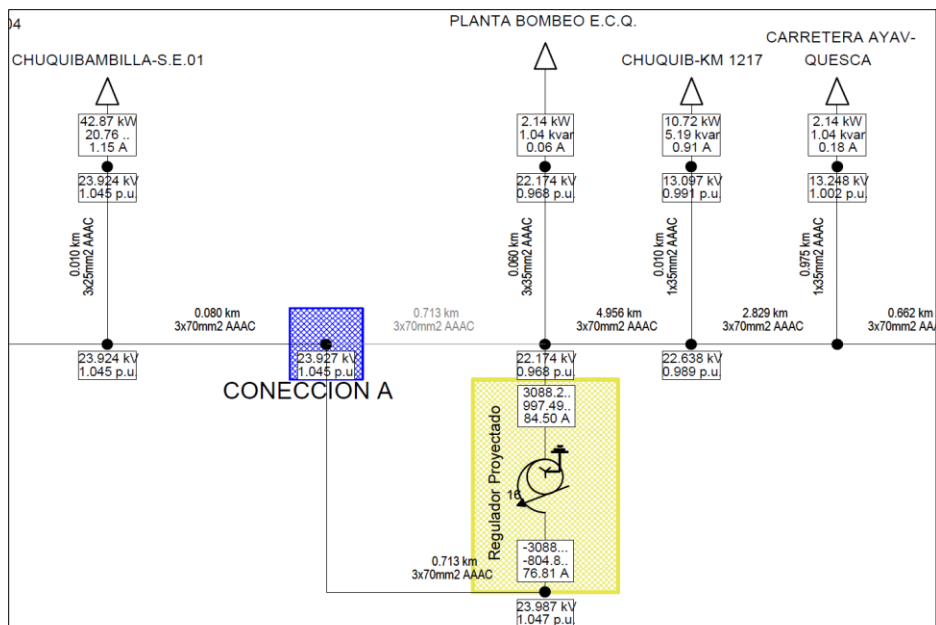
Elaboración: Propia

Tabla N°16: Máxima demanda trifásico caso 5

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 5: Máxima Demanda Año 15(2033) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
BARRIO SAN PEDRO II ETAPA	Trifásico	22.9	0.986	1.43%	1.83
CHUQUIBAMBILLA-S.E.01	Trifásico	22.9	1.045	-4.47%	1.15
CHUQUIBAMBILLA-S.E.02	Trifásico	22.9	1.044	-4.45%	0.29
CHUQUIBAMBILLA-S.E.03	Trifásico	22.9	1.044	-4.44%	0.58
CHUQUIBAMBILLA-S.E.04	Trifásico	22.9	1.044	-4.45%	0.29
S.E. 1 MACARI	Trifásico	22.9	1.031	-3.08%	1.17
S.E. 2 MACARI	Trifásico	22.9	1.031	-3.08%	1.17
S.E. 3 MACARI	Trifásico	22.9	1.031	-3.07%	1.17
S.E.CHUQUIBAMBILLA	Trifásico	22.9	1.042	-4.25%	0.29
SANTA ROSA-S.E.01	Trifásico	22.9	1.003	-0.34%	1.20
SANTA ROSA-S.E.02	Trifásico	22.9	1.003	-0.34%	1.20
SANTA ROSA-S.E.03	Trifásico	22.9	1.004	-0.38%	1.20
SANTA ROSA-S.E.04	Trifásico	22.9	1.003	-0.34%	1.92
SANTA ROSA-S.E.05	Trifásico	22.9	1.003	-0.34%	0.60
SECTOR BUENAVISTA	Trifásico	22.9	1.045	-4.53%	0.57
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.970	3.03%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.968	3.17%	

Elaboración: Propia

Figura N° 26: Flujo de potencia caso 5



Elaboración: Propia.

CASO 6: Operación a Máxima Demanda Año 20 (2038), Con Regulador de Tensión.

Las simulaciones de flujo de potencia para este caso se realizaron tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- La proyección de las máximas demandas de las instalaciones existentes y proyectadas al año 2038.
- Se consideró la instalación de un regulador de tensión, debido a que en el caso 2 se presentó caída de tensión.

Un resumen de los cálculos se muestra en las tablas y el diagrama a continuación.

Tabla N°17: Máxima demanda monofásico caso 6

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 6: Máxima Demanda Año 20(2038) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
001.CUCHUCHUNE	monofásico	13,2	1.044	-4.36%	0.11
002.PUCACHUPA.	monofásico	13,2	1.041	-4.12%	0.09
003.PUJONI	monofásico	13,2	1.044	-4.39%	0.32
004.YAURANI	monofásico	13,2	1.043	-4.28%	0.11
005.CANTERIA	monofásico	13,2	1.042	-4.22%	0.32
006.CUCHUCHUNI	monofásico	13,2	1.039	-3.90%	0.16
007.HUANCUIRE	monofásico	13,2	1.041	-4.10%	0.37
008.TOTORANI	monofásico	13,2	1.042	-4.24%	0.29
VALLECITO SE 01	monofásico	13,2	0.979	2.07%	0.39
VALLECITO SE 02	monofásico	13,2	0.979	2.08%	0.19
VERSALLES SAM 01	monofásico	13,2	1.018	-1.79%	0.19
VILLACOLLO	monofásico	13,2	0.984	1.61%	0.19
VILLAPAMPA	monofásico	13,2	1.044	-4.41%	0.36
YILUYO MOYOCCOSI SAM 01	monofásico	13,2	1.040	-4.00%	0.18
YILUYO MOYOCCOSI SAM 02	monofásico	13,2	1.040	-4.00%	0.18
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.955	4.48%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.955	4.46%	

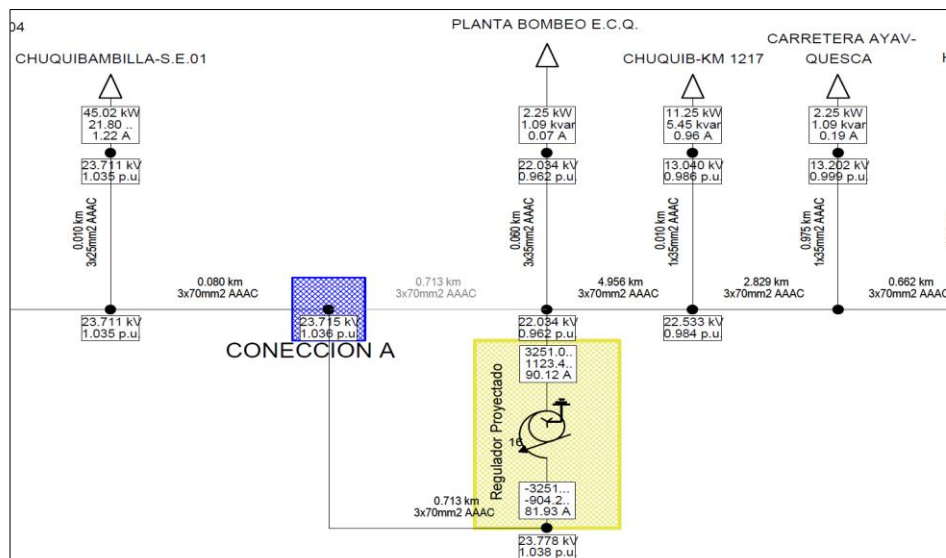
Elaboración: Propia

Tabla N°18: Máxima demanda trifásico caso 6

Nombre de la Localidad	Tipo	Voltaje Base-kV	Caso 6: Máxima Demanda Año 20(2038) Con Regulador de Tensión		
			Magnitud de Voltaje [p.u.]	Caída de tensión [%]	Corriente de Sec. Positiva [A]
BARRIO SAN PEDRO II ETAPA	trifásico	22.9	0.972	2.80%	1.95
CHUQUIBAMBILLA-S.E.01	trifásico	22.9	1.035	-3.54%	1.22
CHUQUIBAMBILLA-S.E.02	trifásico	22.9	1.035	-3.52%	0.30
CHUQUIBAMBILLA-S.E.03	trifásico	22.9	1.035	-3.51%	0.61
CHUQUIBAMBILLA-S.E.04	trifásico	22.9	1.035	-3.52%	0.30
S.E. 1 MACARI	trifásico	22.9	1.021	-2.06%	1.24
S.E. 2 MACARI	trifásico	22.9	1.021	-2.06%	1.24
S.E. 3 MACARI	trifásico	22.9	1.020	-2.05%	1.24
S.E.CHUQUIBAMBILLA	trifásico	22.9	1.033	-3.30%	0.31
SANTA ROSA-S.E.01	trifásico	22.9	0.991	0.89%	1.27
SANTA ROSA-S.E.02	trifásico	22.9	0.991	0.89%	1.27
SANTA ROSA-S.E.03	trifásico	22.9	0.992	0.85%	1.27
SANTA ROSA-S.E.04	trifásico	22.9	0.991	0.89%	2.04
SANTA ROSA-S.E.05	trifásico	22.9	0.991	0.90%	0.64
SECTOR BUENAVISTA	trifásico	22.9	1.045	-4.50%	0.60
PROYECTADO Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.955	4.48%	
EXISTENTE Tensión mínima (p.u.)/ Máxima Caída de tensión (%)			0.955	4.46%	

Elaboración: Propia

Figura N° 27: Flujo de potencia caso 6



Elaboración: Propia.

Los niveles de tensión que se obtuvieron para todos los casos de evaluación se encuentran dentro de los límites de tensión permitidos por NTCSE.

4.2 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

La simulación se realizó en el Caso 1 debido a que en este caso se tiene la topología de red que genera las mayores corrientes de falla.

Se simularon cortocircuitos trifásicos bajo la Norma IEC 60909 – 2001 y cortocircuitos monofásicos con el Método Completo. Se calculan las corrientes máximas, dichos valores servirán para evaluar la capacidad de los equipos de protección.

Figura N° 28: Resultados de cortocircuito S.E. Ayaviri

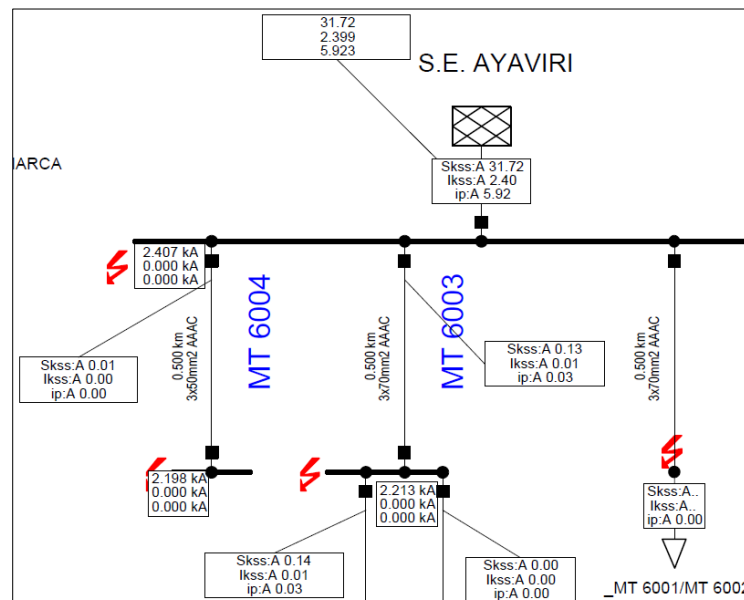
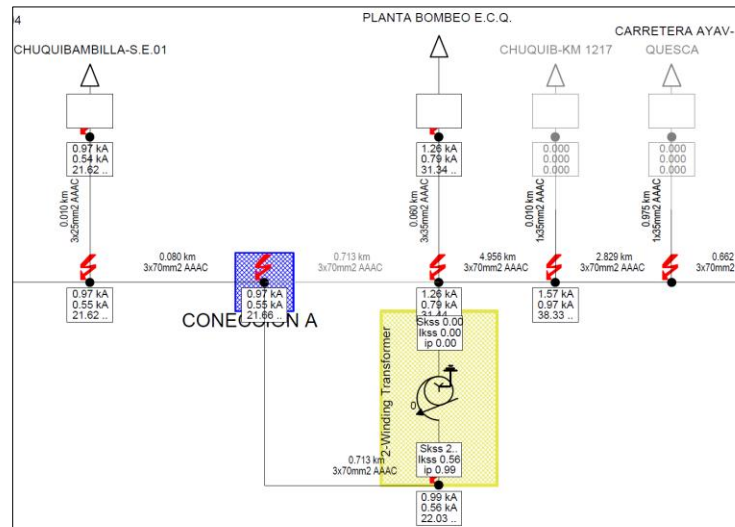


Figura N° 29: Resultados de cortocircuito conexión A



Elaboración: Propia.

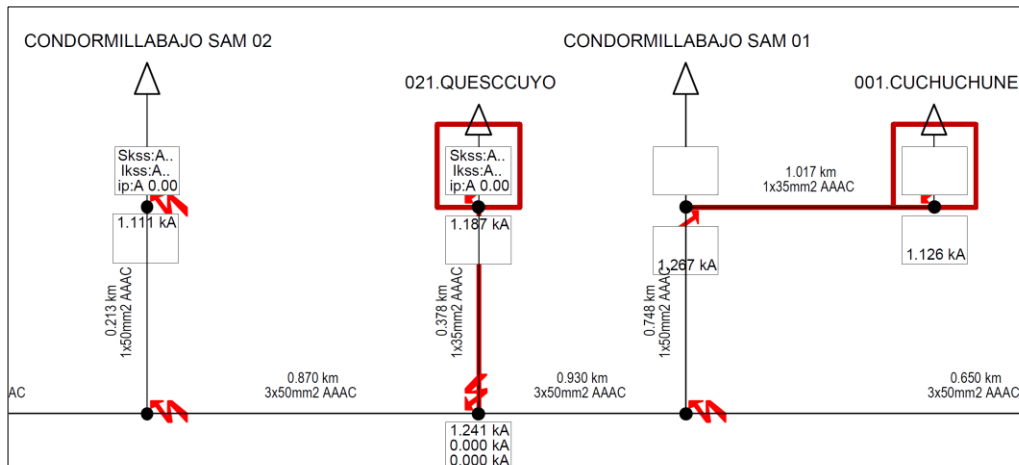
Resultados de Cortocircuito: se muestran un resumen de los cálculos en las tablas y diagramas a continuación:

Tabla N°19: Cortocircuito trifásico

Nombre de la Localidad	Subestación	Proyectado / Existente	Tipo	Voltaje Base [kV]	Cortocircuito Trifásico		
					Corriente I. de C.C. (Ik") [kA]	Potencia I. de C.C. (Sk") [MVA]	Corriente Pico de C.C. (ip) [kA]
BARRIO SAN PEDRO II ETAPA	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.256	10.147	0.399
CHUQUIBAMBILLA-S.E.01	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.545	21.616	0.969
CHUQUIBAMBILLA-S.E.02	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.536	21.256	0.943
CHUQUIBAMBILLA-S.E.03	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.530	21.032	0.926
CHUQUIBAMBILLA-S.E.04	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.537	21.299	0.946
CP BALSAPATA SSEE 01	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.568	22.531	0.850
CP BALSAPATA SSEE 02	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.570	22.594	0.853
HUAJRANI	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	1.005	39.855	1.646
S.E.CHUQUIBAMBILLA	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.523	20.759	0.918
SANTA ROSA-S.E.01	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.336	13.317	0.534
SANTA ROSA-S.E.02	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.335	13.290	0.532
SANTA ROSA-S.E.03	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.345	13.669	0.552
SANTA ROSA-S.E.04	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.337	13.372	0.537
SANTA ROSA-S.E.05	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.330	13.074	0.521
SECTOR BUENAVISTA	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.852	33.777	1.273
URB SAN MARTIN AYAVIRI.s.e.1	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	2.050	81.304	4.180
URB SAN MARTIN AYAVIRI.s.e.2	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	1.975	78.356	3.910
URB SAN MARTIN AYAVIRI.s.e.3	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	1.863	73.913	3.543
URB. VIRGEN DEL PILAR	S.E. Ayaviri	Existente	trifásico	22.9	0.255	10.101	0.397

Elaboración: Propia

Figura N° 30: Resultados de cortocircuito Redes trifásicas



Elaboración: Propia

Tabla N°20: Cortocircuito monofásico

Nombre de la Localidad	Subestación	Proyectado / Existente	Tipo	Voltaje Base [kV]	Cortocircuito Monofásico		
					Corriente I. de C.C. (Ik'') [kA]	Potencia I. de C.C. (Sk'') [MVA]	Corriente Pico de C.C. (ip) [kA]
001.CUCHUCHUNE	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	1.126	14.882	2.045
002.PUCACHUPA.	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	1.083	14.323	1.981
003.PUJONI	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	0.394	5.214	0.609
004.YAURANI	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	0.733	9.687	1.189
005.CANTERIA	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	0.588	7.774	0.928
006.CUCHUCHUNI	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	0.350	4.631	0.538
007.HUANCUIRE	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	0.493	6.524	0.770
008.TOTORANI	S.E. Ayaviri	Proyectado	monofásico	13.2	0.523	6.909	0.811
VALLECITO SE 01	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.169	2.230	0.289
VALLECITO SE 02	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.166	2.193	0.284
VERSALLES SAM 01	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.979	12.946	1.803
VILACUNCA	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.426	5.639	0.699
VILLACOLLO	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.195	2.584	0.340
VILLAPAMPA	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.428	5.664	0.664
VILQUE	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.195	2.583	0.305
VILUYO CCALACCALA SAM 04	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.281	3.709	0.445
YILUYO MOYOCCOSI SAM 01	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.815	10.772	1.356
YILUYO MOYOCCOSI SAM 02	S.E. Ayaviri	Existente	monofásico	13.2	0.705	9.324	1.150

Elaboración: Propia



4.3 COORDINACIÓN DE LOS FUSIBLES PROYECTADOS

4.3.1 Descripción de los Seccionadores Fusible empleados

Los elementos de protección contra sobre corriente considerados para la protección de los transformadores de distribución proyectados son Seccionadores Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut-Out) de 27/38 kV, 100A, 150 kV-BIL.

Para la protección de las derivaciones se han considerado Seccionadores Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut-Out) de 27/38 kV, 100A, 150 kV-BIL.

4.3.2 Criterios para la Selección de las Capacidades de los Fusibles

Para la selección de los elementos fusibles se debe considerar:

- La corriente transitoria máxima.
- Los límites de corriente a plena carga nominal y de cortocircuito.
- Capacidad de interrupción.
- Velocidad de respuesta (tipo K).

Además, se debe cumplir lo siguiente:

$$1.25 * I_{Carga\ Máxima} < I_{Nominal\ Fusible} < 0.25 * I_{CC\ Mínimo}$$

4.3.3 Protección de Transformadores de Distribución

La selección de la capacidad y tipo del elemento fusible se hace en base a la carga que protege, la magnitud de la corriente de cortocircuito que va a despejar y el tiempo de operación.

Los fusibles deben cumplir con lo siguiente:



- Eliminar los cortocircuitos en los transformadores.
- El elemento fusible no debe dañarse con corrientes de energización, tomas de carga brusca, sobrecargas de corto tiempo.
- Debe coordinar con los dispositivos ubicados aguas arriba.
- Proveer un grado de protección ante sobrecargas severas.

Para la selección de los fusibles se toma en cuenta los siguiente:

- Debe soportar una corriente Inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal en un tiempo de 0.1seg.

Para los transformadores de distribución, se proyectan seccionadores fusible tipo expulsión (K), como protección en el lado de MT.

A continuación, se detallan los valores de los fusibles normalizados por la DEP/MEM para los transformadores de distribución monofásicos:

Tabla N°21: Fusibles normalizados

Potencia del transformador [kVA]	In fusible [A]	Tipo de fusible
5 y 10	2	K
15 y 25	3	K

Fuente: DEP/MEM

En el cuadro siguiente se muestra la relación de los fusibles mínimos recomendados utilizar como protección de los transformadores de distribución.

Tabla N°22: Fusibles para transformadores monofásicos

Nombre de la Localidad	Tipo	Capacidad transformador [KV]	Corriente I. de C.C. (IK'') [KA]	Capacidad del fusible tipo K
001.CUCHUCHUNE	monofásico	5	1.13	2
002.PUCACHUPA.	monofásico	5	1.08	2
003.PUJONI	monofásico	5	0.39	2
004.YAURANI	monofásico	5	0.73	2
005.CANTERIA	monofásico	5	0.59	2
006.CUCHUCHUNI	monofásico	5	0.35	2
007.HUANCUIRE	monofásico	5	0.49	2
008.TOTORANI	monofásico	5	0.52	2

Elaboración: Propia

4.3.4 Protección de Derivaciones

Para derivaciones de la Línea y Red Primaria, se están proyectando seccionadores fusibles tipo Cut-Out.

Para la selección de estos fusibles se ha considerado las simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito, corriente transitoria máxima, y debe cumplir mínimamente la siguiente condición:

$$k * I_{Carga\ Máxima} < I_{Nominal\ Fusible} < 0.25 * I_{CC\ Minimo}$$

$k \geq 1.5$: factor de crecimiento de la carga.

Los fusibles no deben operar con corrientes inrush, el tiempo de operación del fusible seleccionado debe de ser mayor a 100 ms para una corriente de inrush igual a 10 veces la corriente nominal de la carga.

Para la selección del calibre del fusible, la corriente nominal de los fusibles debe ser mayor o igual al 150 % de la corriente de la carga instalada.



Tabla N°23: Fusibles para derivaciones

ITEM	TRAMOS EN LINEAS	LONGITUD	Capacidad del Fusible Tipo X
		(KM)	
SUBSECTOR AYAVIRI - VII			
AYAVIRI			
1	DERIVACION PALCCOYO	1398.12	3
2	DERIVACION CUCHUCHUNI_ORMOCHUPA	4405.26	8
3	DERIVACION AGNEPA	131.04	3
4	DERIVACION CCOLPACUNCA	1766.00	3
5	DERIVACION ANCOPUJIO_HUANCUIRE	2268.09	3
6	DERIVACION CANTERIA	958.6	3
7	DERIVACION FUNDO CRUZ CUNCA (IRIPAMPA)	1248.84	3
8	DERIVACION PUJONI	1203.74	3
9	DERIVACION UMASUYO BAJO KALUYO	595.63	3
10	DERIVACION SURPO	2985.77	3
11	DERIVACION HUAYRAPATA	1428.72	3
12	DERIVACION CHURUPIJIO	2399.51	3
13	DERIVACION CUCHUCHUNE	1016.76	3
14	DERIVACION QUESCCUYO	378.29	3
15	DERIVACION YAURANI	266.18	3
16	DERIVACION TOTORANI	1377.37	3
17	DERIVACION ANTAYMARCA COPACABANA	708.89	3

Elaboración: Propia

Tabla N°24: Fusibles para derivaciones

ITEM	TRAMOS EN LINEAS	LONGITUD	Capacidad del Fusible Tipo X
		(KM)	
SUBSECTOR AYAVIRI - VII			
75	DERIVACION CHALLHUANI	528.6	3
76	DERIVACION SUNTTO DE HUAMANRURO	1036.09	3
77	DERIVACION PUINCHO BUENAVISTA ALTO	765.69	3
78	DERIVACION CONDORSAYANA	1155.85	5
79	DERIVACION SUSCUÑA	575.67	3
80 ^a	DERIVACION CCAYCCOTERA	2562.88	5
80B	DERIVACION PUITUCA	318.64	3
81	DERIVACION ARICA	1496.61	5
82	DERIVACION TURMANA TINGUIÑA	641.11	3
83	DERIVACION COLOPATA	2480.02	5
84	DERIVACION TOTORANI DE COLOPATA	191.46	3
85	DERIVACION BUENA VISTA CHICO	347.9	3
86	DERIVACION ORCCOÑA_OBILLANI	2695.52	5
87	DERIVACION CHACALLUTA	463.05	3
88	DERIVACION HUANCARANI DE JATUN SAYNA	861.72	3
89	DERIVACION PICHICARA	902.6	3
90	DERIVACION HUINOTOSO_HUENOTOSE II_ANA HUANCA	1716.90	5
91	DERIVACION SORAHUITO	665.45	3
92	DERIVACION AMPLIACION CHIMPASTANA	624.12	3

Elaboración: Propia

4.3.5 Coordinación de Fusibles

Se muestran en los diagramas la coordinación de los fusibles de acuerdo a los cálculos de flujo de corriente y de corto circuito realizados, estos cumplen con la normativa respectiva.

Figura N° 31: Coordinación de fusibles

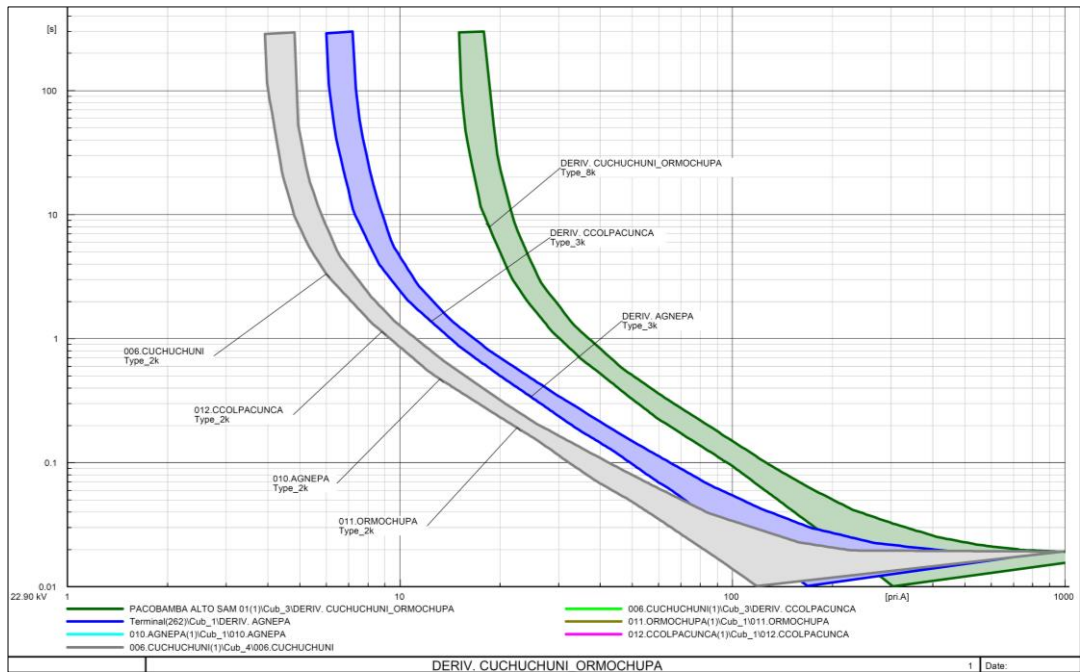


Figura N° 32: Coordinación de fusibles

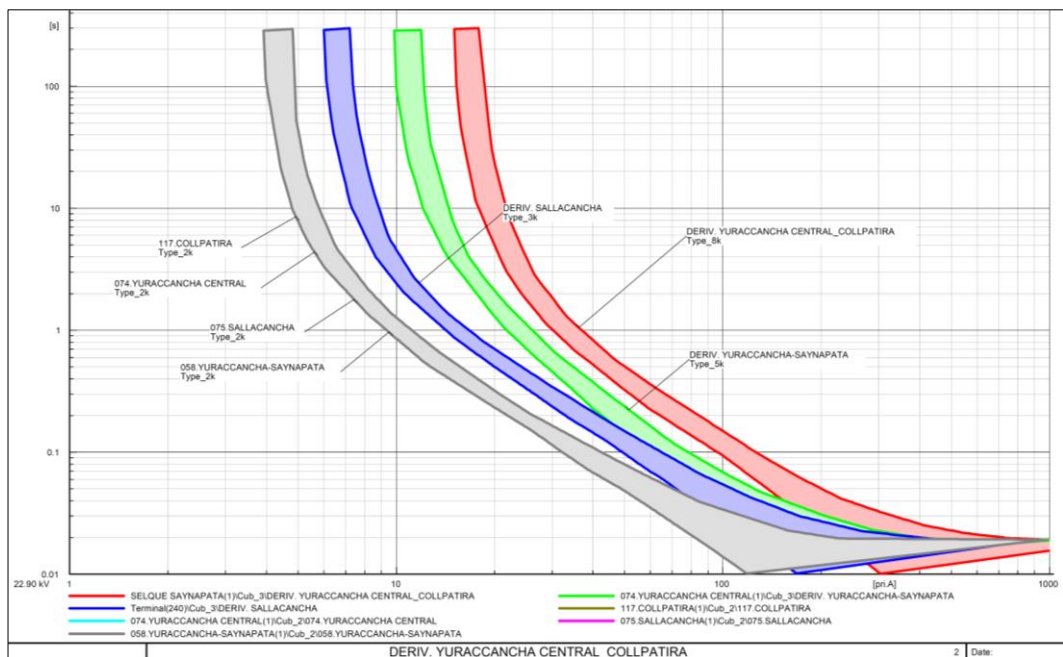




Figura N° 33: Coordinación de fusibles

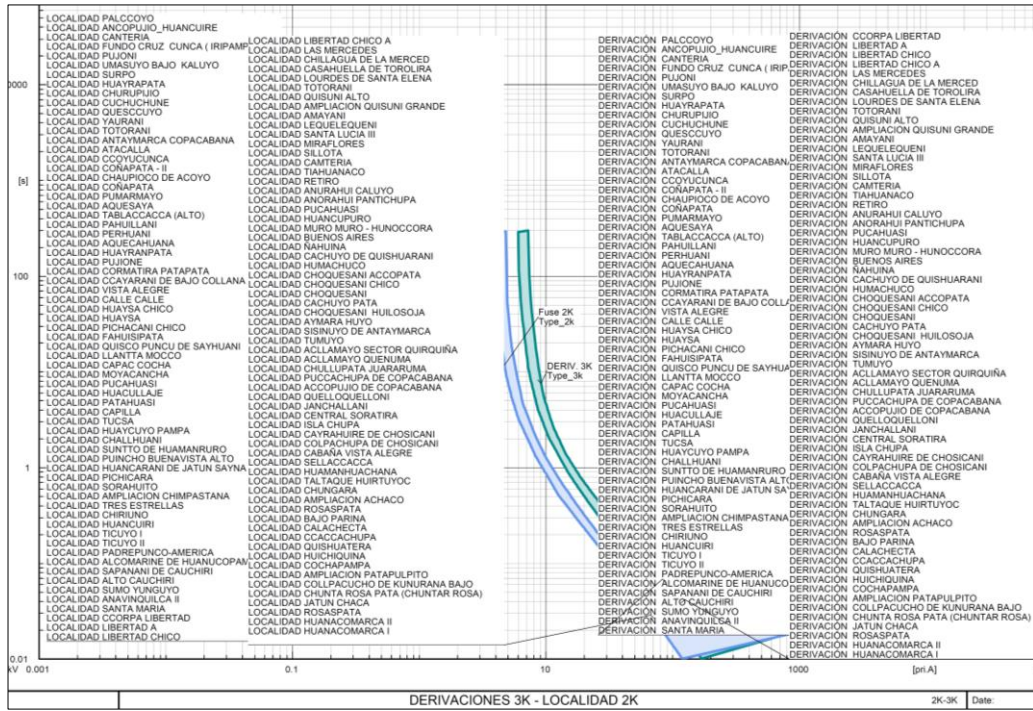


Figura N° 34: Coordinación de fusibles

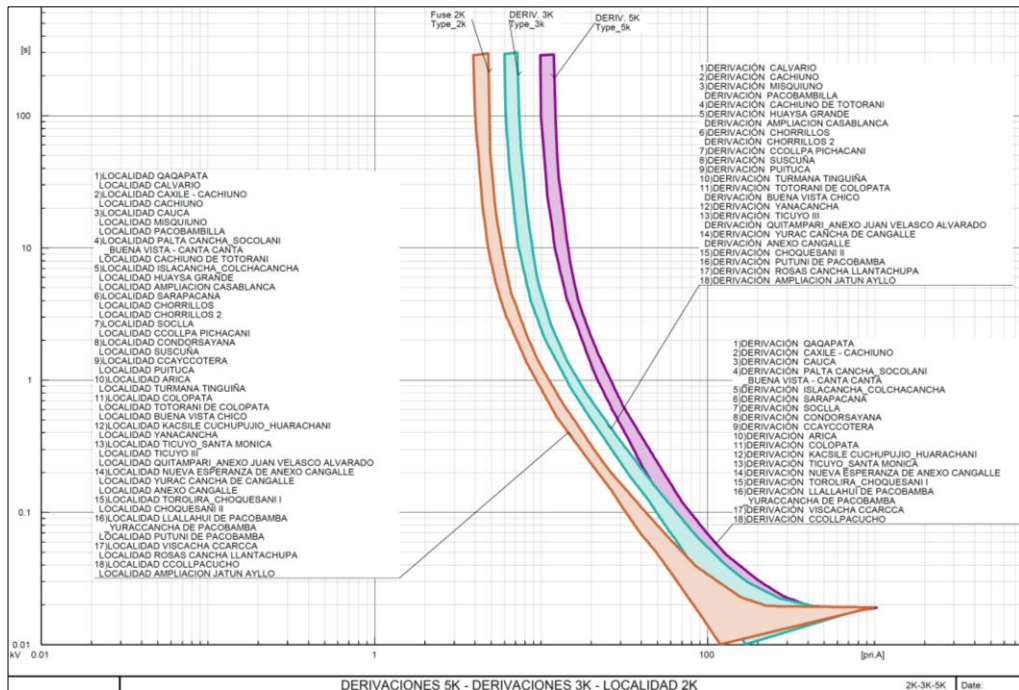


Figura N° 35: Coordinación de fusibles

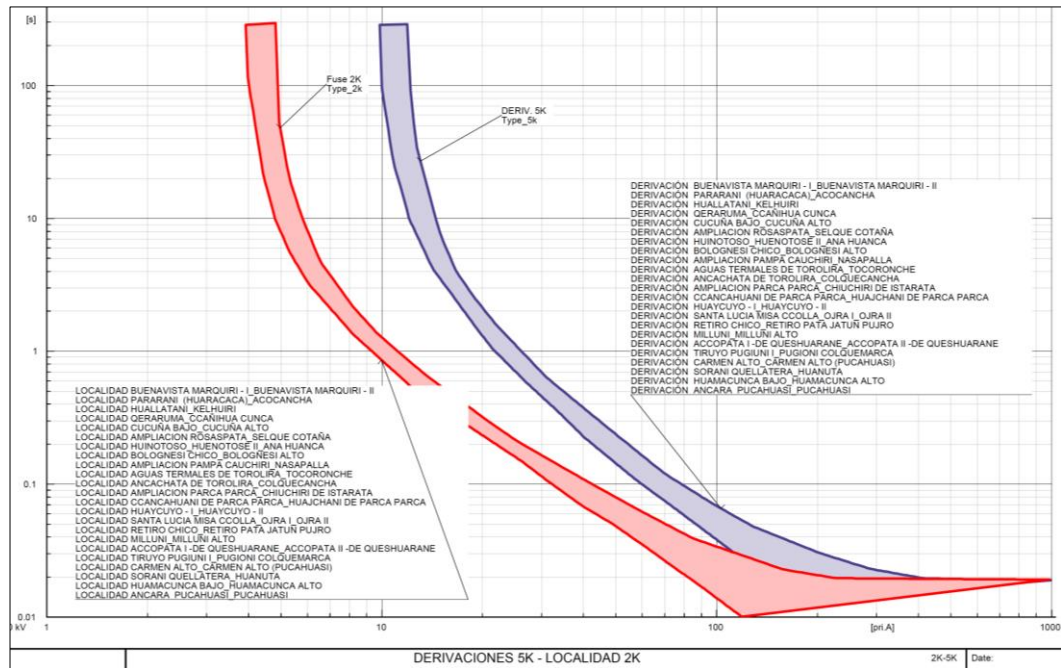


Figura N° 36: Coordinación de fusibles

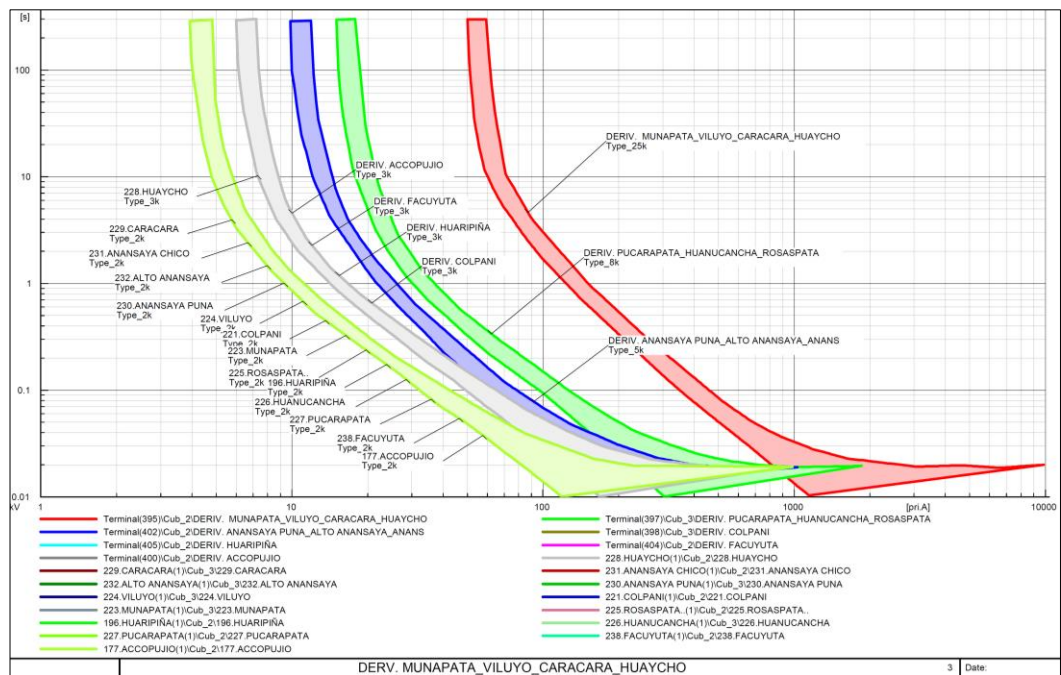


Figura N° 37: Coordinación de fusibles

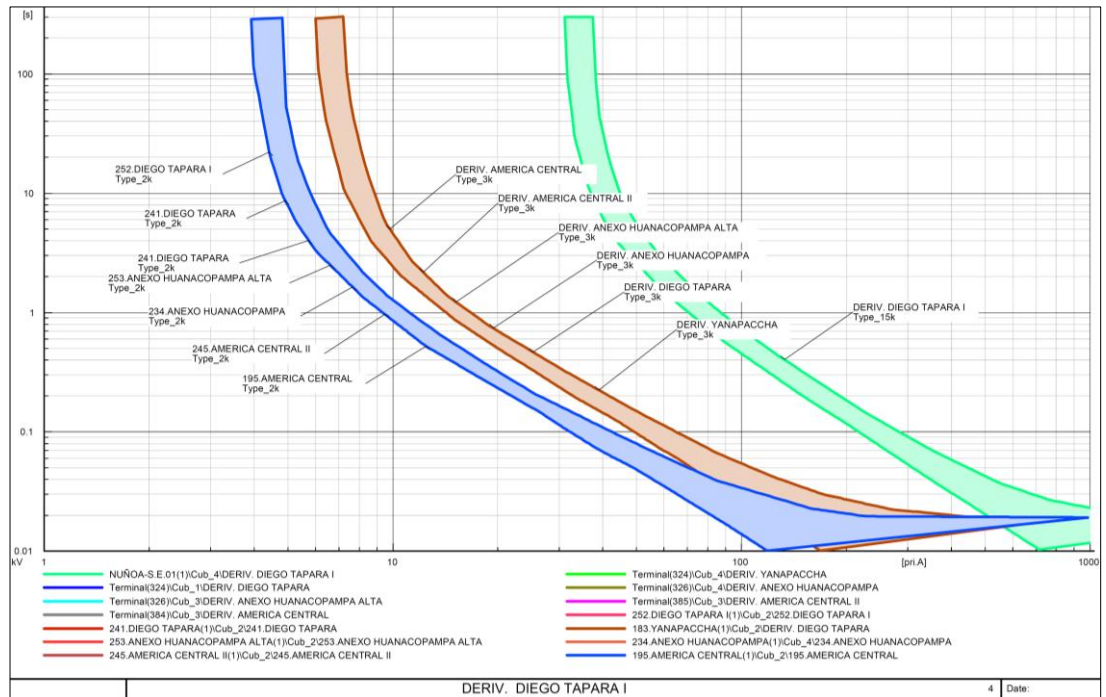
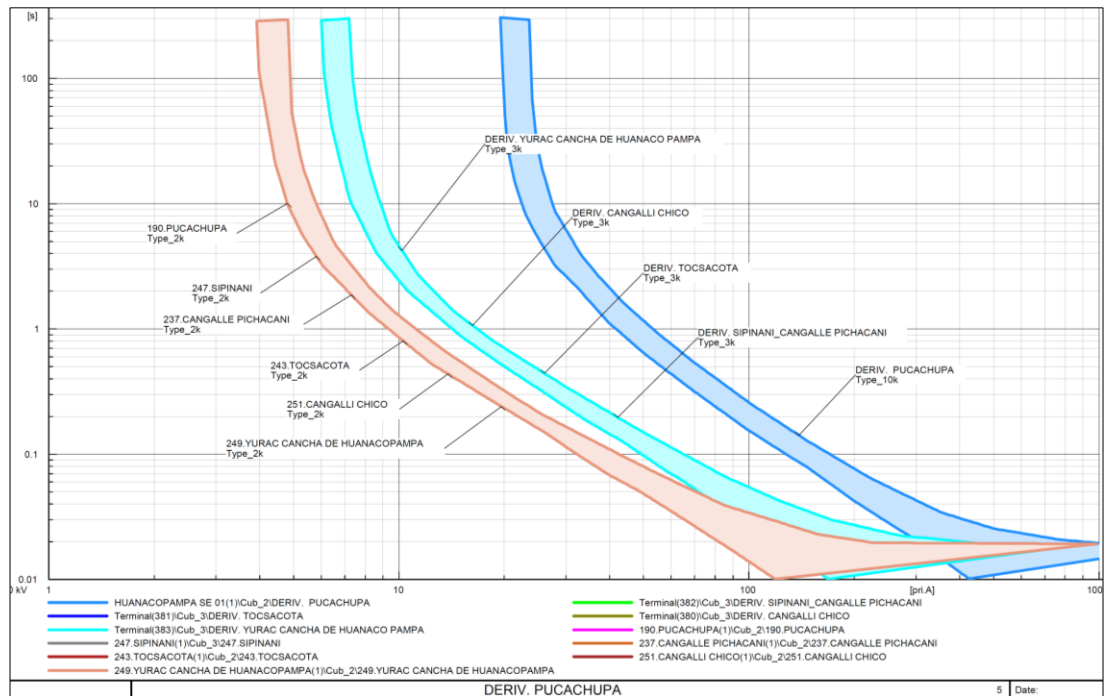


Figura N° 38: Coordinación de fusibles





V. CONCLUSIONES

- ✓ Se calculó el flujo de potencia del sistema en condiciones operativas analizando el ingreso de las cargas del Sub Sector AYAVIRI – IV, lo que produce que el sistema eléctrico Ayaviri tenga al año 1 (2019) una caída de tensión máxima de 7.52% en las localidades proyectadas, por tal razón se recomienda la instalación de un regulador de tensión que permita poder corregir la caída de tensión.
- ✓ Se realizó el análisis de cortocircuito del sistema utilizando el software DigSilent – Power Factory, para seleccionar y determinar la coordinación de los equipos de protección. Los niveles de corriente de corto circuito trifásico y monofásico que se dan en los sistemas eléctricos analizados son tolerables por los elementos de protección proyectados.
- ✓ Se estableció los ajustes y coordinación de protección utilizando el software DigSilent – Power Factory en base a la norma IEC 60909 “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna” (2001), se ha coordinado adecuadamente los fusibles de las derivaciones de las líneas con los fusibles de las subestaciones de distribución.



VI. RECOMENDACIONES

- ✓ De los resultados obtenidos en la presente investigación podemos recomendar a la empresa plantear políticas para implementar la coordinación de protección propuesta, para de esta manera poder garantizar la calidad del servicio eléctrico a los usuarios finales.
- ✓ En este estudio se desarrolló un estudio detallado de análisis de corrientes de cortocircuito y coordinación de protección con la herramienta de simulación DigSilent Power Factory 15.1, se considera de utilidad la implementación de estos cálculos en otras herramientas de simulación para análisis de cortocircuito y coordinación de protecciones, dado que existen en el mercado otra gran cantidad de software que podrían ser explorados bajo la metodología planteada en este proyecto de investigación.
- ✓ Para las próximos años (2038 en adelante) se sugiere a la concesionaria electro puno evaluar las simulaciones de flujo de potencia, teniendo en cuenta que en el año 20 (2038) la caída de tensión máxima es de 4.48%.



VII. BIBLIOGRAFÍA

- Choachi, C., & López, J. (2017). *Estudio comparativo de las normas IEC 60909-0 y ANSI/IEEE 141-4 para el cálculo de corrientes de cortocircuito en instalaciones eléctricas de uso final empleando los simuladores digilent powerfactory y etap* (pp. 1–137). UTP. www.utp.edu.co
- Das, J. (2002). Power system analysis: short-circuit load flow and harmonics. In I. Marcel Dekker (Ed.), *IEEE Power Engineering Review* (1°, Vol. 22, Issue 12). Marcel Dekker, Inc. <https://doi.org/10.1109/mper.2002.1098043>
- Davies, T. (2005). Protection of Industrial Power Systems. In ELSEVIER (Ed.), *NASPA Journal* (Second edi, Vol. 42, Issue 4). ELSEVIER. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Heirman, D., Carlo, J., & Gorman, J. (2001). IEEE Recommended Practice for Protection and Co-ordination of Industrial and Commercial Power Systems. In IEEE (Ed.), *Power Engineering Journal* (First, Vol. 1, Issue 2). IEEE. <https://doi.org/10.1049/pe:19890012>
- Hewitson, L., Brown, M., & Ramesh, B. (2004). Practical Power Systems Protection. In M. Steve Mackay FIE(Aust), CPEng, BSc (ElecEng), BSc (Hons) & T. D. – I. T. Gov. Cert. Comp. (Eds.), *NASPA Journal: Vol. I* (1°, Issue 4). Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Higinbotham, W., & Hohn, J. (2004). *IEEE Guide for Power System Protective Relay Applications of Audio Tones Over Voice Grade Channels* (IEEE (ed.); 1°, Vol. 2004). IEEE.
- IEC 6009-0. (2002). *Norma Internacional IEC 60909-0* (p. 65). CEI AENOR.



- Lukowicz, M., Magott, J., & Skrobanek, P. (2007). Analysis of timing properties of electrical power system protection. In *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)* (Vol. 1, Issue PART 1). IFAC. <https://doi.org/10.3182/20070613-3-FR-4909.00009>
- Mohamed E, & El-Hawary. (2008). *Introduction to Electrical Power Systems* (Mohamed E. El-Hawary (ed.); Second Edi). John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey. www.wiley.com.
- Mujal, R. (2002). *Protección de sistemas eléctricos de potencia* (S. Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya (ed.); Primera ed). Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, SL. www.edicionsupc.es
- Prévé, C. (2006). Protection of Electrical Networks. In I. USA (Ed.), *Protection of Electrical Networks* (First). ISTE USA. <https://doi.org/10.1002/9780470612224>
- Sampieri, R. H., Collado, C. F., & Lucio, M. del P. B. (2010). *METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN* (S. A. D. C. . McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES (ed.); Quinta edi). McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- Sari, T. P., Priyadi, A., Pujiantara, M., & Purnomo, M. H. (2020). Enhancing the coordination of reverse power, overcurrent, under-frequency, and under-voltage relays using transient stability analysis in real plant applications. *Ain Shams Engineering Journal*, *11*(1), 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.06.001>
- Schlabbach, J. (2005). Short-circuit currents. In B. Library (Ed.), *Short-Circuit Currents* (1°). British Library. <https://doi.org/10.1049/PBPO051E>



ANEXOS

- Anexo N°1:** Consumo de Potencia Activa de las Localidades Proyectadas
- Anexo N°2:** Listado de las Fases de los Transformadores de Distribución / Balance de Carga.
- Anexo N°3:** Perfiles de Tensión y Caída de Tensión en los Transformadores de Distribución.
- Anexo N°4:** Resultados de Cortocircuito Trifásico y Monofásico en los Transformadores de Distribución.
- Anexo N°5:** Norma Internacional CEI-IEC 60909-0.