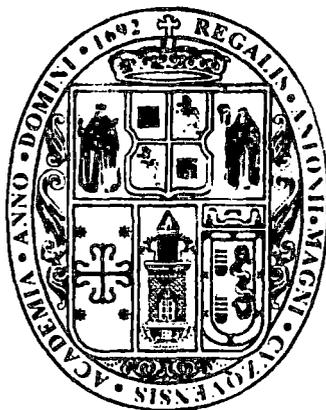


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO  
ABAD DEL CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
MECÁNICA Y MINAS**

**CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS:**

**“AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y  
MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL  
ALIMENTADOR SM - 03, VILCABAMBA, LA  
CONVENCIÓN - CUSCO”**

**Presentado por:**

**Br. Ing. MARCO ANTONIO MECHE COLQUE**

**Br. Ing. WILLY FERRER VARGAS VELASQUEZ**

**Para optar al Título Profesional de:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**Asesor:**

**Ing. DONATO MAMANI PARI**

**TESIS FINANCIADA POR LA UNSAAC**

**CUSCO - PERÚ**

**2015**

## **AGRADECIMIENTOS**

Son muchas las personas que han contribuido directa e indirectamente en la realización de esta Tesis, y a las que quisiéramos expresar nuestra gratitud de manera muy especial.

Esta tesis, si bien ha requerido de mucho esfuerzo y dedicación por parte nuestra y de nuestro asesor de tesis Ing. Donato Mamani Pari, no hubiese sido posible en su culminación sin la cooperación desinteresada de todas y cada una de las personas que leyendo, opinando, teniéndonos paciencia y sobretodo dándonos ánimo en los momentos más críticos, agradecemos:

A los docentes de la carrera profesional de Ingeniería Eléctrica, quienes colaboraron en nuestra formación profesional durante toda nuestra vida universitaria.

A los ingenieros de Electro Sur Este S.A.A., EGEMSA y particulares, quienes nos abrieron las puertas para para adquirir datos, absolvernos dudas y brindándonos su colaboración en todo el proceso de elaboración.

Y finalmente, pero no menos importante agradecemos a nuestras familias, por brindarnos todo su apoyo de manera desprendida, que sin ellos no hubiera sido posible la consolidación de la presente Tesis.

**Gracias a todos de corazón**

## **DEDICATORIA**

A dios, que ilumina y guía mi camino;

A mi Madre; mi Padre; y a mis hermanos.

*Marco A. Meche Ccolqque*

## **DEDICATORIA**

Con mucho cariño a toda mi familia.

A mis Padres, por todo el amor que me dan,

A mis hermanos y sobrinos, por todo su apoyo incondicional y

A mi compañera por creer siempre en mí.

*Willy Ferrer Vargas Velásquez*

## PRESENTACIÓN

Señor. Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Mecánica y Minas de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Señores miembros del Jurado.

De conformidad al Reglamento de Grados y Títulos de la Carrera Profesional de Ingeniería Eléctrica, ponemos a vuestra consideración la Tesis titulada "**Ampliación del Sistema Eléctrico y Mejoramiento de la Confiabilidad del Alimentador SM – 03, Vilcabamba, La Convención – Cusco**", para optar al título de Ingeniero Electricista.

Debido al acelerado crecimiento de los sistemas eléctricos de distribución, se está adquiriendo una mayor importancia del componente protección de estos sistemas, ya que la continuidad en el servicio de los sistemas de distribución es de vital importancia, debido a la cada vez mayor demanda al consumo de energía eléctrica en los habitantes del distrito de Vilcabamba. Actualmente el alimentador SM – 03 mantiene una estadística de fallas más de lo normal; perjudicando los ámbitos laborales, educativos y domésticos en los habitantes del distrito de Vilcabamba. Por esta razón, el objetivo de este estudio es evaluar y proponer el mejoramiento de la confiabilidad del sub sistema eléctrico del distrito de Vilcabamba ante una ampliación considerable en este sub sistema eléctrico.

Es así que la presente tesis contribuirá sustancialmente en el mejoramiento de la calidad de vida de los pobladores de las cuencas de Incahuasi y Vilcabamba, con un adecuado servicio en el suministro de energía eléctrica.

Por todo esto, esperamos que este trabajo elaborado con esfuerzo tenga la acogida deseada y sirva de consulta para todas las personas que se interesen por este tema.

**LOS AUTORES**

## RESUMEN

El presente trabajo de tesis nace como una necesidad al tener conocimiento de la falta del servicio de energía eléctrica en toda la cuenca de Incahuasi, para esto se decidió ampliar los alimentadores en media tensión más cercanos e interconectarlos para mejorar la confiabilidad, para lo cual se tomaron aspectos técnicos y económicos. Y de esta manera se realizó un diagnóstico del alimentador actual para luego seleccionar y desarrollar la mejor alternativa para suplir la necesidad por el servicio de energía eléctrica, y de satisfacer las demandas futuras de los habitantes de las cuencas ubicadas en el distrito de Vilcabamba, Provincia de La Convención, departamento del Cusco.

A continuación se describe el contenido de cada capítulo desarrollado en el presente trabajo de tesis:

**Capítulo I**, en este capítulo se presenta la problemática, la formulación del problema, hipótesis y los objetivos, tanto generales y específicos, que derivan de la problemática, así como la respectiva metodología de investigación aplicada.

**Capítulo II**, en este capítulo se presenta los fundamentos teóricos de todos los eventos a desarrollarse, así como el conocimiento práctico de todos los componentes a intervenir para el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo de tesis.

**Capítulo III**, en este capítulo se realizó el diagnóstico actual del alimentador SM – 03, alimentador que inicia en la subestación de transformación de Santa María y que alimenta de energía eléctrica en 22.9 KV a la cuenca de Vilcabamba y que también será el punto de alimentación para suministrar el servicio de energía eléctrica a la cuenca de Incahuasi, presentando los componentes de la subestación de transformación y del alimentador; describir la estadística de fallas registradas y analizar la confiabilidad actual de este alimentador.

**Capítulo IV**, en este capítulo se describieron y se compararon tanto técnicamente como económicamente las alternativas de solución para satisfacer la necesidad de contar con el servicio de energía eléctrica de los pobladores de la cuenca de Incahuasi, tanto en 22.9 KV y 460/230 V y 400/230 V.

**Capítulo V**, en este capítulo se desarrolló la alternativa escogida, describiendo la ampliación del sistema eléctrico hacia la cuenca de Incahuasi y proponiendo un nuevo sistema de protección y un mejoramiento de la confiabilidad en base a una interconexión de los alimentadores en 22.9 KV de las subestaciones de transformación de Santa María y de Tamburco.

Mencionamos que a partir del capítulo III, se emiten resúmenes por cada capítulo y al final se indicaron las conclusiones y recomendaciones de la presente tesis, así como la bibliografía y la adjunción de los anexos.

## **ABSTRACT**

This thesis was born as a need to be aware of the lack of electrical service throughout the valley of Incahuasi, for this it was decided to expand the feeders in medium closest voltage and interconnect to improve reliability, for which they took technical and economic aspects. And so a diagnosis of the current feeder and then select and develop the best alternative to meet the need for electricity service was held , and meet the future demands of the inhabitants of these valleys located in the district of Vilcabamba , province La Convencion , department of Cusco.

## CONTENIDO

<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>1</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>2</b>
<b>PRESENTACIÓN</b> .....	<b>4</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>5</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>7</b>

## CAPITULO I ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCION .....	19
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	20
1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA .....	20
1.3.1. PROBLEMAS ESPECÍFICOS .....	20
1.4. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA .....	21
1.5. OBJETIVOS .....	22
1.5.1. OBJETIVO GENERAL .....	22
1.5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	22
1.6. VARIABLES E INDICADORES .....	22
1.6.1. VARIABLES INDEPENDIENTES .....	22
1.6.2. VARIABLES DEPENDIENTES .....	23
1.7. HIPOTESIS .....	23
1.7.1. HIPOTESIS GENERAL .....	23
1.7.2. HIPOTESIS ESPECÍFICAS .....	23
1.7.3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO .....	24
1.8. ÁMBITO GEOGRAFICO .....	24
1.9. ALCANCES .....	25
1.10. LIMITACIONES .....	25
1.11. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN .....	25
1.11.1. POBLACIÓN Y MUESTRA .....	26
1.11.2. TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS .....	26
1.11.3. PROCESAMIENTO DE DATOS .....	27
1.11.4. ANÁLISIS DE DATOS .....	27
1.12. MATRIZ DE CONSISTENCIA .....	27

## **CAPITULO II**

### **FUNDAMENTO TEÓRICO**

2.1. INTRODUCCIÓN .....	29
2.2. NORMAS UTILIZADAS, TERMINOLOGÍA Y SIMBOLOGÍA .....	30
2.2.1. TERMINOLOGIA .....	31
2.2.2. SIMBOLOGÍA DE DISPOSITIVOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN ..	34
2.3. COMPONENTES SIMÉTRICAS .....	38
2.4. TEORIA DE FALLAS DE SOBRECORRIENTE A TIERRA .....	41
2.4.1. FALLAS DE SOBRECORRIENTE .....	41
2.4.2. FALLAS A TIERRA .....	43
2.5. MODELAMIENTO DE LOS EQUIPOS PARA EL CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO .....	47
2.5.1. MODELAMIENTO DEL TRANSFORMADOR .....	47
2.5.2. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....	48
2.6. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC) .....	49
2.6.1. PUNTO DE SATURACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	51
2.6.2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE .....	53
2.6.3. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO TOROIDAL .....	54
2.7. SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y REQUISITOS DE LOS RELÉS .....	54
2.7.1. REQUISITOS PARA UN FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO DEL RELÉ .....	54
2.7.2. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DEL RELÉ .....	60
2.7.3. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS .....	61
2.7.4. FUNCIONES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN .....	62
2.7.5. PRINCIPIOS DE APLICACIÓN DE LOS RELÉS .....	62
2.8. FUSIBLES .....	65
2.8.1. TIPOS DE FUSIBLES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	67
2.8.2. RELACIÓN DE RAPIDEZ .....	67
2.9. RECONECTADOR (RECLOSER) .....	68
2.9.1. FACTORES A CONSIDERAR PARA LA APLICACIÓN DEL RECLOSER .....	68
2.9.2. POSICIONES DEL RECONECTADOR EN EL SISTEMA .....	69
2.10. REGULADOR DE TENSION .....	70
2.11. MODELAMIENTO DE LA RED MEDIANTE INDICADORES DEC Y FEC ..	71
2.11.1. ESTRUCTURA TOPOLÓGICA .....	71
2.11.2. CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS .....	72
2.11.3. CLASIFICACIÓN DE ESTADOS .....	75
2.12. DETERMINACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS .....	76
2.12.1. DETERMINACIÓN DE ESTADOS .....	76
2.13. EVALUACIÓN DE ESTADOS .....	78

### **CAPITULO III**

#### **DIAGNOSTICO ACTUAL DEL ALIMENTADOR SANTA MARÍA 03**

3.1.	INTRODUCCION .....	82
3.2.	UBICACIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03 .....	82
3.3.	DATOS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR SM – 03 .....	83
3.4.	DESCRIPCIÓN DEL TRAZO DE LA LINEA ACTUAL.....	83
3.5.	DIAGNÓSTICO FÍSICO DEL ALIMENTADOR SM – 03 .....	84
3.5.1.	POSTES .....	84
3.5.2.	CRUCETAS .....	85
3.5.3.	AISLADORES.....	85
3.5.4.	CONDUCTOR .....	85
3.5.5.	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	86
3.5.6.	RETENIDAS .....	87
3.5.7.	SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	88
3.5.8.	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	88
3.5.9.	MANTENIMIENTO ACTUAL.....	89
3.6.	CORTE EN EL SUMINISTRO Y ESTADISTICA DE FALLAS DEL ALIMENTADOR SM – 03 REGISTRADAS POR EL CENTRO DE CONTROL DE ELSE .....	89
3.6.1.	CORTES POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO .....	91
3.6.2.	CORTE POR MANTENIMIENTO .....	92
3.6.3.	CORTE POR FALLA EN EL SISTEMA.....	92
3.6.4.	CORTE POR FALLA A CAUSA DE FENOMENOS NATURALES .....	93
3.6.5.	CORTE POR ACCION DE TERCEROS.....	93
3.6.6.	CORTE POR FALLA EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA .....	94
3.6.7.	ESTUDIO DE LAS FALLAS REGISTRADAS POR EL CENTRO DE CONTROL DE ELSE DURANTE EL AÑO 2011 AL AÑO 2013.....	94
3.6.8.	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN SANTA MARÍA.....	100
3.6.9.	CAÍDA DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03 ACTUAL.....	112
3.7.	CARGABILIDAD DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACIÓN SANTA MARIA.....	113
3.8.	INDICADORES DE CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR SM – 03.....	114
3.8.1.	ANALISIS CON LOS INDICADORES DEC Y FEC.....	114
3.8.2.	INDICADORES NORMALIZADOS "SAIFI Y SAIDI" POR OSINERGMIN .....	118
3.9.	RESUMEN CAPITULO III .....	123

## **CAPITULO IV**

### **ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CUENCA DE INCAHUASI**

4.1.	INTRODUCCIÓN .....	125
4.2.	ZONA DE ESTUDIO .....	126
4.2.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	126
4.2.2.	CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS.....	126
4.2.3.	VIAS DE ACCESO A LA CUENCA DE INCAHUASI .....	127
4.2.4.	ASPECTO ECONÓMICO PRODUCTIVO .....	127
4.2.5.	POBLACIÓN BENEFICIADA .....	127
4.2.6.	DEMANDA ELECTRICA DE LA CUENCA DE INCAHUASI .....	128
4.3.	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA CUENCA DE INCAHUASI .....	129
4.4.	DESARROLLO DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN .....	130
4.4.1.	INSTALACIÓN DE UNA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	130
4.4.2.	INSTALACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	142
4.4.3.	AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 60 KV.....	148
4.4.4.	AMPLIACIÓN MEDIANTE ALIMENTADORES EN 22.9 KV .....	149
4.4.5.	COMPARACIÓN ECONÓMICA ENTRE ALTERNATIVAS.....	153
4.5.	RESUMEN CAPÍTULO IV.....	154

## **CAPITULO V**

### **AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD**

5.1.	INTRODUCCIÓN .....	155
5.2.	POBLACIÓN BENEFICIADA .....	157
5.3.	NORMATIVA UTILIZADA .....	158
5.4.	ALCANCES DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	159
5.4.1.	IMPLEMENTACIÓN DE LA LÍNEA PRIMARIA.....	159
5.4.2.	IMPLEMENTACIÓN DE LAS REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES .....	159
5.4.3.	IMPLEMENTACIÓN DE LAS REDES SECUNDARIAS Y CONEXIONES DOMICILIARIAS .....	160
5.5.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (ALIMENTADOR SM – 03).....	160
5.6.	DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (ALIMENTADOR SM – 03) .....	163
5.6.1.	GENERALIDADES .....	163
5.6.2.	FACTORES CONSIDERADOS EN EL DISEÑO .....	163

5.6.3.	CÁLCULO ELÉCTRICO Y MECÁNICO DE LA LÍNEA Y REDES PRIMARIAS .....	163
5.6.4.	CÁLCULO ELÉCTRICO DE LAS REDES SECUNDARIAS.....	187
5.7.	ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	194
5.7.1.	ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DEC Y FEC CON LA AMPLIACION DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	194
5.8.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03.....	198
5.9.	MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD .....	200
5.9.1.	SISTEMA CON ALTERNATIVA DE ALIMENTACIÓN.....	200
5.9.2.	CARGABILIDAD PARA LA PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD .....	206
5.9.3.	PREVENCIÓN SOBRE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	207
5.9.4.	PREVENCIÓN SOBRE CONTACTO CON VEGETACIÓN .....	208
5.9.5.	MEJORAMIENTO DE LOS INDICADORES SAIFI Y SAIDI DEL ALIMENTADOR SM – 03 CON LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	209
5.10.	RESUMEN CAPITULO V.....	212
	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>213</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>215</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>216</b>
	<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS.....</b>	<b>217</b>
	<b>PRINCIPALES SIGLAS Y ABREVIATURAS.....</b>	<b>219</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>221</b>

## INDICE DE CUADROS

N° 01: Ubicación geográfica de la cuenca de Incahuasi	Pág. 25
N° 02: Sufijos ANSI para cantidades actuantes	Pág. 35
N° 03: Simbología según normas ANSI/IEEE e IEC/DGE	Pág. 37
N° 04: Tiempos de actuación del interruptor SACE	Pág. 59
N° 05: Interrupciones aportadas, según tipo de elemento	Pág. 79
N° 06: Tiempos de interrupción	Pág. 80
N° 07: Sección del conductor por tramos	Pág. 86
N° 08: Total de cortes registrados por año en el periodo de estudio	Pág. 89
N° 09: Frecuencia de interrupciones y su duración	Pág. 90
N° 10: Total de cortes por expansión o Reforzamiento	Pág. 92
N° 11: Total de cortes por mantenimiento	Pág. 92
N° 12: Total de fallas ocurridas en el sistema	Pág. 93
N° 13: Total de fallas a causa de fenómenos naturales	Pág. 93
N° 14: Total de fallas a causa de la acción por terceros	Pág. 94
N° 15: Total de fallas en la operación del sistema	Pág. 94
N° 16: Total de cortes realizados por la concesionaria	Pág. 95
N° 17: Total de fallas registradas por la concesionaria	Pág. 95
N° 18: Cantidad total de fallas registradas por cada mes del año	Pág. 96
N° 19: Tipos de fallas registradas por la concesionaria por año	Pág. 97
N° 20: Cantidad de fallas homopolares por año	Pág. 98
N° 21: Cantidad de fallas trifásicas y bifásicas por año	Pág. 99
N° 22: Coordenadas UTM – WGS84 Subestación de Santa María	Pág. 100
N° 23: Características técnicas del transformador de potencia	Pág. 102
N° 24: Descripción de la figura N° 37	Pág. 105
N° 25: Caída de tensión actual del alimentador SM – 03	Pág. 112
N° 26: Cargabilidad de la Subestación de transformación Santa María	Pág. 113
N° 27: Matriz de Estados resumida	Pág. 116
N° 28: Tasas de falla (falla/año)	Pág. 116
N° 29: Tiempos de interrupción de servicio (horas)	Pág. 116
N° 30: Tiempos de indisponibilidad de servicio	Pág. 117
N° 31: Resumen de índices	Pág. 117
N° 32: Indicadores SAIFI y SAIDI durante el 2011	Pág. 119
N° 33: Indicadores SAIFI y SAIDI durante el 2012	Pág. 120
N° 34: Indicadores SAIFI y SAIDI durante el 2013	Pág. 121
N° 35: Desempeño Esperado (DE)	Pág. 122
N° 36: Indicadores SAIFI y SAIDI durante los años 2011 al 2013	Pág. 122
N° 37: Condiciones climatológicas en la cuenca de Incahuasi	Pág. 126
N° 38: Cantidad beneficiarios por localidades en la cuenca de Incahuasi	Pág. 128
N° 39: Demanda eléctrica aproximada de la cuenca de Incahuasi	Pág. 129

N° 40: Presupuesto referencial de la infraestructura eléctrica para la cuenca de Incahuasi	Pág. 130
N° 41: Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su potencia hasta 5000 KW	Pág. 131
N° 42: Valores referenciales para la tubería forzada	Pág. 136
N° 43: Características técnicas de las turbinas en la minicentral	Pág. 137
N° 44: Características y valores técnicos de los generadores de la Minicentral	Pág. 138
N° 45: Características técnicas del transformador de distribución de la minicentral	Pág. 138
N° 46: Presupuesto referencial para la instalación de una minicentral hidroeléctrica en la cuenca de Incahuasi	Pág. 140
N° 47: Características eléctricas y físicas de los Módulos Fotovoltaicos	Pág. 142
N° 48: Características técnicas y físicas del regulador	Pág. 143
N° 49: Características técnicas y físicas del regulador	Pág. 144
N° 50: Características técnicas y físicas del Inversor de Onda Senoidal	Pág. 145
N° 51: Presupuesto referencial para una Generación Fotovoltaica	Pág. 146
N° 52: Presupuesto referencial para la ampliación de línea de transmisión en 60 KV, Santa María – Amaybamba	Pág. 148
N° 53: Datos línea primaria Cachora – Paccaypata	Pág. 149
N° 54: Presupuesto referencial línea primaria Cachora – Paccaypata	Pág. 150
N° 55: Datos línea primaria Yanahuanca – Choquetira	Pág. 150
N° 56: Presupuesto referencial línea primaria Yanahuanca – Choquetira	Pág. 151
N° 57: Localidades de la comunidad de Arma que se beneficiarían	Pág. 151
N° 58: Comparación económica entre las cinco alternativas de solución	Pág. 152
N° 59: Localidades y/o sectores a electrificar en la cuenca de Incahuasi	Pág. 155
N° 60: Cantidad beneficiarios por sectores a electrificar en la cuenca de Incahuasi	Pág. 156
N° 61: Factores considerados para la ampliación del sistema eléctrico	Pág. 162
N° 62: Caída de tensión de la ampliación del alimentador SM – 03	Pág. 163
N° 63: Cálculo mecánico de las estructuras para la ampliación del sistema Eléctrico	Pág. 164
N° 64: Resultados del aislador tipo PIN a escoger	Pág. 167
N° 65: Resultados del aislador tipo suspensión a escoger	Pág. 168
N° 66: Cálculo de corto circuito monofásico a tierra, bifásico a tierra y trifásico en nodos del alimentador SM – 03 en 22.9 KV propuesto	Pág. 170
N° 67: Configuración propuesta para el relé SEG, para fallas bifásicas y Trifásicas	Pág. 171
N° 68: Configuración propuesta para el relé SEG, para fallas Homopolares	Pág. 171
N° 69: Configuración propuesta para los relés SEL- 351 para fallas bifásicas y trifásicas	Pág. 172

N° 70: Configuración propuesta para los relés SEL- 351 para fallas bifásicas y trifásicas	Pág. 173
N° 71: Selección de los fusibles para el nuevo alimentador SM – 03	Pág. 175
N° 72: Tiempos de actuación de los relés y fusibles de la ampliación del alimentador SM – 03	Pág. 177
N° 73: Tiempos de actuación de los relés de la ampliación del alimentador SM – 03 para fallas entre fases	Pág. 178
N° 74: Caídas de tensión y corrientes por fases en los sectores más alejados de la ampliación del alimentador SM – 03	Pág. 186
N° 75: Caída de tensión de los sectores de la cuenca de Incahuasi	Pág. 187
N° 76: Resumen de beneficiarios y consumo proyectado para los 30 sectores de la cuenca de Incahuasi	Pág. 192
N° 77: Tasas de falla (falla/año) con la ampliación	Pág. 195
N° 78: Tiempos de interrupción de servicio (horas) con la ampliación	Pág. 195
N° 79: Tiempos de indisponibilidad de servicio con la ampliación	Pág. 196
N° 80: Resumen de índices con la ampliación	Pág. 196
N° 81: Matriz de Estados resumida con alternativa de alimentación	Pág. 201
N° 82: Tasa de falla con alternativa de alimentación	Pág. 202
N° 83: Tiempos de Interrupción con alternativa de alimentación	Pág. 202
N° 84: Indisponibilidades de servicio con alternativa de alimentación	Pág. 202
N° 85: Resumen de índices de confiabilidad con alternativa de Alimentación	Pág. 203
N° 86: Cargabilidad de las Subestaciones de transformación cercana a la cuenca de Incahuasi para el año 2014	Pág. 205
N° 87: Relación de especies arbóreas y arbustivas del distrito de Vilcabamba	Pág. 207
N° 88: Mejoramiento de los indicadores SAIFI y SAIDI por año	Pág. 209
N° 89: Mejoramiento y variación porcentual de los indicadores SAIFI y SAIDI por años	Pág. 209

## INDICE DE FIGURAS

N° 01: Ubicación del distrito de Vilcabamba	Pág. 24
N° 02: Representación del relé según norma DGE e IEC	Pág. 35
N° 03: Componente asimétrica	Pág. 39
N° 04: Componente de secuencia positiva	Pág. 39
N° 05: Componente de secuencia negativa	Pág. 39
N° 06: Componente de secuencia cero	Pág. 39
N° 07: Tipos fundamentales de cortocircuito	Pág. 42
N° 08: Diagrama de conexiones de los segmentos, para una falla monofásica a tierra	Pág. 44
N° 09: Redes de secuencia interconectadas	Pág. 45
N° 10: Diagrama de conexiones de los segmentos, para una falla bifásica a tierra	Pág. 46
N° 11: Modelo por fase del transformador de dos devanados	Pág. 47
N° 12: Secuencia positiva, negativa y cero para un transformador de dos devanados en conexión $\Delta-Y_4$	Pág. 48
N° 13: Modelo por fase de una línea de transmisión	Pág. 49
N° 14: Transformador de corriente	Pág. 49
N° 15: Transformador de corriente conectado al Burden	Pág. 50
N° 16: Circuito equivalente del transformador de corriente	Pág. 50
N° 17: Curva de excitación según la EEC	Pág. 52
N° 18: Curva de excitación según ANSI/IEEE	Pág. 52
N° 19: Nomenclatura de TC según norma IEC	Pág. 53
N° 20: Transformador de corriente tipo toroidal	Pág. 54
N° 21: Selectividad amperimétrica	Pág. 57
N° 22: Selectividad cronométrica	Pág. 58
N° 23: Curvas características de los relés en magnitud y tiempo	Pág. 61
N° 24: Esquema unifilar de un sistema con la división en zonas de las protecciones primarias	Pág. 64
N° 25: Curvas características de operación de fusibles	Pág. 66
N° 26: Secuencia típica para un reconectador hasta su bloqueo	Pág. 68
N° 27: Comportamiento de un regulador de tensión en una línea de distribución en 22.9.KV	Pág. 71
N° 28: Red de Distribución y Modelo de Red	Pág. 72
N° 29: Total de cortes registrados en el periodo de estudio	Pág. 90
N° 30: Cantidad de cortes ocurridos por cada hora del día	Pág. 91
N° 31: Cantidad de Fallas ocurridas por año	Pág. 95
N° 32: Cantidad de fallas por meses durante el periodo de estudio	Pág. 96
N° 33: Porcentajes de los tipos de fallas ocurridas en el alimentador SM-03	Pág. 97

N° 34: Porcentajes de los tipos de fallas homopolares en el alimentador SM-03	Pág. 98
N° 35: Porcentajes de las fallas trifásicas y bifásicas en el alimentador SM-03	Pág. 99
N° 36: Diagrama Unifilar Subestación de Transmisión Santa maría	Pág. 101
N° 37: Diagrama Unifilar del sistema de protección subestación Santa María	Pág. 104
N° 38: Tipo de conexionado del relé SEL – 351R	Pág. 107
N° 39: Distribución de los relés en la salida de los alimentadores en 22.9 KV de la subestación de Santa María	Pág. 110
N° 40: Configuración del relé SEG-CSP2 de llegada en el alimentador de 22.9 KV para fallas homopolares	Pág. 111
N° 41: Configuración del relé SEL-351RSM en las salidas de los alimentadores de 22.9 KV para fallas homopolares	Pág. 112
N° 42: Topología del alimentador SM – 03	Pág. 114
N° 43: Modelamiento del alimentador SM – 03	Pág. 115
N° 44: Comportamiento del indicador SAIFI por años	Pág. 122
N° 45: Comportamiento del indicador SAIDI por años	Pág. 123
N° 46: Ubicación de la Minicentral Hidroeléctrica sobre el río Cochapata	Pág. 131
N° 47: Minicentral hidroeléctrica del tipo fluyente	Pág. 132
N° 48: Bocatoma de captación de agua en forma lateral	Pág. 133
N° 49: Segmento del canal de conducción de concreto	Pág. 133
N° 50: Modelo de desarenador	Pág. 134
N° 51: Modelo de cámara de carga expuesta	Pág. 135
N° 52: Coordinación de protección para la derivación en el sector de Chaullay de los relés SEG y SEL 01 para fallas homopolares	Pág. 178
N° 53: Coordinación de protección para el sector de Pucyura entre los relés SEG, SEL 01 y SEL 02 para fallas homopolares	Pág. 179
N° 54: Coordinación de protección para el sector de Paccopata entre los relés SEL 02 y SEL 03 para fallas homopolares	Pág. 180
N° 55: Coordinación de protección para la derivación en el sector de Chaullay de los relés SEG y SEL 01 para fallas entre fases	Pág. 181
N° 56: Coordinación de protección para el sector de Pucyura entre los relés SEG, SEL 01 y SEL 02 para fallas entre fases	Pág. 182
N° 57: Coordinación de protección para el sector de Paccopata entre los relés SEL 02 y SEL 03 para fallas entre fases	Pág. 183
N° 58: Coordinación de protección para la derivación de Apaylla – Erapata entre el relé SEL 03 y el fusible para fallas entre fases	Pág. 184
N° 59: Coordinación de protección para la derivación de Naranjal entre los relés SEL 02, SEL 03 y el fusible para fallas entre fases	Pág. 185
N° 60: Alimentador SM – 03 con la ampliación de Incahuasi	Pág. 194

N° 61: Modelamiento del alimentador SM – 03 con alternativa de alimentación	Pág. 194
N° 62: Sistema Radial del alimentador SM – 03 con alternativa de Alimentación	Pág. 200
N° 63: Modelamiento del alimentador SM – 03 con alternativa de Alimentación	Pág. 200
N° 64: Comparación del comportamiento del indicador FEC para un sistema radial puro y uno con alternativa de alimentación	Pág. 204
N° 65: Comparación del comportamiento del indicador DEC para un sistema radial puro y uno con alternativa de alimentación	Pág. 205
N° 66: Perfil del Alimentador SM – 03 por altitud en todo su recorrido	Pág. 206
N° 67: Comparación y mejoramiento del indicador SAIFI	Pág. 210
N° 68: Comparación y mejoramiento del indicador SAIDI	Pág. 210

### INDICE DE FOTOGRAFIAS

N° 01: Poste de C°A°C° señalizado	Pág. 84
N° 02: Poste del alimentador	Pág. 84
N° 03: Armado tipo AT-3, con derivación DT-2 en el sector de Yupanca	Pág. 85
N° 04: Puesta a tierra del alimentador en mal estado	Pág. 87
N° 05: Cuádruple retenida para un armado biposte tipo AT-3	Pág. 87
N° 06: Subestación de distribución nueva en el sector de Mutuypata	Pág. 88
N° 07: Transformador de potencia Stem Trento	Pág. 102
N° 08: Máscara de mando y control del relé reconectador SEL – 351R	Pág. 106
N° 09: Seccionador de barra 22.9 KV, alimentador SM – 03	Pág. 108
N° 10: Reconectador (recloser) del alimentador SM – 03	Pág. 109
N° 11: Pararrayos en barra 22.9 KV en alimentador SM – 03	Pág. 109

## CAPITULO I

### ASPECTOS GENERALES

#### 1.1. INTRODUCCION

En la actualidad el servicio de energía eléctrica es indispensable para el desarrollo y el mejoramiento de la calidad de vida, así como en el avance económico de más de 1500 familias que no cuentan con este servicio en toda la cuenca de Incahuasi del Distrito de Vilcabamba.

Además se presenta un deficiente servicio en el suministro de la energía eléctrica en la zona de estudio, basada en interrupciones <sup>(1)</sup>; por lo que es necesario realizar un estudio actual del alimentador para proponer la mejora en la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, basados en propuestas de los sistemas de protección, interconexión y operación adecuados ya que al incrementarse la carga debido a la instalación del sistema de electrificación rural de las comunidades de la cuenca de Incahuasi, distrito de Vilcabamba, provincia de La Convención – Cusco, y que producirá un efecto que complicará aún más la confiabilidad en el alimentador SM – 03.

El avance de la frontera eléctrica y de la tecnología en nuestra actualidad así como la creciente demanda en el consumo del servicio de energía eléctrica exige una confiabilidad aceptable en la operación del alimentador SM – 03, por parte de la empresa concesionaria de energía en la región. Ante esto, la más breve interrupción del suministro de energía es extremadamente perjudicial.

Teniendo esta problemática en la falta del suministro de energía eléctrica en la cuenca de Incahuasi se propone como solución determinar la mejor alternativa técnica y económica.

(1) Ver ANEXO N° 1 "INTERRUPCIONES REGISTRADAS POR EL CENTRO DE CONTROL DE ELSE DEL ALIMENTADOR SM-03"

## **1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La presencia de fallas en el alimentador SM – 03 generan descontento en la población y pérdidas a la empresa concesionaria ELSE; y que debido al incremento en la carga a causa de la demanda por el servicio de energía eléctrica de los pobladores de la cuenca de Incahuasi, hacen que los equipos de protección del alimentador actual queden sub dimensionados, por lo que es necesario realizar nuevos sistemas de protección y operación para una ampliación del alimentador en mención.

Hoy en día es necesario para las empresas de distribución de electricidad contar con sistemas confiables, cumpliendo con los estándares establecidos para el suministro de energía. Los sistemas de protección y operación son de vital importancia para lograr dicho fin. La confiabilidad del sistema se mide básicamente en términos del número y duración de las interrupciones producidas en este sistema. Un sistema más confiable y con esto más seguro en la distribución de energía, implicaría mayores costos de inversión económica y técnica para conseguir dicho fin. Al tener un sistema más confiable, los ingresos por la venta de energía mejorarán, al igual que la imagen de la empresa ante los clientes finales.

## **1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA**

¿Cómo mejorar la confiabilidad del actual alimentador SM – 03 frente al incremento de carga debido al sistema de electrificación de la cuenca de Incahuasi, Vilcabamba, La Convención – Cusco?

### **1.3.1. PROBLEMAS ESPECÍFICOS**

- a) ¿Cuáles son las fallas de mayor frecuencia en el alimentador SM – 03 actual?

- b) ¿Cuáles son los valores de los indicadores de confiabilidad del alimentador SM – 03 actual?
- c) ¿Cuál es la mejor alternativa de solución para la ampliación del sistema eléctrico?
- d) ¿Cuál es el sistema de protección para las fallas de mayor frecuencia?

#### 1.4. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

En referencia a anteriores estudios se tiene información de trabajos de investigación, entre los que podemos mencionar:

- ✓ "Optimización de la Protección de las Redes de Distribución Primaria de la Ciudad del Cusco". Tesis presentada por Edward Meza Quiñonez y Engels Rodas Rodas.
- ✓ "Análisis para la Protección de las Redes Eléctricas de Distribución Primaria de la Ciudad de Sicuani". Tesis presentada por Américo Palacios y Florentino Valdeiglesias.
- ✓ "Análisis de la Confiabilidad y Selectividad en la Protección del Subsistema Eléctrico Quispicanchis". Tesis presentado por Daniel Arturo Bravo Solar.

Todos los mencionados trabajos tratan de optimizar la protección de los subsistemas de distribución, pero toman como ámbito de estudio sistemas de distribución y demandas existentes, pero ninguno proyecta una ampliación considerable del subsistema de distribución y las condiciones medioambientales son distintas ya que los trabajos antes mencionados quedan ubicados en la zona de la sierra por encima de los 3000 m.s.n.m. y el presente estudio rodea los ámbitos de selva y sierra desde los 1100 hasta los 4500 m.s.n.m.

## **1.5. OBJETIVOS**

### **1.5.1. OBJETIVO GENERAL**

Determinar los valores predeterminantes para la mejora de la confiabilidad frente a la ampliación del sistema eléctrico.

### **1.5.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- a) Evaluar las fallas de mayor frecuencia en el alimentador SM – 03 actual.
- b) Determinar los valores de los indicadores de confiabilidad del alimentador SM – 03 actual.
- c) Evaluar y determinar la mejor alternativa técnica y económica para la ampliación del sistema eléctrico.
- d) Realizar una coordinación de protección para las fallas de mayor frecuencia.

## **1.6. VARIABLES E INDICADORES**

Para el presente estudio se utilizó dos tipos de variables, las variables dependientes que se hallan a partir de las variables independientes, como se detallan a continuación:

### **1.6.1. VARIABLES INDEPENDIENTES**

- a) Tipos de Fallas.
- b) Variación de la Demanda.
- c) Confiabilidad.

## **INDICADORES**

- Frecuencia de cada tipo de Fallas.
- Consumo de energía.
- SAIFI, SAIDI, DEC y FEC.

### **1.6.2. VARIABLES DEPENDIENTES**

- a) Corriente de falla.
- b) Tiempo de actuación de los sistemas de protección.
- c) Confiabilidad.

## **INDICADORES**

- Intensidad de Corriente (Amperios)
- Curvas características de los sistemas de protección.
- SAIFI, SAIDI, DEC y FEC.

## **1.7. HIPOTESIS**

### **1.7.1. HIPOTESIS GENERAL**

Con una interconexión y una adecuada coordinación de protección se mejorará la confiabilidad del alimentador SM – 03, frente a una ampliación del sistema eléctrico.

### **1.7.2. HIPOTESIS ESPECÍFICAS**

- a) Las fallas homopolares son las de mayor frecuencia.
- b) Los valores de los indicadores de confiabilidad están fuera de los rangos permitidos.

- c) La ampliación del alimentador SM – 03 es la mejor alternativa técnica y económica.
- d) La coordinación de protección homopolar es la más adecuada para las fallas de mayor frecuencia.

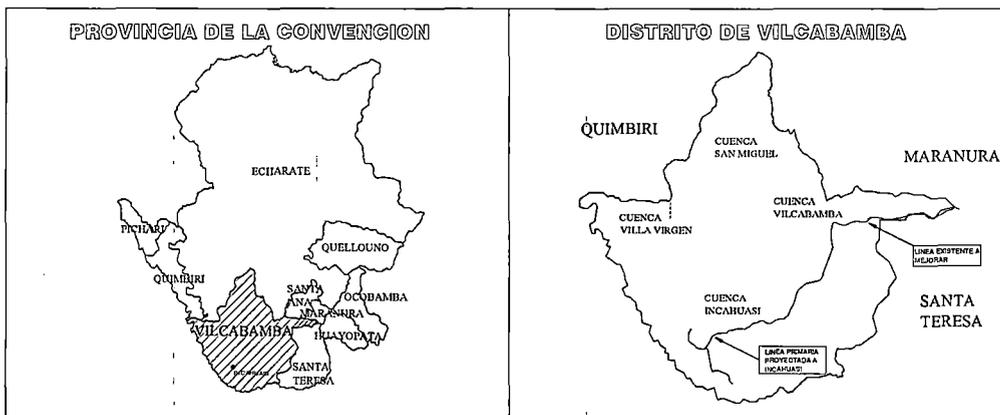
### 1.7.3. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

El presente estudio se justifica al tener frecuentes y prolongadas interrupciones, que afectan a todo el alimentador SM – 03 y que restringen el suministro de energía eléctrica en la zona de estudio como se observa en el anexo 01; y al pretender realizar una ampliación del sistema eléctrico, debido a la falta de este servicio en más de 1500 familias de la cuenca de Incahuasi.

### 1.8. ÁMBITO GEOGRAFICO

El ámbito geográfico del presente estudio se realiza en el distrito de Vilcabamba, ubicado al Suroeste de la provincia de La Convención, como se muestra en el plano de ubicación del anexo 02, en figura y cuadro siguientes:

Fig. 01: Ubicación del distrito de Vilcabamba



Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 01: Ubicación geográfica de la cuenca de Incahuasi

ZONA DE ESTUDIO:			
DISTRITO	PROVINCIA	REGION	ALTITUD
VILCABAMBA	LA CONVENCION	CUSCO	1800 a 4500 msnm

Fuente: Elaboración propia

## 1.9. ALCANCES

El presente trabajo de tesis tiene por alcance proponer una mejora de la confiabilidad del alimentador SM – 03 y un suministro de energía eléctrica mediante una ampliación de la frontera eléctrica.

## 1.10. LIMITACIONES

El presente estudio se limita a una propuesta de interconexión y una adecuada coordinación de protección frente a una ampliación de la frontera eléctrica.

## 1.11. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

En el presente estudio se usó el método inductivo y la investigación fue del tipo descriptivo, se recurrió al método inductivo, debido a que se analizó parte del sub sistema eléctrico La Convención (alimentador SM – 03) para posteriormente obtener un resultado favorable que mejore los indicadores de confiabilidad (SAIFI y SAIDI) de este alimentador.

Fue una investigación descriptiva, porque se detalló las características más importantes del alimentador SM – 03, en cuanto a la protección y operación existente a la fecha, para ello se usó los datos de la empresa concesionaria ELSE, mediante su oficina de Centro de Control.

Se aplicó la metodología de recopilación de datos de campo en lapsos de tiempos considerables donde se anotan y percatan situaciones de corte y

altibajos del servicio de energía eléctrica en los sectores que comprenden el alimentador de la sub estación de transformación Santa María.

### **1.11.1. POBLACIÓN Y MUESTRA**

La estrategia de recopilación de datos es longitudinal ya que se trata de la situación actual que presenta el alimentador SM – 03 que afectan la operación de este en toda la cuenca de Vilcabamba.

**POBLACIÓN:** Sub Sistema Eléctrico La Convención - Cusco

**MUESTRA :** Alimentador SM – 03 y línea primaria proyectada a la cuenca de Incahuasi.

### **1.11.2. TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Datos de la demanda a proyectar fueron tomados en campo con estadísticas de proyección de demanda doméstica como exige la normativa en la elaboración de proyectos de electrificación rural.

Se utilizó técnicas como:

- Las visitas a campo son una fuente importante de recolectar información del alimentador estudiado (SM-03) y su ampliación.
- La data grafica es utilizada como la existente y registrada en el Sistema grafico GIS de la concesionaria.
- Se estudió y monitoreó los eventos que afectan al alimentador en cuestión.
- Se consultó bibliografías de temas relacionados con el diseño y coordinación de sistemas de protección para líneas de media tensión.
- Se consultó referencias a la normatividad vigente con respeto a la electrificación rural actual.

### **1.11.3. PROCESAMIENTO DE DATOS**

Se realizó un procesamiento adecuado de la información tanto documental como computarizada de los datos, mediante programas comerciales como:

- Hojas de cálculo de Microsoft Office Excel.
- Microsoft Office Word.
- GIS.
- Software Autodesk (AutoCad).

### **1.11.4. ANÁLISIS DE DATOS**

En el presente estudio se aplicó técnicas de análisis cualitativo y cuantitativo, se aplicó técnicas de análisis computacional donde se obtuvo resultados en forma de cuadros, figuras y gráficos.

El enfoque fue aprovechar las facilidades que nos proporcionan el avance de la tecnología con respecto al procesamiento de datos.

El paquete informático que se utilizó en este estudio fue el software NEPLAN versión 5.5.0, con el cual se desarrolló el flujo de potencia y la coordinación de protección del alimentador en estudio.

### **1.12. MATRIZ DE CONSISTENCIA**

La matriz de consistencia se detalla en la página siguiente:

**MATRIZ DE CONSISTENCIA**

PROBLEMATICA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	CONCLUSIONES
<b>FORMULACION DEL PROBLEMA</b> ¿Cómo mejorar la confiabilidad del actual alimentador SM – 03 frente al incremento de carga debido al sistema de electrificación de la cuenca de Incahuasi, Vilcabamba, La Convención – Cusco?	<b>OBJETIVO GENERAL</b> Determinar los valores predeterminantes para la mejora de la confiabilidad frente a la ampliación del sistema eléctrico.	<b>HIPOTESIS GENERAL</b> Con una interconexión y una adecuada coordinación de protección se mejorará la confiabilidad del alimentador SM – 03, frente a una ampliación del sistema eléctrico.	1) Con las propuestas de mejoramiento de los sistemas de coordinación, instalación de un cable de guardia y un adecuado mantenimiento en la faja de servidumbre es posible reducir los indicadores SAIFI y SAIDI del alimentador SM – 03 y de esta forma reducir las incidencias de las fallas en su frecuencia y duración como se observó en el cuadro número 87, así como con la propuesta de alternativa de alimentación, mediante el alimentador TA – 05 es posible reducir la duración de las fallas y de esta forma mejorar la confiabilidad del alimentador SM – 03 frente a la ampliación del sistema eléctrico, cumpliendo así con la hipótesis general. 2) Al determinar que las fallas homopolares son las de mayor frecuencia según la evaluación del registro de cortes suministrado por el Centro de Control de ELSE sobre el alimentador SM – 03, concluyendo que las fallas homopolares se presentaron en un 68% del total de fallas registradas, como se muestra en la figura N° 33, y con este resultado se cumple con la primera hipótesis específica. 3) Al observar el cuadro número 36, donde se analizaron las fallas registradas por la empresa concesionaria en el alimentador en estudio de vicio que durante el año 2011 los valores de los indicadores de confiabilidad reglamentados por el OSINERGMIN, se encuentran fuera de los rangos permitidos, según el cuadro número 35. Cumpliendo con la segunda hipótesis específica. 4) Al describir y comparar tanto técnica como económicamente las cinco alternativas de solución para la instalación del servicio de energía eléctrica en la cuenca de Incahuasi, se concluyó que la mejor alternativa es la ampliación del sistema eléctrico mediante el alimentador SM – 03, cumpliendo así con la tercera hipótesis específica. 5) Con la propuesta del mejoramiento en la coordinación de protección contra fallas homopolares es posible reducir los efectos que producen este tipo de fallas en el alimentador SM – 03 y de esta forma reducir a los usuarios afectados a causa de la incidencia de una falla homopolar, cumpliendo de esta forma con la cuarta hipótesis específica. 6) Con la cálculo de la demanda de la cuenca de Incahuasi se determinó la corriente de demanda proyectada y ésta se incrementó a la actual demanda del alimentador SM – 03 para poder realizar el mejoramiento de sus sistemas de protección. El incremento de la corriente es de 9.653 A a 17.964 A en la fase R, obteniendo un incremento aproximando del 186 % de la demanda actual.
<b>JUSTIFICACION DEL ESTUDIO</b> El presente estudio se justifica al tener frecuentes y prolongadas interrupciones, que afectan a todo el alimentador SM – 03 y que restringen el suministro de energía eléctrica en la zona de estudio como se observa en el anexo 01; y al pretender realizar una ampliación una ampliación del sistema eléctrico, debido a la falta de este servicio a más de 5000 beneficiarios de la cuenca de Incahuasi.	<b>OBJETIVOS ESPECIFICOS</b> a) Evaluar las fallas de mayor frecuencia en el alimentador SM – 03 actual. b) Determinar los valores de los indicadores de confiabilidad del alimentador SM – 03 actual. c) Evaluar y determinar la mejor alternativa técnica y económica para la ampliación del sistema eléctrico. d) Realizar una coordinación de protección para las fallas de mayor frecuencia.	<b>HIPOTESIS ESPECIFICAS</b> a) Las fallas homopolares son las de mayor frecuencia. b) Los valores de los indicadores de confiabilidad están fuera de los rangos permitidos. c) La ampliación del alimentador SM – 03 es la mejor alternativa técnica y económica. d) La coordinación de protección homopolar es la más adecuada para las fallas de mayor frecuencia.	
<b>ANTECEDENTES DEL PROBLEMA</b> En referencia a anteriores estudios se tiene información de trabajos de investigación análogos entre los que podemos mencionar:  ✓ "Optimización de la Protección de las Redes de Distribución Primaria de la Ciudad del Cusco". Tesis presentada por Edward Meza Quiñonez y Engels Rodas Rodas. ✓ "Análisis para la Protección de las Redes Eléctricas de Distribución Primaria de la Ciudad de Sicuani". Tesis presentada por Américo Palacios y Florentino Valdeiglesias. ✓ "Análisis de la Confiabilidad y Selectividad en la Protección del Subsistema Eléctrico Quispicanchis". Tesis presentado por Daniel Arturo Bravo Solar.	<b>VARIABLES</b> <b>Variables independientes.</b> • Tipos de fallas. • Variación de la demanda. • Confiabilidad. <b>Variables Dependientes.</b> • Corriente de falla. • Tiempo de actuación de los sistemas de protección. • Confiabilidad.	<b>INDICADORES</b> • Frecuencia de cada tipo de fallas. • Consumo de energía. • SAIFI, SAIDI, DEC y FEC  • Intensidad de corriente (Amperios) • Curvas características de los sistemas de protección. • SAIFI, SAIDI, DEC y FEC	
	<b>ALCANCES</b> El presente trabajo de tesis tiene por alcance proponer una mejora de la confiabilidad del alimentador SM – 03 y un suministro de energía eléctrica mediante una ampliación de la frontera eléctrica.	<b>LIMITACIONES</b> El presente estudio se limita a una propuesta de interconexión y una adecuada coordinación de protección frente a una ampliación de la frontera eléctrica.	
	<b>METODOLOGÍA</b> En el presente estudio se usó el método inductivo y la investigación fue del tipo descriptivo, se recurrió al método inductivo, debido a que se analizó parte del sub sistema eléctrico La Convención (alimentador SM-03) para posteriormente obtener un resultado favorable que mejore los indicadores de confiabilidad (SAIFI y SAIDI) de este alimentador. Fue una investigación descriptiva, porque se detalló las características más importantes del alimentador SM-03, en cuanto a la protección y operación existente a la fecha, para ello se usó los datos de la empresa concesionaria ELSE, mediante su oficina de Centro de Control. Se aplicó la metodología de recopilación de datos de campo en lapsos de tiempos considerables donde se anotan y percatan situaciones de corte y altibajos del servicio de energía eléctrica en los sectores que comprenden el alimentador de la sub estación de transformación Santa María. Los pasos de la metodología desarrollada en el presente estudio fueron los siguientes: • POBLACIÓN Y MUESTRA. • TÉCNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS. • PROCESAMIENTO DE DATOS. • ANÁLISIS DE DATOS.		

## CAPITULO II

### FUNDAMENTO TEÓRICO

#### 2.1. INTRODUCCIÓN

Para poder suministrar energía eléctrica; los sistemas de distribución, son el medio principal para llegar a los usuarios finales, a quienes se les brinda calidad de energía eléctrica teniendo en cuenta, la forma de onda en tensión, corriente, frecuencia y la continuidad del servicio. Por tal motivo la localización de fallas, es un tema que está estrechamente relacionado con la confiabilidad de un sistema de distribución.

Una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente. En estos sistemas causa una interrupción del servicio a los usuarios, y consecuentemente pérdidas económicas por parada de procesos, pérdidas de información, daños y perjuicios en las maquinarias e insumos, entre otros. A nivel mundial se han realizado diversos estudios en los que se ha establecido que el 80% del total de las interrupciones se originan por fallas en los sistemas de distribución, motivo por el cual la preocupación de solucionar este problema.

A pesar de la confiabilidad que pueda brindar un sistema de distribución de energía, es inevitable que haya interrupciones en la prestación del servicio debido a las fallas en las líneas. Las redes experimentan fallas causadas, por tormentas, relámpagos, fallas en los aislamientos y cortocircuitos causados por plantas, animales entre otros agentes externos. Entonces, la confiabilidad del sistema de distribución ante cualquier falla que haya ocurrido depende de su rápido aislamiento, reparación y restauración del servicio. El restablecimiento del servicio se puede acelerar considerablemente, si se determina con exactitud razonable la ubicación de la falla. La manera convencional de encontrar una falla es mediante

inspección visual, lo cual toma mucho tiempo además de requerir un considerable número de personal.

Existen fallas permanentes y transitorias, y un relé de fallas proporciona información para ambos tipos de falla. Generalmente, las fallas transitorias causan un menor daño y no se pueden localizar con una simple inspección. Ante estas fallas, los localizadores permiten detectar puntos débiles del sistema de distribución y tomar acciones correctivas para evitar mayores daños debido a reincidencias de la falla. Cuando ocurre una falla permanente, existe un sistema de protección con relés que típicamente hace una correcta y rápida desconexión de la falla basada en medidas tomadas en tiempo real.

## **2.2. NORMAS UTILIZADAS, TERMINOLOGÍA Y SIMBOLOGÍA**

En el presente estudio se utilizan las normas peruanas, americanas e internacionales.

- Normas Nacionales:
  - Norma Peruana DGE – Dirección General de Electrificación.
  - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
  - Código Nacional de Electricidad suministro 2001 – MINEM.
- Normas Americanas:
  - ANSI : American National Standards Institute.
  - NEMA : National Electrical Manufacturers Association.
- Normas Internacionales:
  - IEC : International Electrotechnical Commission.
  - IEEE : Institute of Electrical and Electronic Engineers.
  - SI : Sistema Internacional de unidades.

## 2.2.1. TERMINOLOGIA

En el presente estudio se tendrá en cuenta las siguientes normas:

- Norma Peruana DGE - Terminología en Electricidad.
  - Sección 5 : Operación
  - Sección 12 : Dispositivos de control, maniobra y fusibles
  - Sección 13 : Transformadores de medida
  - Sección 15 : Relés eléctricos
  - Sección 23 : Protección del Sistema Eléctrico

Se presenta una recolección de los términos más usados en los sistemas de protección:

- **Exactitud:** Este término es usado para al menos dos propósitos diferentes, uno para describir la precisión de un dispositivo y el otro, para especificar la precisión de una medida. En el primer contexto, la exactitud es el grado en el cual un dispositivo (relé, instrumento o medidor) opera conforme a una norma aceptada. La declaración de una exactitud, dependerá de los métodos utilizados para expresarla, considerando componentes individuales de la exactitud y la manera en la cual estos componentes individuales, afectan la exactitud global del dispositivo. En el segundo caso, la exactitud de una medida específica es la diferencia entre lo medido y el valor real de una cantidad. La desviación del valor real es la indicación de cuan exactamente fue tomada una lectura o hecho un ajuste.
- **Confiabilidad:** La confiabilidad, expresa el atributo de un relé o sistema de protección, de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.

- **Fiabilidad o redundancia:** La fiabilidad, es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente, ante la presencia de una falla, retirando las fuentes de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.
- **Seguridad:** La seguridad es el aspecto de la confiabilidad, que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente, ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia y/o distribución. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protección, no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de distribución.
- **Sensibilidad:** En el campo de las protecciones, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el relé opere.
- **Coordinación de protecciones:** Es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de distribución, como consecuencia de la falla.
- **Falla eléctrica:** Defecto en el aislamiento o conductividad de cualquier componente o mecanismo de un circuito eléctrico, que

provoca la interrupción de la corriente. También llamada fuga de corriente, pérdida de corriente.

- **Falla homopolar:** Defecto producido por el contacto a tierra del conductor del circuito eléctrico, que origina una fuga de corriente a tierra.
- **Impedancia de falla:** Es la impedancia, resistiva o reactiva, entre los conductores en falla o entre el conductor en falla y tierra.
- **Fuente de corriente de falla:** Es un extremo, que contribuye con una cantidad significativa de corriente a una falla en el elemento protegido. Se debe tener en cuenta, que no es necesario que exista generación en ese extremo, para que sea fuente de corriente de falla. Algunas cargas, tales como motores, pueden contribuir a la corriente de falla durante unos pocos ciclos dentro del tiempo de despeje de la falla.
- **Protección principal de equipos:** Es el sistema de protección que está diseñado, para operar antes que otros dispositivos, en respuesta a un evento en un elemento protegido. La protección principal de equipos tiene como objetivo aislar dicho equipo en caso de falla interna.
- **Protección de respaldo:** Las protecciones de respaldo tienen la misión de despejar fallas, en elementos del sistema de distribución que ya tienen una protección principal de equipo, para lo cual deben esperar un tiempo, a fin de establecer que dicha protección no actuó y en su defecto entran a operar. Pueden ser respaldos locales, cuando están ubicados en la misma instalación, o respaldos remotos, cuando se trata de protecciones ubicadas en otras instalaciones.

- **Relé de sobrecorriente temporizado:** Es un relé de sobrecorriente de tiempo inverso, que opera cuando la corriente supera un umbral de ajuste. El tiempo inverso, significa que ante una gran magnitud de corriente, el tiempo de operación es muy pequeño y viceversa. Esto depende de los tipos de curvas características tiempo-corriente que sea seleccionada, tales como:
  - Inversa
  - Moderadamente inversa
  - Muy inversa
  - Extremadamente Inversa
  - Tiempo Definido
  
- **La calibración de un relé de sobrecorriente,** se hace seleccionando el valor de arranque que corresponde al mínimo valor de corriente, a partir del cual la curva entra a operar y el ajuste de tiempo o selección de la curva a utilizar.

## 2.2.2. SIMBOLOGÍA DE DISPOSITIVOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN

La simbología usada en el presente estudio, es la Norma DGE - Símbolos Gráficos en Electricidad Sección 7: Dispositivos de maniobra, control y protección; dentro de los sistemas internacionales de normalización de elementos de sistemas de distribución, se encuentran las normas ANSI/IEEE e IEC. Cada una de ellas ha definido un mecanismo de representación de los diferentes relés o equipos de protección.

### 2.2.2.1. CANTIDADES ACTUANTES

Estas letras indican la condición o cantidad eléctrica, a la cual el dispositivo responde en el medio en el cual está localizado, de acuerdo al Sistema Internacional de unidades, tales como:

Cuadro N° 02: Sufijos ANSI para cantidades actuantes

LETRA	SIGNIFICADO
A	Amperios
F	Frecuencia o flujo o falla
P	Potencia
PF	Factor de potencia
T	Temperatura
V	Voltaje
W	Vatios

Fuente: Normativa ANSI

### 2.2.2.2. NORMA ANSI/IEEE

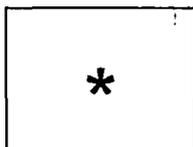
La simbología empleada por esta norma, se basa en números aplicados a los dispositivos usados en subestaciones eléctricas, plantas de generación y en instalaciones donde existan aparatos de conversión.

Un número funcional del dispositivo, con un sufijo en letras cuando es necesario, identifica la función de cada dispositivo. Estos números son usados en planos esquemáticos, en diagramas elementales y de conexión, en libros de instrucción, en publicaciones y en especificaciones, encerrados dentro de un pequeño círculo.

### 2.2.2.3. NORMA DGE E IEC

El dispositivo relacionado con algún tipo de medida, se representa a través de un recuadro como se muestra en la siguiente figura.

Fig. N° 02: Representación del relé según norma DGE e IEC



El asterisco debe ser reemplazado por una o más letras o símbolos, indicando los parámetros del dispositivo, en el siguiente orden: cantidad

característica y su modo de variación, dirección del flujo de energía, rango de ajuste, acción temporizada, valor del retardo de tiempo, etc. El símbolo usado representa solamente la cantidad actuante en el mismo. Esta misma es utilizada por la norma peruana DGE (Símbolos gráficos en electricidad parte I, sección 7: Dispositivos de maniobra, control y protección).

#### **2.2.2.4. DIFERENCIA FILOSÓFICA ENTRE NORMAS ANSI E IEC**

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

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

#### **2.2.2.5. SIMBOLOGÍA SEGÚN NORMA ANSI/IEEE E IEC/DGE**

De acuerdo con lo anterior, a continuación se presenta la simbología más empleada en el campo de los sistemas de protección. En la columna izquierda está la definición de la protección o relé, en la

columna central la representación ANSI/IEEE y en la columna derecha la simbología IEC/DGE.

Cuadro N° 03: Simbología según normas ANSI/IEEE e IEC/DGE

FUNCIÓN	ANSI / IEEE	IEC
Relé instantáneo de sobrecorriente, es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.	50	
Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra	50N	
Relé temporizado de sobrecorriente, es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.	51	
Relé temporizado de sobrecorriente de tierra	51N	
Interruptor de corriente alterna	52	
Relé de sobretensión, es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico.	59	
Relé direccional de sobrecorriente de fases	67	
Relé direccional de sobrecorriente de tierra	67N	
Relé de recierre, es un relé que controla el recierre y bloqueo automático de un interruptor AC.	79	

Fuente: Análisis de la Operación en Malla del Sub – Sistema Eléctrico en 10.5 KV (Cuadro 2-c)

### 2.3. COMPONENTES SIMÉTRICAS

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

Para el análisis general se utilizará las siguientes suposiciones:

- a) La red durante la falla es simétrica y balanceada por lo tanto el análisis se puede realizar usando cantidades por fase.
- b) Para generalizar se consideran las condiciones de prefalla, las cuales se obtienen de las suposiciones usuales ( $1 \angle 0^\circ = V$ ) o a través del estudio de flujo de potencia.
- c) De acuerdo a los cálculos de flujo de carga los generadores y cargas se presentan como fuentes de potencia.

La solución de circuitos polifásicos desbalanceados, no permite hacer las mismas simplificaciones, por lo tanto, es necesario hacer uso de alguna herramienta o método adecuado para su análisis. Como el método de componentes simétricas que fue desarrollado por Fortescue. El método de componentes simétricas, es una transformación lineal a partir de componentes asimétricas de fase, a un nuevo conjunto de componentes llamada componente simétrica.

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

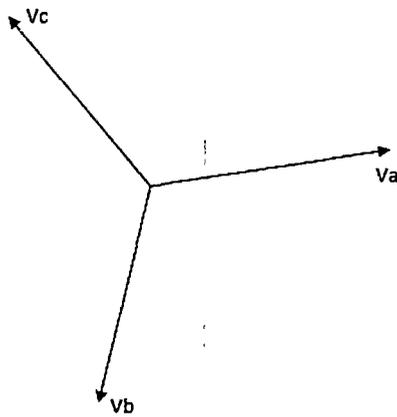


Fig. N° 03: Componente asimétrica.

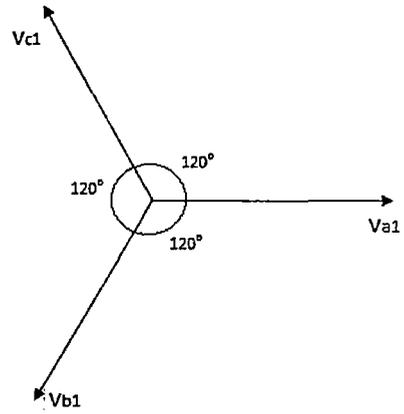


Fig. N° 04: Componente de secuencia positiva

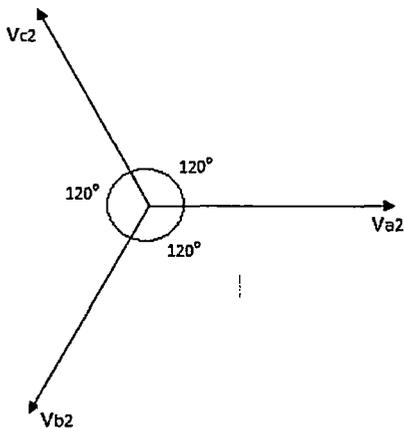


Fig. N° 05 Componente de secuencia negativa

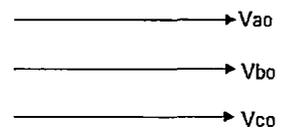


Fig. N° 06: Componente de secuencia cero

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

- 1) Componentes de secuencia positiva, que consisten en tres fasores de igual magnitud, desfasados uno de otro por una fase de  $120^\circ$  y que tienen la misma secuencia de fase que las fases originales; figura N° 04.
- 2) Componentes de secuencia negativa, que consiste en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno de otro en  $120^\circ$  y que

tienen una secuencia de fase contraria a las fases originales; figura N° 05.

- 3) Componentes de secuencia cero (homopolares), que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro; figura N° 06.

Matemáticamente, empleando el operador  $\vec{a} = \sqrt[3]{120}$  y  $\vec{a}^2 = \sqrt[3]{240}$

$$\left. \begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (2.1)$$

$$V_{b1} \text{ Está atrasada con respecto a } V_{a1} \quad \longrightarrow \quad V_{b1} = \vec{a}^2 V_{a1}$$

$$V_{c1} \text{ Está adelantando a } V_{a1} \quad \longrightarrow \quad V_{c1} = \vec{a} V_{a1}$$

Similarmente, se deduce que:

$$\left. \begin{aligned} V_{b2} &= \vec{a} V_{a2} & V_{b0} &= V_{a0} \\ V_{c2} &= \vec{a}^2 V_{a2} & V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (2.2)$$

Reemplazando las deducciones (2.2) en (2.1):

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

En forma matricial, tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = [T]^{-1} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \dots\dots (2.4)$$

Obtenemos lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.5)$$

Del mismo modo para las secuencias de corriente:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.6)$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.7)$$

## 2.4. TEORIA DE FALLAS DE SOBRECORRIENTE A TIERRA

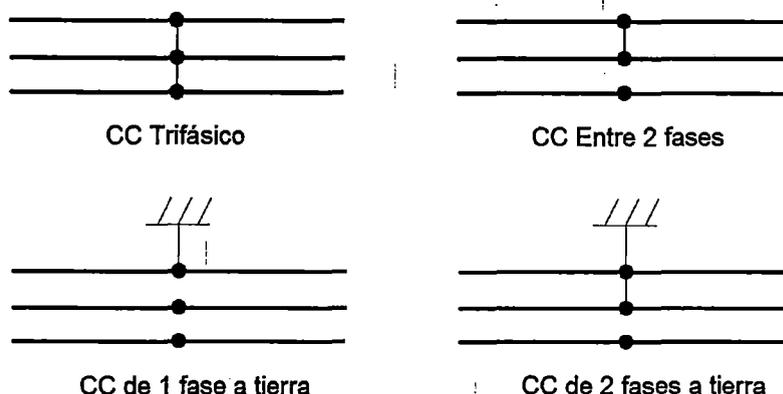
### 2.4.1. FALLAS DE SOBRECORRIENTE

Un cortocircuito se produce cuando dos o más puntos, que en condiciones normales de operación se encuentran a diferente potencial, se ponen accidentalmente en contacto a través de una pequeña o nula impedancia. Así se tiene:

- a) Contacto de una fase o fases energizadas a tierra (parte metálica).
  - Cortocircuito de 1 fase a tierra.
  - Cortocircuito de 2 fases a tierra.
  
- b) Contacto entre conductores energizados de distintas fases.
  - Cortocircuito entre 2 fases.
  - Cortocircuito trifásico.

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

Fig. N° 07: Tipos fundamentales de cortocircuito



Fuente: <http://es.slideshare.net/miguelapineda520/06corrientes-de-cortocircuito>

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

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

Los cortocircuitos ocurren en los sistemas de distribución, cuando falla el aislamiento del equipo (envejecimiento, calentamiento), debido a sobrevoltajes del sistema por rayos o variaciones por maniobras de interruptores, la contaminación del aislamiento (contaminación ambiental) u otras causas mecánicas. El cortocircuito resultante o la corriente de "falla" se determina por las impedancias del sistema entre los voltajes de las líneas y la falla. Se han presentado muchos casos de destrucción de equipos eléctricos, por incendio a causa de corrientes de falla, en sistemas de distribución de medio y bajo voltaje. La calcinación, que es el daño

severo o destrucción completa de conductores, se origina por la liberación concentrada de energía debido a la falla. Tanto los sistemas de distribución con puesta a tierra como los no puestos a tierra.

#### 2.4.1.1. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Cuando se produce una falla por cortocircuito, la impedancia despreciable que se produce entre los puntos de la falla origina una corriente o intensidad de cortocircuito,  $I_{cc}$  muy elevada, limitada únicamente por la impedancia de cortocircuito,  $Z_{cc}$ .

La intensidad  $I_{cc}$ , se establece siguiendo un régimen transitorio, en función de las reactancias "  $X$  " y de las resistencias "  $R$  " que son las componentes de la impedancia  $Z_{cc}$ .

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \dots\dots\dots (2.8)$$

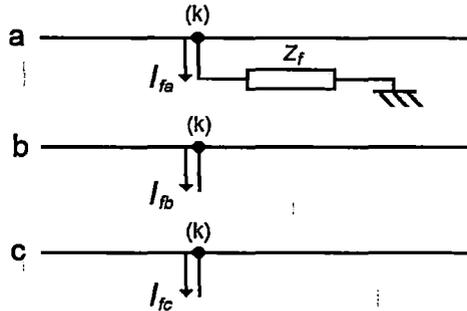
#### 2.4.2. FALLAS A TIERRA

##### 2.4.2.1. FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

La falla monofásica de línea a tierra, las que se presentan con más frecuencia o son el tipo más común de falla, que es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras puestas a tierra. Para una falla monofásica a tierra desde la fase "a", a través de la impedancia " $Z_f$ ", los segmentos hipotéticos de las tres líneas se conectan como se muestra en la figura número 08. Las relaciones por desarrollar para este tipo de falla, sólo se aplican cuando la fase "a" es la que ha fallado. Pero esto no es causa de dificultad, porque se han señalado arbitrariamente a las fases y cualquiera de ellas se puede designar como la "a".

Para generalizar, incluimos una impedancia de falla  $Z_f$ . En el caso de una falla sólida  $Z_f = 0$ , en tanto que para una falla de arco,  $Z_f$  es la impedancia de arco.

Fig. N° 08: Diagrama de conexiones de los segmentos, para una falla monofásica a tierra



Fuente: Sistemas de Potencia Análisis y Diseño; Duncan - Glover (Cap. 9, Pág. 404)

Las condiciones en el punto "k" que ha fallado se expresan en el dominio de las secuencias, por las siguientes ecuaciones:

$$I_{fb} = 0, \quad I_{fc} = 0 \quad \text{y} \quad V_{ka} = Z_f * I_{fa}$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{af} \\ I_{af} \end{bmatrix} \dots (2.9)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = Z_f * (I_0 + I_1 + I_2)$$

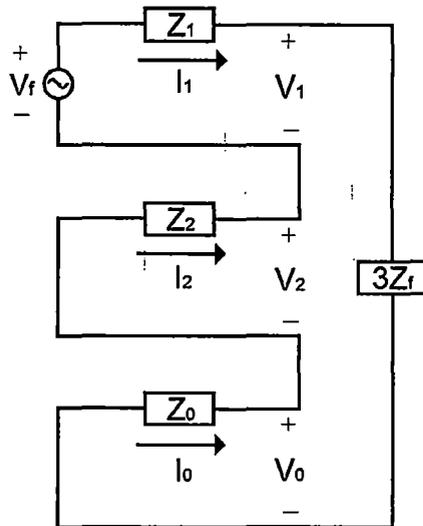
Condiciones de falla en el dominio de las secuencias falla simple línea a tierra:

$$I_0 = I_1 = I_2$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = (3Z_f) * I_0$$

Las ecuaciones anteriores, satisfacen al interconectar las redes de secuencia en serie en los terminales de la falla a través de la impedancia  $(3Z_f)$ , como se muestra en la figura siguiente:

Fig. N° 09: Redes de secuencia interconectadas



Fuente: Sistemas de Potencia Análisis y Diseño; Duncan - Glover (Cap. 9, Pág. 404)

De esta figura los componentes de secuencia de las corrientes de falla son:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \dots \dots \dots (2.10)$$

$$I_{af} = I_0 + I_1 + I_2$$

Del mismo modo los voltajes de línea a tierra en la falla se pueden obtener transformando los voltajes de secuencia al dominio de la fase.

$$V_{ka} = V_0 + V_1 + V_2$$

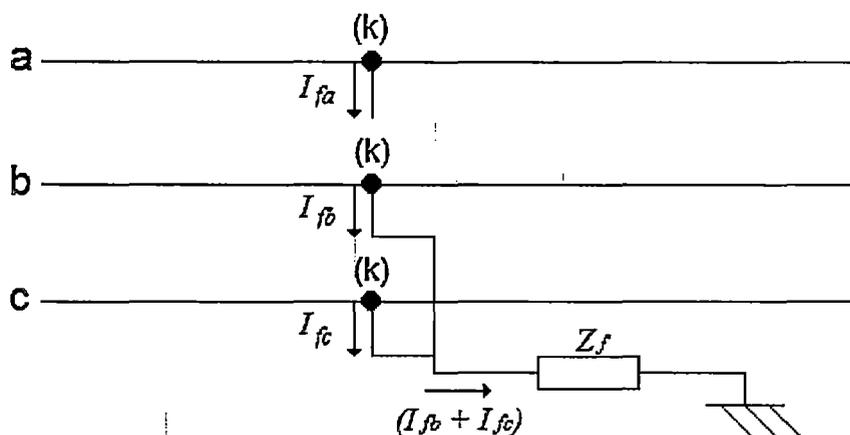
$$V_{kb} = V_0 + \vec{a}^2 V_1 + \vec{a} V_2$$

$$V_{kc} = V_0 + \vec{a} V_1 + \vec{a}^2 V_2$$

#### 2.4.2.2. FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Para una falla de doble línea a tierra (bifásica a tierra, los segmentos hipotéticos se conectan como se muestra en la figura número 10.

Fig. N° 10: Diagrama de conexiones de los segmentos, para una falla bifásica a tierra



Fuente: Sistemas de Potencia Análisis y Diseño; Duncan - Glover (Cap. 9, Pág. 411)

La falla se considera en las fases "b" y "c" y las relaciones que ahora hay en la barra (k) que ha fallado son:

$$I_{fa} = 0 \quad V_{kb} = V_{kc} = (I_{fb} + I_{fc}) * Z_f \dots\dots\dots (2.11)$$

Como  $I_{fa} = 0$ , la corriente de secuencia cero es  $I_{fa}^{(0)} = (I_{fb} + I_{fc}) / 3$  y

los voltajes de la ecuación (2.11) nos dan:

$$V_{kb} = V_{kc} = 3 Z_f I_{fa}^{(0)}$$

Al sustituir  $V_{kb}$  en lugar de  $V_{kc}$  en la transformación de las componentes simétricas, se encuentra que:

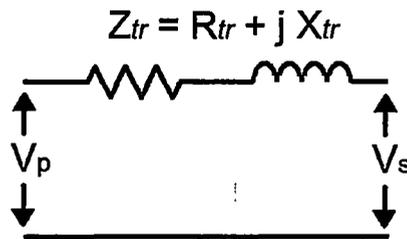
$$\begin{bmatrix} V_{ka}^0 \\ V_{ka}^1 \\ V_{ka}^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \vec{a} & \vec{a}^2 \\ 1 & \vec{a}^2 & \vec{a} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{ka} \\ V_{kb} \\ V_{kb} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.12)$$

## 2.5. MODELAMIENTO DE LOS EQUIPOS PARA EL CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

### 2.5.1. MODELAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

El transformador de potencia de la subestación de Santa María es de dos devanados y con relación de transformación de 60 a 22.9 KV, para este transformador el modelo representa a su tipo de conexión delta-estrella multiaterrado  $\Delta-Y$ , ya que la puesta a tierra del neutro solo afecta a la red de secuencia cero, ya que el devanado del primario se encuentra en conexión tipo delta se debe hacer la transformación de las impedancias a su equivalente en estrella para obtener el modelo por fase, como se muestra en la figura siguiente:

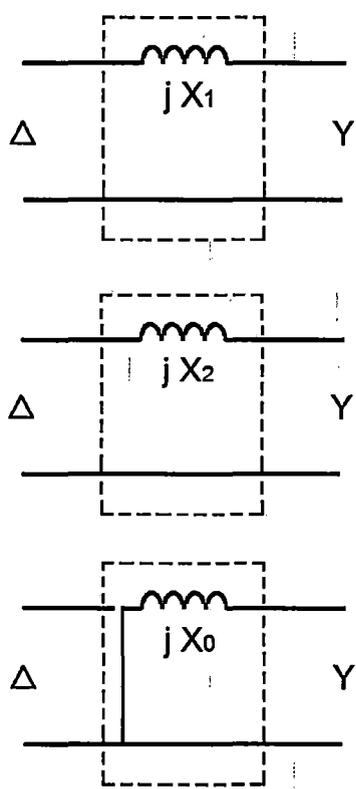
Fig. N° 11: Modelo por fase del transformador de dos devanados



Fuente: Sistemas de Potencia Análisis y Diseño; Duncan - Glover (Cap. 3, Pág. 80)

Cuando ocurre una falla monofásica a tierra en el alimentador, la corriente de secuencia cero retorna a través de la conexión de tierra en el devanado conectado en estrella (Y). Por tanto en el instante de la falla monofásica a tierra el transformador presenta impedancias muy altas (infinita), en la secuencia positiva. En la secuencia negativa es también equilibrada, y sigue el mismo análisis de la secuencia positiva.

Fig. N° 12: Secuencia positiva, negativa y cero para un transformador de dos devanados en conexión  $\Delta$ - $Y$



Fuente: Sistemas de Potencia Análisis y Diseño; Duncan - Glover (Cap. 8, Pág. 382)

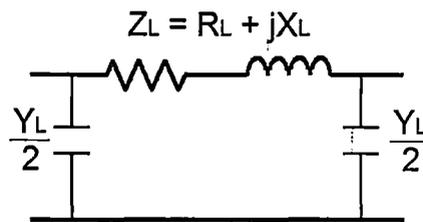
## 2.5.2. MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión es representada por el modelo  $\pi$  de la figura número 13, este consiste de una resistencia e inductancia en serie y de dos ramas en derivación a ambos lados que contienen un capacitor y una resistencia en serie que se considera despreciable por eso no se toma en cuenta en el modelo.

En casos de alimentadores de corta y mediana distancia entre los 80 y 240 km se pueden suponer parámetros concentrados y si fueran largos de más de 240 km se utilizarán parámetros distribuidos.

En el caso del alimentador para el presente estudio se realizará el modelo como se muestra a continuación:

Fig. N° 13: Modelo por fase de una línea de transmisión

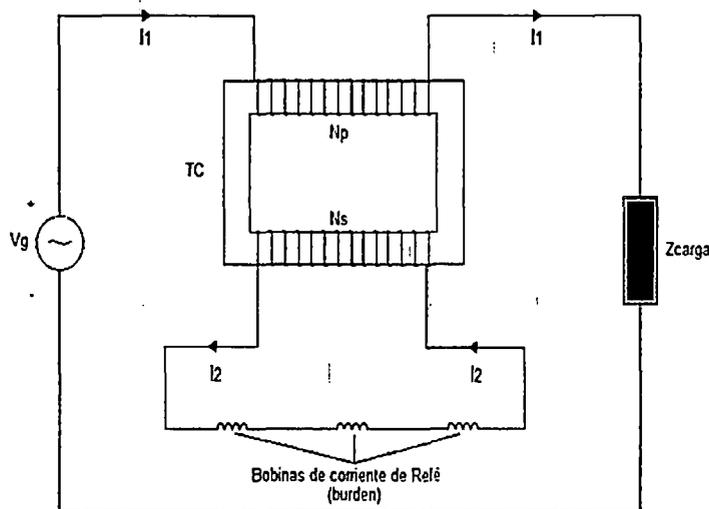


Fuente: Sistemas de Potencia Análisis y Diseño; Duncan - Glover (Cap. 8, Pág. 374)

## 2.6. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

Los transformadores de corriente son equipos de alta precisión, en los cuales la relación de las corrientes primaria a secundaria es una constante conocida que cambia muy poco con la carga. El ángulo de fase entre ellas es muy pequeño, en general mucho menor que un grado.

Fig. N° 14: Transformador de corriente



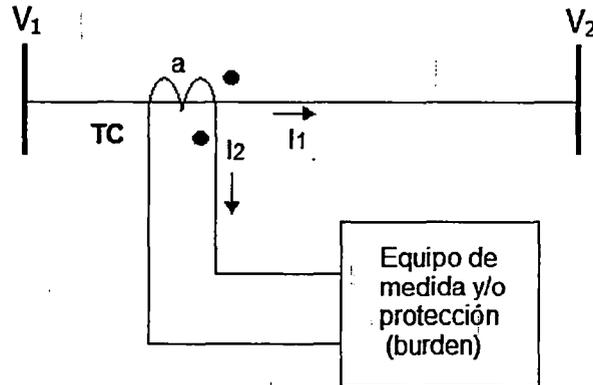
Son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen dos funciones principales:

Medir altas intensidades de corriente con instrumentos de bajo alcance.

Separar eléctricamente el circuito a medir, de los instrumentos de medición.

La disposición de un TC:

Fig. N° 15: Transformador de corriente conectado al Burden

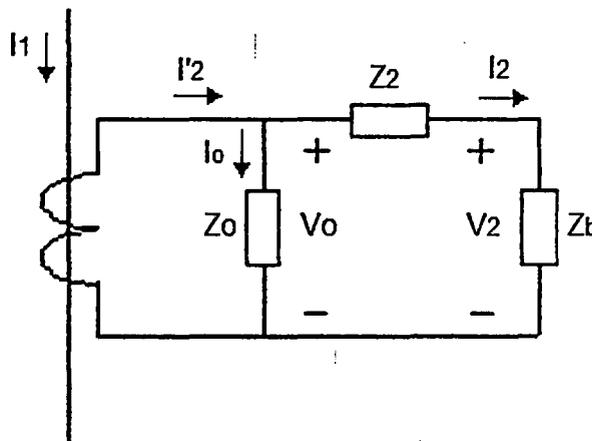


Donde:

- $I_1$  : Corriente primaria
- $I_2$  : Corriente secundaria (1 A, 5 A normalizada)
- $a$  : Razón de TC  $a = I_1/I_2$

Burden: Los TC se especifican según sea su carga (Burden) normalizada en VA, que es la máxima carga que puede conectarse para que el error de medida esté comprendido dentro de los márgenes indicados por el fabricante, el circuito equivalente simplificado del TC es el siguiente:

Fig. 16: Circuito equivalente del transformador de corriente



Donde:

$I_1$	:	Corriente primaria
$I_2$	:	Corriente secundaria
$I_0$	:	Corriente de excitación
$Z_0$	:	Impedancia de excitación
$V_0$	:	Voltaje de excitación
$V_2$	:	Voltaje terminal
$Z_2$	:	Impedancia de dispersión secundaria
$Z_b$	:	Impedancia de carga (Burden)

Si el secundario del transformador de corriente está en vacío  $I_2 = 0$ , por tanto  $I'_2 = I_0$ , como  $I'_2$  no puede variar dado que depende de la red, el transformador de corriente se satura y en el secundario aparecen sobrevoltajes que pueden dañar la aislación o las personas que manipulan, por consiguiente si se desea sacar la carga es preciso cortocircuitar los bornes del secundario. En el caso de que la corriente de excitación sea  $I_0 = 0$ , no existiría error en la medición.

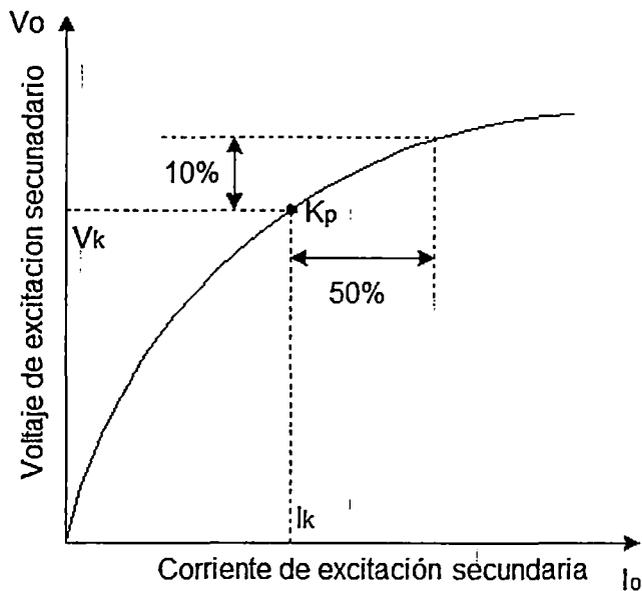
### 2.6.1. PUNTO DE SATURACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

En un transformador real, la rama de excitación es no lineal, por lo tanto la impedancia de excitación  $Z_0$  no es constante y se debe recurrir a las características de saturación para evaluar los errores.

Los errores en un TC resultan de la corriente de excitación  $I_0$ , por lo tanto, debe recurrirse a su característica de excitación que esta expresado como  $V_0$ , que es la tensión en la rama de excitación.

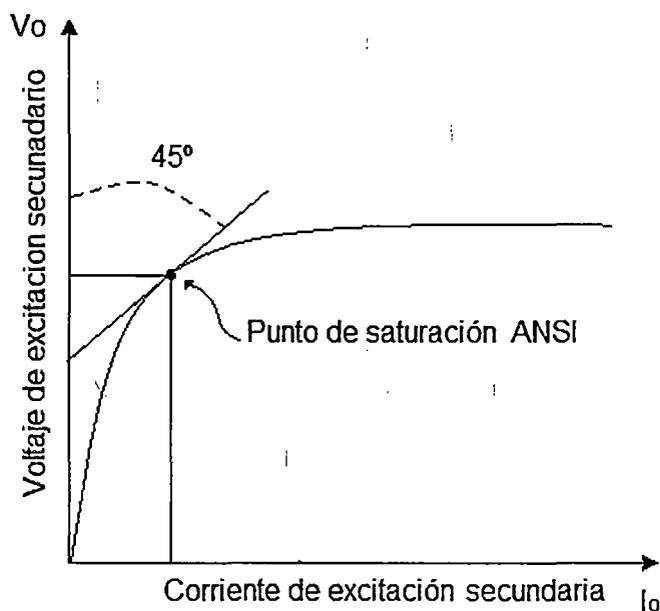
La English Electric Corporation define punto de saturación, como aquel punto en el cual un incremento del 10 % del voltaje de excitación produce un 50 % de aumento de la corriente de excitación, como se muestra en la figura número 17.

Fig. N° 17: Curva de excitación según la EEC



ANSI / IEEE definen el punto de saturación como aquel punto en que la curva de excitación es tangente a la línea trazada a 45° de la horizontal.

Fig. 18: Curva de excitación según ANSI/IEEE



IEC: define el punto de saturación como la intersección de las rectas trazadas extendiendo las partes saturada y no saturada de la curva de excitación.

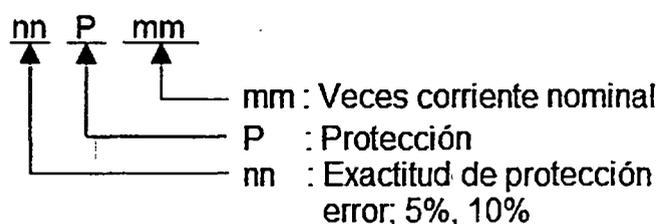
## 2.6.2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Se presenta una recolección de los términos y simbología más usados según las normas DGE- Símbolos Gráficos en Electricidad Sección 6, DGE- Terminología en Electricidad Sección 13, norma IEC y ANSI/IEEE.

En la norma IEEE C57.13-1993 Standard Requirements for Instrument Transformers, la clase de exactitud de un transformador de corriente usado para la conexión de protecciones está descrita por una letra la cual indica si la exactitud puede ser calculada (Clase C) o puede ser obtenida a través de pruebas físicas (Clase T). Esta letra es seguida por un número que corresponde al máximo voltaje terminal secundario que el transformador de corriente producirá a 20 veces la corriente nominal secundaria con un error no mayor al 10%.

La clase de exactitud de un transformador de corriente utilizado en protecciones, según la norma IEC 60044-1 1996 Instrument Transformers - Part I: Current Transformers, se especifica por el porcentaje de exactitud, seguido de la letra P (protección) y por el número de veces la corriente nominal del transformador, al cual se garantiza la exactitud indicada.

Fig. N° 19: Nomenclatura de TC según norma IEC

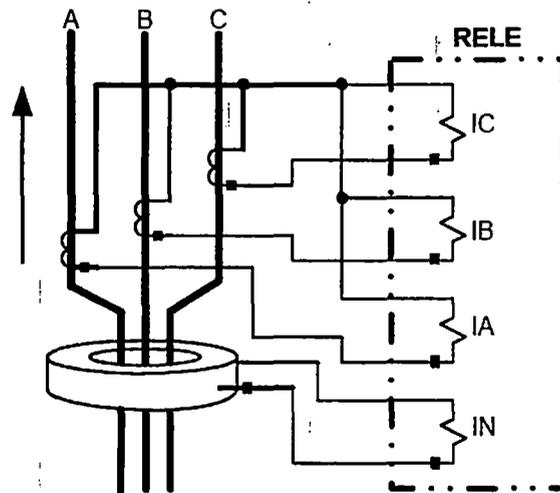


### 2.6.3. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO TOROIDAL

En un transformador de corriente tipo toroidal las tres fases de línea pasan a través de un núcleo magnético, como se indica en la figura número 20. La corriente secundaria es proporcional en la secuencia de corriente cero.

La tecnología moderna hace posible la medición de pequeñas corrientes secundarias debido a que los relés de protección pueden medir pequeñas magnitudes de corriente. Para proporcionar la sensibilidad necesaria para fallas a tierra en sistemas no puesto a tierra o con neutro ficticio.

Fig. 20: Transformador de corriente tipo toroidal



Fuente: Sistemas de Potencia (Duncan - Glover)

## 2.7. SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y REQUISITOS DE LOS RELÉS

### 2.7.1. REQUISITOS PARA UN FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO DEL RELÉ

#### 2.7.1.1. RAPIDEZ

Característica esencial de los relés de protección, para la rápida eliminación de las fallas permitiendo reducir los esfuerzos mecánicos y térmicos, reducir la ionización del aire, etc.

La rapidez requiere normalmente la aplicación de esquemas de protección piloto en líneas de transmisión, protecciones de distancia con ayuda de un medio de comunicación en líneas de transmisión, protecciones diferenciales en generadores y transformadores de potencia.

#### **2.7.1.2. SELECTIVIDAD**

Es la habilidad de los sistemas de protección, para desconectar el mínimo número de equipos o circuitos comprometidos con las fallas. La selectividad se consigue mediante el diseño de los esquemas de protección y mediante los estudios de coordinación de las protecciones. Los relés deben de seleccionar, entre las fallas por las que deben de operar, por ser producidas en los propios equipos que protegen de las fallas en otros equipos por las que no deben de operar.

#### **2.7.1.3. SENSIBILIDAD**

Capacidad de los relés de detectar condiciones mínimas de fallas, sin comprometer la operación de los sistemas eléctricos. Los valores de ajuste de los relés deben ser cuidadosamente estudiados de tal forma que cualquier transitorio u oscilación de potencia que se produzca en la red y del cual se puede recuperar, no sean detectados por los relés.

#### **2.7.1.4. CONFIABILIDAD**

Característica que nos permite medir la eficiencia de los esquemas de protección. Los relés solamente deben actuar cuando sean requeridos, las falsas actuaciones significan que los relés no son seguros.

La confiabilidad engloba dentro de sí dos conceptos. Por un lado el concepto de obediencia, que es la cualidad de que una protección opere correctamente y por otro, el concepto de seguridad, que es la cualidad de no operar ante unas causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La confiabilidad de un sistema de protecciones depende en primer lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.

### 2.7.1.5. CRITERIOS DE SELECTIVIDAD PARA LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Las protecciones propuestas para los alimentadores, durante la elaboración de la propuesta de protección afectan directamente a la selectividad. La falla homopolar producida en un punto cualquiera de una red de distribución no debe, de ninguna manera, dejar sin corriente eléctrica el conjunto de una instalación. De esta premisa resulta la necesidad de aislar rápidamente la zona afectada por la falla, manteniendo el suministro de energía eléctrica al resto de los usuarios.

El principio de selectividad de las desconexiones, en el que debe funcionar el elemento de protección (fusible), y únicamente él, colocado inmediatamente aguas arriba del circuito donde se ha producido la falla homopolar. Las demás protecciones no se deben desconectar. Los procedimientos clásicos de selectividad: amperimétrica y cronométrica permiten con cierto grado de fiabilidad cumplir esta exigencia.

Por tanto en un punto determinado de la red se debe de elegir entre uno de ellos o la combinación de ambas, el cual proporcione mayores ventajas.

#### SELECTIVIDAD AMPERIMÉTRICA

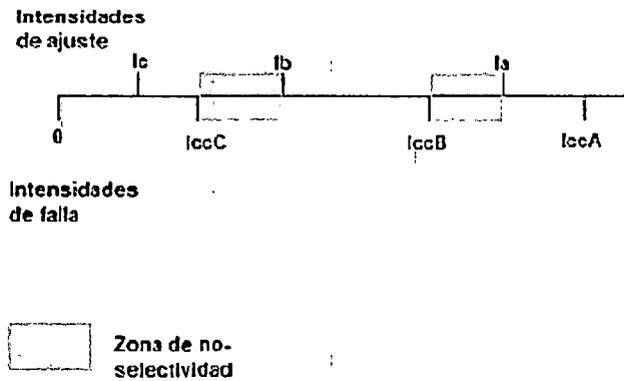
Este sistema de selectividad consiste en controlar la magnitud de la corriente, se basa en el hecho de que la intensidad de cortocircuitos es más alta cuanto más próximo está la falla a la fuente.

En la ecuación 2.13, se observa que para desarrollar una selectividad amperimétrica teórica, hay que verificar que los umbrales de los dispositivos de protección se encuentren de la siguiente manera:

$$I_{ccA} > I_A > I_{ccB} > I_B > I_{ccC} > I_C \dots\dots\dots (2.13)$$

En la práctica la proximidad de los valores de ajuste hace que esta selectividad no sea más que parcial. El mayor inconveniente de este tipo de selectividad es que no tiene un seguro aguas arriba respecto aguas abajo, es decir no tiene protección de respaldo. El funcionamiento de este tipo de selectividad, es instantáneo, porque no posee un retardo de tiempo entre las protecciones.

Fig. N° 21: Selectividad amperimétrica



Fuente: Publicación Técnica Schneider

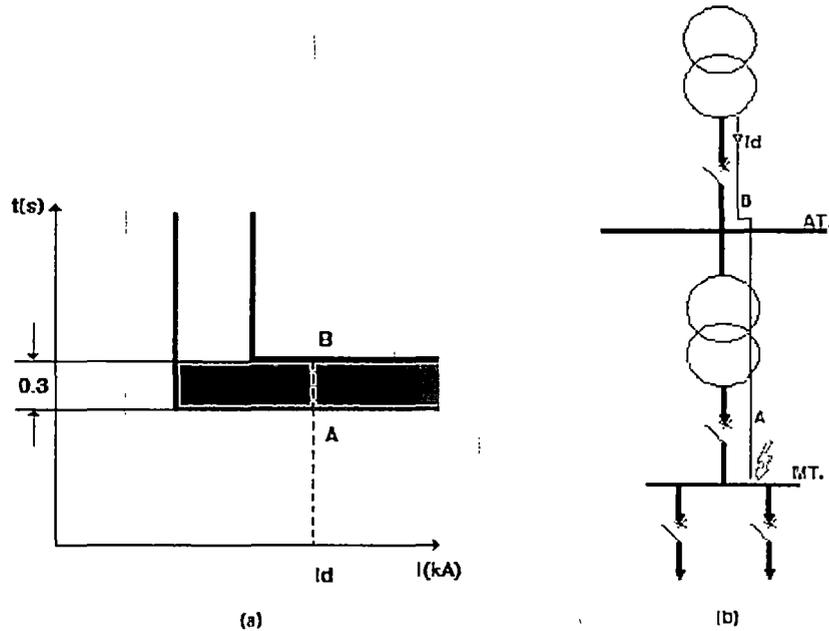
## SELECTIVIDAD CRONOMÉTRICA

Es el principio de selectividad más simple que existe ya que solo consiste en jugar con las temporizaciones de las protecciones contra cortos circuitos, de forma que exista el intervalo de tiempo suficiente entre los distintos eslabones de la cadena de protecciones, de forma que pueda darse una actuación selectiva de las protecciones que constituye la cadena.

La selectividad cronométrica añade una noción de tiempo a la magnitud controlada, que es la corriente. Consiste en temporizar la protección aguas arriba para que la protección de aguas abajo tenga tiempo de aislar la zona de falla. Este intervalo de tiempo es el denominado el intervalo de selectividad  $\Delta t$ , que varía de 200 msec a 300 msec,

siempre y cuando todos los relés de la cadena sean digitales. En la figura a continuación se observa el principio de selectividad.

Fig. N° 22: Selectividad cronométrica.



Fuente: Publicación Técnica Schneider

La superposición de las curvas de disparo (a) permite comprobar que la selectividad es efectiva entre los interruptores automáticos A y B (b) que detectan la misma corriente de falla  $I_d$ .

### SELECTIVIDAD AMPERIMÉTRICA – CRONOMÉTRICA

La unión de las selectividades cronométrica y amperimétrica es especialmente interesante para proteger alimentadores, ya que nos permite controlar la magnitud de la corriente y el tiempo entre la cadena de protecciones (relé - relé, relé - reconectador, relé - fusible, etc.).

## 2.7.1.6. CRITERIOS DE COORDINACIÓN ENTRE EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

### COORDINACIÓN ENTRE RELÉ – RELÉ

El uso de relés de sobrecorrientes no direccionales es muy extendido en las subestaciones de distribución como protección de alimentadores radiales, así como en la protección de respaldo. Esto es debido a sus características de velocidad, seguridad, simplicidad y confiabilidad.

Para la coordinación de relés, se debe tener en cuenta que las curvas deben procurar ser del mismo tipo de curva para evitar traslapes entre ellos. Se considera un tiempo de selectividad entre curvas de relés de 0.2 a 0.5 segundos. Puesto que el interruptor ABB SACE, tiene las siguientes características.

Cuadro N° 04: Tiempos de actuación del interruptor SACE

<b>Interruptor SACE – ABB</b>	
<b>Tiempo nominal de apertura</b>	35 – 40 mseg
<b>Tiempo nominal de cerrado</b>	60 mseg
<b>Tiempo de arqueo</b>	<15 mseg
<b>Tiempo nominal interrupción</b>	< 55 mseg
<b>Tiempo total de actuación</b>	170

Fuente: Catálogo SACE – ABB

### COORDINACIÓN ENTRE RELÉ – FUSIBLE

La filosofía más común de protección de alimentador establece el uso de los fusibles, el cual significa que el relé del alimentador y el fusible de una derivación lateral, son coordinados de tal manera que el fusible de la derivación solamente opere para fallas permanentes en la derivación.

Para la coordinación entre Relé – Fusible. La característica de operación de tiempo extremadamente inverso o muy inverso del relé se utiliza cuando requiere una buena selectividad con fusibles. Las características muy inversas se pueden utilizar con los fusibles de tipo expulsión (fusible cut-out), mientras que las versiones extremadamente inversas se adaptan mejor a los fusibles limitadores de corriente. Considerar el tiempo de selectividad entre curvas de relés y fusibles de 0.1 a 0.2 segundos.

### **COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLE – FUSIBLE**

Para lograr una coordinación entre fusibles se utilizan las curvas de corriente – tiempo mínimo de fusión y las curvas corriente – tiempo de interrupción total de cada fusible empleado (ver anexo 03).

En la aplicación de elementos fusibles, deben considerarse las características de los dispositivos de protección adyacentes a éste y las del circuito, buscando la correcta operación y discriminación de la falla a través de la coordinación de los tiempos de operación.

Un criterio práctico es escoger las características de los dos fusibles, de modo tal que para toda corriente de falla igual o menor a la corriente de falla máxima en la localidad de la protección aguas abajo, la curva de tiempo total de despeje del fusible 1 (aguas abajo) sea más rápida que la curva de tiempo mínimo fusión del fusible 2 (aguas arriba), esto se toma en cuenta el calentamiento previo sufrido por el fusible 2, asegurándose la selectividad requerida. Para curvas de fusión entre fusibles es de 0.02 a 0.05 segundos.

#### **2.7.2. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DEL RELÉ**

Un relé puede actuar por medida de una sola magnitud eléctrica, bien sea intensidad, tensión o frecuencia y también por la acción de dos magnitudes

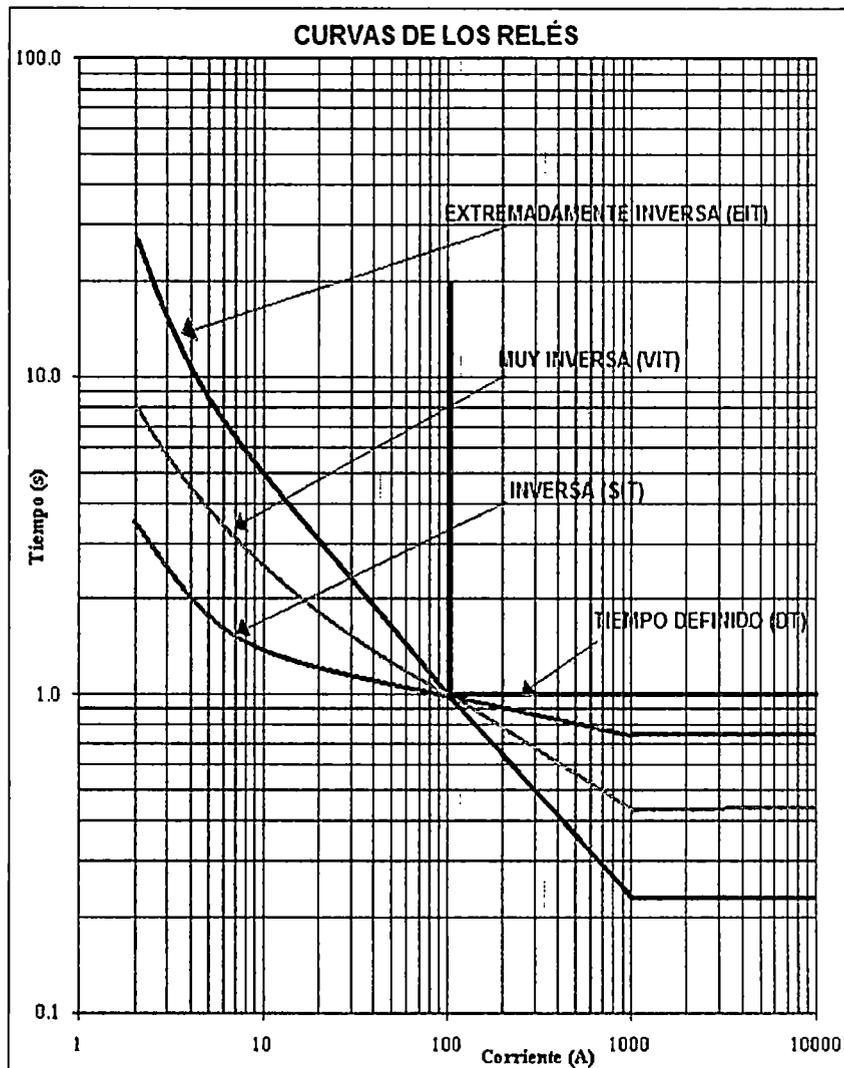
simultáneamente como intensidades y tensiones. En este último caso en la actuación del relé pueden intervenir, el ángulo de fase, la relación entre las magnitudes eléctricas o bien la combinación de ambas.

### 2.7.3. CURVAS CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS

La relación entre las magnitudes que van hacer actuar al relé, se muestran en gráficos que denominaremos: Curvas características de operación.

Cuando la actuación del relé es por una sola magnitud, su respuesta es puramente en función del tiempo, como se muestra en la siguiente figura:

Fig. N° 23: Curvas características de los relés en magnitud y tiempo



Fuente: Elaboración propia

#### **2.7.4. FUNCIONES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN**

En un sistema eléctrico de distribución, los relés de protección tienen como fin reducir al mínimo el número de alternativas y duplicidades de los enlaces. Esto lo hacen posible por que evitan o limitan los daños en los equipos, aislando la porción de instalación o equipo en falla, del resto del sistema. Los relés deben detectar rápidamente la falla y dar la orden de disparo a los interruptores automáticos asociados a la misma, cortando la corriente al aparato o la parte de instalación en falla, aislándolo del sistema. Esta rápida separación tiene un efecto doble, pues por un lado minimiza los daños producidos por la falla en el elemento afectado, haciendo de esta manera que los tiempos se acorten en su reparación y puesta en servicio y por otro lado, se reduce la gravedad y la duración de la falla de suministro de energía a las partes no involucradas en la falla, permitiendo que estas continúen en servicio normal. Para detectar la falla en forma de intensidades y tensiones a través de los transformadores de medida, los relés de protección reciben información necesaria para poder detectar estas fallas. En caso de actuación, la información es transmitida en forma de impulsos a los circuitos de disparo de los interruptores automáticos, de tal manera que estos equipos se aíslan de la instalación en defecto por dichos interruptores.

#### **2.7.5. PRINCIPIOS DE APLICACIÓN DE LOS RELÉS**

En los relés de protección, la filosofía principal es dividir el sistema eléctrico de distribución en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos apropiados y cuyas zonas puedan ser desconectadas de la red en un periodo muy corto, lo cual causa la mínima anomalía en la parte del sistema que permanece en servicio. Así podemos dividir en dos tipos los equipos de protección que comprenda a cada zona:

- Protecciones principales
- Protección de respaldo

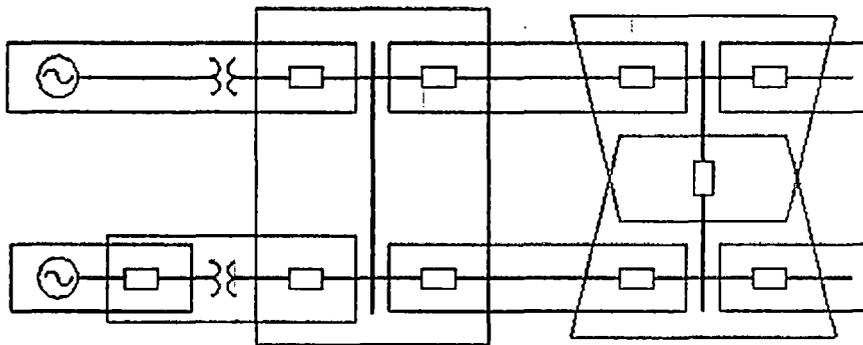
En términos generales, a las protecciones principales las podríamos denominar como las de primera línea de defensa y están diseñadas para desconectar la red, cuando el elemento de falla ocurra. Si la falla no ha sido despejada en forma rápida por la protección principal, actuara la protección de respaldo o apoyo, pero normalmente desconectara en mayor cantidad parte del sistema, para aislar o despejar la zona de falla.

#### **2.7.5.1. PROTECCIONES PRINCIPALES**

Un sistema eléctrico de distribución se divide en zonas de protecciones principales, las líneas de trazos separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como; generadores, transformadores, barras y líneas de transmisión. La zona incluye el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento del sistema. Si ocurre una falla en una zona de protección primaria, los relés de protección provocaran el disparo de todos los interruptores comprendidos dentro de la zona.

En la figura número 24, las zonas de protección principal están dispuestas de forma que haya un traslape alrededor de los interruptores. Esto se hace con el propósito de eliminar la posibilidad de que haya espacios muertos o áreas no protegidas. Una falla dentro de un área traslapada, provocara disparo de todos los interruptores de dos zonas principales. Este disparo extensivo de dos áreas es necesario ya que una falla dentro de una zona traslapada, es en defecto, una falla en el interruptor y no existe garantía de que el interruptor involucrado en la falla opere correctamente.

Fig. N° 24: Esquema unifilar de un sistema con la división en zonas de las protecciones primarias



Fuente: Mejoramiento del Sistema de Protección Homopolar en Redes de Distribución.

### 2.7.5.2. PROTECCIONES DE RESPALDO

Las protecciones de respaldo se instalan para cubrir los posibles fallos de las protecciones principales y también por los posibles fallos del interruptor.

Las causas que pueden producir las fallas del relé son:

- Falla en la fuente de alimentación C.C. de los circuitos de disparo y control.
- Falla en los circuitos de alimentación de C.A. por defectos en los transformadores de medida o en sus cables de conexiones.
- Fallas en los dispositivos auxiliares
- Fallas en el propio relé

Las causas que pueden contribuir a la falla de un interruptor son:

- Falla en los contactos principales del interruptor.
- Falla en el circuito de disparo (alimentación C.C.)
- Falla mecánica en el dispositivo de disparo.
- Bobina de disparo a circuito abierto o en cortocircuito.

La protección de respaldo debe servir como apoyo, tanto para el relé propiamente dicho como para el interruptor por tanto debe ser instalada

de forma que, cualquier elemento o dispositivo que produzca en un momento dado, una falla en la protección principal, no sea motivo también de una falla en la protección de respaldo. Es así que se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control e incluso los transformadores de medida. Una condición básica es que la protección de respaldo no debe operar hasta que la principal haya cumplido su función de disparo.

## 2.8. FUSIBLES

Estas protecciones son frecuentemente utilizadas en los sistemas de distribución por su menor costo de instalación. 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 corto circuito que va a despejar y el tiempo de operación.

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento, dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. En todo caso las curvas características de tiempo corriente se dan para temperaturas ambientes de 20° a 25° C y se indican para corrientes que producen fusión en 300 segundos o menos, partiendo de fusibles sin carga.

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 (relés).
- Proveer un grado de protección ante sobrecargas severas.

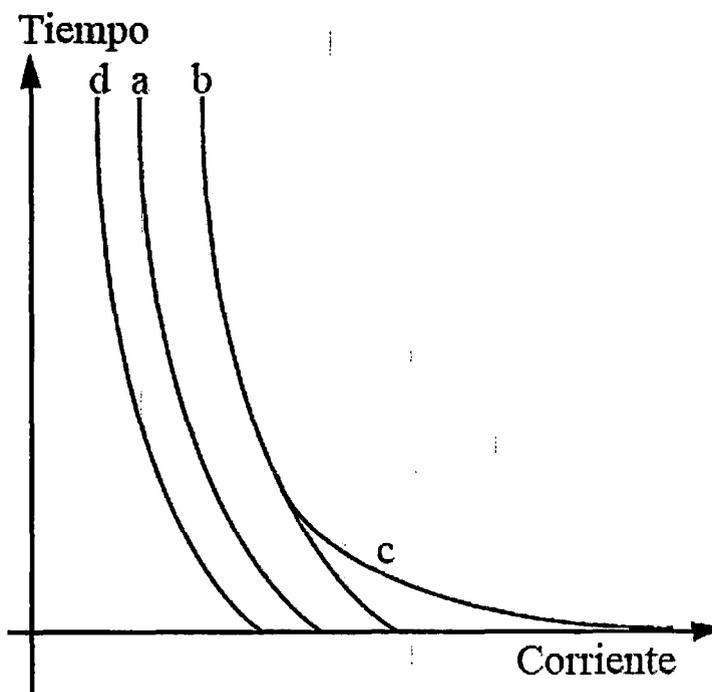
Para la selección de Fusibles se tomaran en cuenta los siguientes parámetros:

- El fusible se selecciona entre 1.2 a 1.5 veces la corriente nominal del transformador.
- Debe soportar una corriente Inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal en un tiempo de 0.1seg.

Existen tiempos característicos de operación de un fusible:

- a) Curva de tiempo mínimo de fusión: Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- b) Curva de tiempo máximo de fusión: Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.
- c) Curva de tiempo total para la extinción del arco: Se obtiene adicionando a la curva b, el tiempo necesario para la completa extinción del arco.
- d) Curva tiempo-corriente de corta duración: Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a.

Fig. N° 25: Curvas características de operación de fusibles



### 2.8.1. TIPOS DE FUSIBLES PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Los fusibles de expulsión en razón de su velocidad se clasifican de la siguiente manera:

- Fusibles tipo K: Las láminas tipo K se fabrican cumpliendo con las normas internacionales ANSI, NEMA, IEEE e IEC, para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos. Los fusibles tipo K son fusibles rápidos. Generalmente se usan para la protección en circuitos de distribución.
- Fusibles tipo H: Las láminas fusibles tipo H presentan una relación de tiempo corriente más rápida que el tipo K en el corte y perturbaciones bruscas. Estos fusibles proveen protección contra sobrecargas y no son afectados por corrientes transitorias.
- Fusibles tipo T: Las láminas tipo T se fabrican cumpliendo con las normas internacionales ANSI, NEMA, IEEE e IEC, para los valores máximos y mínimos: 300, 10, 0,1 segundos. Los fusibles tipo T son fusibles lentos o retardados.

### 2.8.2. RELACIÓN DE RAPIDEZ

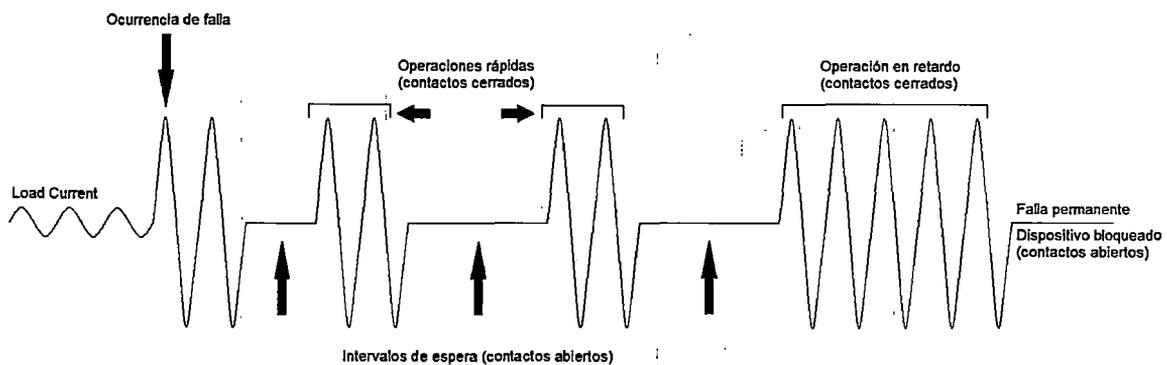
Los tipos de fusibles más comúnmente usados en sistemas de distribución son los denominados como fusible rápido (K) y lento (T), y sus características están definidos por el estándar ANSI C37.43.

Es así que para los fusibles del tipo K, se definió un ratio de velocidad de 6 a 8, y para los fusibles T un ratio de velocidad de 10 a 13. Este ratio de velocidad es la razón de la corriente mínima de fusión a 0.1 segundos a la corriente mínima de fusión a 300 ó 600 segundos.

## 2.9. RECONECTADOR (RECLOSER)

Es un dispositivo con la inteligencia artificial necesaria para detectar una corriente de cortocircuito, interrumpir el flujo de corriente y luego cumplir con la secuencia para la que ha sido programado. La secuencia lo lleva a desconectar y reconectar la línea a diferentes tiempos para saber si la falla es temporal o permanente, si ocurre esto último el reconnector queda abierto y deberá ser cerrado manualmente o con un control lógico. El número de veces que el reconnector repite el proceso de conexión – desconexión es entre 3 a 4 veces, las primeras veces son siempre operaciones rápidas, mientras que la última es más retardada, como se muestra en la siguiente figura:

Fig. N° 26: Secuencia típica para un reconnector hasta su bloqueo



Fuente: Elaboración propia

### 2.9.1. FACTORES A CONSIDERAR PARA LA APLICACIÓN DEL RECLOSER

Se consideran seis factores importantes a tomar en cuenta para seleccionar un recloser en un alimentador en 22.9 KV, como se define a continuación:

- Tensión del sistema: La tensión de fase a fase no debe ser superior a la tensión que puede soportar el dispositivo.
- Corriente máxima de falla: La capacidad de interrupción del recloser debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima que puede

sucedan en la localización del recloser; preferiblemente en la zona que va a proteger.

- c) Corriente máxima de carga (corriente de sobrecarga): La capacidad nominal de corriente del dispositivo debe ser igual o mayor que la corriente de carga máxima a través del recloser.
- d) Corriente mínima de falla: La corriente mínima de corte seleccionada debe permitir que el aparato responda a la corriente de falla mínima que puede suceder en la zona donde se encuentra el recloser.
- e) Sensor de falla a tierra: Como la mayoría de las fallas de sistemas conectados en estrella se encuentran relacionadas con sobrecorrientes en el neutro o en tierra, se debe coordinar dentro del dispositivo los tiempos de secuencia entre la parte trifásica y la del neutro, donde los de este último deben ser mayores para asegurar que el sistema solo desconectará las fallas en el neutro sin afectar el servicio de las otras tres fases del alimentador.
- f) Coordinación con otros elementos: Debe existir coordinación con los demás dispositivos de protección a ambos lados del recloser. Esto se logra con el manejo del tiempo dual que posee el aparato para censar corrientes de falla.

## **2.9.2. POSICIONES DEL RECONECTADOR EN EL SISTEMA**

Este tipo de dispositivo de protección es empleado usualmente en las siguientes tres posiciones:

- a) En la entrada y salida de la subestación de transmisión como el primer dispositivo de protección en la alimentación.
- b) A gran distancia de las subestaciones de transmisión para separar alimentadores de grandes dimensiones y de esta forma prevenir la interrupción de la línea de distribución completa si se presenta una falla permanente cerca del final de esta.

- c) En los ramales de los alimentadores principales, para proteger a estos de interrupciones y cortes debido a fallas en las ramas del alimentador.

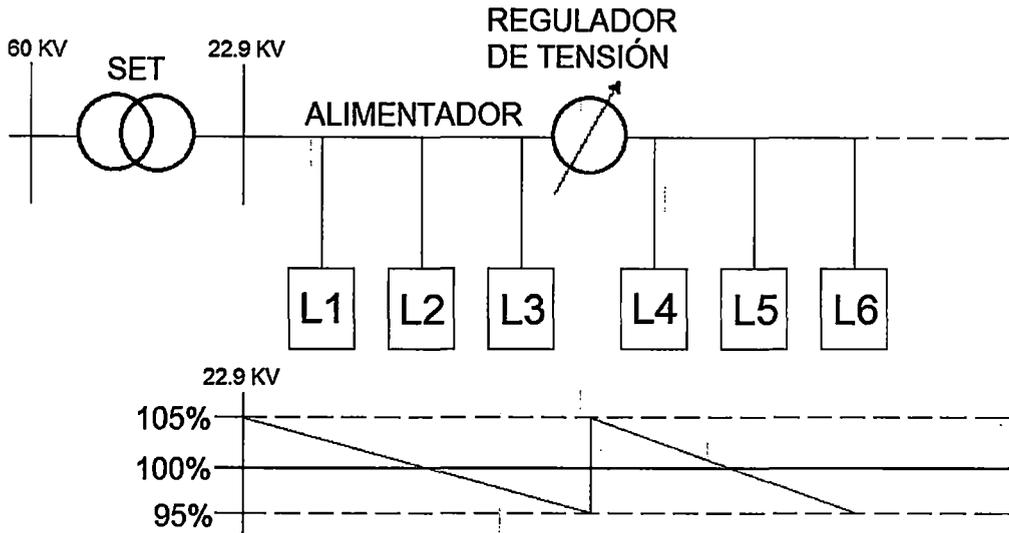
## 2.10. REGULADOR DE TENSION

Los reguladores de tensión son equipos cuya función consiste en mantener una tensión de salida constante, o dentro de un margen estrecho ante variaciones en la tensión de entrada. Su aplicación puede dividirse en dos grupos: para media y alta tensión, los cuales se colocan en las líneas de transmisión y distribución, y para baja tensión, que se colocan a la entrada de los equipos cuya tensión se requiere que sea constante. Este tipo de equipo sólo puede corregir las variaciones de tensión de larga duración y dependiendo del tipo, algunas de corta duración. Su tiempo de respuesta típico va desde varios milisegundos hasta decenas de segundos. Dependiendo de su construcción, algunos son capaces de compensar transitorios impulsivos, interrupciones, ranuras y ruido.

Es importante recalcar que todos estos equipos son del tipo monofásico. En caso de que la aplicación involucre la necesidad de utilizar un equipo trifásico, éste se implementa mediante tres módulos monofásicos independientes.

El propósito del regulador de tensión de línea consiste en mejorar el comportamiento de la misma, de tal forma que cuando se tenga un pico de demanda el regulador proporcione la elevación de tensión necesaria, mientras que cuando haya una disminución en la carga la tensión se mantenga en un valor cercano al nominal. En la figura número 27 se muestra un esquema de regulación sin compensación de la caída en el cual la tensión permanece en un valor 5% mayor al nominal y de esta forma se eleva a un valor igual al 105% del nominal, para asegurar que se tendrá dicho valor nominal al final de la línea de distribución.

Fig. N° 27: Comportamiento de un regulador de tensión en una línea de distribución en 22.9.KV



Fuente: Reguladores de Tensión Monofásicos ELECTROWERKE S.A. (Howard Industries, Inc.)

## 2.11. MODELAMIENTO DE LA RED MEDIANTE INDICADORES DEC Y FEC

### 2.11.1. ESTRUCTURA TOPOLÓGICA

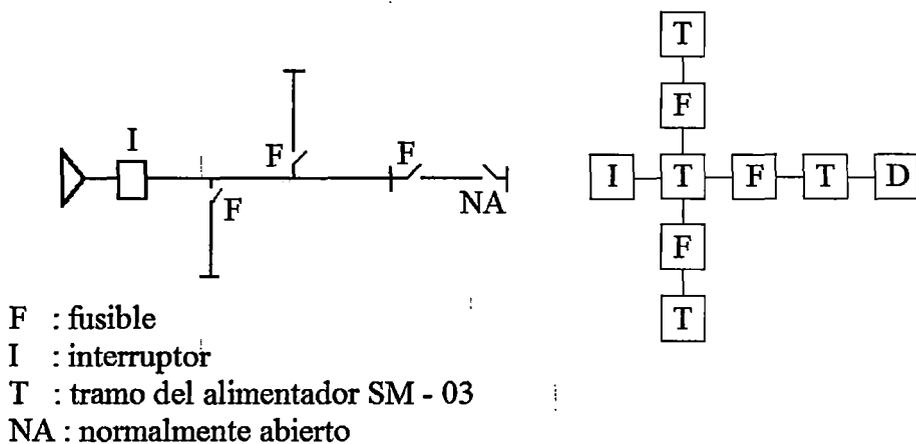
Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirá idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo (de alimentador) y consumidor.

Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: interruptores, fusibles y desconectores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte, los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser

telecomandados, al igual que los desconectores, excepto que éstos no operan ante la presencia de fallas. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados.

Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos. 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero. En la figura siguiente, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

Figura N° 28: Red de Distribución y Modelo de Red



Fuente: Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución.

### 2.11.2. CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS

Los tramos de alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por lo siguiente:

- Tasa de falla ( $\lambda$ ):** Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas

atmosféricas, falla de aislación, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- A través del historial de fallas, para el tramo individual.
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo.

$$\lambda = b * l \quad (1/\text{año}) \quad (2.14)$$

$$b = m/(L*T) \quad (1/\text{km año}) \quad (2.15)$$

dónde:

- $m$  : cantidad de fallas
- $L$  : longitud total de las líneas expuestas a falla, en km
- $T$  : periodo de estudio, años
- $B$  : número de fallas, por kilómetro por año
- $l$  : longitud de la línea de interés

Para elementos individuales, tales como transformadores, switches, interruptores, etc. se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = m/NT \quad (1/\text{año}) \quad (2.16)$$

dónde:

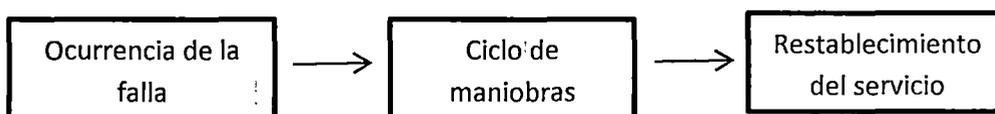
- $m$  : cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento,
- $N$  : cantidad de elementos expuestos a falla.
- $T$  : periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las

originan, de manera que la utilización de las expresiones (2.14) a (2.16) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

- b) **Tiempo de interrupción:** el tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).

Se denomina tiempo total de interrupción del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:



El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

- Tiempo para el conocimiento de la falla ( $T_c$ ): es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero.
- Tiempo de preparación ( $T_p$ ): corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.

- Tiempo de localización ( $T_l$ ): es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.
- Tiempo de maniobra para la transferencia ( $T_t$ ): es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- Tiempo de reparación ( $T_r$ ): es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
- Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación ( $T_v$ ): es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

### 2.11.3. CLASIFICACIÓN DE ESTADOS

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador:

- Normal: el estado del tramo de alimentador  $i$  se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento  $j$ .
- Restablecible: el estado del tramo de alimentador  $i$  se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes

de reparar el elemento j fallado, aislando j mediante algún elemento de maniobra.

- Transferible: el tramo de alimentador i será transferible. Cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque j en falla.
- Irrestablecible: son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.
- Irrestablecible con espera: el tramo j. en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

## **2.12. DETERMINACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS**

### **2.12.1. DETERMINACIÓN DE ESTADOS**

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros Índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición radial de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante una falla del elemento indicado por la fila. El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a) Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b) Preparar una matriz de orden  $n \times n$ , donde  $n$  es el número de elementos del modelo.
- c) Tomando un elemento a la vez. simular una falla (elemento  $i$ ).
- d) Para el resto de elementos ( $j$ ), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado ( $i$ ).
  - d.1) Si la actuación de la protección no afecta al elemento  $j$ , éste se define como normal.
  - d.2) Si el elemento  $j$  se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces este elemento es transferible.
  - d.3) El elemento que sufre la falla ( $i=j$ ). se define inmediatamente como irrestablecible, o bien como irrestablecible con tiempo de espera, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.
  - d.4) El elemento  $j$  debe definirse como restablecible, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red. es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.
- e) Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f) Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

## 2.13. EVALUACIÓN DE ESTADOS

Para los sistemas de topología radial, como los que se analizarán, se demuestra fácilmente, que:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (2.17)$$

$$U_i = \lambda_i * r_i \quad (2.18)$$

$$U_T = \sum U_i \quad (2.19)$$

$$r_T = U_T / \lambda_T = \sum \lambda_i * r_i / \sum \lambda_i \quad (2.20)$$

dónde:

- $\lambda_i$  : tasa de falla del elemento i. fallas/año
- $r_i$  : tiempo de reparación del elemento i, horas
- $U_i$  : indisponibilidad anual del elemento i. horas/año
- $\lambda_T$  : tasa de falla del sistema serie, fallas/año
- $r_T$  : tiempo de reparación total, horas,
- $U_T$  : indisponibilidad anual total del sistema serie, horas/año.

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento "genera" independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 05: Interrupciones aportadas, según tipo de elemento

TIPO ELEMENTO	INTERRUPCIONES
Normal	0
Restablecible	$\lambda$
Transferible	$2\lambda$
Irrestablecible	$\lambda$
Irrestablecible c/esp.	$\lambda$

Obsérvese que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración  $T_v$ . Para el caso de elementos que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i l_i \quad (2.21)$$

dónde:

- $\lambda_i$  : tasa de falla unitaria del tramo i, (fallas/año km)
- $l_i$  : longitud del tramo alimentador i, (km)
- $\lambda_T$  : tasa de falla del tramo (fallas/año)

Entonces, la tasa de falla total en un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y el cuadro 05, es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (2.22)$$

dónde:

- $\lambda_{Ei}$  : tasa de falla total del elemento i. fallas/año
- $\lambda_i^j$  : cantidad de interrupciones en el elemento i. debido a falla en elemento j
- n : cantidad de elementos considerados en el modelo de la red

Por su parte, el tiempo total de interrupción también depende de la definición de tipo, como se indica en el cuadro número 06.

El tiempo total de interrupción de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y el cuadro siguiente:

Cuadro N° 06: Tiempos de interrupción

TIPO ELEMENTO	TIEMPO INTERRUPCIÓN (r)
Normal	0
Restablecible	$T_c+T_p+T_l$
Transferible	$T_c+T_p+T_l+T_t+T_v$
Irrestablecible	$T_c+T_p+T_l+T_r$
Irrestablecible c/espera	$T_c+T_p+T_l+T_t+T_r$

$$T_i^j = \lambda_i^j * r_j \quad (2.23)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad (2.24)$$

dónde:

- $\lambda_i^j$  : cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j, fallas/año
- $r_j$  : tiempo de interrupción o de reparación del elemento j. horas.
- $T_i^j$  : indisponibilidad anual del elemento i. debido a falla en el elemento j, horas/año
- $T_{Ei}$  : indisponibilidad anual total del elemento i. horas/año
- $n$  : cantidad de elementos del modelo.

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados. Como índices generales para los consumidores, se determina la Frecuencia Equivalente por Consumidor y la Duración Equivalente por Consumidor:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (2.25)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (2.26)$$

Donde:

- $C_j$  : cantidad de consumidores conectados al tramo j
- $nt$  : cantidad de tramos de alimentador

## **CAPITULO III**

### **DIAGNOSTICO ACTUAL DEL ALIMENTADOR SANTA MARÍA 03**

#### **3.1. INTRODUCCION**

En el presente capítulo se realizó un diagnóstico del alimentador Santa María 3 (SM – 03), que es una salida en 22.9 KV, de la subestación de transformación Santa María 60/22.9 KV, ubicado en el sector del mismo nombre, del distrito de Maranura y dicho alimentador suministra a toda la cuenca de Vilcabamba hasta los sectores de Pampaconas y Yanahuanca, el mencionado alimentador fue instalado el año 1992, que hasta la fecha no ha existido intervenciones sustanciales en la topología ni en sus instalaciones, por lo que es necesario evaluar las condiciones del alimentador para una ampliación del sistema eléctrico hacia la cuenca de Incahuasi.

A continuación se describen los elementos que componen la subestación de transformación y el alimentador SM – 03, en la subestación de transformación, como son los elementos de transformación, protección y distribución, así como la infraestructura eléctrica del alimentador SM – 03, posteriormente se analizó los cortes registrados en el alimentador en estudio por el centro de control de ELSE (ver anexo 01), y por último se evaluó la operación actual de éste.

#### **3.2. UBICACIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03**

El alimentador en estudio inicia en la barra en 22.9 KV de la subestación de Santa María y suministra energía eléctrica a una parte del distrito de Santa Teresa y a toda la cuenca de Vilcabamba y que recorre las localidades de Corralpata, Limonpata, Amarilluyoc, Encuentro, Sullucuyoc y Lucmapampa esto en el Distrito de Santa Teresa y todas las localidades de la cuenca de Vilcabamba hasta los sectores de Pampaconas y Yanahuanca con aproximadamente 80 subestaciones de distribución instalados en todo el alimentador (ver anexo 2 – diagrama unifilar del alimentador SM – 03).

### 3.3. DATOS TÉCNICOS DEL ALIMENTADOR SM – 03

Tipo de línea	:	Radial con tendido aéreo
Cantidad de fases	:	Trifásico
Tipo de conexión	:	Estrella tipo "Y – multi aterrado"
Nivel de tensión	:	Fase – Fase en 22.9 KV Fase – Tierra en 13.2 KV
Longitud	:	49.02 Km
Altitud mínima	:	1100.00 m.s.n.m.
Altitud máxima	:	4200.00 m.s.n.m.
Cantidad de subestaciones	:	Aprox. 80
Tipo de conductor	:	Aleación de Aluminio tipo AAAC
Sección del conductor	:	Entre 50, 35 y 25 mm <sup>2</sup>
Soportes	:	Postes de C°A°C° 12/200 y 12/300
Crucetas	:	Crucetas de F°G° y de madera tratada
Aislamiento	:	Aisladores rpp 25 y de porcelana tipo PIN y suspensión
Sistemas de protección	:	Constan de un relé de reconexión y fusibles con porta fusibles tipo Cut – Out

### 3.4. DESCRIPCIÓN DEL TRAZO DE LA LINEA ACTUAL

El trazo de la línea está definido sobre la base de la ruta más corta y tomando en consideración que la línea de media tensión ha sido construida en una zona de valle interandino con altitudes que varían entre los 1100 y 4200 m.s.n.m. con distribución de carga a lo largo de la mencionada línea, como se muestra en el plano de ubicación del anexo 02.

Además de lo antes mencionado, el hecho de que la zona de trazo de línea se encuentra saturada de árboles y campos de cultivos que alcanzan fácilmente los 5 metros de altura como son cultivos de palto, granadilla, pacaes y otros de mediana altura como plátano, naranja, café y cacao.

La estructura del alimentador SM – 03 data de hace 22 años y está diseñada con postes de concreto armado centrifugado de 12 metros con 200 y 300 Kg de esfuerzo en los vértices de los postes y soportes como crucetas de fierro galvanizado y crucetas de madera tratada, así como aisladores de porcelana y poliméricos, y el conductor es de aleación de aluminio tipo AAAC de distintos calibres.

### 3.5. DIAGNÓSTICO FÍSICO DEL ALIMENTADOR SM – 03

#### 3.5.1. POSTES

Los postes son de concreto armado centrifugado (C°A°C°) y de fierro galvanizado de 12 metros de altura, de 200 y 300 Kg en la punta del poste, estos postes fueron instalados en los 49 km del alimentador y son apoyados a esfuerzos por retenidas, mencionados postes datan del año 2004 ; algunas estructuras están muy deterioradas debido a las condiciones medioambientales de la zona, ya que en algunos segmentos del alimentador, el terreno ha sufrido constantes deslizamientos de tierras a causa de torrenciales precipitaciones pluviales que han afectado sus cimientos y sus estructuras, como se puede apreciar en las fotografías números 01 y 02:

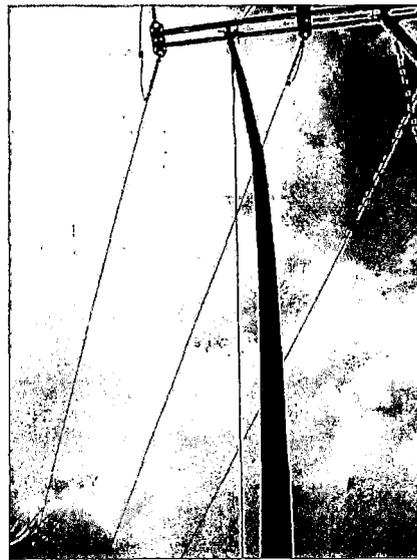


Foto N° 01: Poste de C°A°C° señalizado Foto N° 02: Poste del alimentador

### 3.5.2. CRUCETAS

Las crucetas son de fierro galvanizado y de madera tratada, la mayoría de estas crucetas se encuentran en un estado físico regular, se observaron crucetas dobladas mínimamente por el excesivo peso del conductor y la distancia del vano, como se muestra en la fotografía número 03:



Foto N° 03: Armado tipo AT-3, con derivación DT-2 en el sector de Yupanca

### 3.5.3. AISLADORES

Los aisladores instalados son de los tipos porcelana y polimérico como se observa en la fotografía anterior, por el paso del tiempo y por las condiciones medioambientales varios de estos aisladores se encuentran en condiciones físicas regulares, como es el caso de los aisladores poliméricos que son desgastados de su cubierta a causa de la acción de animales en las zonas de menor altitud.

### 3.5.4. CONDUCTOR

El conductor es de aleación de aluminio tipo AAAC de 25, 35, 50 y 70 mm<sup>2</sup> de sección en diferentes tramos del alimentador como se muestra en el cuadro 07, este conductor sufrió varias averías entre rupturas por

descargas atmosféricas y caídas de árboles para lo cual se observa la utilización de mangos de empalme para su puesta en servicio.

Cuadro N° 07: Sección del conductor por tramos

TRAMO DEL ALIMENTADOR	SECCIÓN (mm <sup>2</sup> )	DISTANCIA (Km)
Salida SET Santa María – Derivación Chaulay – Derivación Limonpata	70	5.30
Derivación Limonpata - Oyara	50	18.90
Oyara - Yanahuanca	35	26.60
Ramales	35 y 25	13.50

Fuente: ELSE

### 3.5.5. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Los sistemas de puesta a tierra instalados en este alimentador son pozos de 2.50x0.80x0.80 metros rellenos de tierra mezclada con arcilla de la zona donde fueron instalados, enterrando una varilla de cobre de 2.50 metros y 3/4" de grosor, conectados a un alambre de 7 hilos de cobre de 16 mm<sup>2</sup> mediante un conector tipo Anderson de bronce o en algunos casos entorchado directamente a la varilla de cobre, el estado de los sistemas de puesta a tierra en el alimentador es regular, por falta de un adecuado mantenimiento, como se muestra en la fotografía número 04, donde se observa el mal estado del conexionado de la varilla con el cable de cobre desnudo, donde se puede observar un alto grado de oxidación del conector tipo Anderson:



Foto N° 04: Puesta a tierra del alimentador en mal estado

### 3.5.6. RETENIDAS

Las retenidas instaladas en el alimentador SM – 03 son del tipo oblicua con varilla de retención enterrado y conectado al poste mediante una abrazadera, templador de F°G°, aislador de tracción tipo nuez y cable de 7 hilos de acero galvanizado de 25 mm<sup>2</sup>, el estado de muchas retenidas es regular, debido a los deslizamientos de tierras que sufre esta zona geográfica, a continuación se presenta una fotografía de una estructura con cuatro retenidas:

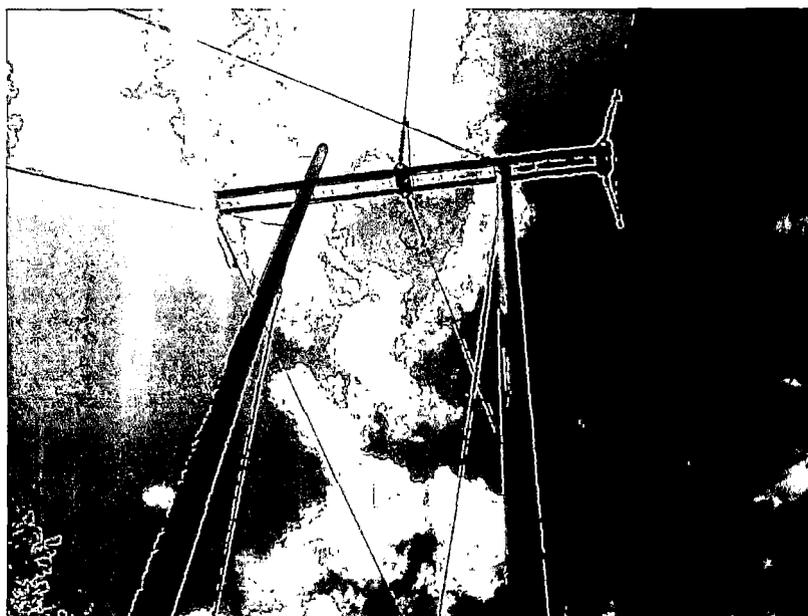


Foto N° 05: Cuádruple retenida para un armado biposte tipo AT-3

### 3.5.7. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección que cuenta el alimentador SM-03 son los siguientes:

- Fusibles de diferentes dimensiones en toda la longitud del alimentador y derivaciones.
- Porta fusibles tipo Cut-Out en línea y en derivaciones de redes primarias y fusibles tipo chicote tipo K.
- Pararrayos del tipo óxidos metálicos.

### 3.5.8. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones de distribución instaladas en el alimentador SM – 03 son transformadores, trifásicos y monofásicos con relaciones de transformación de 380/220 los trifásicos y 440/220 los bifásicos y monofásicos todos con una fase de neutro para la distribución en baja tensión, muchas de estas subestaciones se encuentran en un estado regular y otras son nuevas debido a las ampliaciones de los sistemas de electrificación rural en el distrito de Vilcabamba, como se aprecia en la siguiente fotografía:

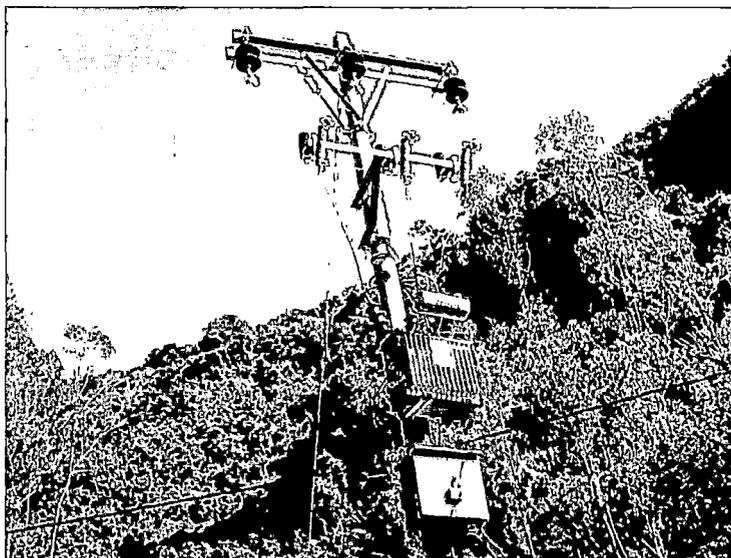


Foto N° 06: Subestación de distribución nueva en el sector de Mutuypata

### 3.5.9. MANTENIMIENTO ACTUAL

El mantenimiento actual del alimentador SM-03 es realizado por la concesionaria de Electro Sur Este S.A.A. quien contrata a una empresa de servicio eléctrico y ésta se hace cargo del mantenimiento y puesta en servicio de cualquier anomalía que se presenta en este alimentador, para el presente estudio se observó que esta empresa designa a un solo operador para todo el alimentador por lo que al presentarse una falla en el sistema el operador demora mucho tiempo en encontrar la avería, por lo que las fallas ocurridas en el sistema durante el tiempo de estudio son prolongadas y esto afecta de una forma considerable la confiabilidad del alimentador en estudio.

### 3.6. CORTE EN EL SUMINISTRO Y ESTADISTICA DE FALLAS DEL ALIMENTADOR SM – 03 REGISTRADAS POR EL CENTRO DE CONTROL DE ELSE

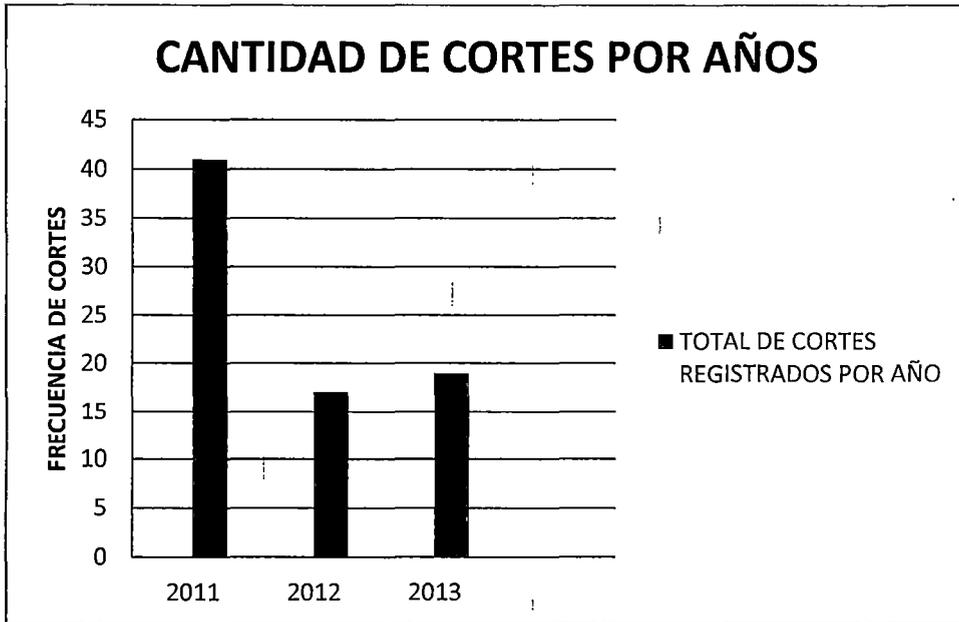
El periodo de estudio es del mes de Enero del 2011 hasta el mes de Diciembre del 2013, periodo en el cual se presentaron 77 cortes en el suministro de energía del alimentador SM – 03 como se muestra en el Anexo número 01, presentándose las siguientes estadísticas:

Cuadro N° 08: Total de cortes registrados por año en el periodo de estudio

<b>TOTAL DE CORTES REGISTRADOS POR AÑO</b>	
<b>AÑO</b>	<b>TOTAL DE CORTES REGISTRADOS</b>
2011	41
2012	17
2013	19
<b>TOTAL</b>	<b>77</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

Fig. N° 29: Total de cortes registrados en el periodo de estudio



Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

Del cuadro 09 podemos analizar los distintos tipos de cortes, que fueron registrados por el centro de control de ELSE en el alimentador SM – 03 y realizar una estadística de estos.

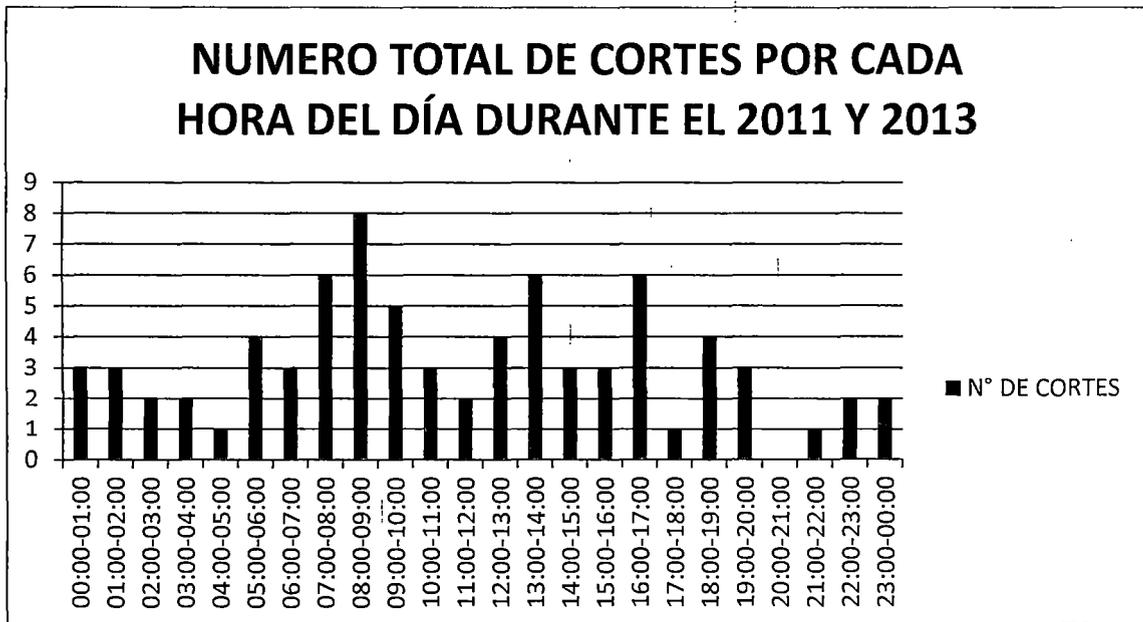
Cuadro N° 09: Frecuencia de interrupciones y su duración

Item	TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA	TIEMPO DE DURACIÓN	
				HORAS	MINUTOS
1	Programado	Por expansión o reforzamiento	4	13	47
2		Por mantenimiento	3	12	48
3	No programado	Por falla en sistema	42	30	34
4		Por fenómenos naturales	6	43	7
5		Por acción de terceros	1	14	0
6		Por falla en operación	21	53	25
<b>TOTALES</b>			<b>77</b>	<b>167</b>	<b>41</b>

Fuente: Centro de Control ELSE

Por otra parte podemos mostrar un índice del total de cortes producidos en el alimentador SM-03, donde se indican la cantidad de cortes en las horas del día, en las se produjeron, como se muestra en la figura a continuación:

Fig. N° 30: Cantidad de cortes ocurridos por cada hora del día



Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

Del último diagrama de barras podemos observar que la mayor cantidad de cortes que ocurrieron en el alimentador SM-03 fueron en las horas 07:00 y 10:00 de la mañana así también entre las 12:00 y 17:00 de la tarde en pleno horario de oficina donde distintas entidades como la municipalidad distrital de Vilcabamba, la oficina zonal del Ministerio de Cultura y la Comisaría de Pucyura, entre otras desarrollan su jornal laboral y de esta forma estos cortes interrumpen dicha labor causando daños en la asistencia de estas entidades. A continuación analizaremos los distintos tipos de cortes que existieron en el alimentador en estudio:

### 3.6.1. CORTES POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO

Son interrupciones programadas por la empresa concesionaria, este tipo de corte se produce cuando la concesionaria para el suministro de energía para poner en servicio nuevas instalaciones como ampliaciones o reforzar segmentos del alimentador, a continuación se detallan por año los cortes de suministro por expansión o reforzamiento:

Cuadro N° 10: Total de cortes por expansión o Reforzamiento.

<b>Corte por Expansión o Reforzamiento</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	1
2012	0
2013	3
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

### 3.6.2. CORTE POR MANTENIMIENTO

Este tipo de corte también son interrupciones programadas por la concesionaria con la finalidad de realizar el mantenimiento en cualquier segmento, estructura, subestación o sistemas de protección del alimentador, a continuación se detallan la frecuencia de cortes en el tiempo de estudio:

Cuadro N° 11: Total de cortes por mantenimiento

<b>Corte por Mantenimiento</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	1
2012	0
2013	2
<b>TOTAL</b>	<b>3</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

### 3.6.3. CORTE POR FALLA EN EL SISTEMA

Este tipo de interrupciones se deben a fallas producidas en el alimentador causado por el contacto de vegetación y/o animales o por algún problema en el funcionamiento de un componente del sistema eléctrico, generalmente este tipo de fallas es homopolar por el contacto a tierra de una fase del sistema trifásico, a continuación se detallan la cantidad de este tipo de interrupciones en los años de estudio:

Cuadro N° 12: Total de fallas ocurridas en el sistema

<b>Corte por Falla en el Sistema</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	21
2012	11
2013	6
<b>TOTAL</b>	<b>38</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

#### 3.6.4. CORTE POR FALLA A CAUSA DE FENOMENOS NATURALES

Este tipo de interrupciones se deben a la presencia de fenómenos naturales como descargas atmosféricas, aumento en la velocidad de los vientos, descargas pluviales excesivas, deslizamientos de tierras y movimientos telúricos que pueden afectar las instalaciones del alimentador y sacando del servicio a este, a continuación se detalla la presencia de este tipo de fallas:

Cuadro N° 13: Total de fallas a causa de fenómenos naturales

<b>Corte por Fenómenos Naturales</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	4
2012	3
2013	5
<b>TOTAL</b>	<b>12</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

#### 3.6.5. CORTE POR ACCION DE TERCEROS

Este tipo de interrupciones son causadas por la intervención de una persona ajena a la administración del alimentador que por cualquier motivo afecta el normal suministro de energía eléctrica de este alimentador, como por ejemplo la tala de un árbol que cae en los conductores del alimentador causando la falta en el suministro, a continuación se detalla la presencia de este tipo de falla en el presente estudio:

Cuadro N° 14: Total de fallas a causa de la acción por terceros

<b>Corte por Acción de Terceros</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	2
2012	1
2013	2
<b>TOTAL</b>	<b>5</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

### 3.6.6. CORTE POR FALLA EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Este tipo de interrupciones son causadas por la mala maniobra de los elementos del sistema causando el corte en el suministro de energía eléctrica, generalmente son fallas del tipo homopolar, a continuación se detallan la presencia de este tipo de fallas en el periodo de estudio:

Cuadro N° 15: Total de fallas en la operación del sistema

<b>Corte por Falla en Operación de Sistema</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	12
2012	2
2013	1
<b>TOTAL</b>	<b>15</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

### 3.6.7. ESTUDIO DE LAS FALLAS REGISTRADAS POR EL CENTRO DE CONTROL DE ELSE DURANTE EL AÑO 2011 AL AÑO 2013

Del anexo 01 podemos observar la cantidad de cortes producidos en el alimentador SM-03, de los cuales se pueden resumir en dos clases de cortes:

a) Cortes Producidos por la Empresa Concesionaria

Estos cortes son efectuados por la misma concesionaria debido al mantenimiento o por las ampliaciones y reforzamientos que se realizan en el alimentador los cuales son:

Cuadro N° 16: Total de cortes realizados por la concesionaria

<b>Cortes realizados por la Concesionaria</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	2
2012	0
2013	5
<b>TOTAL</b>	<b>7</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

b) Cortes Imprevistos o Fallas Ocurridas en el Sistema

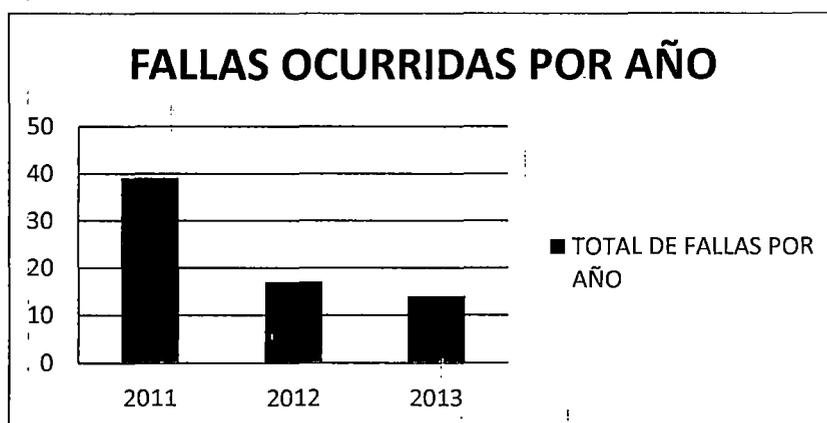
Las fallas producidas en el sistema, por fenómenos naturales, por acción de terceros o por la mala operación en el sistema, son eventos que la concesionaria no los espera por lo cual ésta necesita de personal y sistemas de monitoreo para que puedan ser resueltos en el menor tiempo posible, estas se pueden contabilizar de la siguiente manera:

Cuadro N° 17: Total de fallas registradas por la concesionaria

<b>Cortes imprevistos o fallas en el sistema</b>	
<b>Año</b>	<b>Cantidad</b>
2011	39
2012	17
2013	14
<b>TOTAL</b>	<b>70</b>

Fuente: Centro de Control ELSE (Anexo N° 1)

Fig. N° 31: Cantidad de Fallas ocurridas por año



Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

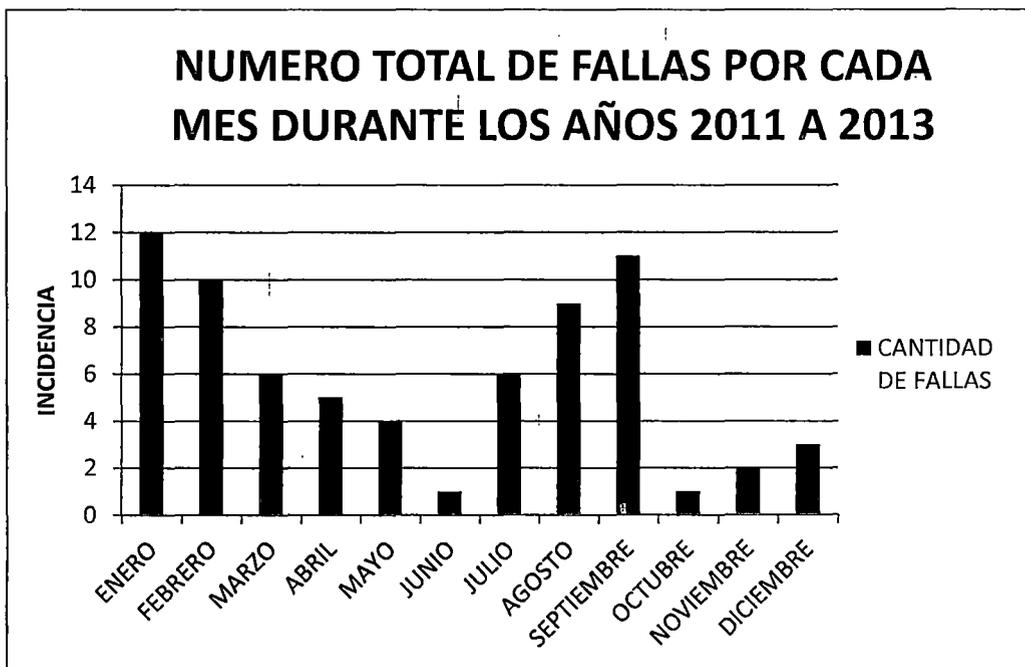
En el cuadro 18 y figura 32, se puede apreciar en que meses del año durante el periodo de estudio.

Cuadro N° 18: Cantidad total de fallas registradas por cada mes del año

FALLAS POR CADA MES DEL AÑO				
MES	2011	2012	2013	CANTIDAD DE FALLAS
ENERO	5	1	6	12
FEBRERO	6	0	4	10
MARZO	5	1	0	6
ABRIL	5	0	0	5
MAYO	1	2	1	4
JUNIO	0	1	0	1
JULIO	3	2	0	6
AGOSTO	3	6	0	9
SETIEMBRE	8	2	1	11
OCTUBRE	1	0	0	1
NOVIEMBRE	2	1	0	2
DICIEMBRE	0	1	2	3
<b>TOTAL</b>	<b>39</b>	<b>17</b>	<b>14</b>	<b>70</b>

Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

Fig. N° 32: Cantidad de fallas por meses durante el periodo de estudio



Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

c) Tipos de fallas en el alimentador SM-03

En este ítem visualizamos los tipos de fallas ocurridas en el alimentador SM-03 entre los años 2011 y 2013, observando que las fallas homopolares son las de mayor frecuencia, existiendo también fallas trifásicas y bifásicas, como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 19: Tipos de fallas registradas por la concesionaria por año

TIPOS DE FALLAS OCURRIDAS POR AÑO			
AÑO	TRIFASICA	BIFASICA	HOMOPOLAR
2011	11	1	27
2012	6	1	10
2013	3	2	9
<b>TOTAL</b>	<b>20</b>	<b>4</b>	<b>46</b>

Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

A continuación presentamos en una gráfica los tipos de fallas según cantidad de fases involucradas registradas en el alimentador SM – 03 y durante el periodo de estudio.

Fig. N° 33: Porcentajes de los tipos de fallas ocurridas en el alimentador SM-03



Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

d) Análisis de las fallas Homopolares

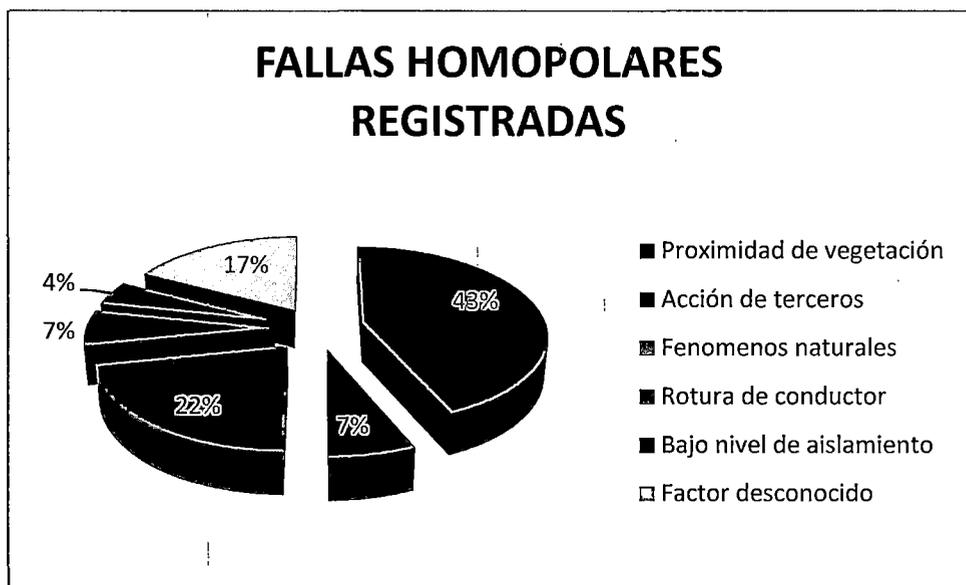
A continuación se muestra las fallas homopolares en el alimentador SM-03 que fueron detectados por el centro de control de ELSE:

Cuadro N° 20: Cantidad de fallas homopolares por año

FALLAS HOMOPOLARES OCURRIDAS EN EL ALIMENTADOR SM - 03				
DESCRIPCION	AÑO			TOTAL
	2011	2012	2013	
PROXIMIDAD DE VEGETACIÓN	13	4	3	20
ACCIÓN DE TERCEROS	2	1	0	3
FENÓMENOS NATURALES	3	2	5	10
ROTURA DE CONDUCTOR	1	1	1	3
BAJO NIVEL DE AISLAMIENTO	1	1	0	2
FACTOR DESCONOCIDO	7	1	0	8

Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

Fig. N° 34: Porcentajes de los tipos de fallas homopolares en el alimentador SM-03



Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

Del gráfico anterior podemos observar que las fallas de mayor incidencia se deben al contacto con la vegetación con un 43% de las fallas homopolares registradas por el centro de control de ELSE, otros tipos de fallas con un 22% y 17% se deben a fenómenos

naturales y por factor desconocido respectivamente produciendo la mayor cantidad de fallas registradas y desconectando el suministro de energía a todo el valle de Vilcabamba.

e) Análisis de las fallas trifásicas y bifásicas

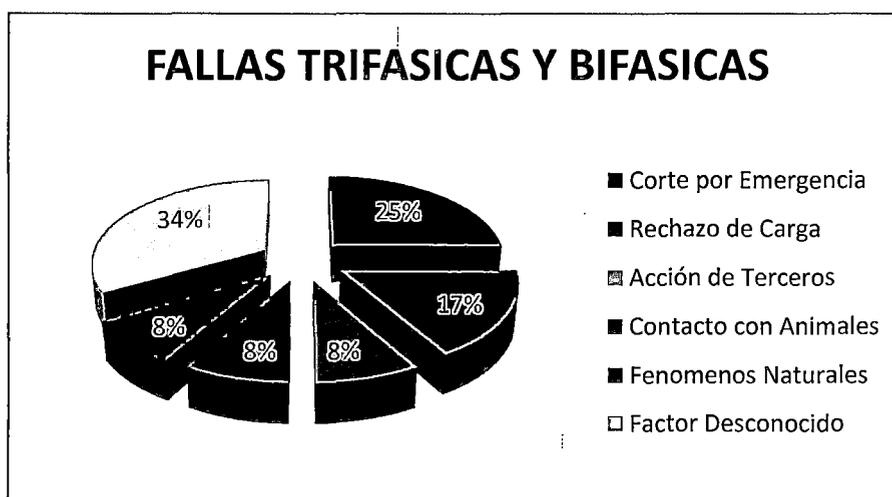
A continuación se muestra las fallas trifásicas y bifásicas en el alimentador SM – 03 que fueron detectados por el centro de control de ELSE:

Cuadro N° 21: Cantidad de fallas trifásicas y bifásicas por año

FALLAS TRIFÁSICAS Y BIFÁSICAS OCURRIDAS EN EL ALIMENTADOR SM-03				
DESCRIPCION	AÑO			TOTAL
	2011	2012	2013	
CORTE POR EMERGENCIA	6	0	0	6
RECHAZO DE CARGA	4	0	0	4
ACCIÓN DE TERCEROS	0	0	2	2
CONTACTO CON ANIMALES	0	0	2	2
FENÓMENOS NATURALES	1	1	0	2
FACTOR DESCONOCIDO	1	6	1	8

Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

Fig. N° 35: Porcentajes de las fallas trifásicas y bifásicas en el alimentador SM-03



Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 1)

Del gráfico anterior podemos observar que un 34% de las fallas registradas por el centro de control de ELSE, se deben a un factor desconocido ocurrido en todo el trayecto del alimentador, un 25% de las fallas ocurren por cortes de emergencia y un 17% es a causa del rechazo de carga en el sistema y/o en la subestación de transformación, desconectando el suministro de energía a todo el valle de Vilcabamba.

### 3.6.8. SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN SANTA MARÍA

La subestación de transformación de Santa María se encuentra en el sector de Santa María en el Distrito de Maranura con las siguientes coordenadas:

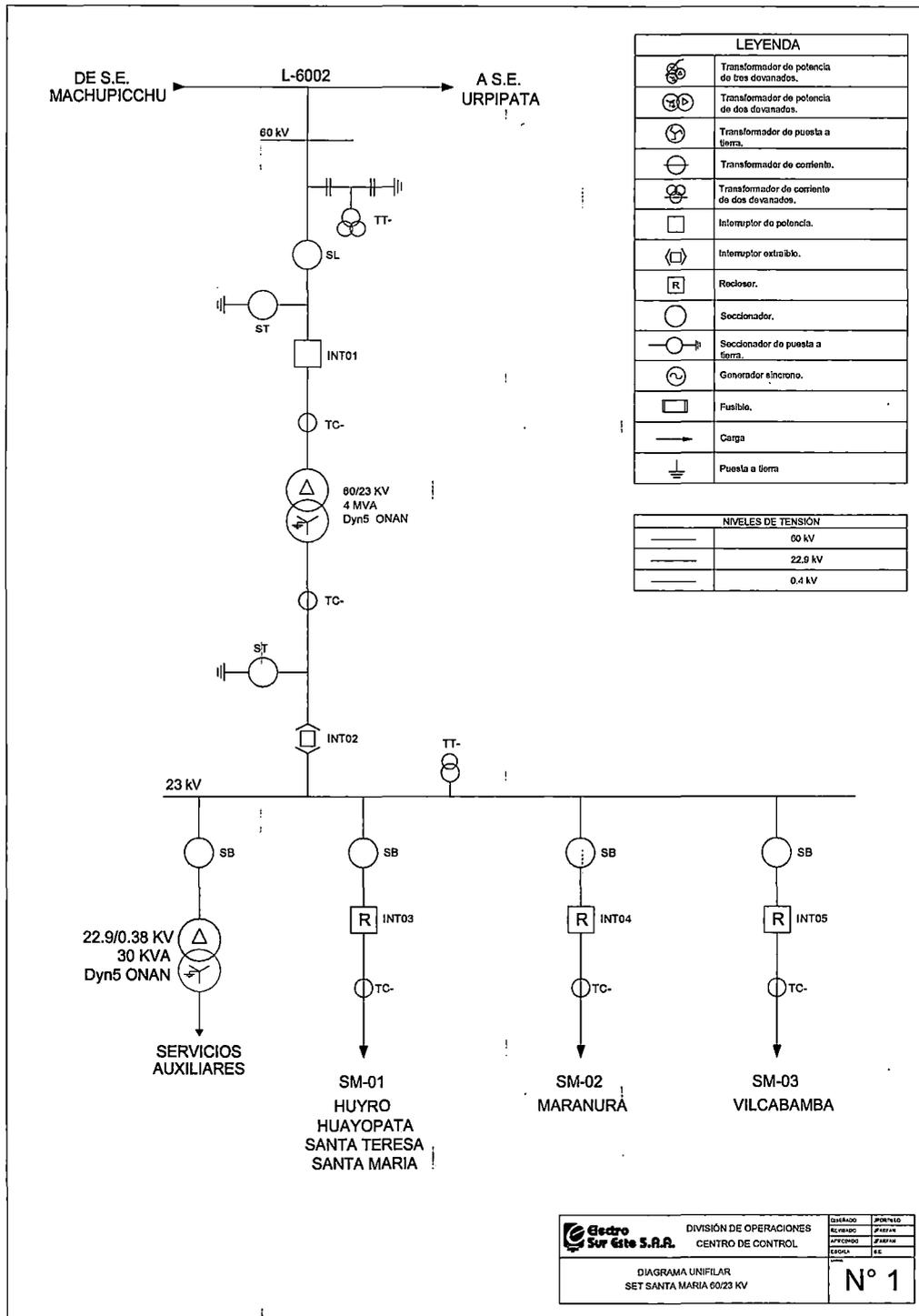
Cuadro N° 22: Coordenadas UTM – WGS84 Subestación de Santa María

SUBESTACION	UND.	NORTE	ESTE	m.s.n.m.
SANTA MARIA	m	8561066.50	756455.18	1100

Fuente: Elaboración Propia

Esta subestación de transformación pertenece a la concesionaria de Electro Sur Este S.A.A. la cual se encarga de su administración y mantenimiento, mencionada subestación de transmisión tiene un transformador de potencia con características descritas en el cuadro número 22, que suministra energía eléctrica a tres alimentadores SM – 01, SM – 02 y SM – 03; alimentadores que suministran energía eléctrica en 22.9 KV a los distritos de Huayopata, parte de Santa Teresa, Maranura y la cuenca de Vilcabamba como se muestra en la figura número 36:

Fig. N° 36: Diagrama Unifilar de la subestación de transformación de Santa María



Fuente: Centro de Control - ELSE

### 3.6.8.1. TRANSFORMADOR DE SET SANTA MARIA

El transformador de la subestación de transmisión de Santa María es un transformador de dos devanados STEM TRENTO, fabricado el año 1991 y con última reparación el año 2011, con características técnicas como se muestran en la fotografía y el cuadro número 23, siguientes:

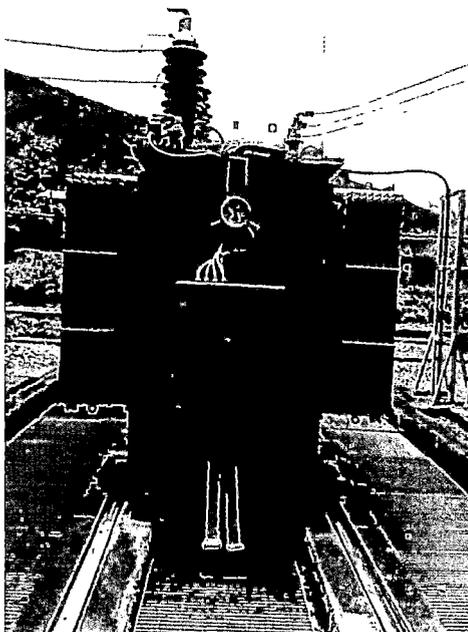


Foto N° 07: Transformador de potencia Stem Trento

Cuadro N° 23: Características técnicas del transformador de potencia

<b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA STEM TRENTO 60/23 KV</b>	
N° de serie	7481 / 1
Año de fabricación	1991
Grupo de conexión	Dyn 5
Frecuencia (Hz)	60
Tipo de refrigeración	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Potencia nominal (MVA)	4
Tensiones nominales (KV)	60 / 23
Rango AT (KV)	± 5 x 2.5 %
Rango BT (KV)	± 2 x 2.5 %
Intensidad (A)	38.5 / 100.4
Tensión de corto circuito (%)	9.3
Peso aceite (Kg)	5000

Fuente: ELSE

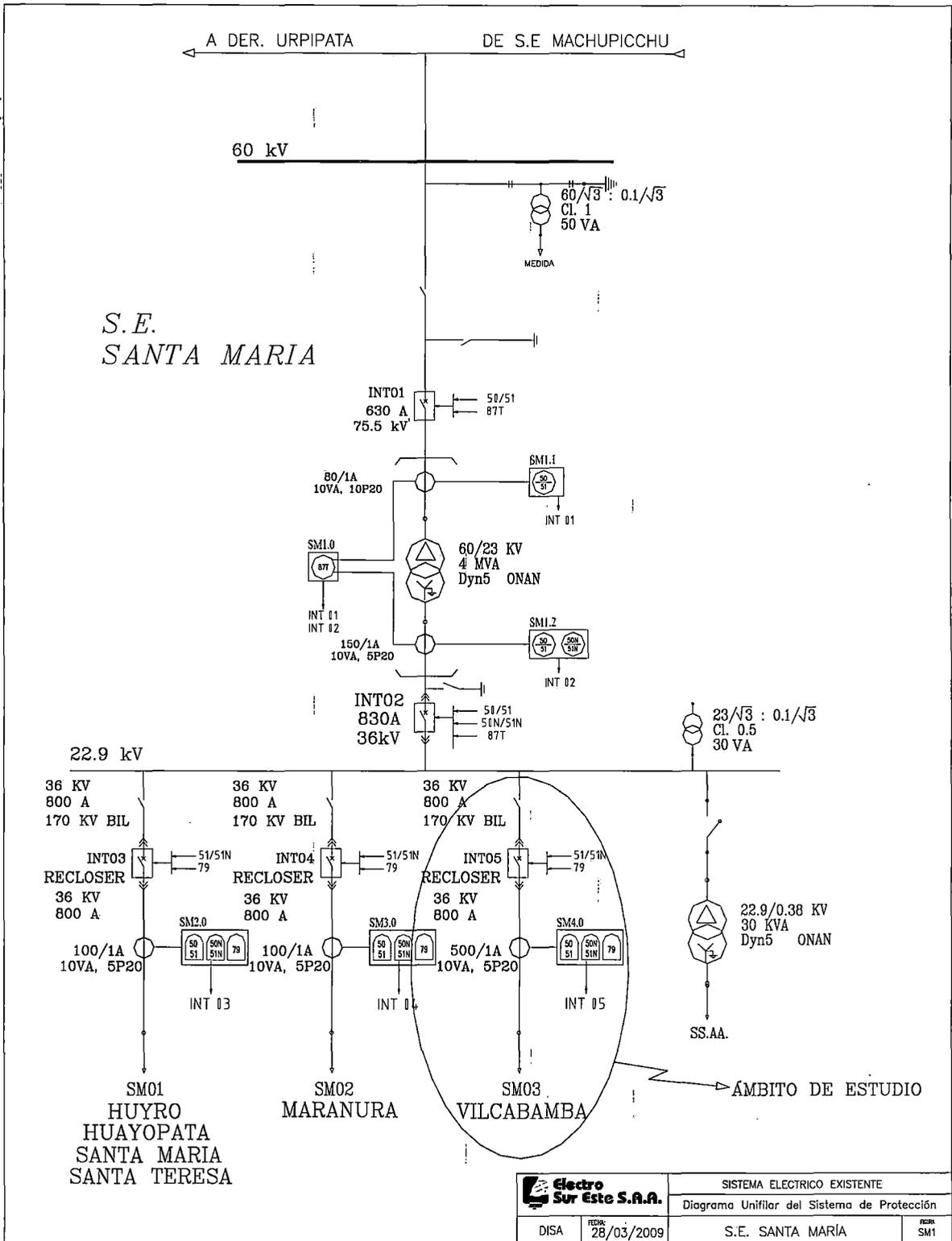
### 3.6.8.2. SISTEMAS DE PROTECCIÓN SUBESTACION SANTA MARIA

Como se indicó, en el presente estudio el análisis del sistema de protección para el mejoramiento de la confiabilidad del alimentador SM – 03 se realizó en el lado de 22.9 KV o hacia la carga, el sistema actual de protección en la barra de 22.9 KV de esta subestación cuenta con los siguientes equipos:

- Relé SEG CSP2, el cual tiene la función de detectar las falla de sobrecorriente temporizada (50,51) con un transformador de corriente en cada fase de la llegada y las fallas homopolares de sobrecorriente (50N, 51N) de retorno por tierra que llegan de los alimentadores SM – 01, SM – 02 y SM – 03.
- Interruptor SACE ABB.
- Relé de control para un reconectador del tipo SEL – 351R en la llegada de cada alimentador, los cuales tienen la función de detectar las fallas de sobrecorriente temporizada 50, 51 y 79, con un transformador de corriente en cada fase (50N y 51N), con un neutro ficticio.
- A la salida del alimentador SM – 03 éste contiene también un seccionador de barra, un reconectador, un transformador de corriente y un pararrayos.

La distribución de estos equipos de protección se puede visualizar en la figura siguiente:

Fig. N° 37: Diagrama Unifilar de los sistemas de protección de la subestación de Santa María



Fuente: Centro de Control - ELSE

A continuación se presenta la leyenda del diagrama unifilar del sistema de protección de la subestación de Santa María:

Cuadro N° 24: Descripción de la figura N° 37

LEYENDA	
ITEM	DESCRIPCION
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE MEDICION
	INTERRUPTOR MANUAL
	RELE DE MANDO
	CARGA
	INTERRUPTOR TIPO RECLOSER
	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Fuente: Centro de Control - ELSE

### 3.6.8.3. RELÉ DE SOBRECORRIENTE

En la actualidad la subestación de Santa María viene utilizando relés del tipo SEL – 351R control de reconectador.

#### 3.6.8.3.1. RELÉ SEL – 351R CONTROL DE RECONECTADOR

El SEL – 351R reconectador de control, combina las funciones de control del reconectador tradicional con características SEL de retransmisión tecnológicamente avanzadas, como la fase y elementos direccionales de tierra, multinivel, sobre frecuencia y el control, y la medición de alta precisión. Compatibilidad con cable de control estándar y dimensiones de montaje hace reequipamiento rápido y cómodo, mientras que los ajustes simples y grandes controles del operador hacen del SEL – 351R muy fácil de usar.

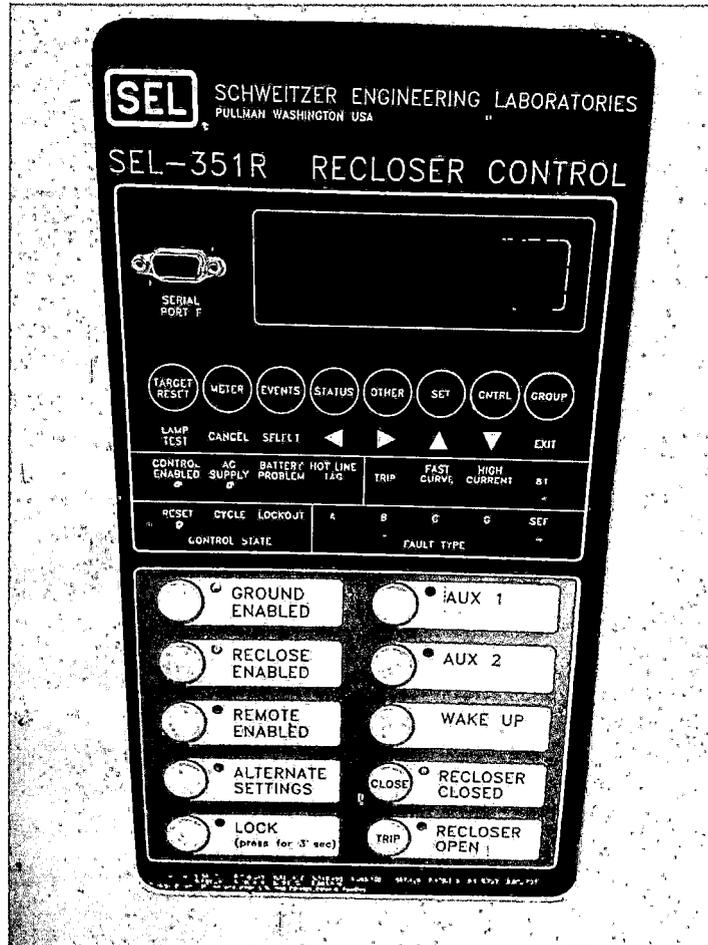
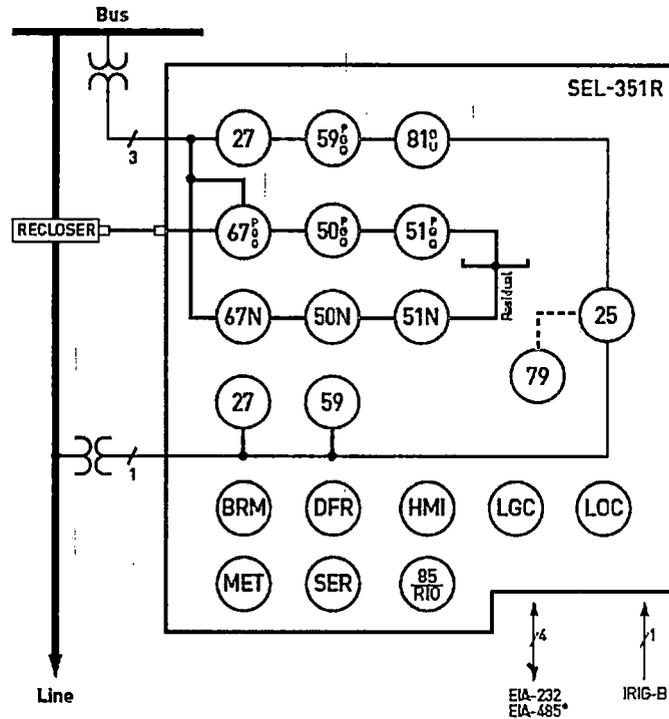


Foto N° 08: Máscara de mando y control del relé reconectador SEL – 351R

El relé SEL – 351R contribuye con las funciones de protección, medición y control. El tipo de conexión es como se muestra a continuación:

Fig. N° 38: Tipo de conexionado del relé SEL – 351R



Fuente: SEL instrument

A continuación se detallan las funciones de los botones del gráfico anterior:

- 25 : Comprobación de sincronismo
- 27 : Baja tensión
- 50N : Neutral sobrecorriente
- 50 (P,G,Q) : Sobrecorriente (fase, tierra, secuencia negativa)
- 51N : Tiempo neutral – sobrecorriente
- 51 (P,G,Q) : Tiempo – sobrecorriente (fase, tierra, secuencia negativa)
- 59 : Sobretensión
- 59 (P,G,Q) : Sobretensión (fase, tierra, secuencia negativa)
- 67N : Sobrecorriente direccional neutral \*
- 67 (P,G,Q) : Sobrecorriente direccional neutral (fase, tierra, secuencia negativa) \*
- 79 : Reenganche

- 81 (O,U) : Alta / Baja frecuencia
- 85 RIO : SEL Mirrored Bits Comunicaciones
- DFR : Reporte de eventos
- HMI : Interfaz del operador
- LGC : SE Logic, Ecuaciones de control
- MET : Alta Precisión de medición
- SER : Grabadora de eventos secuenciales

### 3.6.8.3.2. OTROS EQUIPOS DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03

En el alimentador SM – 03 también existen otros equipos de protección como un seccionador de barra, un recloser, transformadores de corriente y pararrayos en la línea, como se muestran a continuación:

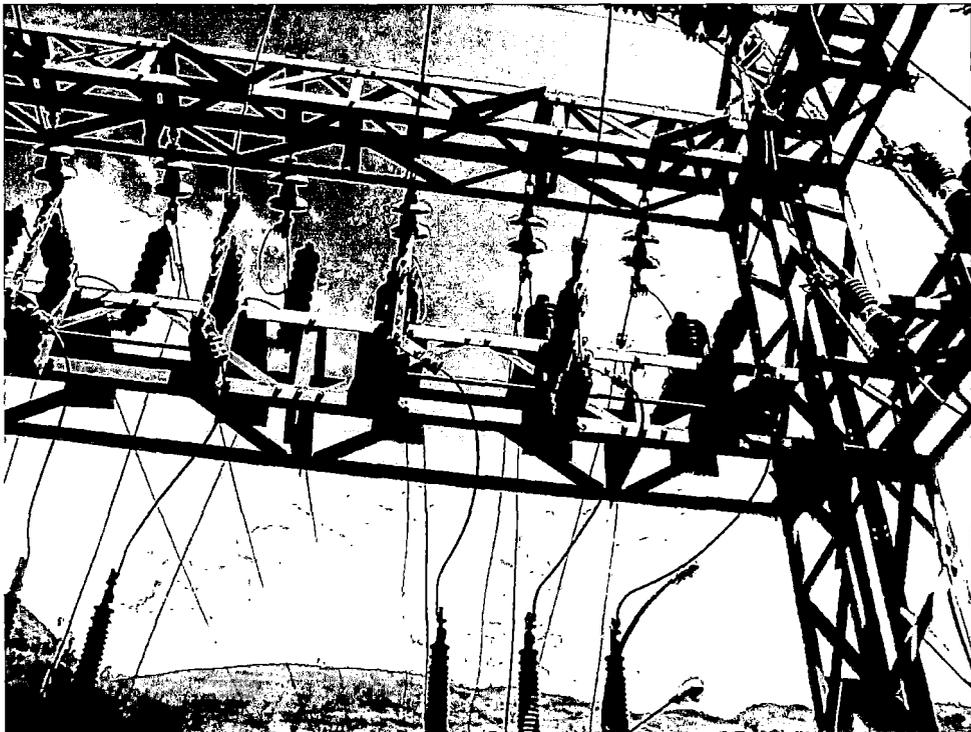


Foto N° 09: Seccionador de barra 22.9 KV, alimentador SM – 03

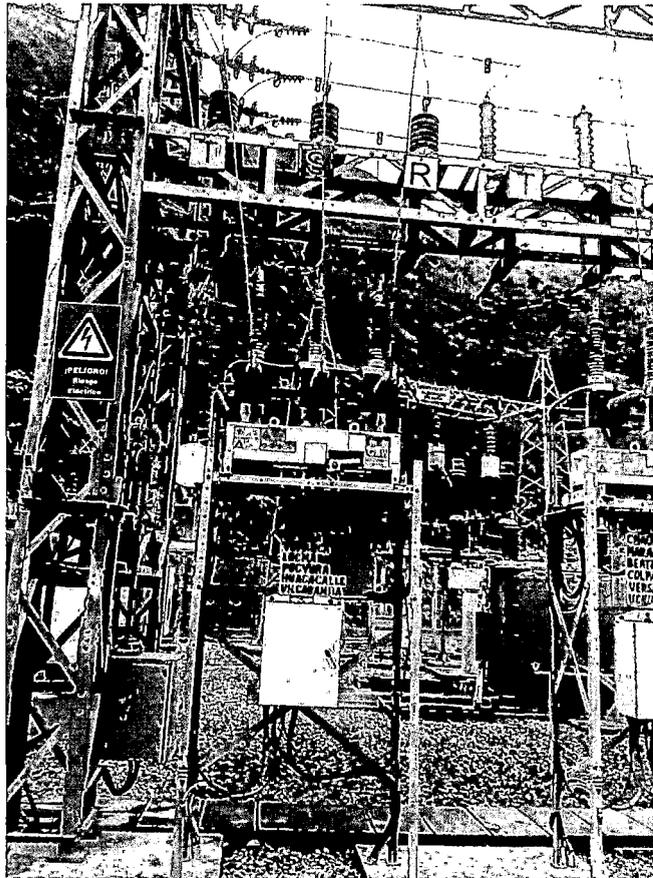


Foto N° 10: Reconectador (recloser) del alimentador SM – 03

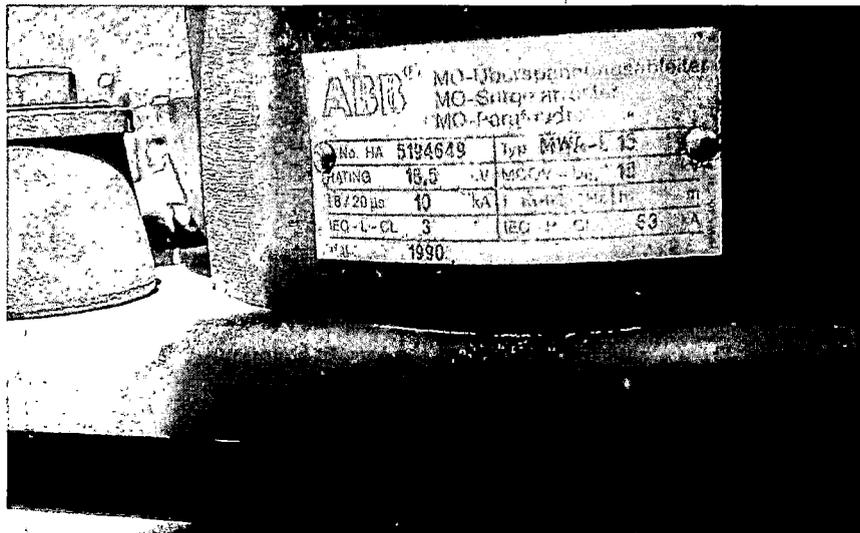


Foto N° 11: Pararrayos en barra 22.9 KV en alimentador SM – 03

### 3.6.8.4. CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LAS CURVAS DE LOS RELÉS EN 22.9 KV DE LA SUBESTACIÓN DE SANTA MARÍA

Para analizar la configuración actual de la curva de los relés en 22.9 kV de la Subestación de Santa María, realizado por la empresa ELSE, la cual se dibujó en el programa Neplan 5.5.0, para su representación esquemática, para la detección de fallas homopolares, en los relés de llegada y salida, como se muestra en la figura siguiente:

Fig. N° 39: Distribución de los relés en la salida de los alimentadores en 22.9 KV de la subestación de Santa María

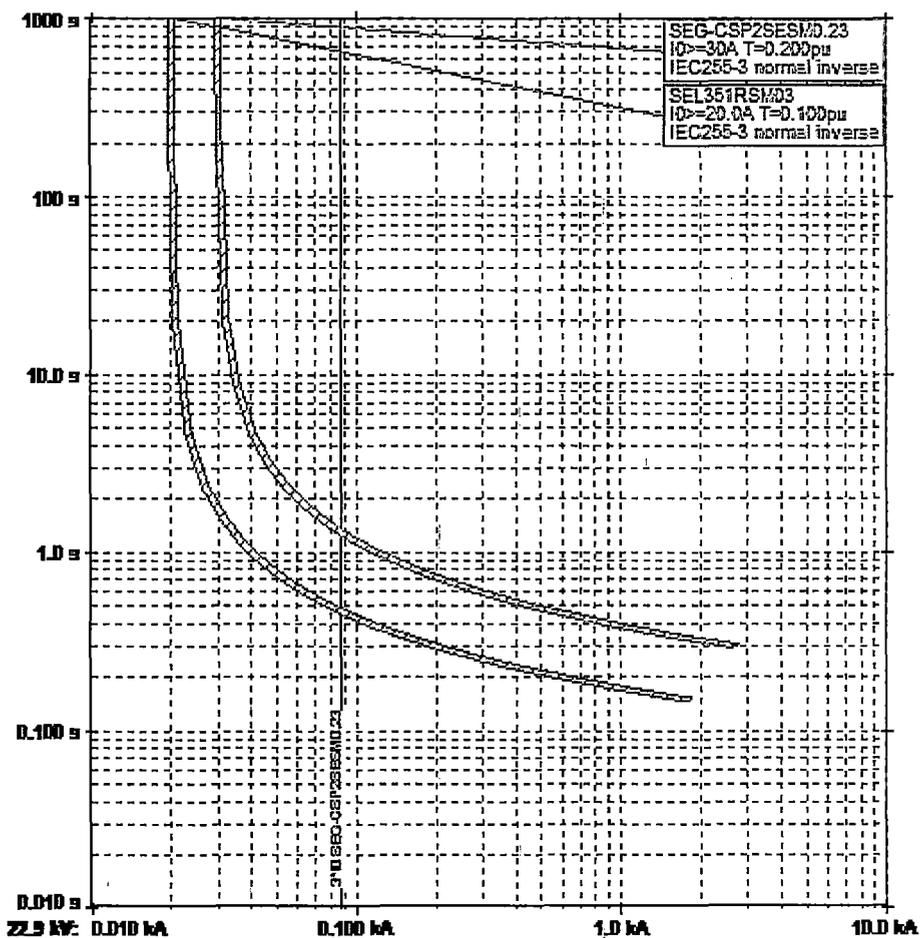


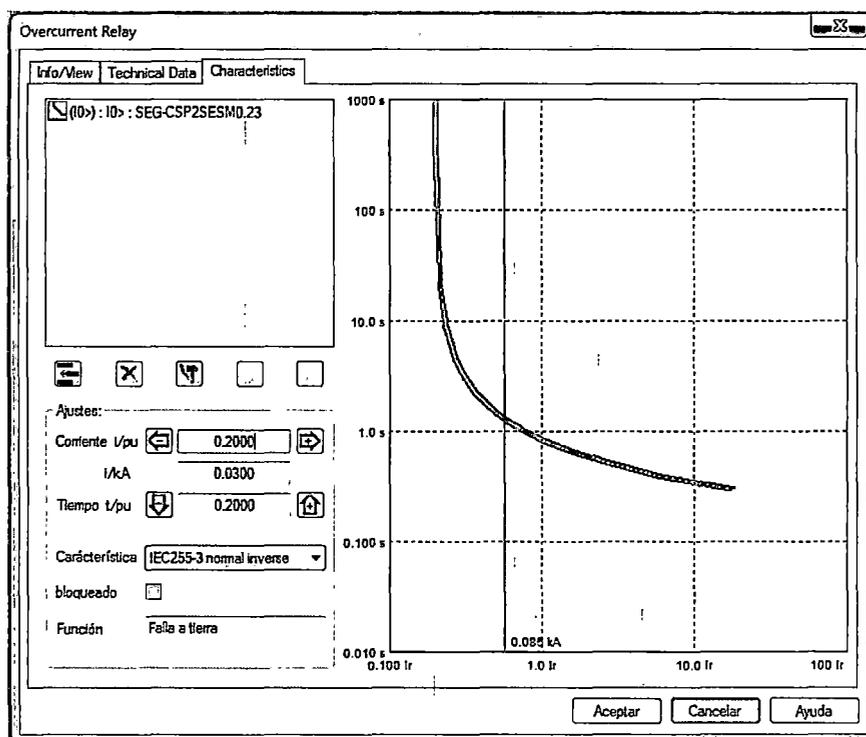
Fig.No.: 0310194640  
Curves aligned to fault current!

Fuente: Elaboración propia

El relé de llegada SEG-CSP2SESM 0.23 está configurado como se muestra en la figura número 40, se indican algunas características técnicas del relé SEG-CSP2SESM a continuación:

- Tiempo (TMS) : 0.2 segundos
- Corriente (Is) : 20% In(30 A)
- Curva : Normalmente Inverso

Fig. N° 40: Configuración del relé SEG-CSP2 de llegada en el alimentador de 22.9 KV para fallas homopolares

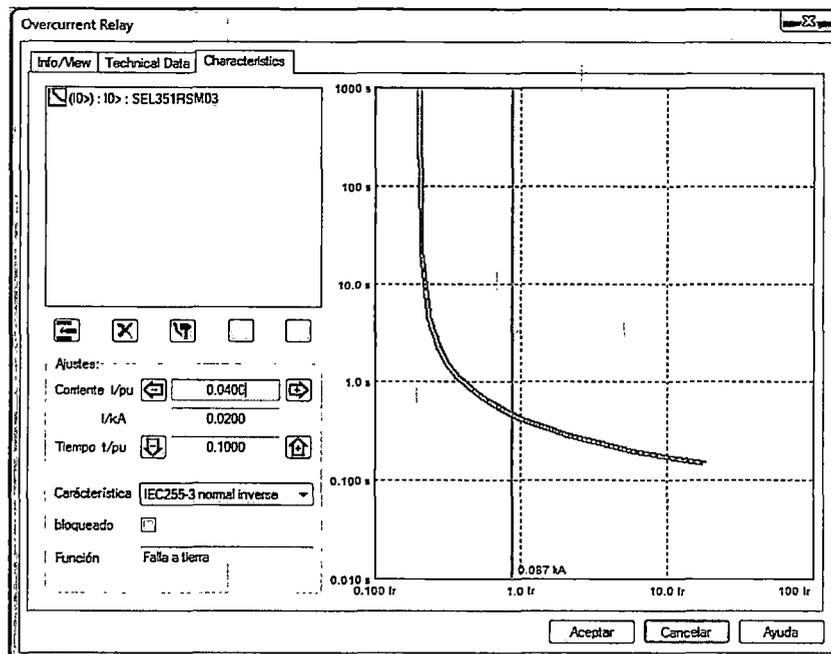


Fuente: Elaboración propia

Para el relé SEL-351RSM que se encuentra instalado en las salidas de los alimentadores SM-01, SM-02 y SM-03 en 22.9 KV, se encuentra configurado como se muestra en la figura número 41 y tiene las siguientes características:

- Tiempo (TMS) : 0.1 segundos
- Corriente (Is) : 4 % In (20 A)
- Curva : Normalmente Inverso

Fig. N° 41: Configuración del relé SEL-351RSM en las salidas de los alimentadores de 22.9 KV para fallas homopolares



Fuente: Elaboración propia

### 3.6.9. CAÍDA DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03 ACTUAL

Utilizando la información suministrada por el centro de control de ELSE, se presenta la caída de tensión del actual alimentador SM – 03 sin la ampliación de la cuenca de Incahuasi, teniendo los siguientes porcentajes en distintos puntos del alimentador:

Cuadro N° 25: Caída de tensión actual del alimentador SM – 03

ACTUAL ALIMENTADOR SM-03						
N°	LOCALIDAD	SED	CODIGO TECNICO ELSE	CAIDA DE TENSION R	CAIDA DE TENSION S	CAIDA DE TENSION T
1	PAMPACONAS	PAMPACONAS	0030875	97.22%	97.40%	98.09%
2	CHALLCHA	CHALLCHA 02	0030969	97.22%	-	98.08%
3	TANTANA	TANTANA	0031081	97.24%	97.41%	-
4	CHUPANA	CHUPANA	0030734	97.33%	97.51%	-
5	CCAYARA	CCAYARA	0030732	97,31%	97.49%	98.17%
<b>CORRIENTE</b>				<b>FASE R</b>	<b>FASE S</b>	<b>FASE T</b>
SISTEMA SM-03				9.653 A	8.673 A	8.570 A

Fuente: Centro de control ELSE

Como se puede observar en el cuadro N° 23, el mayor porcentaje de caída de tensión del actual alimentador SM – 03 es de 1.92% en el sector de Challcha, estando dentro de los estándares establecidos por la dirección general de electrificación rural (DGER).

Por otro lado observamos que en el sector de Ccayara se tiene una caída de tensión del 1.83%, estando dentro de los porcentajes admisibles, ya que de este punto se realizará la ampliación del sistema eléctrico para suministrar energía eléctrica a la cuenca de Incahuasi.

### 3.7. CARGABILIDAD DE LA SUBESTACION DE TRANSFORMACIÓN SANTA MARIA

Para analizar la cargabilidad de la subestación de transformación de Santa María, se toma como referencia la información de la "Propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión de Electro Sur Este, Periodo 2013 - 2017", emitida por la empresa concesionaria (ver Anexo número 04), donde se puede observar la potencia demandada para el año 2014 en la subestación de transformación de Santa María como se muestra a continuación:

Cuadro N° 26: Cargabilidad de la Subestación de transformación Santa María

SET	Potencia Instalada	Potencia Demanda	Porcentaje de Uso	Tipo de Refrigeración
Santa María	4 MVA	1.125 MVA	28.125 %	ONAN

Fuente: Propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión de ELSE, Periodo 2013 – 2014, Pág. N° 13.

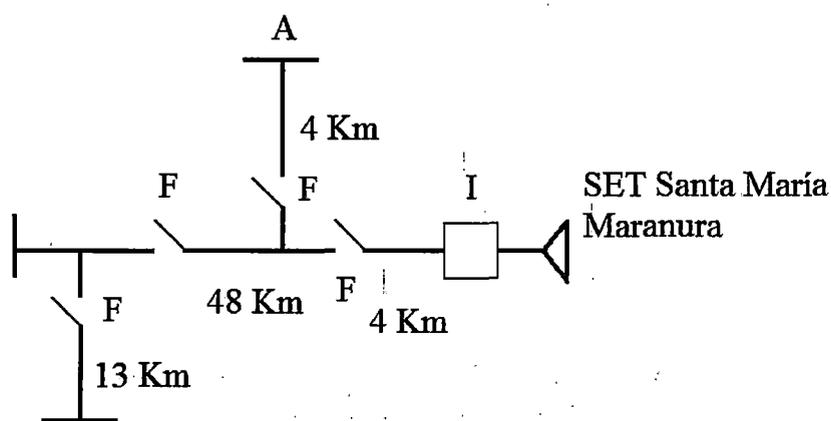
### 3.8. INDICADORES DE CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR SM – 03

#### 3.8.1. ANALISIS CON LOS INDICADORES DEC Y FEC

Con motivos de análisis para hallar los indicadores DEC y FEC, se utiliza el año más crítico donde incidieron las fallas ocurridas en el alimentador SM – 03, el cual según la figura número 31 fue el año 2011 con 39 fallas en el sistema. Para analizar los indicadores de confiabilidad en un sistema radial como nuestro alimentador SM – 03 (ver figura 42), es necesario modelar esta topología e identificando sus elementos (ver figura 43), la identificación de los elementos es la siguiente:

- SM : Conexión a la subestación de transformación
- I1 : Interruptor principal del alimentador
- A1-A2: Tramos principales del alimentador
- A-B : Tramos laterales del alimentador
- D1-D2: Seccionamientos en la troncal
- FA-FB: Seccionamiento en las derivaciones A y B

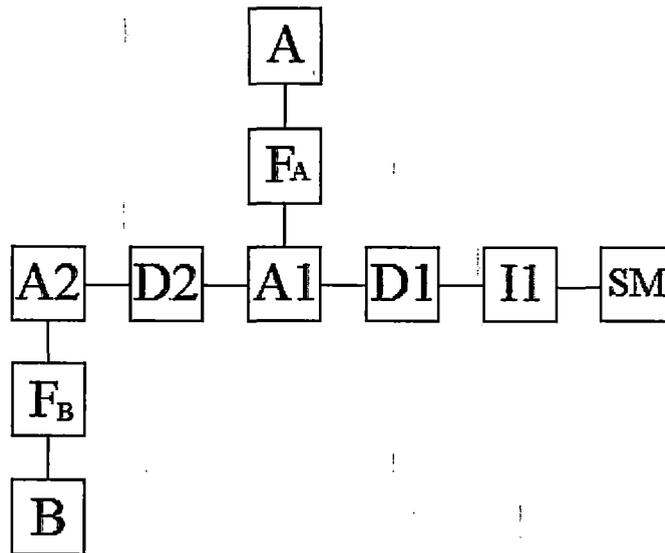
Fig. N° 42: Topología del alimentador SM – 03



- B
- F : fusible
- I : interruptor
- D : tramo del alimentador SM - 03
- A : derivación Socospata - Platanal
- B : derivación Limonpata - Chaupimayo

Fuente: Elaboración propia

Fig. N° 43: Modelamiento del alimentador SM – 03



Fuente: Elaboración propia

Para este sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador. Los siguientes son los datos de falla considerados:

- Tramos de alimentador principal:  $\lambda = 0.55$  fallas/km,  $T_i = 2.5$  horas
- Tramos de alimentador lateral:  $\lambda = 0.55$  fallas/km,  $T_i = 1.0$  hora
- Cualquier maniobra de seccionamiento manual demora 0.5 horas.

Para el presente modelamiento se considera fallas en los elementos de protección y, aun cuando en este caso en particular no han sido consideradas numéricamente, es posible apreciar su incidencia en la determinación de los estados de cada uno de los demás elementos presentes en la red.

Dado que los antecedentes de tiempo de interrupción se dan en general, se plantea la siguiente división:

- Tiempo de conocimiento + Tiempo de preparación + Tiempo de localización = 0.5 horas
- Tiempo de reparación = 2.00 horas

Teniendo como resultado el siguiente cuadro de Matriz de Estados Resumida:

Cuadro N° 27: Matriz de Estados resumida

	1	2	-	-
1	--	--	--	--
2	--	--	--	--
-	--	--	--	--
-	--	--	--	--

De acuerdo a los datos indicados, la ecuación (2.21) y los cuadros 05 y 06, se obtienen los siguientes cuadros, con tasas de falla y tiempos de interrupción.

Cuadro N° 28: Tasas de falla (falla/año)

	A1	A2	A	B
A1	2.2	2.2	2.2	2.2
A2	26.4	26.4	26.4	26.4
A	0	0	2.2	0
B	0	0	0	7.15
Total	28.6	28.6	30.8	35.75

Cuadro N° 29: Tiempos de interrupción de servicio (horas)

	A1	A2	A	B
A1	2.5	2.5	2.5	2.5
A2	0.33	2.5	0.33	2.5
A	0	0	1	0
B	0	0	0	1
Total	2.83	5	3.83	6

De acuerdo a la ecuación (2.23), se determinan los tiempos de interrupción individuales por cada falla, así como el total, para todas las fallas, sumando los parciales de cada columna.

Cuadro N° 30: Tiempos de indisponibilidad de servicio

	A1	A2	A	B
A1	5.5	5.5	5.5	5.5
A2	8.712	66	8.712	66
A	0	0	2.2	0
B	0	0	0	7.15
<b>Total</b>	14.212	71.5	16.412	78.65

Los consumidores individuales, conectados a los distintos tramos del alimentador, experimentarán los mismos índices que éstos. En el cuadro 30 se entrega el resumen de estos índices. La columna correspondiente a la tasa de falla se obtiene de la fila denominada Total ( $\lambda$ ), en el cuadro 28; mientras que la columna de indisponibilidad ( $U$ ), es la fila Total del cuadro 29. El tiempo de interrupción por falla ( $r$ ), se obtiene como  $U/\lambda$ , de acuerdo a lo indicado en la ecuación (2.23).

Cuadro N° 31: Resumen de índices

Consumidor	$\lambda$ falla/año	$r$ (hrs)	$U$ (hrs/año)
A1	28.6	0.497	14.212
A2	28.6	2.500	71.50
A	30.8	0.533	16.412
B	35.75	2.200	78.65

Los índices totales para el sistema son la Duración Equivalente por Consumidor (DEC) y la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC), dados por las ecuaciones (2.25) y (2.26). Para este sistema, se ha considerado la siguiente cantidad de clientes:

Tramo A2 : 1475  
 Tramo A : 78  
 Tramo B : 370

Así entonces, los índices globales son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 70.6413$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 30.0649$$

La Duración Equivalente por Consumidor, indica que en promedio, cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 70.6413 horas en un año, con una frecuencia de 30.0649 veces en el año.

### 3.8.2. INDICADORES NORMALIZADOS "SAIFI Y SAIDI" POR OSINERGMIN

Para entender un poco más la operatividad del alimentador SM – 03, se analizan los indicadores SAIFI y SAIDI, como lo establece la resolución del OSINERGMIN N° 177 del 16 de Agosto del 2012, estableciendo lo siguiente:

**SAIFI:** (System Average Interruption Frequency Index) es la Frecuencia Media de Interrupción por Usuario de un Sistema Eléctrico en un periodo determinado, este índice se calcula según la siguiente fórmula:

$$SAIFI = \frac{\sum NUSURIOS}{TUSUARIOS}$$

Dónde:

**ΣNUSUARIOS** : Suma de los registros por la cantidad de los usuarios afectados por las fallas ocurridos en el alimentador por cada mes.

**TUSUARIOS** : Cantidad de clientes totales en el alimentador.

**SAIDI:** (System Average Interruption Duration Index) es el Tiempo Total Promedio (en horas) de Interrupción por Usuario en un Sistema Eléctrico en un periodo determinado, este índice se calcula según la siguiente fórmula:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{DUSURIOS}}{\text{TUSUARIOS}}$$

Dónde:

$\Sigma$ DUSUARIOS : Suma de duración de interrupciones de todos los suministros ocurridas en el alimentador por cada mes.

TUSUARIOS : Cantidad de clientes totales en el alimentador.

Los indicadores anuales del SAIFI y SAIDI se calcularán mediante la suma de todos los meses del año.

Para el año 2011 los indicadores SAIFI y SAIDI del alimentador SM – 03 son:

Cuadro N° 32: Indicadores SAIFI y SAIDI durante el 2011

MES	INDICADORES	
	SAIFI	SAIDI
Enero 2011	4.73	3.33
Febrero 2011	5.68	15.07
Marzo 2011	4.73	3.80
Abril 2011	4.93	36.29
Mayo 2011	0.00	0.00
Junio 2011	0.00	0.00
Julio 2011	2.96	4.96
Agosto 2011	2.96	0.87
Setiembre 2011	7.89	7.86
Octubre 2011	0.99	3.47
Noviembre 2011	1.97	8.40
Diciembre 2011	0.00	0.00
<b>TOTAL</b>	<b>36.83</b>	<b>84.05</b>

Fuente: Elaboración Propia

Para el año 2012 los indicadores SAIFI y SAIDI del alimentador SM – 03 son:

Cuadro N° 33: Indicadores SAIFI y SAIDI durante el 2012

MES	INDICADORES	
	SAIFI	SAIDI
Enero 2012	0.92	1.03
Febrero 2012	0.00	0.00
Marzo 2012	0.92	1.23
Abril 2012	0.00	0.00
Mayo 2012	1.84	1.10
Junio 2012	0.37	1.11
Julio 2012	1.29	3.34
Agosto 2012	5.81	4.88
Setiembre 2012	1.99	1.68
Octubre 2012	0.00	0.00
Noviembre 2012	1.00	0.53
Diciembre 2012	1.00	0.64
<b>TOTAL</b>	<b>14.79</b>	<b>15.54</b>

Fuente: Elaboración Propia

Para el año 2013 los indicadores SAIFI y SAIDI del alimentador SM – 03 son:

Cuadro N° 34: Indicadores SAIFI y SAIDI durante el 2013

MES	INDICADORES	
	SAIFI	SAIDI
Enero 2013	1.39	1.95
Febrero 2013	2.54	13.61
Marzo 2013	0.00	0.00
Abril 2013	0.00	0.00
Mayo 2013	0.19	0.43
Junio 2013	0.00	0.00
Julio 2013	0.00	0.00
Agosto 2013	0.00	0.00
Setiembre 2013	0.71	0.18
Octubre 2013	0.00	0.00
Noviembre 2013	0.00	0.00
Diciembre 2013	2.00	1.55
<b>TOTAL</b>	<b>6.83</b>	<b>17.71</b>

Fuente: Elaboración Propia

Teniendo como resumen la comparación del desempeño esperado por el OSINERMINING según el cuadro 35, información de la resolución de Consejo Directivo del OSINERMINING N° 178-2012.OS/CD (Tabla N° 5, pág.3) sobre los indicadores SAIFI y SAIDI correspondiente al sector típico 5, con los indicadores durante los años 2011, 2012 y 2013 del alimentador SM – 03 como se muestra en el cuadro 36:

Cuadro N° 35.: Desempeño Esperado (DE)

Sector Típico	SAIFI	SAIDI
1	3	6.5
2	5	9
3	7	12
4	12	24
<b>5</b>	<b>16</b>	<b>40</b>
Especial	12	27

Fuente: Osinergmin

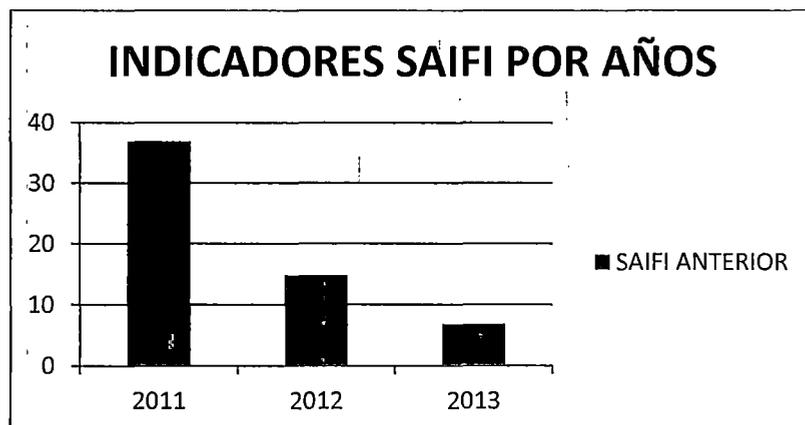
Cuadro N° 36: Indicadores SAIFI y SAIDI durante los años 2011 al 2013

AÑO	INDICADORES	
	SAIFI	SAIDI
2011	36.83	84.05
2012	14.79	15.54
2013	6.83	17.71

Fuente: Elaboración Propia

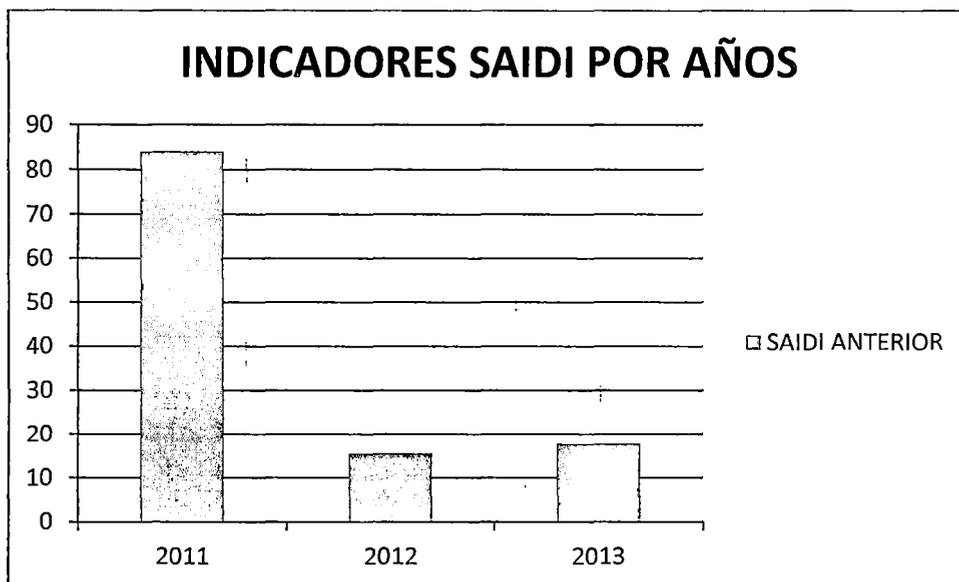
Como se puede observar en el cuadro anterior los indicadores SAIFI y SAIDI del año 2011, están fuera del rango permitido según la resolución del OSINERGMIN N° 178 del 16 Agosto del 2012, en la tabla N° 5.

Fig. N° 44: Comportamiento del indicador SAIFI por años



Fuente: Elaboración Propia

Fig. N° 45: Comportamiento del indicador SAIDI por años



Fuente: Elaboración Propia

De las figuras 42 y 43 se puede observar el decrecimiento de los indicadores SAIFI y SAIDI en el paso de los años, esto debido al incremento de cortes programados por la concesionaria durante los años 2012 y 2013.

### 3.9. RESUMEN CAPITULO III

- a) Las fallas homopolares se presentaron en un mayor porcentaje con el 66 % del total de fallas registradas por el centro de control de ELSE, como se muestra en la figura número 33.
- b) El mayor registro de las fallas en el alimentador SM – 03 se presentó durante los meses de mayor incidencia de lluvias (meses de Enero, Febrero y Marzo) y también en los meses donde aumenta la velocidad de los vientos (meses de Julio, Agosto y Setiembre), como se muestra en la figura número 32.
- c) La mayor cantidad de fallas ocurrieron entre las horas 07:00 y 10:00 horas por las mañanas y entre las 12:00 y 17:00 horas por las

tardes, interrumpiendo las actividades laborales por ser horarios de trabajo, como se observa en la figura 30.

- d) Los relés existentes, fueron instalados en el año 2009 y se encuentran en óptimas condiciones para operar a futuro de acuerdo a las contrastaciones realizadas.
- e) Los relés existentes para protección homopolar son de sobre corriente temporizada 51N SEL 351R con los ajustes siguientes:
  - SEL 351R: TMS 0.3, curva normalmente inverso, Is 130 A.
  - SEL 351R: TMS 0.2, curva normalmente inverso, Is 100 A.
- f) Observando los indicadores de confiabilidad en el alimentador SM – 03 se observó que el año más crítico fue el 2011, según cuadro número 36.
- g) El comportamiento de los indicadores de confiabilidad va decreciendo con forme pasan los años, teniendo una crecida para el indicador SAIDI del año 2013 con respecto al del año 2012.

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CUENCA DE INCAHUASI

#### 4.1. INTRODUCCIÓN

La demanda presentada por los pobladores del valle de Incahuasi ubicado en la parte Suroeste del Distrito de Vilcabamba, Provincia de La Convención, Región del Cusco, debido a la falta del servicio de energía eléctrica en 27 localidades de este valle con 1567 usuarios, como respuesta a esta demanda es necesario la instalación de un sistema de distribución de energía eléctrica y de esta manera poder fomentar el desarrollo socio – económico y mejorar la calidad de vida de los pobladores de esta cuenca.

Se prevé una ampliación del sistema de distribución de energía eléctrica, utilizando la normativa del ministerio de energía y minas con su dirección general de electrificación rural (MEM – DGER), con un sistema del tipo radial, cableado aéreo soportado en postes de concreto armado según las normas de la DGER y elaborando un presupuesto referencial para este tipo de infraestructura.

En el presente capítulo se proponen y se describen cinco posibles alternativas de solución para la demanda del valle de Incahuasi, comparándolas entre sí y posteriormente eligiendo la mejor alternativa tanto en el nivel técnico como económico, las alternativas de solución propuestas son las siguientes:

- Instalación de una central hidroeléctrica
- Instalación de un sistema con generación fotovoltaica
- Ampliación de la línea de transmisión en 60 KV, Machupicchu – Santa María
- Ampliación del alimentador trifásico en 22.9 KV, TA – 05
- Ampliación del alimentador trifásico en 22.9 KV, SM – 03

## 4.2. ZONA DE ESTUDIO

### 4.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La zona de estudio se ubica en la cuenca de Incahuasi, que se ubica al suroeste del distrito de Vilcabamba, Provincia de La Convención y este último al norte de la Región Cusco.

### 4.2.2. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

La zona presenta una clasificación ecológica tipo Bosque Húmedo Tropical en la parte baja y puna en la parte alta que se caracterizan por presentar altas y bajas temperaturas así como alta humedad, las precipitaciones son regulares a lo largo del año, siendo las más importantes entre Diciembre a Marzo, los meses de verano y de menor precipitación son de Mayo a Octubre durante el invierno. Las características climáticas más resaltantes se presentan en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 37: Condiciones climatológicas en la cuenca de Incahuasi

Descripción	Semestres	
	Mayo-Octubre	Noviembre-Abril
Clima	Cálido	Templado
Temp.min °C	-10 °C	5 °C
Temp.max °C	25 °C	30 °C
Temp.med °C	7.5 °C	12.5 °C
Humedad Relativa	80	85
Veloc.viento Km/h	90	85
Precipitaciones Pluviales mm	2000	2500

Fuente: Elaboración propia

#### **4.2.3. VIAS DE ACCESO A LA CUENCA DE INCAHUASI**

Existen dos vías de acceso a la cuenca de Incahuasi, la principal es una vía carrozable con gran parte de su trayecto sin afirmar, mientras que la segunda vía es peatonal, como se describe a continuación:

- Vía Principal  
Pista asfaltada: Cusco – Abancay – Huancarama  
Carretera afirmada: Huancarama – Puente Pasaje – Paccaypata  
Trocha carrozable: Paccaypata – Incahuasi – Erapata – Amaybamba
- Vía Secundaria  
Pista asfaltada: Cusco – Santa María – Chaullay  
Carretera afirmada: Chaullay – Vilcabamba – Yanahuanca  
Camino de herradura: Yanahuanca – Choquetira – Amaybamba

#### **4.2.4. ASPECTO ECONÓMICO PRODUCTIVO**

La principal actividad económica es la agricultura, que demanda más del 80% de la población económicamente activa de la Cuenca de Incahuasi en las zonas baja está orientada a la producción del café, cochinilla, maíz, soya; diversidad de frutas como cítricos, plátano, piña, y en las zonas altas está orientado a la producción de papa. El comercio es la otra actividad de importancia, basado en la comercialización de los productos agrícolas; y en menos escala otras actividades como la ganadería y el turismo.

#### **4.2.5. POBLACIÓN BENEFICIADA**

El presente estudio tiene por finalidad transportar energía eléctrica a todos los sectores de la cuenca de Incahuasi que no cuentan con este servicio de primera necesidad teniendo una población beneficiada de más de 1567 familias, como se muestran en el cuadro número 38:

Cuadro N° 38: Cantidad beneficiarios por localidades en la cuenca de Incahuasi

Nº	COMUNIDAD	LOCALIDAD	CARGAS DE USO DOMESTICO	CARGAS DE USO ESPECIAL	TOTAL BENEFICIARIOS
1	CHOQUETIRA	CHOQUETIRA	58	5	63
2	CHOQUETIRA	LIGIANA	10	0	10
3	CHOQUETIRA	ACCOBAMBA	36	4	40
4	CHOQUETIRA	LUCUYPATA.	23	2	25
5	CHOQUETIRA	PALTAYBAMBA	17	0	17
6	ACCONCHARCAS	ACCONCHARCAS	23	2	25
7	HATUMPAMPA	HATUMPAMPA	24	5	29
8	INCAHUASI	AMAYBAMBA 01	137	7	144
8	INCAHUASI	AMAYBAMBA 02	158	3	161
9	INCAHUASI	PACCAYBAMBA	75	6	81
10	INCAHUASI	OCHUPUCRO	42	3	45
11	INCAHUASI	QUELLOMOCCO-CH.	16	1	17
12	INCAHUASI	SARAPAMPA	17	1	18
13	INCAHUASI	APAYLLA	71	6	77
14	INCAHUASI	ERAPATA	131	6	137
15	INCAHUASI	CCATCCAPATA	22	0	22
16	INCAHUASI	PUCARUMI	18	0	18
17	INCAHUASI	SAN MARTIN	66	4	70
18	INCAHUASI	NARANJAL	80	4	84
19	INCAHUASI	LUYCHUACCTANA	32	0	32
20	INCAHUASI	CORRALPATA	19	0	19
21	INCAHUASI	INCAHUASI	52	3	55
22	INCAHUASI	PATAPAMPA	38	1	39
23	CCARCCO	CCARCCO	12	0	12
24	CCARCCO	SILLAPATA	60	3	63
25	CCARCCO	CRUZPATA	24	0	24
26	CCARCCO	SAN FERNANDO 01	102	12	114
26	CCARCCO	SAN FERNANDO 02	52	2	54
27	PACCAYPATA	PACCAYPATA	62	10	72
<b>TOTAL BENEFICIARIOS</b>			<b>1477</b>	<b>90</b>	<b>1567</b>

Fuente: Elaboración propia

#### 4.2.6. DEMANDA ELECTRICA DE LA CUENCA DE INCAHUASI

Para poder describir las alternativas de solución es necesario dimensionar la demanda eléctrica de esta cuenca para lo cual utilizamos la norma DGE

"Calificación Eléctrica para la Elaboración de Proyectos de Subsistemas de Distribución secundaria", obteniendo el siguiente cuadro:

Cuadro N° 39: Demanda eléctrica aproximada de la cuenca de Incahuasi

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	KW/Lote	SUBTOTAL (KW)
Cargas Domésticas	1477	0.200	295.40
Cargas Especiales	90	1.000	90.00
<b>TOTAL</b>	<b>1567</b>	<b>--</b>	<b>385.40</b>

Fuente: Elaboración propia

La demanda eléctrica de la cuenca de Incahuasi es de 340.40 KW, aumentando las pérdidas en distribución y el alumbrado público aproximaremos a **350 KW**, con esta potencia buscaremos las mejores alternativas de solución para la falta del servicio de energía eléctrica en la cuenca de Incahuasi.

#### 4.3. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA LA CUENCA DE INCAHUASI

Para realizar una adecuada comparación del aspecto económico se desarrolla un presupuesto de la infraestructura eléctrica necesaria para poder satisfacer la demanda de los pobladores de la cuenca de Incahuasi, de acuerdo a la normativa vigente y cumpliendo los estándares necesarios para el transporte de energía eléctrica mediante un cableado aéreo trifásico en 22.9 KV fase a fase, y una distribución de 460/230 V y 400/230 V en redes secundarias.

En el cuadro número 40 que es un resumen del anexo 05 - A, se muestran los costos de la infraestructura eléctrica y costos de montaje eléctrico así como la elaboración de un expediente de servidumbre y trabajos preliminares de la línea primaria, redes primarias y secundarias así como de acometidas domiciliarias:

Cuadro N° 40: Presupuesto referencial de la infraestructura eléctrica para la cuenca de Incahuasi

<b>PRESUPUESTO AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INCAHUASI</b>	<b>COSTO (S/.)</b>
Línea Primaria	946,169.34
Redes Primarias	1'314,259.14
Redes Secundarias	2'172,975.50
Acometidas Domiciliarias	533'879.28
<b>TOTAL</b>	<b>4'967,283.26</b>

Como se muestra en el cuadro anterior para la instalación de una infraestructura eléctrica necesaria para suministrar energía eléctrica a la cuenca de Incahuasi se tiene un presupuesto referencial en COSTO DIRECTO de **4'967,283.26** Nuevos Soles, con precios de mercado a Diciembre del 2013, según extracto del anexo 05 – A.

#### **4.4. DESARROLLO DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN**

##### **4.4.1. INSTALACIÓN DE UNA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

En una central hidroeléctrica se utiliza energía hidráulica para la generación de energía eléctrica, la energía potencial gravitatoria que posee la masa de agua de un cauce natural en virtud de un desnivel, también conocido como salto geodésico, de esta forma se aprovecha esta energía para generar electricidad mediante una turbina hidráulica y un generador.

##### **4.4.1.1. CLASIFICACIÓN POR LA POTENCIA GENERADA**

Por la cantidad de potencia generada tenemos la siguiente clasificación según la Organización Latinoamericana de Energía para pequeñas centrales hidroeléctricas, es como se muestra en el cuadro número 41:

Cuadro N° 41: Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su potencia hasta 5000 KW

POTENCIA EN (KW)	TIPO
0 – 50	Micro Central
50 – 500	Mini Central
500 – 5000	Pequeña Central

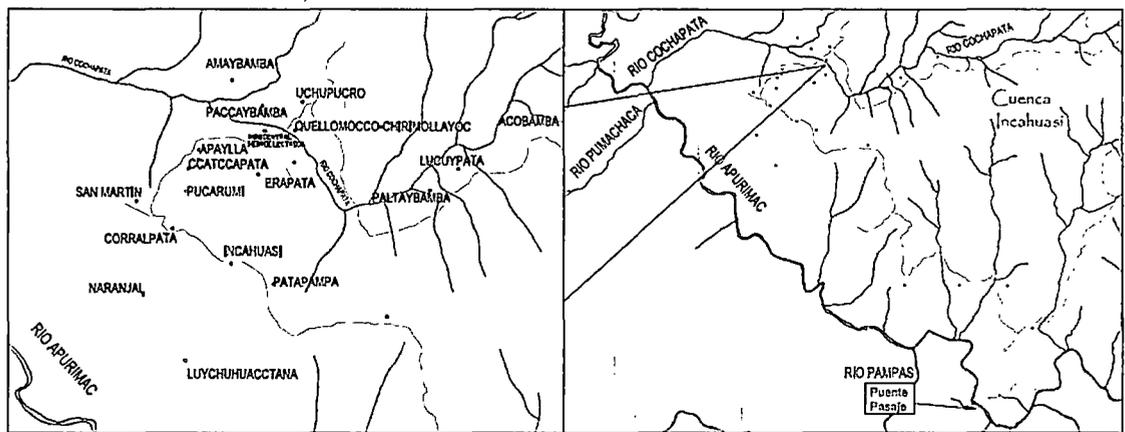
Fuente: Organización Latinoamericana de Energía

Como se observó en el cuadro anterior, la potencia necesaria para satisfacer la demanda de la cuenca de Incahuasi es de 400 KW por lo que nuestra minicentral hidroeléctrica debe tener esta misma potencia instalada.

#### 4.4.1.2. UBICACIÓN DE LA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA

La ubicación de la minicentral hidroeléctrica será en el centro de la carga de toda la cuenca de Incahuasi, aproximadamente entre los sectores de Amaybamba y Apaylla y será proveído con las aguas del río Cochapata como se ve en la figura siguiente:

Fig. N° 46: Ubicación de la Minicentral Hidroeléctrica sobre el río Cochapata

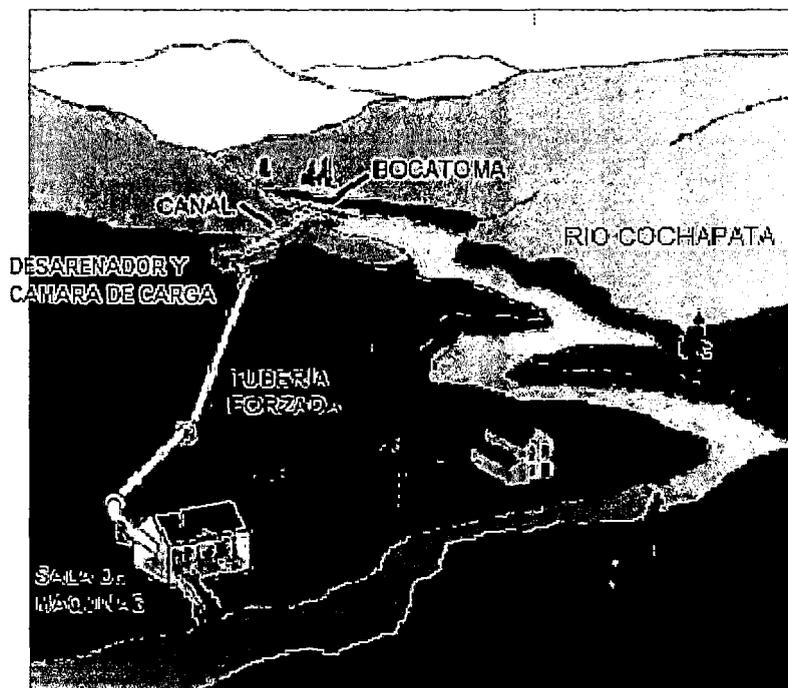


Fuente: Elaboración Propia

#### 4.4.1.3. TIPO DE MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

Esta minicentral será del tipo fluyente con tubería forzada, mediante este tipo de central hidroeléctrica se aprovecha parte de las aguas del río Cochapata desviándolas a través de una bocatoma, pasando por canales, desarenadores, cámara de carga y tuberías forzadas hasta llegar a una sala de máquinas donde se encuentran los generadores hidráulicos y devolviendo las aguas turbinadas de nuevo al cauce del río, como se muestra en la siguiente figura:

Fig. N° 47: Minicentral hidroeléctrica del tipo fluyente



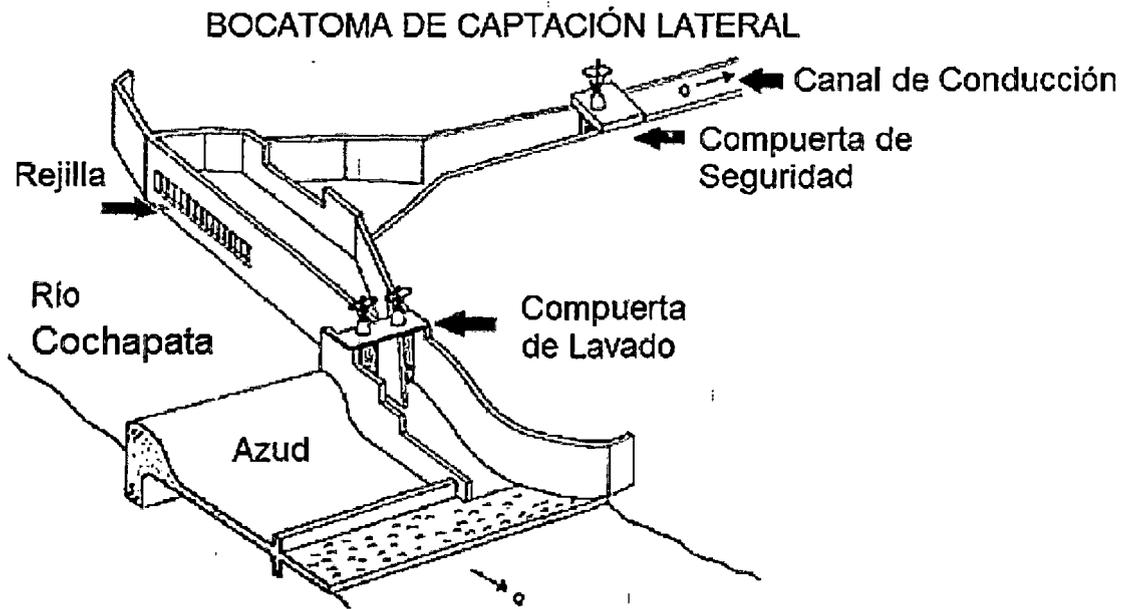
Fuente: Internet Google Imágenes

#### 4.4.1.4. BOCATOMA

Esta estructura tiene por función desviar parte del agua del cauce del río Cochapata de forma lateral y facilitar la entrada de este recurso hacia el canal de conducción, esta estructura está equipada con un azud en el río, una rejilla para evitar el pase de elementos sólidos y dos compuertas una de seguridad y otra de lavado o desfogue. En funcionamiento normal la compuerta de

seguridad se mantiene abierta, cerrándose únicamente en casos de emergencia o para realizar inspecciones o mantenimientos.

Fig. N° 48: Bocatoma de captación de agua en forma lateral

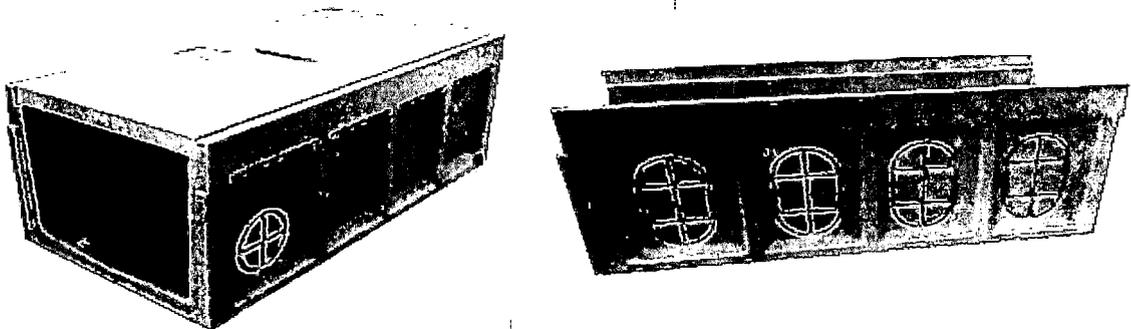


Fuente: Internet Google Imágenes

#### 4.4.1.5. CANAL DE CONDUCCIÓN

Este canal transportará el agua desviada para llenar los desarenadores, esta estructura será de hormigón y con muy poca pendiente para reducir la velocidad del agua y de esta forma evitar al máximo las pérdidas de carga.

Fig. N° 49: Segmento del canal de conducción de concreto

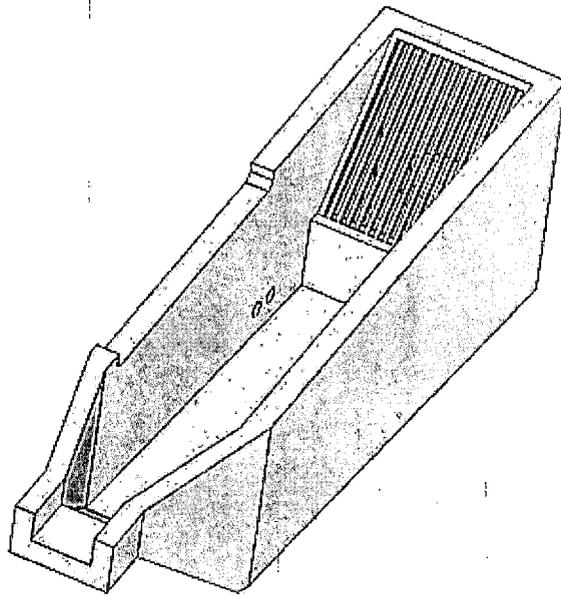


Fuente: Internet Google Imágenes

#### 4.4.1.6. DESARENADOR

El desarenador es un depósito en el cual se filtran de impurezas que transporta el agua desviada con la finalidad de conducir el recurso hídrico puro hacia la cámara de carga y las turbinas para evitar que lleguen residuos sólidos hasta la sala de máquinas.

Fig. N° 50: Modelo de desarenador



Fuente: Internet Google Imágenes

#### 4.4.1.7. CÁMARA DE CARGA

La cámara de carga es un depósito ubicado después del desarenador y del cual arranca la tubería forzada, este depósito tendrá por finalidad regular el volumen de agua necesaria para el arranque de la turbina sin intermitencias y de esta forma disminuir las variaciones de presión y los golpes de ariete.

Fig. N° 51: Modelo de cámara de carga expuesta



Fuente: Internet Google Imágenes

#### 4.4.1.8. TUBERÍA FORZADA

Esta es la estructura que se encarga de llevar el recurso hídrico desde la cámara de carga hasta la turbina y que está preparada para soportar la presión que produce la columna de agua y en caso de emergencia o paralización soportar también la sobrepresión que provoca el golpe de ariete. Esta tubería estaría colocada de forma aérea, que estará sujeta mediante apoyos y anclajes de concreto armado en puntos de desviación y se instalará con juntas de dilatación para compensar los esfuerzos necesarios debido a los cambios de temperatura. Para calcular la potencia hidráulica se utiliza la siguiente fórmula con los datos del cuadro número 42, obteniendo:

$$P = \frac{1000}{102} Q * Hn * e \quad (5.1)$$

Donde:

- P : Potencia en KW
- Q : Caudal de equipamiento en m<sup>3</sup>/seg
- Hn : Salto neto en metros
- e : Factor de eficiencia de la minicentral

Cuadro N° 42: Valores referenciales para la tubería forzada

<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SALTO</b>	
Salto Bruto (m)	49
Salto Neto (m)	46
Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	0.860
Río	Cochapata
Sistema de Aducción	Canal
Tuberías	1

Fuente: OSINERGMIN – Compendio de centrales hidráulicas de las empresas de distribución, volumen II Generación Distribuida LIMA – PERÚ 2011

$$P = \frac{1000}{102} * 0.86 * 46 * 0.85 = 329.67 \text{ KW}$$

La potencia de diseño de la minicentral hidroeléctrica es de 329.67 KW

#### 4.4.1.9. SALA DE MÁQUINAS

O casa de máquinas en esta habitación se sitúa el equipamiento de la pequeña central hidroeléctrica, turbinas, generadores, alternadores, tableros eléctricos y tableros de control. El equipamiento electromecánico de la minicentral se detalla a continuación:

- **ELEMENTOS DE CIERRE Y REGULACIÓN**

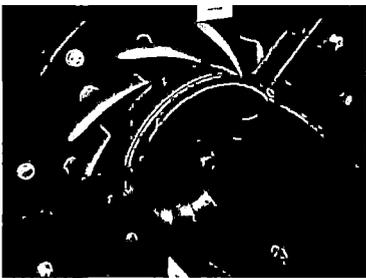
En casos de paradas intempestivas de las turbinas es necesaria la instalación de elementos de cierre y regulación para aislar las turbinas del caudal de agua como son las válvulas y las compuertas de desviación.

- EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

a) TURBINAS

Estos elementos aprovecharán la energía cinética y potencial del agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica. La turbina a utilizar en esta minicentral será del modelo de reacción del tipo Francis con las siguientes características:

Cuadro N° 43: Características técnicas de las turbinas en la minicentral

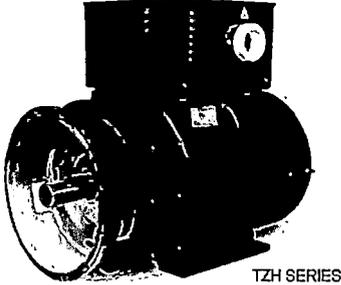
<b>CARACTERISTICAS TÉCNICAS DE LA TURBINA</b>		
Identificación	T – Francis	Imagen
Tipo	Francis	
Eje	Horizontal	
Revoluciones (RPM)	1200	
Potencia Nominal (KVA)	0.279	
Paletas Distribuidor	Fijo y Movil	
Paletas Rodete	Fijo	

Fuente: OSINERGMIN – Compendio de centrales hidráulicas de las empresas de distribución, volumen II Generación Distribuida LIMA – PERÚ 2011

b) GENERADORES

Los generadores son máquinas que transforman la energía mecánica de rotación de las turbinas en energía eléctrica, los generadores a utilizar en esta minicentral serán del tipo sincrónico con las siguientes características técnicas:

Cuadro N° 44: Características y valores técnicos de los generadores

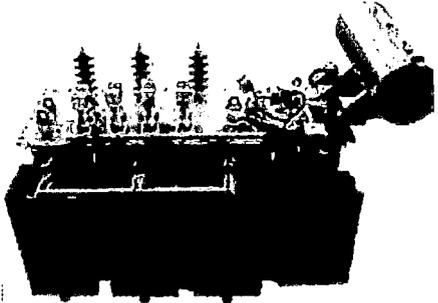
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS GENERADORES		
Identificación	G – 1	Imagen
Modelo	Sincrónico	
Revoluciones (RPM)	1200	
Potencia Aparente (MVA)	0.300	
Potencia Nominal (MW)	0.251	
Potencia efectiva (MW)	0.260	
Tensión de Salida (KV)	4.16/2.4	
Corriente de Salida (A)	86.7/150	
Factor de Potencia	0.80	
Frecuencia (Hz)	60	

Fuente: OSINERGMIN – Compendio de centrales hidráulicas de las empresas de distribución, volumen II Generación Distribuida LIMA – PERÚ 2011

### c) TRANSFORMADOR

Para poder transportar la energía eléctrica generada por esta minicentral será necesaria la instalación de un transformador elevador con las siguientes características:

Cuadro N° 45: Características técnicas del transformador de distribución

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR		
Denominación	T – 1	Imagen
Relación de Transformación (KV)	2.4/22.9	
Potencia Nominal (MVA)	0.400	
Intensidad (p/s) (A)	52.2/153.96	
Frecuencia (Hz)	60	
Tensión de C.C. (%)	4.3	
Grupo de Conexión	Yd5	
Tipo de Refrigeración	ONAN	

Fuente: OSINERGMIN – Compendio de centrales hidráulicas de las empresas de distribución, volumen II Generación Distribuida LIMA – PERÚ 2011

#### d) ELEMENTOS DE REGULACIÓN, CONTROL Y PROTECCIÓN

La instalación de estos elementos es elemental para regular y controlar el buen funcionamiento de la central, además de los dispositivos de protección que deben colocarse en la central y la línea eléctrica, y que actuarán cuando se produzca alguna falla en la central.

Los principales bucles de control y sistemas de supervisión y mando para una minicentral hidroeléctrica son:

Para el control de la turbina:

- Regulador de velocidad en instalaciones con grupos síncronos.
- Regulador de potencia generada para centrales en red aislada.
- Regulador de caudal turbinado.

Para el control del generador:

- Regulador de tensión para grupos síncronos.
- Equipo de sincronización, cuando existen grupos síncronos funcionando conectados a la red.

Las protecciones de los sistemas que componen la minicentral actúan al producirse un hecho anormal en su funcionamiento, provocando una alarma, la parada de algún grupo e incluso la parada total de la central. Esto depende del motivo que haya provocado dicha irregularidad.

Las principales causas que pueden accionar las protecciones son:

Protecciones mecánicas

- Embalamiento de turbina y generador.
- Temperatura de eje y cojinetes.
- Nivel de circulación del fluido de refrigeración.
- Temperatura de aceite del multiplicador de velocidad.
- Nivel mínimo hidráulico.
- Desconexión de la bomba del aceite de regulación.

Protecciones eléctricas del generador y transformador:

- Intensidad máxima.
- Retorno de potencia (máxima admitida 5% de la nominal).
- Calentamiento del generador y/o del transformador.
- Derivación en el estator.
- Nivel de frecuencia (entre 57,5 y 62.5 HZ).

#### e) AUTOMATIZACIÓN

La automatización de la minicentral permitirá reducir los costos de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación. El grado de automatización para esta minicentral será total donde se incluirá el arranque, regulación y parada de la central. Con un sistema digital de última generación que influirán en las siguientes secuencias:

- Arranque y parada normal de grupo
- Parada de emergencia de grupo
- Regulación del grupo por nivel o caudal
- Optimización de funcionamiento del conjunto de la instalación

#### 4.4.1.10. PRESUPUESTO REFERENCIAL PARA LA INSTALACIÓN DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

Para el análisis económico de la minicentral hidroeléctrica en el valle de Incahuasi se tomará como referencia el costo por KW instalado del anexo 05 – B, teniendo como presupuesto referencial:

Cuadro N° 46: Presupuesto referencial para la instalación de una minicentral hidroeléctrica en la cuenca de Incahuasi

Costo por KW (\$)	Potencia Instalada (KW)	Total Presupuesto (\$)	Presupuesto en (S/.) con t.c. 3.09
1,500.00	350	525,000.00	<b>1'625,250.00</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### **4.4.1.11. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA INSTALACIÓN DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA**

El río que alimentaría esta minicentral hidroeléctrica sería el río Cochapata que nace en la cordillera de Vilcabamba, nevado de Azulcocha y que cruza toda la cuenca de Incahuasi el mencionado río tiene un caudal promedio de  $1.23 \text{ m}^3/\text{s}$  (Instituto del Manejo de Agua – Zonificación Ecológica Económica de la Provincia de La Convención), el caudal necesario para generar una potencia de 400 KW es  $0.86 \text{ m}^3/\text{s}$ , referente al caudal promedio del río este sería el 69.92 %, más de la mitad del caudal del río. Por lo cual no se tendría el recurso hídrico necesario para esta alternativa.

#### **4.4.2. INSTALACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO**

##### **4.4.2.1. DESCRIPCIÓN**

La energía solar, es una fuente de energía que produce electricidad de forma renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominado célula solar de película fina.

La instalación de sistemas fotovoltaicos comprende la implementación de equipos de generación fotovoltaica para cada usuario en todas las localidades de la cuenca de Incahuasi, en ese entender la instalación de los sistemas fotovoltaicos será con los siguientes acápite.

##### **4.4.2.2. SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Las instalaciones de generación fotovoltaica se caracteriza por ser simples, silenciosas, de larga duración, de elevada fiabilidad y que

apenas requiere mantenimiento y no produce contaminación ambiental. Presenta tres subsistemas claramente diferenciados, el primero corresponde al grupo generador, el segundo al sistema de acumulación e inversores y el tercero es la protección necesaria para dar seguridad al equipamiento y las personas que harán uso de estos equipos.

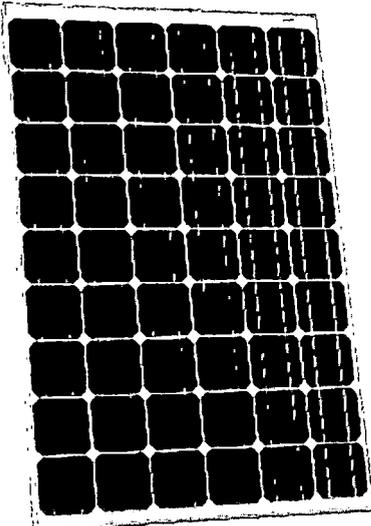
## GRUPO GENERADOR FOTOVOLTAICO

Está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos, encargados de captar la luz del sol y transformarla en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiación solar recibida.

## MODULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos adoptados corresponden al modelo con células de silicio monocristalino de elevado rendimiento. Sus principales características se muestran a continuación:

Cuadro N° 47: Características eléctricas y físicas de los Módulos Fotovoltaicos

CARACTERÍSTICAS	VALOR	Modulo Fotovoltaico ISOFOTON I-159
Potencia Pico ( $P_{m\acute{a}x}$ )	159 W	
Corriente en cortocircuito ( $I_{sc}$ )	9.81 A	
Tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ )	21.6 V	
Corriente de máxima potencia ( $I_{m\acute{a}x}$ )	9.14 A	
Tensión de máxima potencia ( $V_{m\acute{a}x}$ )	17.4 V	
Altura (mm)	1310	
Ancho (mm)	969	
Grueso (mm)	40	
Peso (kg)	17	
Células en Seria - Paralelo	36 – 3	
TONC ( $800 \text{ W/m}^2$ ; 1.5 MA; $20 \text{ }^\circ\text{C}$ )	$47 \text{ }^\circ\text{C}$	

Fuente: ISOFOTON

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en lugares próximos al centro de la vivienda, la orientación de éstos serán hacia el sur. La inclinación tendrá un ángulo de 21° con respecto al plano horizontal del piso de referencia y azimut 0°. Los sistemas constan de un grupo de 36 células conectadas en serie.

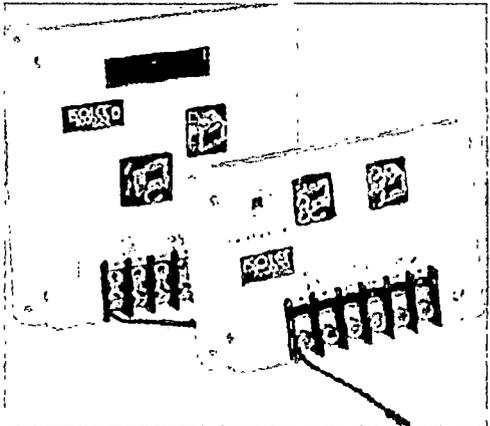
## SISTEMAS DE ACUMULACIÓN E INVERSIÓN

Estos sistemas constan de dispositivos electrónicos, que basándose en tecnología de potencia regulan y transforman la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos del sistema de acumulación, en corriente alterna, de la misma tensión y frecuencia como en un sistema de distribución eléctrica convencional. Los dispositivos de estos sistemas son:

### a) REGULADORES

Son dispositivos electrónicos que sirven para controlar el funcionamiento de los acumuladores o baterías, evitando que estas puedan cargarse o descargarse en exceso, aumentando su vida útil considerablemente.

Cuadro N° 48: Características técnicas y físicas del regulador

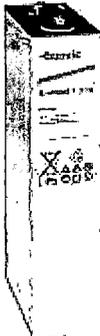
CARACTERÍSTICAS	VALOR	Regulador de Carga ISOLER 10D
Tensión nominal (V)	12 y 24 Bitensión Automática	
Intensidad Máx. (A)	10	
Sobrecarga admisible (%)	<25	
Autoconsumo (mA)	<30	
Peso (kg)	1.7	
Ancho (mm)	172	
Alto (mm)	160	
Profundo (mm)	24	

Fuente: ISOLER

## b) ACUMULADORES

Para el caso de instalaciones domiciliarias, se utiliza las baterías de electrolito absorbido o de gel, no necesitan mantenimiento y se usan en lugares donde no se puedan realizar el mantenimiento de estos acumuladores.

Cuadro N° 49.: Características técnicas y físicas del acumulador.

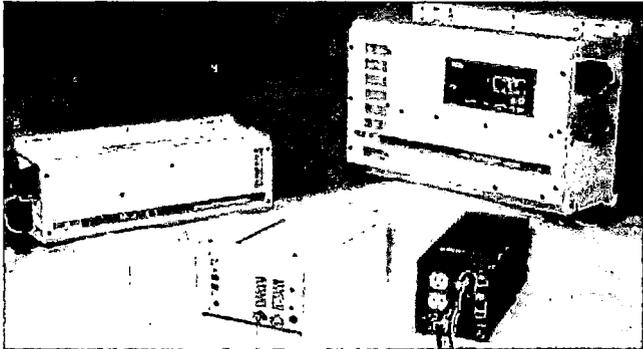
CARACTERÍSTICAS	VALOR	Acumulador Estacionario ATERSA
Tensión nominal (V)	12	
Capacidad Ah (1.85 V)	70	
Sobrecarga admisible (%)	<25	
Autoconsumo (mA)	<30	
Peso (kg)	5	
Ancho (mm)	150	
Alto (mm)	350	
Profundo (mm)	300	

Fuente: ATERSA

## c) INVERSORES

Los convertidores CC – CA, transforman la corriente continua de 12, 24 y 48 V, que es suministrada por una batería y lo transforma en corriente alterna a 220 V, este inversor CC – CA, está compuesta por dispositivos electrónicos como transistores y tiristores entre otros componentes, capaces de generar una señal eléctrica senoidal para simular el comportamiento de la corriente alterna.

Cuadro N° 50: Características técnicas y físicas del Inversor de Onda Senoidal

CARACTERÍSTICAS	VALOR	Inversor de Onda Senoidal S-SOL
Potencia (W)	200	
Tensión de entrada (V)	12 – 24	
Tensión de salida (V)	220	
Peso (kg)	2.10	
Ancho (mm)	295	
Alto (mm)	214	
Largo (mm)	434	

Fuente: S-SOL

#### d) SISTEMA DE PROTECCIÓN

##### PARTE DE CORRIENTE CONTINUA

Estará protegida contra contactos directos, de manera que los elementos activos deben ser inaccesibles. Para lograr este aislamiento se utilizarán cajas de conexión debidamente protegidas, que no permitan el acceso a su interior y cables de doble aislamiento.

##### PARTE DE CORRIENTE ALTERNA

Se instalará un interruptor general termo magnético de accionamiento manual, tipo bipolar de 16 A, fijado sobre un perfil de madera seca, con una intensidad de cortocircuito superior a la calculada en el punto de conexión. Este interruptor será accesible en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

##### PUESTA A TIERRA

Es la conexión de uno o varios puntos de una instalación a un electrodo enterrado, con el fin de permitir el paso a tierra de corrientes de fallo, evitando además que existan tensiones peligrosas entre la instalación y superficies próximas del terreno. En nuestro caso, debido a las

características de la carga solamente se prevé la instalación de este sistema en las cargas especiales.

#### 4.4.2.3. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

El presupuesto que se presenta a continuación es para la instalación de paneles solares en cada vivienda con sus respectivos sistemas de generación, acumulación, inversión, protección y una instalación interna básica, el presupuesto referencial es:

Cuadro N° 51: Presupuesto referencial para una Generación Fotovoltaica

CODIGO	NOMBRE DE LA PARTIDA	UNIDAD	METRADO	COSTO UNIT.	SUBTOTAL	TOTAL
01.00	TRABAJOS PRELIMINARES					146,472.72
01.01	ESTUDIO DE INGENIERIA	PANL	1,608.00	14.18	22,801.44	
01.02	REPLANTEO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	PANL	1,608.00	32.12	51,648.96	
01.03	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	PANL	1,608.00	44.79	72,022.32	
02.00	TRANSPORTE					138,839.84
02.01	TRANSPORTE DE MATERIALES A PUNTO DE MONTAJE	TN	436.00	318.44	138,839.84	
03.00	MODULOS FOTOVOLTAICOS UNIFAMILIARES					6,675,290.40
03.01	SOPORTE DE MODULO FOTOVOLTAICO	UND	1,608.00	428.70	689,349.60	
03.02	MODULO FOTOVOLTAICO UNIFAMILIAR 159 Wp	UND	1,608.00	2,497.13	4,015,385.04	
03.03	ACOMETIDA DOMICILIARIA Y TABLERO DE DISTRIBUCIÓN (Inclui. Cone	UND	1,608.00	319.89	514,383.12	
03.04	EQUIPO DE ALUMBRADO DE 9W INTERIOR	UND	1,608.00	309.98	498,447.84	
03.05	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-02 (RS)	UND	1,608.00	595.60	957,724.80	
04.00	LABORES FINALES Y COMPLEMENTARIAS					80,818.08
04.01	REVISIÓN GENERAL Y PUESTA EN SERVICIO	PANL	1,608.00	10.01	16,096.08	
04.02	EXPEDIENTE TÉCNICO FINAL CONFORME A OBRA DE LA INSTALACION	PANL	1,608.00	40.25	64,722.00	
<b>COSTO DIRECTO</b>						<b>7,041,421.04</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.4.2.4. ANÁLISIS TÉCNICO PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La desventaja técnica de este sistema es la corta duración de los acumuladores para el suministro de energía eléctrica durante lapsos de tiempo largos, ósea el sistema no es continuo y la poca potencia de energía para consumos grandes, además el costo de operación y mantenimiento es mucho más elevado que en un sistema convencional. Para un consumo a nivel industrial este sistema es poco útil.

### **4.4.3. AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 60 KV**

#### **4.4.3.1. DESCRIPCIÓN**

La línea de transmisión a ampliar será la línea que va de Machupicchu a Uripata con un nivel de tensión de 60 KV, con la finalidad de suministrar energía eléctrica a la cuenca de Incahuasi una propuesta es la ampliación de esta mencionada línea de transmisión con una distancia promedio de 90 Km desde la localidad de Santa María en el distrito de Maranura (subestación de transformación de Santa María) pasando por la cuenca de Vilcabamba hasta el sector de Amaybamba en la cuenca de Incahuasi estas dos últimas cuencas en el distrito de Vilcabamba, donde se instalaría una subestación de transformación con un transformador de 500 KVA con una relación de transformación de 60/22.9 KV.

#### **4.4.3.2. ANALISIS ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN EN 60 KV**

Para el análisis económico de una posible ampliación mediante una línea de transmisión en 60 KV, tomamos como referencia el estudio a nivel de pre factibilidad del proyecto "INSTALACIÓN LINEA DE TRANSMISIÓN 66 KV COMBAPATA – LLUSCO Y AMPLIACIÓN S.E. COMBAPATA – REGIÓN CUSCO" (ver anexo 05 – C), proyecto elaborado por la empresa ELSE, que tiene un nivel de tensión de 66 KV y una distancia de 85.52 Km, datos técnicos parecidos a la posible línea de transmisión en 60 KV que se requiere para la cuenca de Incahuasi con 90 Km aproximadamente, el presupuesto referencial de esta alternativa es como se muestra en el cuadro número 52:

Cuadro N° 52: Presupuesto referencial para la ampliación de línea de transmisión en 60 KV, Santa María – Amaybamba

DESCRIPCIÓN	COSTO (S/.)
Línea de Transmisión	13'888,675.19
Subestación de Transformación	4'814,538.00
<b>TOTAL</b>	<b>18'703,213.19</b>

Fuente: Electro Sur Este S.A.A. Noviembre 2013

#### 4.4.3.3. ANÁLISIS TÉCNICO PARA AMPLIACIÓN DE LA LINEA EN 60 KV

Ampliar la línea de transmisión en 60 KV desde el sector de Santa María, ofrece una mejor calidad en el servicio del suministro de energía eléctrica para la cuenca de Incahuasi, pero la cuenca de Incahuasi se encuentra en el medio de dos sistemas de 22.9 KV (Santa María y Tamburco). Además comparándolo con la subestación de Santa María que alimenta a 3 distritos (Maranura, parte de Santa Teresa y parte de Vilcabamba), con más de 10,000 clientes, ésta alternativa no sería rentable para la empresa concesionaria.

#### 4.4.4. AMPLIACIÓN MEDIANTE ALIMENTADORES EN 22.9 KV

##### 4.4.4.1. DESCRIPCIÓN

Otra alternativa de solución es mediante la ampliación de alimentadores a un nivel de tensión de 22.9 KV, para esta alternativa se tienen dos alimentadores cercanos a la ubicación de la cuenca de Incahuasi, uno es el alimentador TA – 05, con un alimentador trifásico proveniente de la sub estación de Tamburco en la provincia de Apurímac hasta el sector de Cachora, la otra alternativa es la ampliación mediante el alimentador SM – 03 de la subestación de Santa María que entra por la cuenca de Vilcabamba hasta el sector de Yanahuanca con un alimentador trifásico.

#### 4.4.4.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA AMPLIACIÓN EN 22.9 KV

Para poder alimentar la infraestructura eléctrica de la cuenca de Incahuasi mediante la ampliación de un alimentador en 22.9 KV, éste será mediante una línea primaria y deberá tener las siguientes características técnicas:

##### LÍNEA PRIMARIA

- Tensión nominal : 22.9 KV
- Sistema : Trifásico
- Conductor : Aleación de Aluminio
- Calibre de conductor : 35 mm<sup>2</sup>
- Soportes : Postes de C°A°C° de 12/200 y 12/300
- Aislamiento : Aisladores de porcelana
- Crucetas : De F°G° de 3"x3"x1/4"x2.40m
- Seccionadores : Tipo CUT-OUT, 27 KV, 100 A
- Pararrayos : Óxido de Zinc, tipo PBZ, 27 KV, 10 KA y BIL 125 KV

#### 4.4.4.3. AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR TA – 05

La ampliación del alimentador TA – 05 (Sub sistema eléctrico Apurimac) se iniciará en la localidad de Cachora uniéndose mediante una línea primaria en 22.9 KV al sector de Paccaypata teniendo las siguientes características:

Cuadro N° 53: Datos línea primaria Cachora – Paccaypata

Centro de Transformación	Alimentador	N° de Estructura más cercana	Localidad de Empalme	Longitud de Línea
SET Tamburco	TA – 05	1717 (Cachora)	Paccaypata	28 Km

Fuente: ELSE

Para la ampliación del alimentador TA – 05 se requiere del siguiente presupuesto (extracto del anexo 05 – D):

Cuadro N° 54: Presupuesto referencial línea primaria Cachora – Paccaypata

Item	Partida	Costo (S/.)
1	Trabajos preliminares	46,966.76
2	Postes	231,830.76
3	Materiales	544,350.81
5	Transporte	103,837.46
6	Trabajos finales	35,374.58
<b>Total</b>		<b>962,360.37</b>

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.4.4.4. AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03

La ampliación del alimentador SM – 03 (Sub sistema eléctrico La Convención) se iniciará en la localidad de Yanahuanca uniéndose mediante una línea primaria en 22.9 KV hasta el sector de Choquetira teniendo las siguientes características:

Cuadro N° 55: Datos línea primaria Yanahuanca – Choquetira

Centro de Transformación	Alimentador	N° de Estructura más cercana	Localidad de Empalme	Longitud de Línea
SET Santa María	SM – 03	3910 (Yanhuanca)	Choquetira	15 Km

Fuente: ELSE

Para la ampliación del alimentador SM – 03 se requiere del siguiente presupuesto (extracto anexo 05 – E):

Cuadro N° 56: Presupuesto referencial línea primaria Yanahuanca – Choquetira

Item	Partida	Costo (S/.)
1	Trabajos preliminares	25,030.16
2	Postes	123,729.90
3	Materiales	291,944.65
5	Transporte	55,033.87
6	Trabajos finales	24,702.09
<b>Total</b>		<b>520,439.89</b>

Fuente: Elaboración Propia

Cabe mencionar que mediante la ampliación del alimentador SM – 03 en los 15 Km del trayecto se podrán aumentar tres sectores que pertenecen a la comunidad de Arma.

Cuadro N° 57: Localidades de la comunidad de Arma que se beneficiarían

N°	COMUNIDAD	LOCALIDAD	CARGAS DE USO DOMESTICO	CARGAS DE USO ESPECIAL	TOTAL BENEFICIARIOS
1	ARMA	OCCOLLOYUC	19	1	20
2	ARMA	RUMICHACA	9	0	9
3	ARMA	LLOCLLATE	12	0	12

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.4.4.5. ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA AMPLIACIÓN EN 22.9 KV

Técnicamente ambas alternativas son viables, puesto que existen actualmente dos sistema de distribución en media tensión (22.9 KV) cercanos a la zona de estudio y con una cargabilidad de las respectivas subestaciones de distribución que podrían albergar la demanda de la cuenca de Incahuasi.

#### 4.4.5. COMPARACIÓN ECONÓMICA ENTRE ALTERNATIVAS

A continuación comparamos los costos de instalación entre las 5 alternativas de solución para suministrar el servicio de energía eléctrica en la cuenca de Incahuasi:

Cuadro N° 58: Comparación económica entre las cinco alternativas de solución

ITEM	DESCRIPCION	INSTALACION	LP, RP, RS Y AD VALLE INCAHUASI	TOTAL COSTO DIRECTO (S/.)
1	INSTALACIÓN DE UNA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA	1,625,250.00	4,967,283.26	6,589,533.26
2	INSTALACIÓN DE UN SISTEMA CON GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	7,041,421.04	--	7,041,421.04
3	AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 60KV, MACHUPICCHU – SANTA MARIA	5,490,000.00	4,967,283.26	10,457,283.26
4	AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR TRIFÁSICO EN 22.9KV, TA – 05	962,360.37	4,967,283.26	5,929,643.63
5	AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR TRIFÁSICO EN 22.9KV, SM – 03	520,440.67	4,967,283.26	5,487,723.93

Fuente: Elaboración propia.

Cabe recordar que la infraestructura eléctrica necesaria para poder suministrar energía eléctrica en la cuenca de Incahuasi es puesta como una constante sólo para las alternativas 1, 3, 4 y 5, mientras que la alternativa número 2 no necesita de una infraestructura de distribución eléctrica. Del cuadro número 58 podemos observar que la alternativa más económica sería la ampliación del alimentador trifásico en 22.9 KV SM – 03, con 5'487,723.93 Nuevos Soles, por lo que elegimos esta alternativa como vía para el suministro de energía eléctrica a la cuenca de Incahuasi, además por el trayecto de la ampliación de este alimentador se pueden electrificar 3 sectores que tampoco cuentan con este servicio, teniendo un total de 30 sectores a beneficiar.

#### 4.5. RESUMEN CAPÍTULO IV

- a) Se consideran 5 alternativas de solución para llevar un adecuado servicio de energía eléctrica a la cuenca de Incahuasi, la cuales son:
- Instalación de una central hidroeléctrica sobre el río Cochapata.
  - Instalación de un sistema con generación fotovoltaica.
  - Ampliación de la línea de transmisión en 60 KV, Machupicchu – Santa María – Amaybamba.
  - Ampliación del alimentador trifásico en 22.9 KV, TA – 05
  - Ampliación del alimentador trifásico en 22.9 KV, SM – 03
- b) Para la alternativa "Instalación de una central hidroeléctrica sobre el río Cochapata" se observó que no se tiene el recurso hídrico necesario para poder obtener la potencia necesaria.
- c) Para la alternativa "Instalación de un sistema con Generación Fovovoltaica", se observó que los paneles solares no suministran un servicio continuo puesto que estos dependen enteramente de la radiación solar y por la noche los acumuladores tienen una limitada capacidad de suministro.
- d) Para la alternativa "Ampliación de la Línea de Transmisión en 60 KV, Machupicchu – Santa María – Amaybamba", se observó que la zona de estudio se encuentra en el medio de dos sistemas de 22.9 KV cercanos.
- e) Para la alternativa "Ampliación del Alimentador Trifásico en 22.9 KV", se tiene dos alimentadores cercanos a la zona de estudio, uno es el alimentador TA – 05 que parte de la subestación de Tamburco en el subsistema Apurimac, con punto de alimentación trifásico en el sector de Cachora y una distancia de línea primaria hacia la cuenca de Incahuasi de 28 Km, el otro alimentador es el SM – 03 que parte de la Subestación de Santa María en el subsistema La Convención, con punto de alimentación trifásico en el sector de Yanahuanca y una distancia de 15 Km hasta el sector más cercano de la cuenca de Incahuasi.
- f) Como se observa en el cuadro número 58 la mejor alternativa tanto técnica como económicamente es la "Ampliación del Alimentador Trifásico en 22.9 KV SM – 03".

## CAPITULO V

### AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD

#### 5.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza el estudio de la alternativa seleccionada, dimensionando las características eléctricas y mecánicas más resaltantes para la ampliación del sistema eléctrico para la cuenca de Incahuasi mediante un cableado aéreo trifásico en 22.9 KV entre fases y una distribución de 460/230V y 400/230 V en redes secundarias.

La confiabilidad del sistema SM – 03, es deficiente, según los índices de confiabilidad del 2011, analizados y los otorgados por ELSE, para lo cual se pretende realizar una mejora en dicha confiabilidad y así estar dentro de los estándares de la normativa vigente, y evitar sanciones económicas por parte de las instituciones supervisoras como OSINERGMIN, además se vio que el sistema de protección homopolar en la zona de estudio es la de mayor frecuencia que generan fallas, para lo cual se realiza una mejora en la coordinación de protección.

La adecuada selección y calibración de los equipos de protección, permite una coordinación que da seguridad y continuidad en el servicio. Además es necesario que la coordinación de protección proporcione un margen de seguridad en el funcionamiento, que se obtendrá de adecuar las características de funcionamiento entre los relés. Así mismo para el análisis de selectividad de los sistemas de protecciones de sobrecorriente homopolar (relés y fusibles) se ha utilizado el programa NEPLAN. Este programa, por la capacidad gráfica que posee, permite la coordinación de las protecciones. En consecuencia, en el presente capítulo, el análisis de coordinación y

selectividad de las protecciones de sobrecorriente se hacen utilizando la capacidad gráfica.

Los dispositivos que necesariamente requieren ser revisados, en cuanto a sus ajustes son las protecciones de sobrecorriente homopolar, de ahí que los resultados de los cálculos de ajustes se presenten en cuadros y en forma gráfica.

Al final del capítulo V, se desarrolló un análisis económico para esta ampliación con la finalidad de analizar la rentabilidad de este estudio.

Para poder realizar el diseño de la ampliación del sistema eléctrico dimensionamos la cantidad de población beneficiada con este estudio:

Cuadro N° 59: Localidades y/o sectores a electrificar en la cuenca de Incahuasi

UBICACIÓN				LOCALIDADES / SECTORES
REGION	PROVINCIA	DISTRITO	COMUNIDAD	
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	ARMA	OCCOLLOYUC
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	ARMA	RUMICHACA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	ARMA	LLOCLLATE
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CHOQUETIRA	CHOQUETIRA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CHOQUETIRA	LIGIANA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CHOQUETIRA	ACCOBAMBA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CHOQUETIRA	LUCUYPATA – CEDROBAMBA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CHOQUETIRA	PALTAYBAMBA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	ACCONCHARCAS	ACCONCHARCAS
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	HATUMPAMPA	HATUMPAMPA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	AMAYBAMBA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	PACCAYBAMBA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	OCHUPUCRO
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	QUELLOMOCCO – CHIRIMOLLAYOC
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	SARAPAMPA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	APAYLLA

CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	ERAPATA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	CCATCCAPATA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	PUCARUMI
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	SAN MARTIN
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	NARANJAL
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	LUYCHUACCTANA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	CORRALPATA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	INCAHUASI
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	INCAHUASI	PATAPAMPA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CCARCCO	CCARCCO
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CCARCCO	SILLAPATA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CCARCCO	CRUZPATA
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	CCARCCO	SAN FERNANDO
CUSCO	LA CONVENCION	VILCABAMBA	PACCAYPATA	PACCAYPATA

Fuente: Elaboración propia

## 5.2. POBLACIÓN BENEFICIADA

Mediante la ampliación del alimentador SM – 03 la población beneficiada es como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 60: Cantidad beneficiarios por sectores a electrificar en la cuenca de Incahuasi

N°	COMUNIDAD	LOCALIDAD	CARGAS DE USO DOMESTICO	CARGAS DE USO ESPECIAL	TOTAL BENEFICIARIOS
1	ARMA	OCCOLLOYUC	19	1	20
2	ARMA	RUMICHACA	9	0	9
3	ARMA	LLOCLLATE	12	0	12
4	CHOQUETIRA	CHOQUETIRA	58	5	63
5	CHOQUETIRA	LIGIANA	10	0	10
6	CHOQUETIRA	ACCOBAMBA	36	4	40
7	CHOQUETIRA	LUCUYPATA	23	2	25
8	CHOQUETIRA	PALTAYBAMBA	17	0	17
9	ACCONCHARCAS	ACCONCHARCAS	23	2	25
10	HATUMPAMPA	HATUMPAMPA	24	5	29

11	INCAHUASI	AMAYBAMBA 01	137	7	144
	INCAHUASI	AMAYBAMBA 02	158	3	161
12	INCAHUASI	PACCAYBAMBA	75	6	81
13	INCAHUASI	OCHUPUCRO	42	3	45
14	INCAHUASI	QUELLOMOCCO-CH.	16	1	17
15	INCAHUASI	SARAPAMPA	17	1	18
16	INCAHUASI	APAYLLA	71	6	77
17	INCAHUASI	ERAPATA	131	6	137
18	INCAHUASI	CCATCCAPATA	22	0	22
19	INCAHUASI	PUCARUMI	18	0	18
20	INCAHUASI	SAN MARTIN	66	4	70
21	INCAHUASI	NARANJAL	80	4	84
22	INCAHUASI	LUYCHUACCTANA	32	0	32
23	INCAHUASI	CORRALPATA	19	0	19
24	INCAHUASI	INCAHUASI	52	3	55
25	INCAHUASI	PATAPAMPA	38	1	39
26	CCARCCO	CCARCCO	12	0	12
27	CCARCCO	SILLAPATA	60	3	63
28	CCARCCO	CRUZPATA	24	0	24
29	CCARCCO	SAN FERNANDO 01	102	12	114
	CCARCCO	SAN FERNANDO 02	52	2	54
30	PACCAYPATA	PACCAYPATA	62	10	72
<b>TOTAL BENEFICIARIOS</b>			<b>1517</b>	<b>91</b>	<b>1608</b>

Fuente: Elaboración propia

### 5.3. NORMATIVA UTILIZADA

Para el diseño de la ampliación del sistema eléctrico para la cuenca de Incahuasi, se utilizó la siguiente normativa:

- Ley y Reglamento de Concesiones Eléctricas N° 25844
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011
- Código Nacional de Electricidad Utilización 2006
- Normas DGE/MEM vigentes:

- Norma DGE RD 016-2003 Especificaciones Técnicas de Montaje de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural
- Norma DGE RD 017-2004 Especificaciones Técnicas para el Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales
- Norma DGE RD 018-2003 "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural"

## **5.4. ALCANCES DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

### **5.4.1. IMPLEMENTACIÓN DE LA LÍNEA PRIMARIA**

La línea primaria que alimentará la cuenca de Incahuasi será trifásica, con un nivel de tensión de 22.9 KV entre fases, sostenido en postes de concreto armado centrifugado de 12 metros con 200 y 300 Kg de esfuerzo en los vértices de postes. Teniendo como conductor el tipo AAAC de diferentes calibres y que será soportado por armados descritos en la norma DGE DR N° 024, la línea primaria tendrá un longitud de 41.92 km.

### **5.4.2. IMPLEMENTACIÓN DE LAS REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES**

Las redes primarias sumadas en conjunto llegan a 29.26 km, y serán alimentadas con un conductor AAAC de 35 y 25 mm<sup>2</sup> que será soportado por armados descritos en la norma DGE RD N° 024 y que llegarán a las 30 localidades de la cuenca de Incahuasi, como se describe en el cuadro número 51.

Mientras que las subestaciones de distribución serán de distintas capacidades que serán soportados por armados descritos en la norma DGE RD N° 021 y estas alimentarán del servicio de energía eléctrica a todos los centros poblados de la cuenca de Incahuasi.

### 5.4.3. IMPLEMENTACIÓN DE LAS REDES SECUNDARIAS Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

La distribución en baja tensión será mediante conductor autoportante de diferentes calibres, sumando un total de 45.19 km de tendido en baja tensión, utilizando postes de concreto armado centrifugado de 8 metros con 200 y 300 Kg de esfuerzo en los vértices de postes, soportados con armados descritos según la norma DGE RD N° 023. Así también el presente estudio se contempló la instalación de alumbrado público como se describe en la norma DGE RD N° 017.

Mientras que las conexiones domiciliarias serán monofásicas para el servicio doméstico y trifásico para las cargas especiales que existan, mencionadas conexiones llegan a un número de 1608 beneficiarios, como se muestran en el cuadro número 60.

### 5.5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (ALIMENTADOR SM – 03)

Las principales características técnicas de la ampliación del sistema eléctrico son:

#### a) LÍNEA PRIMARIA

- Tensión nominal : 22.9 KV
- Sistema : Trifásico
- Longitud de Línea : 41.92 km
- Conductor : Aleación de Aluminio AAAC
- Calibre de conductor : 35 mm<sup>2</sup>
- Soportes : Postes de C°A°C° de 12 m con 200 y 300 Kg en vértice de poste
- Aislamiento : Aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-3 y 56-4; aisladores de porcelana tipo suspensión clase ANSI 52-3

- Disposición : Horizontal
- Crucetas : De F°G° de 3"x3"x1/4"x2.40m y 3"x3"x3/8"x4.30m
- Seccionadores : Tipo CUT-OUT, 27 KV, 100 A
- Pararrayos : Óxido de Zinc, tipo PBZ, 27 KV, 10 KA y BIL 125 KV

#### b) REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

- Tensión nominal : 22.9 KV
- Sistemas : Trifásico y Bifásico
- Longitud total : 29.26 km
- Conductor : Aleación de Aluminio AAAC
- Calibre de conductor : 35 mm<sup>2</sup> y 25 mm<sup>2</sup>
- Soportes : Postes de C°A°C° de 12 m con 200 y 300 Kg en vértice de poste
- Aislamientos : Aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 56-3 y aisladores de porcelana tipo suspensión clase ANSI 52-3
- Disposición : Horizontal
- Crucetas : De F°G° de 3"x3"x1/4"x2.40m y 3"x3"x3/8"x4.30m
- Seccionadores : Tipo CUT-OUT, 27 KV, 100 A
- Pararrayos : Óxido de Zinc, tipo PBZ, 27 KV, 10 KA y BIL 125 KV
- Potencia de trafos. : 50, 25, 15 y 10 KVA trifásicos y 15, 10 y 5 KVA bifásicos y monofásicos
- Relación transformación: 22.9/0.40 - 0.23 KV y 22.9/0.46 - 0.23 KV
- Pararrayos en trafos. : Óxido de Zinc, tipo PBZ, 24 KV, 10 KA y BIL 125 KV
- Refrigeración : Tipo ONAN

c) REDES SECUNDARIAS Y ALUMBRADO PÚBLICO

- Tensión nominal : 460/230 V y 400/230 V
- Sistema adoptado : Tendido aéreo
- Tipo de distribución : Trifásico para cargas especiales y bifásico para servicio particular
- Frecuencia : 60 Hz
- Soportes : Postes de concreto armado centrifugado de 8 m con 200 y 300 Kg en vértice de poste
- Conductor : Cable autoportante multiconductor de aluminio trenzado de diferentes calibres con aislamiento de polietileno reticulado y mensajero de aleación de aluminio aislado
- Armados : Ferretería de fierro y acero galvanizado
- Alumbrado público : Lámparas de vapor de sodio de 50 W con equipo de arranque y pastoral de fierro galvanizado

d) CONEXIONES DOMICILIARIAS

- Nivel de tensión : 380 V, 3Ø y 220 V, 1Ø
- Tipo de distribución : Trifásico y monofásico
- Tipo de conductor : Concéntrico tipo SET
- Calibre de conductor : 4 mm<sup>2</sup>
- Conector : Bimetálico Aluminio – Cobre con cobertura de PVC
- Cantidad C.E. : 91 cargas especiales
- Cantidad usuarios : 1517 usuarios particulares

## 5.6. DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (ALIMENTADOR SM – 03)

### 5.6.1. GENERALIDADES

Para el diseño de este sistemas de distribución de energía eléctrica se realizarán los cálculos de caída de tensión en media y baja tensión, dimensionamiento de las capacidades de los transformadores de distribución según lo estipula el Código Nacional de Electricidad y la normativa de la Dirección General de Electricidad.

### 5.6.2. FACTORES CONSIDERADOS EN EL DISEÑO

Como lo indica el código nacional de electricidad "suministro" se consideró en el presente estudio los siguientes factores:

Cuadro N° 61: Factores considerados para la ampliación del sistema eléctrico

FACTORES	LINEA Y REDES PRIMARIAS	REDES SECUNDARIAS
Máxima caída de Tensión	3.5 %	5 % de Vn
Factor de Potencia	0.9	0.9
Factor de Simultaneidad	--	0.5
Sector Típico	--	V y SER

Fuente: Código nacional de Electricidad (Suministro 2011)

### 5.6.3. CÁLCULO ELÉCTRICO Y MECÁNICO DE LA LÍNEA Y REDES PRIMARIAS

#### 5.6.3.1. Caída de Tensión y Pérdidas de Potencia

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- a) Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.
- b) Máxima caída de tensión.
- c) Pérdidas de potencia y energía por efecto Joule.

Utilizando el software NEPLAN versión 5.5.0 se obtuvo los siguientes resultados de la caída de tensión en varios puntos de la ampliación del sistema eléctrico de Incahuasi como se presenta en el cuadro número 62:

Cuadro N° 62: Caída de tensión de la ampliación del alimentador SM – 03

PROYECCION ALIMENTADOR SM-03						
Nº	LOCALIDAD	SED	CODIGO TECNICO ELSE	CAIDA DE TENSION R	CAIDA DE TENSION S	CAIDA DE TENSION T
1	PAMPACONAS	PAMPACONAS	0030875	93.95%	94.31%	94.72%
2	CHALLCHA	CHALLCHA 02	0030969	93.95%	-	94.72%
3	TANTANA	TANTANA	0031081	93.97%	94.32%	-
4	CHUPANA	CHUPANA	0030734	94.18%	94.53%	-
5	CCAYARA	CCAYARA	0030732	93.68%	94.03%	94.42%
6	ANCONCHARCAS	ANCONCHARCAS	--	91.07%	91.48%	91.69%
7	HATUMPAMPA	HATUMPAMPA	--	91.07%	91.48%	91.69%
8	AMAYBAMBA	AMAYBAMBA II	--	91.06%	91.47%	91.66%
9	PACCAYPATA	PACCAYPATA	--	91.15%	91.57%	91.76%

PROYECCION ALIMENTADOR SM-03			
CORRIENTE	FASE R	FASE S	FASE T
SISTEMA SM-03	17.964 A	17.525 A	17.464 A

Fuente: Elaboración Propia

### 5.6.3.2. Cálculo Mecánico de la Línea y Redes Primarias

Para este cálculo se utilizó el programa DLT – CAD, desarrollando el cálculo estructural de la línea primaria y las redes primarias para la infraestructura eléctrica de la cuenca de Incahuasi, teniendo como resultado el cuadro número 63:

Cuadro N° 63: Cálculo mecánico de las estructuras para la ampliación del sistema eléctrico

NRO	TIPO ARMADO	PROGRESIVA MTS	COTA MTS	VANO ADELANTE MTS	VANO PESO MTS	VANO VIENTO MTS	TIRO ADELANTE	ANGULO ADELANTE SEXGA	TIRO ATRÁS	ANG. ATRÁS SEXAG	CATENARIA
1	AT3	0	1746	94	442.75	47.89	3676.39	-12.34	0	0	2024.52
2	AT6	94	1728.17	804.25	-170.18	455.18	3605.17	-4.99	3643.87	170.27	2024.52
3	AT7	898.25	1818.55	99.74	-209.56	461.89	3893.39	22.71	3765.51	-162.51	2024.52
4	AT1	997.99	1860.68	121.9	368.62	118.64	3739.88	16.19	3972.21	-154.71	2024.52
5	ATH3	1119.89	1902.22	229.68	375.66	181.84	3641.9	9.54	3809.5	-160.52	2024.52
6	AT7	1349.57	1954.14	642.77	-84.44	472.2	4082.45	16.68	3734.01	-164.12	2204.48
7	AT7	1992.34	2247.95	286.89	509.76	515.08	3901.71	23	4603.66	-148.16	2024.52
8	ATH1	2279.23	2392.27	27.95	629.78	175.19	3722.15	15.23	4157.73	-149.75	2024.52
9	AT7	2307.18	2400.07	509.59	-225.37	304.46	3865.27	21.69	3736	-164.01	2024.52
10	AT7	2816.77	2674.33	56.58	320.19	322.12	4058.2	27.75	4351.81	-145.62	2024.52
11	ATH1	2873.35	2705	283.69	145.57	195.24	3993.16	25.92	4112.6	-150.84	2024.52
12	ATH3	3157.04	2865.45	263.08	1350.92	294.83	3592.24	-1.16	4277.81	-147.09	2024.52
13	ATH1	3420.12	2877.24	476.73	65.58	375.25	3602.29	4.44	3613.15	-173.73	2024.52
14	ATH3	3896.85	2971.12	250.89	261.73	372.94	3654.97	10.69	3768.84	-162.35	2024.52
15	AT3	4147.74	3033.96	47.78	316.72	153.72	3558.56	-9.31	3767.33	-162.43	1979.53
16	AT1	4195.52	3040.57	105.63	526.05	77.14	3601.75	-4.32	3573.49	-169.33	2024.52
17	ATH3	4301.15	3037.65	371.31	-83.39	245.57	1597.51	2.3	3592.48	178.66	899.79
18	ATH1	4672.46	3130.74	65.33	69.81	225.94	3645.28	9.85	1762.66	-154.9	2024.52
19	AT1	4737.79	3140.86	65.33	384.29	65.94	3592.01	0.96	3667.32	-168.33	2024.52
20	ATH3	4803.13	3145.31	298.07	240.54	181.86	3600.24	-3.99	3595.82	-177.19	2024.52
21	ATH1	5101.2	3146.47	365.16	361.94	332.01	3609.85	-5.78	3602.29	-175.56	2024.52
22	AT7	5466.36	3142.51	539.83	644.8	455.01	3692.72	-13.45	3602.81	-175.46	2024.52
23	AT7	6006.19	3086.35	821.08	82.85	693.14	3591.73	-0.64	3593.1	-178.29	2024.52

NRO	TIPO ARMADO	PROGRESIVA MTS	COTA MTS	VANO ADELANTE MTS	VANO PESO MTS	VANO VIENTO MTS	TIRO ADELANTE	ANGULO ADELANTE SEXGA	TIRO ATRÁS	ANG. ATRÁS SEXAG	CATENARIA
24	AT7	6827.27	3245.77	51.8	76.18	448.69	3825.88	20.16	3874.54	-157.96	2024.52
25	AT1	6879.07	3263.19	122.47	390.26	90.6	3663.85	11.41	3860.87	-158.47	2024.52
26	AT1	7001.54	3291.7	266.34	229.55	199.26	3631.93	8.56	3714.41	-165.22	2024.52
27	AT1	7267.88	3349.63	119.41	597.34	196.1	3591.68	-0.57	3734.7	-164.08	2024.52
28	AT3	7387.29	3353.77	137.89	244.17	128.73	3600.66	-4.09	3595.84	-177.19	2024.52
29	AT1	7525.18	3346.82	151.46	115.88	144.77	3598.08	-3.46	3591.52	179.81	2024.52
30	AT1	7676.64	3343.32	99.99	367.05	126.27	3641.23	-9.48	3591.87	-179.18	2024.52
31	ATH3	7776.63	3331.42	331.88	44.62	216.9	3626.1	-7.92	3616.04	173.32	2024.52
32	ATH3	8108.51	3312.56	431.55	215.01	382.65	3603.26	-4.63	3592.65	-178.55	2024.52
33	ATH3	8540.06	3323.68	401.16	626.78	417.76	3647.28	-10.03	3622.97	-172.44	2024.52
34	AT7	8941.22	3292.73	662.65	417.96	534.37	3652	-10.44	3592.38	-178.73	2024.52
35	AT7	9603.87	3279.66	507.31	318.41	588.8	3591.8	-0.73	3628.82	-171.78	2024.52
36	AT7	10111.18	3337.03	238.57	518.37	375.4	3591.96	-0.91	3693.56	-166.5	2024.52
37	AT1	10349.75	3344.99	211.44	448.49	225.47	3617.05	-6.81	3610.16	-174.17	2024.52
38	AT1	10561.19	3330.81	46.49	649.99	130.44	3788.6	-18.56	3591.89	179.15	2024.52
39	AT1	10607.68	3315.76	51	484.18	53.37	4100.32	-28.85	3761.9	162.69	2024.52
40	AT1	10658.68	3288.4	64.45	589.1	68.1	5058.59	-35.27	4051.78	152.42	2328.2
41	AT7	10723.13	3246.21	1205.96	-884.98	645.6	6029.07	-11.6	4979.66	146.04	3329.22
42	AT6	11929.09	3218.74	46.48	947.78	629.85	5714.91	-7.46	5980.34	-170.96	3194.25
43	AT6	11975.57	3213	1016.02	831.68	544.77	6055.05	-20.63	5704.72	173.37	3194.25
44	AT7	12991.59	2998.04	543.76	241.14	794.59	3661.37	-11.21	5673.71	177.13	2024.52
45	ATH1	13535.35	2963.86	69.3	243.3	308.22	855.9	-11.73	3600.73	-175.9	472.39
46	AT7	13604.65	2954.61	560.33	759.91	333.28	2841.8	-29.47	839.5	176.59	1394.67
47	AT7	14164.98	2760.45	359.09	839.53	492.71	4030.39	-26.99	2497.35	172.18	2024.52
48	AT7	14524.07	2612.45	787.91	1468.3	628.91	7436.08	-30.23	3767.85	162.4	3621.65

NRO	TIPO ARMADO	PROGRESIVA MTS	COTA MTS	VANO ADELANTE MTS	VANO PESO MTS	VANO VIENTO MTS	TIRO ADELANTE	ANGULO ADELANTE SEXGA	TIRO ATRÁS	ANG. ATRÁS SEXAG	CATENARIA
49	AT7	15311.98	2249.27	361.9	-270.04	628.49	3983.55	-25.63	6791.79	161.08	2024.52
50	AT7	15673.88	2110.67	1064.28	81.03	733.24	3780	-18.17	3737.67	163.92	2024.52
51	AT7	16738.16	2046.32	400.31	665.58	739.61	4948.5	-5.17	3665.84	-168.44	2778.1
52	ATH1	17138.47	2038.95	113.71	8.35	257.36	4934.67	2.9	4935.44	-176.93	2778.1
53	AT1	17252.18	2044.75	108.73	211.84	111.4	4928.93	0.89	4949.03	-174.76	2778.1
54	ATH3	17360.91	2050.86	251.57	757.86	183.39	2054.67	-15.94	4935.69	-176.87	2122.11
55	AT3	17612.48	1993.87	77.08	308.45	169.12	2068.07	-17.19	2002.08	170.68	2122.11
56	AT1	17689.56	1969.68	45.67	522.41	65.72	2224.76	-27.37	2047.23	164.81	2122.11
57	ATH1	17735.23	1948.89	184.89	14.57	127.08	2209.3	-26.59	2203.26	153.73	2122.11
58	AT7	17920.12	1865.25	1107.04	76.81	661.84	3025.83	-16.74	2131.43	157.96	3112.42
59	AT7	19027.16	1733.07	909.03	68.21	1035.03	1978.66	3.14	2902.77	-176.6	2122.11
60	AT7	19936.19	1982.55	268.97	123.73	614.68	3598.91	14.11	2210.92	-153.33	3749.05
61	ATH3	20205.16	2060.15	376.38	1531.86	328.26	5418.84	-3.05	3671.17	-161.94	5812.21
62	AT7	20581.54	2052.3	720.02	347.76	548.88	3565.82	-4.21	5411.53	-179.34	3819.79
63	AT7	21301.56	2067.29	38.28	474.88	379.76	1975.94	-0.93	3579.78	-173.42	2122.11
64	AT1	21339.84	2064.71	241.11	359.21	140.49	2003.2	-9.51	1975.68	-179.9	2122.11
65	AT3	21580.94	2039.94	263.69	438.95	260.13	1291.9	-23.43	1978.47	176.96	1273.26
66	AT3	21844.63	1954.73	82.23	-258.36	179.9	1975.73	-0.43	1212.57	167.85	2122.11
67	AT1	21926.86	1953.91	74.28	187.25	78.29	1978.88	-3.26	1976.65	-178.21	2122.11
68	AT5	22001.14	1952.79	0	-46.45	37.17	0	0	1976.15	178.75	0

Fuente: Elaboración Propia

### 5.6.3.2. Implementación de los Equipos de Aislamiento de la Ampliación del Alimentador SM – 03

Para el sistema de aislamiento se utilizó el cálculo del anexo 06 y se deduce lo siguiente:

- a) Bajo el criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento, la resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calculó los aisladores más convenientes para este sistema:

Para la elección del aislador tipo PIN, se recurre a los resultados del cuadro siguiente:

Cuadro N° 64: Resultados del aislador tipo PIN a escoger

	CARACTERISTICAS	UNIDAD	RESULTADOS
1	Tensión disruptiva bajo lluvia mínima	KV	79.63
2	Factor de corrección	--	1.44
3	Factor de corrección debido a la altitud	--	1.44
4	Factor de corrección debido a la temperatura	--	1.00
5	Fuerza del viento sobre el conductor	Kg	23.60
6	Tracción del conductor	Kg	43.84
7	Fuerza total sobre el conductor	Kg	67.44
8	Línea de fuga del aislador	Cm	52.67
9	Carga de los aisladores	KN	1.98

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados del cuadro número 64, se escoge el siguiente aislador tipo PIN:

Clase ANSI	:	56-3
Material Aislante	:	Porcelana
Norma de Fabricación	:	ANSI C 29.6

**Dimensiones:**

Diámetro máximo	:	267 mm
Altura	:	191 mm

Longitud de Línea de Fuga : 53.3 cm

Diámetro de agujero para acoplamiento : 35 mm

**Características Mecánicas:**

Resistencia : 13.6 KN

**Características Eléctricas:**

Voltaje Típico de Aplicación : 23 KV

Flameo de Baja Frecuencia en Seco : 125 KV

Flameo de Baja Frecuencia en Húmedo : 80 KV

Flameo Crítico al Impulso Positivo : 200 KVp

Flameo Crítico al Impulso Negativo : 265 KVp

Voltaje de Perforación a Baja Frecuencia : 165 KV

b) Para la elección del aislador tipo suspensión se recurre a los resultados del siguiente cuadro:

Cuadro N° 65: Resultados del aislador tipo suspensión a escoger

CARACTERISTICAS		UNIDAD	RESULTADOS
1	Tensión disruptiva bajo lluvia mínima	KV	79.63
2	Factor de corrección	--	1.44
3	Factor de corrección debido a la altitud	--	1.44
4	Factor de corrección debido a la temperatura	--	1.00
5	Fuerza del viento sobre el conductor	Kg	11.28
6	Tracción del conductor	Kg	710.64
7	Fuerza total sobre el conductor	Kg	721.92
8	Línea de fuga del aislador	Cm	29.20
9	Cantidad de aisladores	Und.	2.00
10	Carga de los aisladores	KN	21.25

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados del cuadro N° 65, se escoge el siguiente aislador:

Clase ANSI : 52-3

Material Aislante : Porcelana

Norma de Fabricación : ANSI C 29.6

**Dimensiones:**

Diámetro máximo : 273 mm

Altura : 146 mm

Longitud de Línea de Fuga	:	29.2 cm
Tipo de acoplamiento	:	ANSI tipo B
<b>Características Mecánicas:</b>		
Resistencia	:	67 KN
<b>Características Eléctricas:</b>		
Voltaje Típico de Aplicación	:	23 KV
Flameo de Baja Frecuencia en Seco	:	80 KV
Flameo de Baja Frecuencia en Húmedo	:	50 KV
Flameo Crítico al Impulso Positivo	:	125 KVp
Flameo Crítico al Impulso Negativo	:	130 KVp
Voltaje de Perforación a Baja Frecuencia	:	110 KV

Los anteriores procedimientos se realizaron de acuerdo a lo establecido en la norma N° 018-2003-EM/DGE "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural".

### **5.6.3.3. Implementación de los Equipos de Protección para la Ampliación del Alimentador SM – 03**

Para la determinación de los equipos de protección utilizamos los siguientes criterios:

Criterios de Selectividad:

- a) Selectividad amperimétrica.
- b) Selectividad cronométrica.
- c) Selectividad amperimétrica – cronométrica.

Criterios de coordinación:

- a) Coordinación Relé – Relé
- b) Coordinación Relé – Fusible
- c) Coordinación Fusible - Fusible

### 5.6.3.4. CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO, BIFÁSICO A TIERRA Y MONOFÁSICO A TIERRA

Para poder realizar las selecciones y coordinaciones de los equipos de protección es necesario obtener los valores de los corto circuitos tanto trifásico, como bifásico y monofásico a tierra, para este cálculo se realizó el modelamiento del sistema eléctrico propuesto en el software NEPLAN 5.5.0., obteniendo los siguientes resultados:

Cuadro N° 66: Cálculo de corto circuito monofásico a tierra, bifásico a tierra y trifásico en nodos del alimentador SM – 03 en 22.9 KV propuesto

NODOS EN FALLA MONOFÁSICA A TIERRA			NODOS EN FALLA BIFÁSICA A TIERRA			NODOS EN FALLA TRIFÁSICA		
Ubicación de falla	Vn (KV)	Ik'' (KA)	Ubicación de falla	Vn (KV)	Ik'' (KA)	Ubicación de falla	Vn (KV)	Ik'' (KA)
SANTA MARÍA 60	60	0.860	SANTA MARÍA 60	60	0.821	SANTA MARÍA 60	60	0.638
					0.895			0
								0.638
SANTA MARÍA 22.9	22.9	0.802	SANTA MARÍA 22.9	22.9	0.751	SANTA MARÍA 22.9	22.9	0.694
					0.780			0
								0.694
N812139 (SEL03)	22.9	0.802	N812139 (SEL03)	22.9	0.751	N812139 (SEL03)	22.9	0.694
					0.780			0
								0.694
ESE003NMT00138	22.9	0.141	ESE003NMT00138	22.9	0.148	ESE003NMT00138	22.9	0.173
					0.176			0
								0.173
N676222(SEL01)	22.9	0.078	N676222(SEL01)	22.9	0.083	N676222(SEL01)	22.9	0.107
					0.104			0.107
								0

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en el cuadro 66, las corrientes de cortocircuito de mayor magnitud son las corrientes de cortocircuito bifilar a tierra y trifásica.

#### 5.6.3.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN PROPUESTA PARA EL ALIMENTADOR SM – 03 EN 22.9 KV

##### 5.6.3.4.1. PROTECCIÓN EN LA BARRA DE 22.9 KV EN LA SUBESTACIÓN DE SANTA MARÍA

El relé principal de protección es el SEG-CSP2SESM0.23 con el siguiente tipo de ajuste:

En el cuadro número 67 se presenta la configuración propuesta para el relé SEG en al lado de 60 KV, para fallas bifásicas y trifásicas:

Cuadro N° 67: Configuración propuesta para el relé SEG, para fallas bifásicas y trifásicas

Descripción	Marca / Tipo	CT	Parametros	Sobrecorriente
				I <sub>b</sub>
Trafo Lado 22.9 kV SM 4MVA	SEG-CSP2	150/1	Pick Up	52
			Curve	VI - IEC (C2)
			Time Delay	0.2
			Directional	No

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 68: Configuración propuesta para el relé SEG, para fallas homopolares

Descripción	Marca / Tipo	CT	Parametros	Sobrecorriente
				I <sub>0</sub>
Trafo Lado 22.9 kV SM 4MVA	SEG-CSP2	150/1	Pick Up	7
			Curve	NI - IEC (C1)
			Time Delay	0.4
			Directional	No

Fuente: Elaboración propia

La corriente que mide el relé es de:  $I = 860 \text{ A}$ . Para el tiempo de actuación del Relé se utilizara la siguiente ecuación y los parámetros del cuadro 67 para el tipo de curva muy inverso:

$$T_{LL} = 0.2 \left( \frac{13.5}{\left(\frac{860}{100}\right)^1} + 0 \right) = 0.3 \text{ s}$$

#### 5.6.3.4.2. PROTECCIÓN RADIAL DEL ALIMENTADOR SM-03

El alimentador ampliado SM – 03, contará con 4142 clientes, siendo el 100% del total de los usuarios en el nivel de tensión de 22.9 KV, este el de mayor importancia de estudio debido a la ampliación de sus instalaciones debido al incremento de carga de la cuenca del valle de Incahuasi. Para la protección radial del alimentador SM – 03 se utiliza el relé SEL351RSM03, aumentando dos relés más en los sectores de Pucyura y Paccopata, para el cual proponemos la siguiente configuración:

Cuadro N° 69: Configuración propuesta para los relés SEL- 351 para fallas bifásicas y trifásicas

Descripción	Marca / Tipo	CT	Parametros	Sobrecorriente
				▶
SM03 - SEL351R01	SEL 351R	500/1	Pick Up	27
			Curve	VI - IEC (C2)
			Time Delay	0.15
			Directional	No
SM03 - SEL351R02 (PUCYURA)	SEL 351R	500/1	Pick Up	13
			Curve	VI - IEC (C2)
			Time Delay	0.15
			Directional	No
SM03 - SEL351R03 (PACOPATA-AMAYBAMBA)	SEL 351R	500/1	Pick Up	7
			Curve	VI - IEC (C2)
			Time Delay	0.1
			Directional	No

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 70: Configuración propuesta para los relés SEL- 351 para fallas bifásicas y trifásicas

Descripción	Marca / Tipo	CT	Parametros	Sobrecorriente
				$I_{0>}$
SM03 - SEL351R01	SEL 351R	500/1	Pick Up	3.6
			Curve	NI - IEC (C1)
			Time Delay	0.3
			Directional	No
SM03 - SEL351R02 (PUCYURA)	SEL 351R	500/1	Pick Up	1.7
			Curve	NI - IEC (C1)
			Time Delay	0.21
			Directional	No
SM03 - SEL351R03 (PACOPATA-AMAYBAMBA)	SEL 351R	500/1	Pick Up	1
			Curve	NI - IEC (C1)
			Time Delay	0.1
			Directional	No

Fuente: Elaboración propia

Para el alimentador SM-03, que se configura como un sistema radial, la coordinación de protección para fallas homopolares propuesta, consiste en coordinar los relés SEG-CSP2SESM0.23 y los tres SEL351RSM03 de dicho alimentador con los fusibles del tipo K que se pondrán en los ramales y derivaciones de distintos sectores del valle de Incahuasi.

La secuencia para la coordinación entre los relés SEG-CSP2SESM0.23 y SEL351RSM03 es la siguiente:

- Determinar el tipo de fusible, en base a que este fusible conducirá continuamente el 100% de su corriente de régimen, pero funde al 150% de dicha corriente en 300 segundos. La curva característica de este fusible (tiempo total de fusión) debe quedar a la izquierda del punto que indica la máxima capacidad del transformador a efectos térmicos de corrientes de corto circuito ( $20 I_n$ ) en 0.02 segundos (Norma IEC-76) y la curva de tiempo inicial deberá quedar a la derecha de la corriente de inserción del transformador ( $12 I_n$ ) en 0.1 segundos (Norma ASA).

Los datos obtenidos por esta secuencia son mostrados en la cuadro número 69. Luego se procedió a graficar la coordinación de los fusibles utilizando el software NEPLAN 5.5.0.

Para la selección de los fusibles se utilizaran los siguientes parámetros:

- Corriente Nominal en amperios para un sistema trifásico:

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

- Corriente nominal en amperios para un sistema monofásico:

$$I_{nom} = \frac{S}{V}$$

- Corriente de inserción en amperios:

$$I_{ins} = 12 * I_{nom}$$

- Corriente de corto circuito en amperios:

$$I_{cc} = 20 * I_{nom}$$

- Capacidad del fusible

$$\text{Capacidad del fusible} = 1.5 * I_{nom}$$

Donde:

$I_{nom}$	:	Corriente nominal
$S$	:	Potencia del transformador en KVA
$V$	:	Tensión en KV
$I_{cc}$	:	Corriente de corto circuito
$I_{ins}$	:	Corriente de inserción

Para poder dimensionar los fusibles de los alimentadores y troncales se utilizó la siguiente relación:

$$K \times I_{CARGA \text{ MAXIMA}} < I_{NOMINAL \text{ FUS}} < 0.25 I_{CCMIN}$$

Para  $K \geq 1.2$  que es el factor de crecimiento de carga que considera la energización.

Cuadro N° 71: Selección de los fusibles para el nuevo alimentador SM – 03

ALIMENTADOR SM-03									
N°	LOCALIDAD	POTENCIA TRAFIO (KVA)	RELACION DE TRANSFORMACION	BANCO MONOFASICO	BANCO TRIFASICO	CORRIENTE NOMINAL Inom (A)	1.2*Inom (A)	Icc. (A) (Nodo más alejado)	FUSIBLE TIPO K
1	OCOLLOYUC	10	22.9/0.440-0.22 KV	0.49		0.49	1		1 K
2	RUMIHAÇA	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24		0.24	0		1 K
3	LLOCLLATE	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24		0.24	0		1 K
4	CHOQUETIRA	25	22.9/0.380-0.22 KV		0.70	0.70	1		1 K
5	LIGIANA	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24		0.24	0		1 K
6	ACOBAMBA	15	22.9/0.440-0.22 KV	0.73		0.73	1		1 K
7	LUCUYPATA	15	22.9/0.440-0.22 KV	0.73		0.73	1		1 K
8	PALTAYBAMBA	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24		0.24	0		1 K
9	PATAPAMPA	15	22.9/0.440-0.22 KV	0.73		0.73	1		1 K
10	INCAHUASI	25	22.9/0.380-0.22 KV		0.70	0.70	1		1 K
11	DERV. NARANJAL					0.43	1	70	1 K
12	NARANJAL	25	22.9/0.380-0.22 KV		0.70	0.70	1		1 K
13	LUYCHUACCTANA	10	22.9/0.440-0.22 KV	0.49		0.49	1		1 K
14	DERV. SAN MARTIN					0.34	0	69	1 K
15	SAN MARTIN	25	22.9/0.380-0.22 KV		0.70	0.70	1		1 K
16	CORRALPATA	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24		0.24	0		1 K
17	PUCARUMI	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24		0.24	0		1 K
18	DERV. APAYLLA - ERAPATA					1.67	2	69	2 K
19	APAYLLA	25	22.9/0.380-0.22 KV		0.70	0.70	1		1 K
20	ERAPATA	50	22.9/0.380-0.22 KV		1.40	1.40	2		2 K
21	CCATCCAPATA	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24		0.24	0		1 K
22	DERV. PACCAYBAMBA-O.					0.85	1	67	1 K

TESIS: "Ampliación del Sistema Eléctrico y Mejoramiento de la Confiabilidad del Alimentador SM – 03, Vilcabamba, La Convención – Cusco"

23	PACCAYBAMBA	25	22.9/0.380-0.22 KV	0.70	0.70	1	1	K
24	OCHUPUCRO	15	22.9/0.440-0.22 KV	0.73	0.73	1	1	K
25	DERV. AMAYBAMBA				1.36	2	68	2 K
26	AMAYBAMBA 01	75	22.9/0.380-0.22 KV	2.10	2.10	3	3	K
27	AMAYBAMBA 02	50	22.9/0.380-0.22 KV	1.40	1.40	2	2	K
28	DERV. QUELLOMOCO- SARAPAMPA				0.40	0	67	1 K
29	QUELLOMOCO- CHIRIM.	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24	0.24	0	1	K
30	SARAPAMPA	10	22.9/0.440-0.22 KV	0.49	0.49	1	1	K
31	DERV. HATUMPAMPA- ACONCHARCAS				0.23	0	68	1 K
32	ACCONCHARCAS	10	22.9/0.440-0.22 KV	0.49	0.49	1	1	K
33	HATUMPAMPA	10	22.9/0.440-0.22 KV	0.49	0.49	1	1	K
34	DERV. PACOPATA - SAN FERNANDO				1.86	2	72	2 K
35	CCARCCO	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24	0.24	0	1	K
36	SILLAPATA	25	22.9/0.380-0.22 KV	0.70	0.70	1	1	K
37	CRUZPATA	5	22.9/0.440-0.22 KV	0.24	0.24	0	1	K
38	SAN FERNANDO 01	50	22.9/0.380-0.22 KV	1.40	1.40	2	2	K
39	SAN FERNANDO 02	25	22.9/0.380-0.22 KV	0.70	0.70	1	1	K
40	DERV. PACCAYPATA				0.48	1	67	1 K
41	PACCAYPATA	25	22.9/0.380-0.22 KV	0.70	0.70	1	1	K
42	YANAHUANCA	15	22.9/0.400-0.22 KV	0.73	0.73	1	1	K
43	QUEHUIÑA	10	22.9/0.400-0.22 KV	0.49	0.49	1	1	K
44	ABRUTA	5	22.9/0.400-0.22 KV	0.24	0.24	0	1	K
45	CHILLIHUA	15	22.9/0.400-0.22 KV	0.73	0.73	1	1	K
46	WAYRAC	5	22.9/0.400-0.22 KV	0.24	0.24	0	1	K
47	TRANCAPATA	10	22.9/0.400-0.22 KV	0.49	0.49	1	1	K

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de la actuación de los elementos de protección entre relés y fusibles en distintos puntos del alimentador SM – 03:

Cuadro N° 72: Tiempos de actuación de los relés y fusibles de la ampliación del alimentador SM – 03 para fallas homopolares

ALIMENTADOR SM-03										
Nº	LOCALIDAD	FUSIBLE PRINCIPAL (S)	FUSIBLE DE RESPALDO 1 (S)	FUSIBLE DE RESPALDO 2 (S)	FUSIBLE DE RESPALDO 3 (S)	FUSIBLE DE RESPALDO 4 (S)	RELE 03 SEL351RSM03 PRINCIPAL (S)	RELE 02 SEL351RSM03 RESPALDO (S)	RELE 01 SEL351RSM03 RESPALDO (S)	RELE SEG- CSP2SESM0.23 RESPALDO (S)
1	DERV. CHAULLAY	0.033	-	-	-	-	-	-	0.355	0.559
2	SEC. PUCYURA	0.094	-	-	-	-	-	0.317	0.548	0.898
5	DERV. PACOPATA -AMAYBAMBA	0.066	-	-	-	-	0.151	0.359	1.666	2.507
6	DERV. NARANJAL	0.011	-	-	-	0.031	0.185	0.485	2.466	-
7	DERV. SAN MARTIN	0.011	-	-	0.031	0.069	0.210	0.595	-	-
8	DERV. APAYLLA ERAPATA	0.017	-	0.027	0.069	0.201	0.354	-	-	-
9	DERV. PACCAYBAMBA-OCHUPUCRO	0.012	0.028	0.071	0.302	1.007	-	-	-	-
10	DERV. AMAYBAMBA	0.027	0.071	0.312	1.007	-	-	-	-	-
11	DERV. PACOPATA -SAN FERNANDO	0.026	0.293	0.972	-	-	-	-	-	-
12	DERV. PACCAYPATA	0.012	0.029	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Cuadro N° 73: Tiempos de actuación de los relés de la ampliación del alimentador SM – 03 para fallas entre fases

ALIMENTADOR SM-03 (FASES)					
Nº	LOCALIDAD	RELE SEL351R01SM03 PRINCIPAL (S)	RELE SEL351R02SM03 RESPALDO (S)	RELE SEL351R03SM03 RESPALDO (S)	RELE SEG- CSP2SESM0.23 RESPALDO (S)
1	N812139	-	-	0.070	0.278
3	ESE003NMT0013883	-	0.201	0.462	2.262
5	N676222	0.121	0.359	-	-

A continuación se muestra las curvas de selectividad para diferentes puntos en el nuevo alimentador SM – 03 propuesto:

Fig. N° 52: Coordinación de protección para la derivación en el sector de Chaullay de los relés SEG y SEL 01 para fallas homopolares

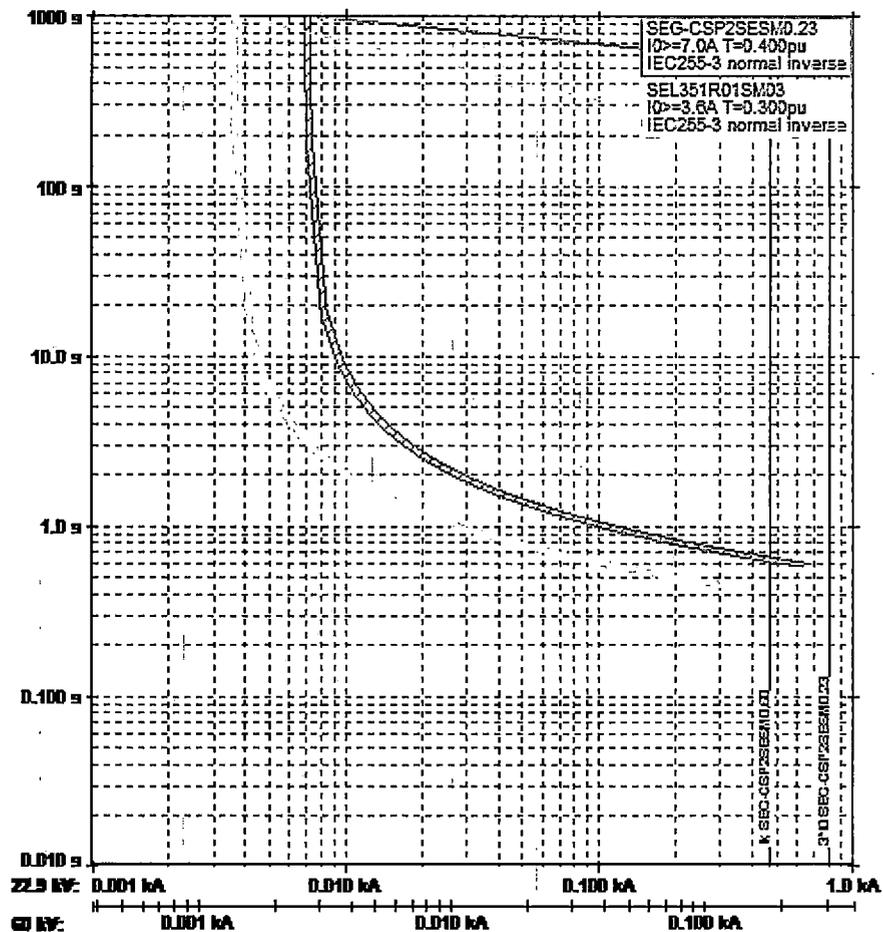


Fig.No.: 0687283357  
Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Fig. N° 53: Coordinación de protección para el sector de Pucyura entre los relés SEG, SEL 01 y SEL 02 para fallas homopolares

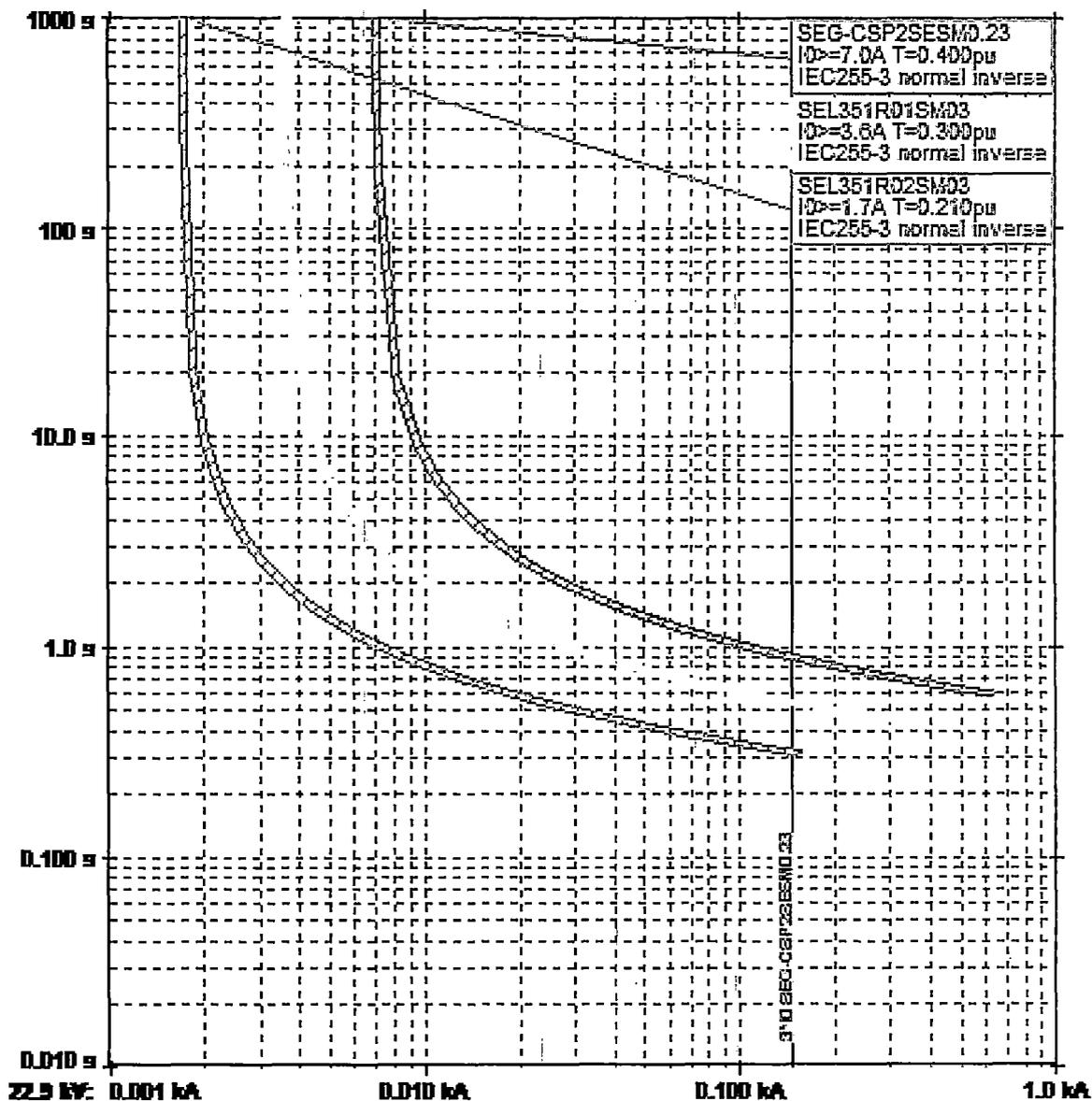


Fig.No.: 0607202346

Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Fig. N° 54: Coordinación de protección para el sector de Paccopata entre los relés SEL 02 y SEL 03 para fallas homopolares

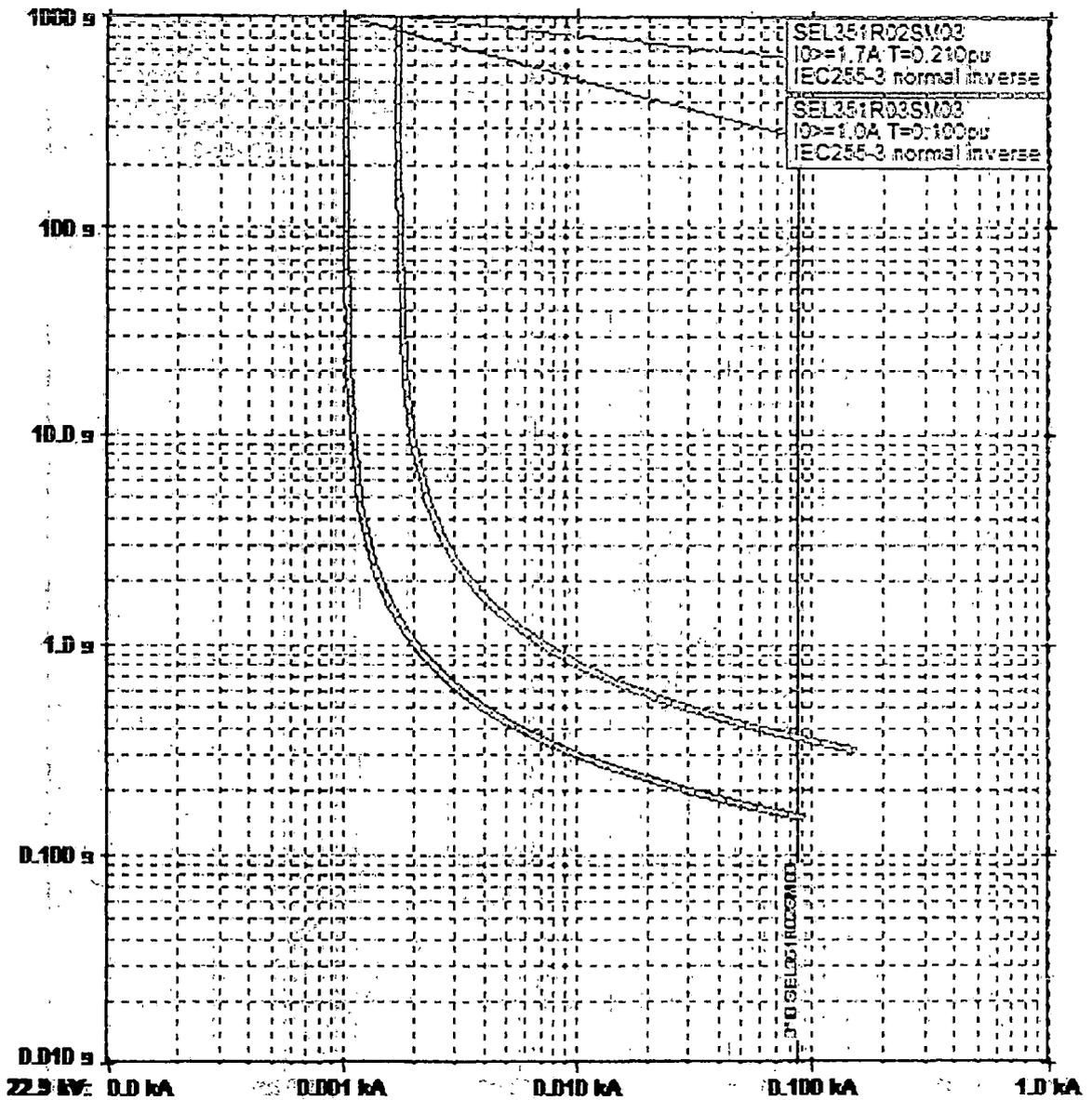


Fig.No: 0607193730

Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Fig. N° 55: Coordinación de protección para la derivación en el sector de Chaullay de los relés SEG y SEL 01 para fallas entre fases

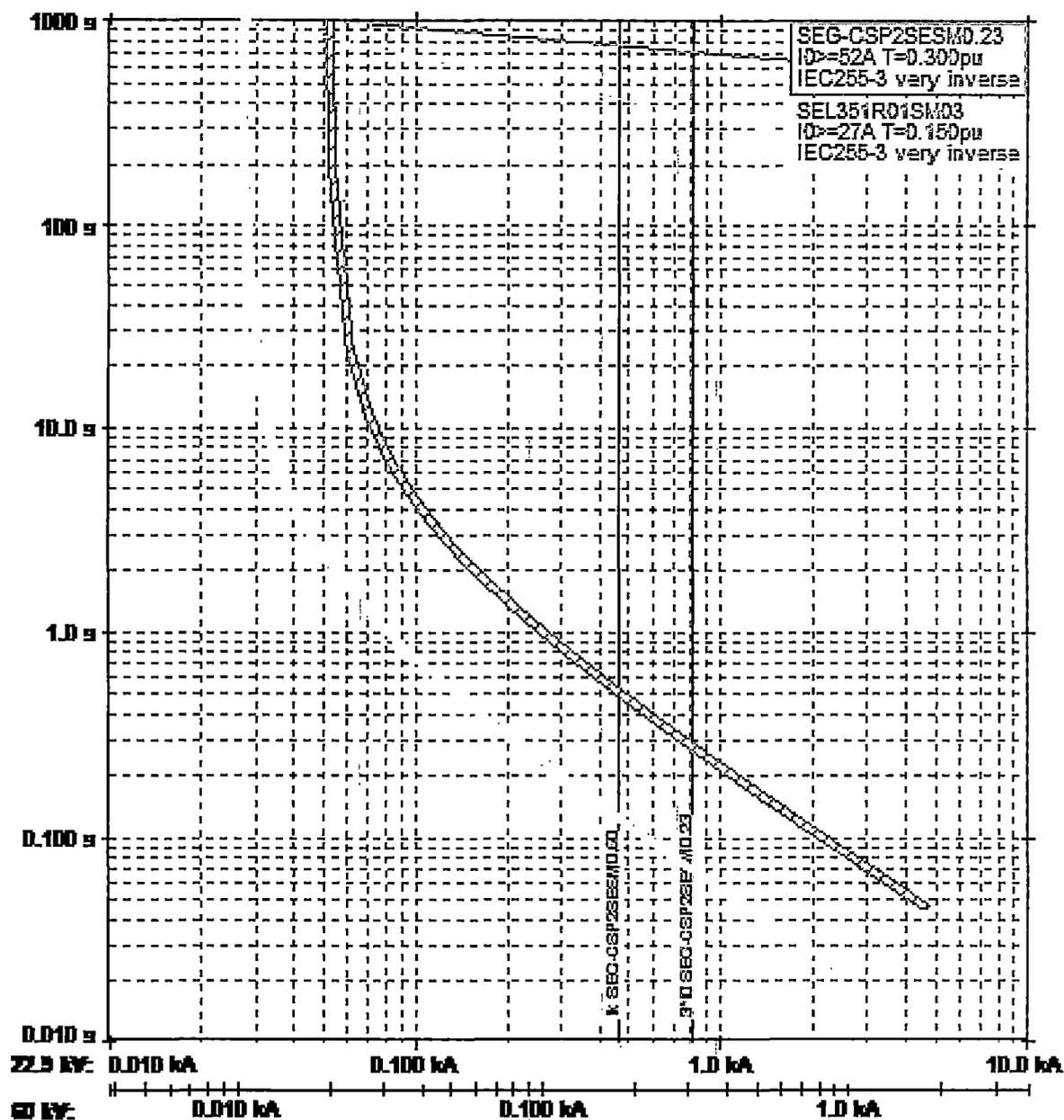


Fig.No.: 0607193310  
 Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Fig. N° 56: Coordinación de protección para el sector de Pucyura entre los relés SEG, SEL 01 y SEL 02 para fallas entre fases

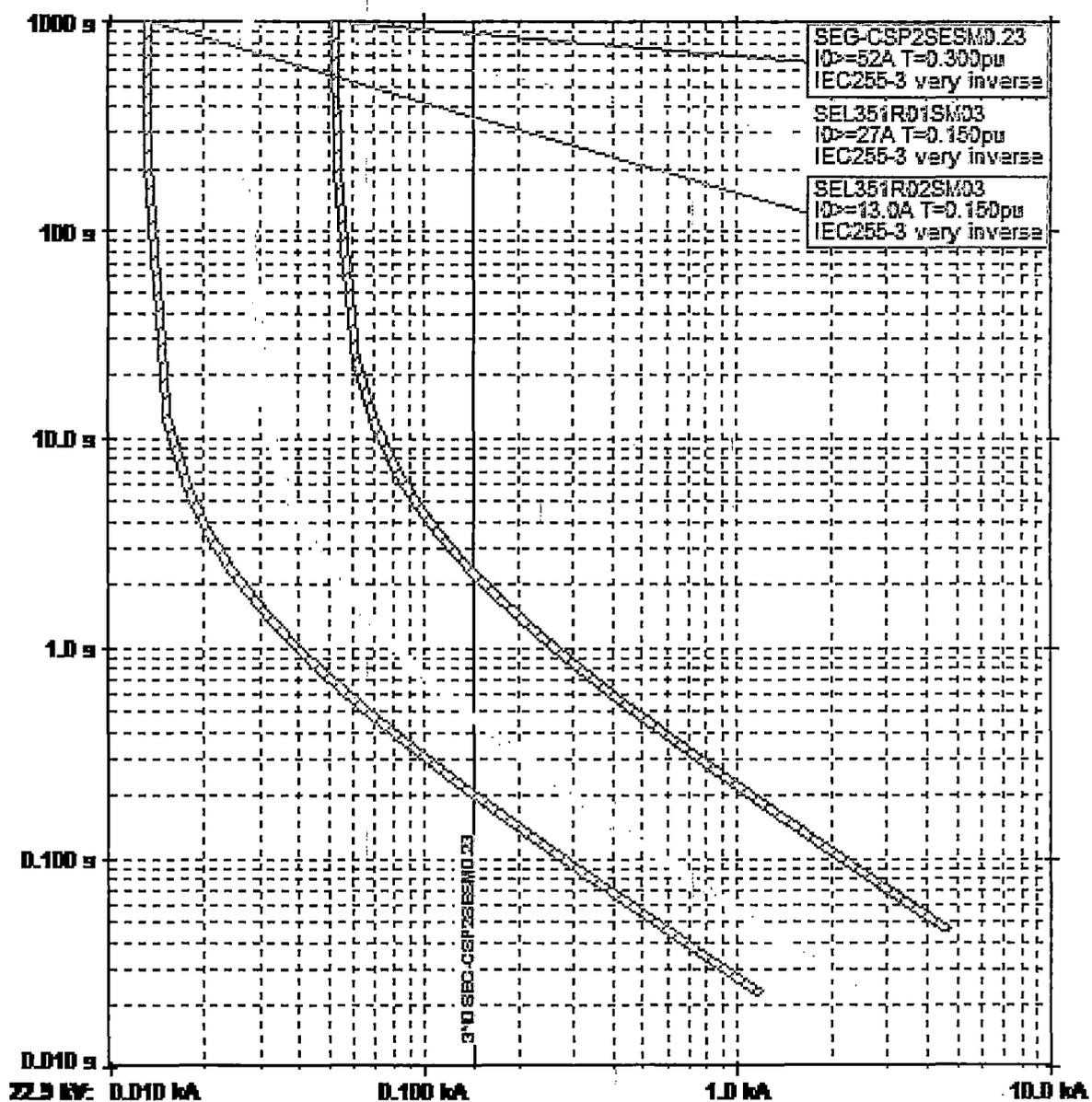


Fig.No.: 0607192524  
Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Fig. N° 57: Coordinación de protección para el sector de Paccopata entre los relés SEL 02 y SEL 03 para fallas entre fases

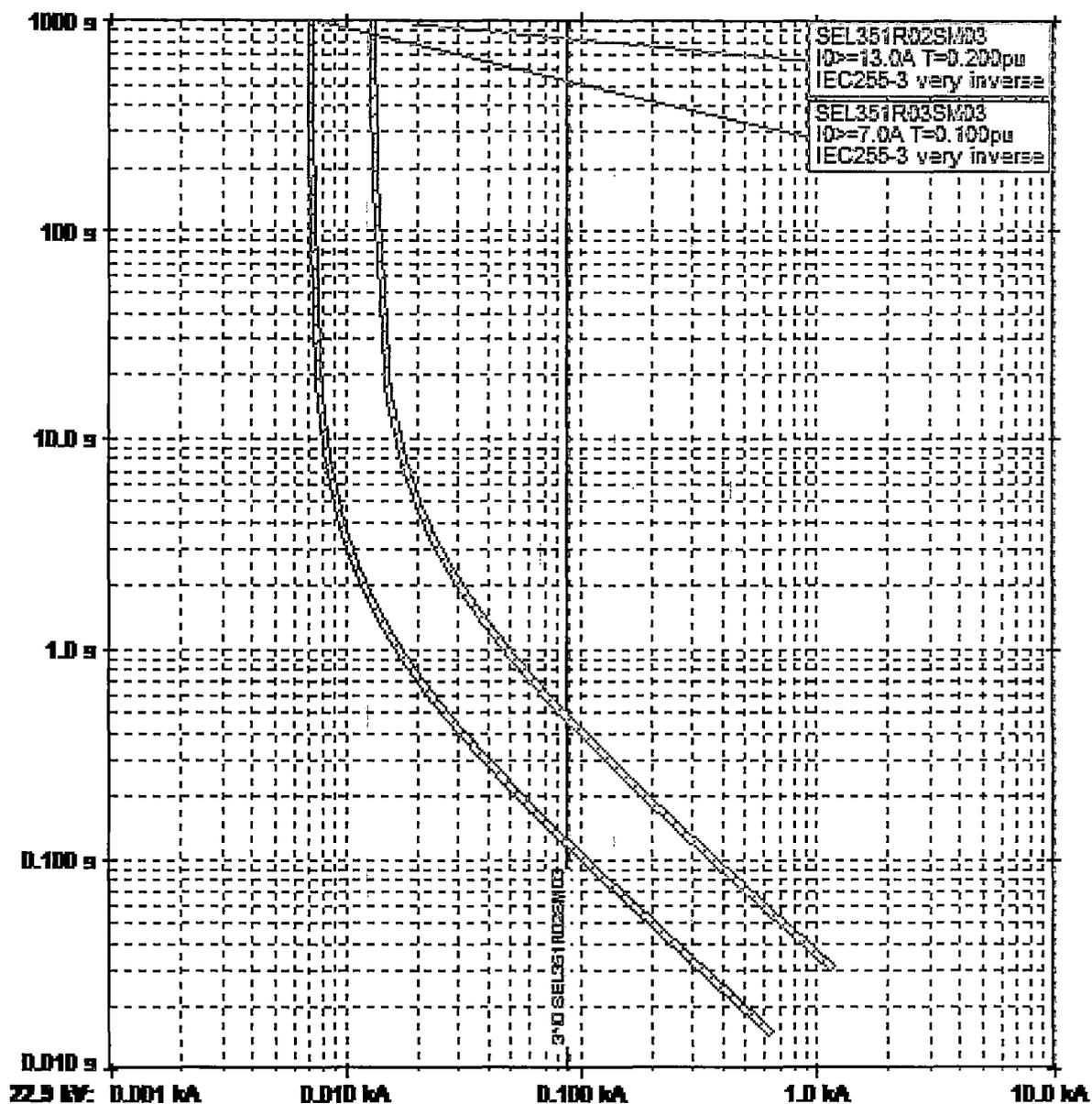


Fig.No.: 0607151823

Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Fig. N° 58: Coordinación de protección para la derivación de Apaylla – Erapata entre el relé SEL 03 y el fusible para fallas entre fases

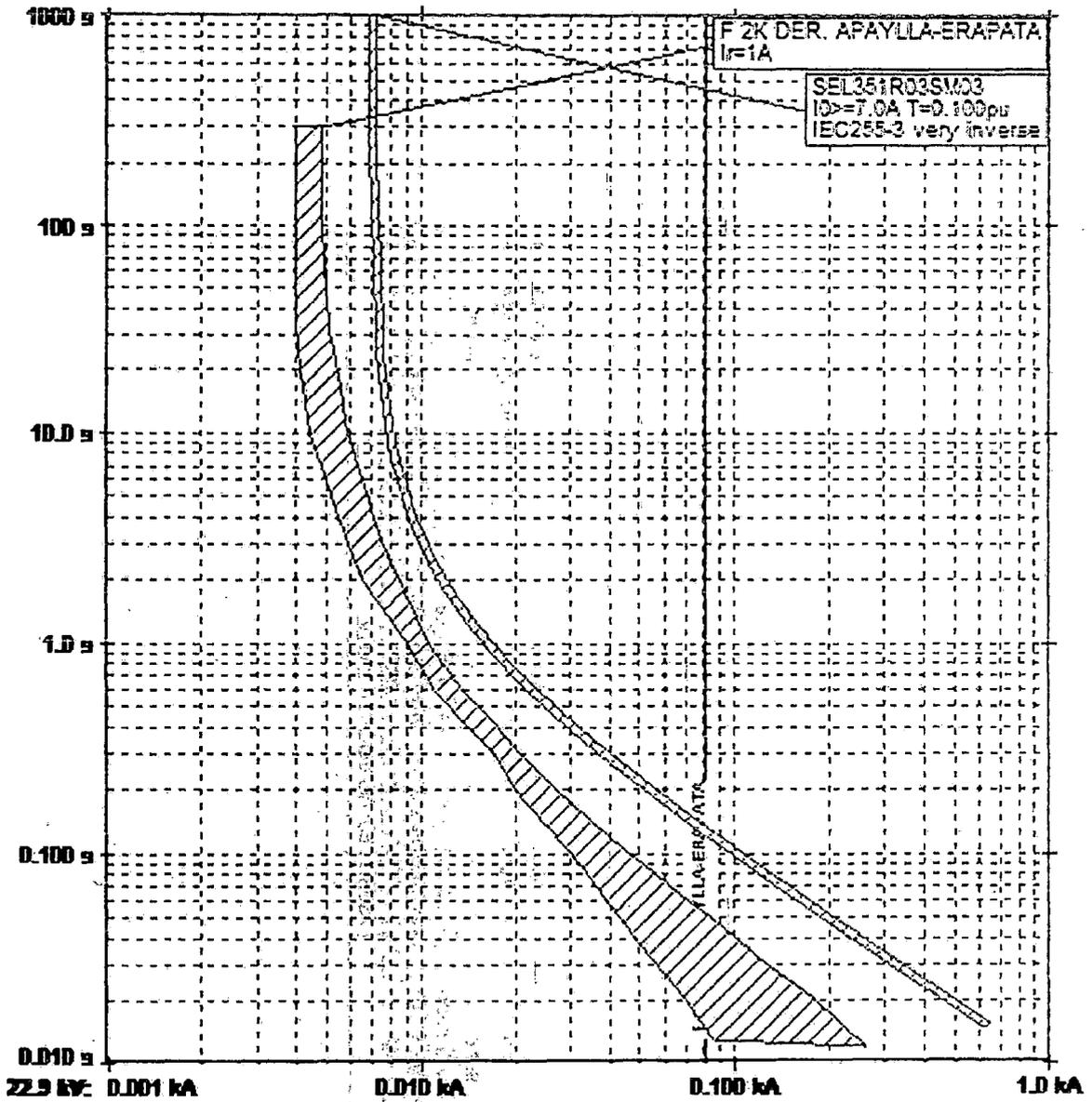


Fig.No: 068720423  
Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

Fig. N° 59: Coordinación de protección para la derivación de Naranjal entre los relés SEL 02, SEL 03 y el fusible para fallas entre fases

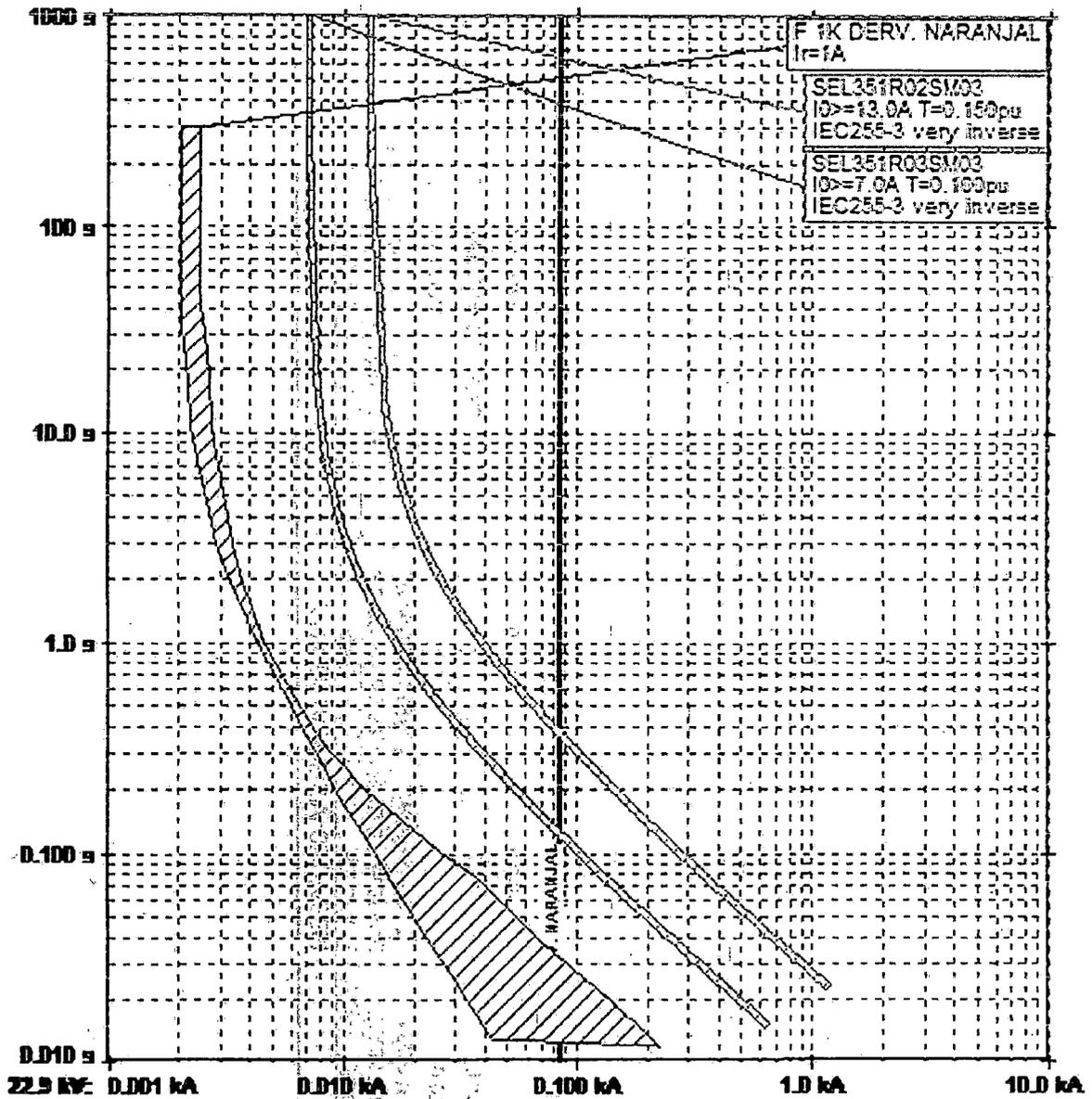


Fig.No.: 060720632

Curves aligned to fault current!

Fuente: Software NEPLAN 5.5.0 (Elaboración propia)

### 5.6.3.5. IMPLEMENTACIÓN DEL REGULADOR DE TENSIÓN

El equipo regulador de tensión será ubicado en el sector de Yupanca, con la finalidad de aumentar el nivel de tensión en los sectores más

alejados de la cuenca de Incahuasi, el equipo será un banco de reguladores monofásicos, como se muestra en el anexo 09.

A continuación presentamos los datos de las caídas de tensión con el equipo regulador instalado en el sistema eléctrico nuevo SM – 03:

Cuadro N° 74: Caídas de tensión y corrientes por fases en los sectores más alejados del nuevo alimentador SM – 03

PROYECCION CON REGULADOR ALIMENTADOR SM-03						
Nº	LOCALIDAD	SED	CODIGO TECNICO/ELSE	CAIDA DE TENSION R	CAIDA DE TENSION S	CAIDA DE TENSION T
1	PAMPACONAS	PAMPACONAS	0030875	97.90%	98.42%	98.87%
2	CHALLCHA	CHALLCHA 02	0030969	97.90%	-	98.86%
3	TANTANA	TANTANA	0031081	97.92%	98.43%	-
4	CHUPANA	CHUPANA	0030734	98.11%	98.63%	-
5	CCAYARA	CCAYARA	0030732	97.64%	98.16%	98.59%
6	ANCONCHARCAS	ANCONCHARCAS	-	95.17%	95.75%	96.01%
7	HATUMPAMPA	HATUMPAMPA	-	95.17%	95.75%	96.01%
8	AMAYBAMBA	AMAYBAMBA II	-	95.16%	95.74%	95.99%
9	PACCAYPATA	PACCAYPATA	-	95.27%	95.86%	96.10%

PROYECCION CON REGULADOR ALIMENTADOR SM-03			
CORRIENTE	FASE R	FASE S	FASE T
SISTEMA SM-03	18.124 A	17.705 A	17.618 A

Fuente: Elaboración propia

#### 5.6.4. CÁLCULO ELÉCTRICO DE LAS REDES SECUNDARIAS

##### 5.6.4.1. Cálculo de Caída de Tensión y Pérdidas de Potencia

Para el cálculo eléctrico de las redes secundarias se utilizó el programa PRISEC, teniendo como consideraciones técnicas un máximo de caída de tensión admisible del 5.0 % y en pérdidas de potencia en distribución un 3.0 %.

A continuación se presenta un resumen de las caídas de tensión de todos los sectores de los 30 sectores de la cuenca de Incahuasi, como se muestra en el cuadro número 75, siguiente:

Cuadro N° 75: Caída de tensión de los sectores de la cuenca de Incahuasi

SECTOR 1	OCCOLLUYOC	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	2.44	0.09	0.068
2	1.44	0.03	0.029

SECTOR 2	RUMICHACA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.36	0.02	0.002
2	0.58	0.02	0.008

SECTOR 3	LLOCLATE	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.23	0.04	0.005
2	0.33	0.02	0.005

SECTOR 4	CHOQUETIRA	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.75	0.18	0.057
2	0.17	0.18	0.007
3	0.99	0.02	0.083

SECTOR 5	LIGIANA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.65	0.02	0.006
2	0.57	0.02	0.006

SECTOR 6	ACCOBAMBA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	1.72	0.08	0.134
2	0.99	0.06	0.035

SECTOR 7	LUCUYPATA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	1.08	0.03	0.050
2	0.43	0.01	0.009

SECTOR 8	PALTAYBAMBA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.28	0.02	0.003
2	0.41	0.02	0.009

SECTOR 9	ACCONCHARCAS	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.60	0.03	0.016
2	1.21	0.02	0.048

SECTOR 10	HATUMPAMBA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.52	0.06	0.008
2	0.94	0.06	0.077

SECTOR 11	AMAYBAMBA 01	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	2.62	0.51	0.370
2	1.22	0.15	0.120
3	2.36	0.41	0.434
4	1.91	0.72	0.299

SECTOR 12	AMAYBAMBA 02	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	2.28	0.49	0.508
2	1.54	0.40	0.271
3	1.58	0.47	0.349

SECTOR 13	PACAYBAMBA	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.90	0.15	0.082
2	0.47	0.07	0.017
3	1.03	0.19	0.120

SECTOR 14	OCHOPUCRO	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	1.17	0.01	0.045
2	0.71	0.03	0.030
3	0.40	0.02	0.014

SECTOR 15	QUELLOMOCCO – CH.	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.51	0.02	0.006
2	1.44	0.02	0.043

SECTOR 16	SARAPAMPA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.91	0.08	0.024
2	1.96	0.04	0.035

SECTOR 17	APAYLLA	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.80	0.12	0.090
2	0.92	0.22	0.108
3	0.47	0.01	0.022

SECTOR 18	ERAPATA	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	1.11	0.09	0.188
2	1.30	0.04	0.173
3	2.72	0.13	0.670

SECTOR 19	CCATCAPATA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.30	0.08	0.007
2	0.19	0.06	0.004

SECTOR 20	PUCARUMI	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.17	0.08	0.002
2	0.75	0.04	0.018

SECTOR 21	SAN MARTIN	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	1.50	0.09	0.183
2	1.79	0.16	0.232
3	0.75	0.06	0.033

SECTOR 22	NARANJAL	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	1.89	0.18	0.179
2	2.44	0.17	0.319
3	1.45	0.18	0.153

SECTOR 23	LUYCHUHUACCTANA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.88	0.08	0.039
2	0.17	0.01	0.001
3	0.39	0.02	0.006

SECTOR 24	CORRALPATA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.44	0.08	0.012
2	0.31	0.04	0.003

SECTOR 25	INCAHUASI	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.45	0.10	0.022
2	1.42	0.20	0.123

SECTOR 26	PATAPAMPA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.64	0.08	0.014
2	1.26	0.16	0.040
3	1.32	0.08	0.042

SECTOR 27	CCARCCO	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.61	0.04	0.010
2	0.13	0.02	0.001

SECTOR 28	SILLAPATA	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.46	0.70	0.021
2	2.47	0.90	0.307

SECTOR 29	CRUZPATA	SISTEMA	BIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	0.65	0.02	0.010
2	1.19	0.03	0.038

SECTOR 30	SAN FERNANDO 01	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	2.59	0.26	0.479
2	1.89	0.16	0.235
3	0.99	0.24	0.118

SECTOR 31	SAN FERNANDO 02	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	2.03	0.45	0.147
2	2.50	0.55	0.262

SECTOR 32	PACCAYPATA	SISTEMA	TRIFÁSICO
CIRCUITO	CAÍDA DE TENSIÓN PORCENTUAL		PÉRDIDAS (KW)
	SERVICIO PARTICULAR	ALUMBRADO PUBLICO	
1	1.98	0.19	0.209
2	0.82	0.03	0.067
3	0.94	0.08	0.093

Fuente: Elaboración Propia

Para el cálculo de alumbrado público se obtuvo del Anexo número 07, según la norma DGE RD 017-2004 "Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales"

Como resultado final se puede observar un resumen del anexo número 08, donde se dimensiona la capacidad de los transformadores de distribución y la demanda de los 30 sectores de la cuenca de Incahuasi, teniendo como umbral de tiempo 20 años de funcionamiento y calculando el aumento de la población en este lapso de tiempo y los

índices de crecimiento poblacional según el INEI; así podemos observar en el cuadro número 76, a continuación:

Cuadro N° 76: Resumen de beneficiarios y consumo proyectado para los 30 sectores de la cuenca de Incahuasi

N°	LOCALIDAD	Cargas de uso Doméstico	Cargas de Uso Especial	Cantidad de Luminarias	Consumo Proyectado (KW)	Potencia de Subestaciones (KVA)
1	OCCOLLOYUC	19	1	5	3.30	5.00
2	RUMICHACA	9	0	2	1.05	3.00
3	LLOCLLATE	12	0	3	1.42	3.00
4	CHOQUETIRA	58	5	18	12.24	25.00
5	LIGIANA	10	0	2	2.18	3.00
6	ACCOBAMBA	36	4	11	8.51	10.00
7	LUCUYPATA.	23	2	7	4.86	10.00
8	PALTAYBAMBA	17	0	4	2.00	3.00
9	ACCONCHARCAS	23	2	7	4.86	10.00
10	HATUMPAMPA	24	5	8	8.12	10.00
11	AMAYBAMBA 01	137	7	42	23.92	50.00
12	AMAYBAMBA 02	158	3	46	22.21	50.00
13	PACCAYBAMBA	75	6	23	15.33	25.00
14	OCHUPUCRO	42	3	13	8.22	15.00
15	QUELLOMOCCO-CH.	16	1	4	2.93	5.00
16	SARAPAMPA	17	1	5	3.09	5.00
17	APAYLLA	71	6	22	14.85	25.00
18	ERAPATA	131	6	39	22.08	50.00
19	CCATCCAPATA	22	0	6	2.64	5.00
20	PUCARUMI	18	0	5	2.16	5.00
21	SAN MARTIN	66	4	20	12.15	25.00
22	NARANJAL	80	4	24	13.84	25.00
23	LUYCHUACCTANA	32	0	9	3.85	10.00
24	CORRALPATA	19	0	5	2.27	5.00
25	INCAHUASI	52	3	16	9.43	25.00
26	PATAPAMPA	38	1	11	5.62	10.00
27	CCARCCO	12	0	3	1.42	3.00
28	SILLAPATA	60	3	18	10.38	25.00

29	CRUZPATA	24	0	7	2.90	5.00
30	SAN FERNANDO 01	102	12	33	24.91	50.00
31	SAN FERNANDO 02	52	2	15	8.34	15.00
32	PACCAYPATA	62	10	21	17.98	25.00
<b>TOTAL</b>		<b>1517</b>	<b>91</b>	<b>454</b>	<b>382.79</b>	<b>540.00</b>

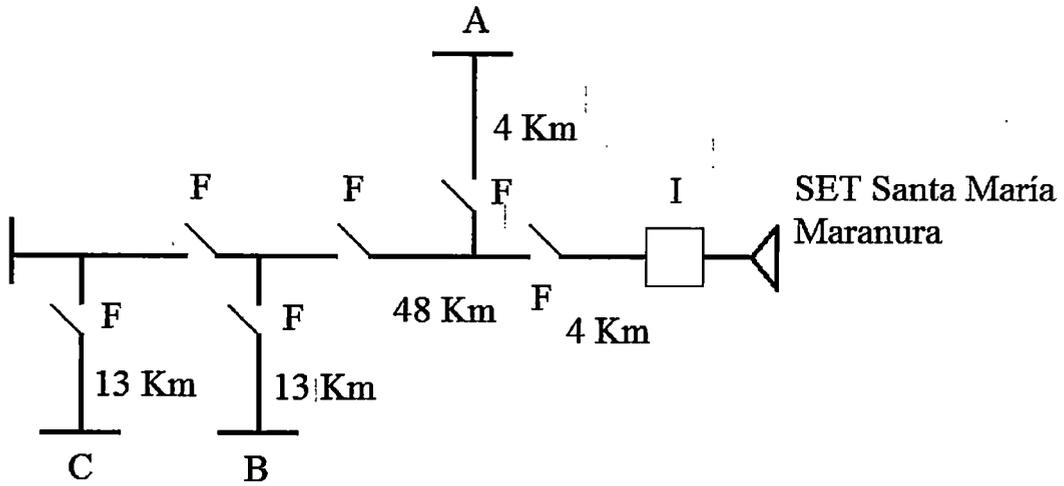
## 5.7. ANALISIS DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### 5.7.1. ANALISIS DE LOS INDICADORES DEC Y FEC CON LA AMPLACION DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para analizar los indicadores de confiabilidad en un sistema radial puro como se muestra en la figura 60, es necesario modelar esta topología con el incremento de la ampliación del sistema de electrificación de la cuenca de Incahuasi e identificando sus elementos (ver figura 61), la identificación de los elementos es la siguiente:

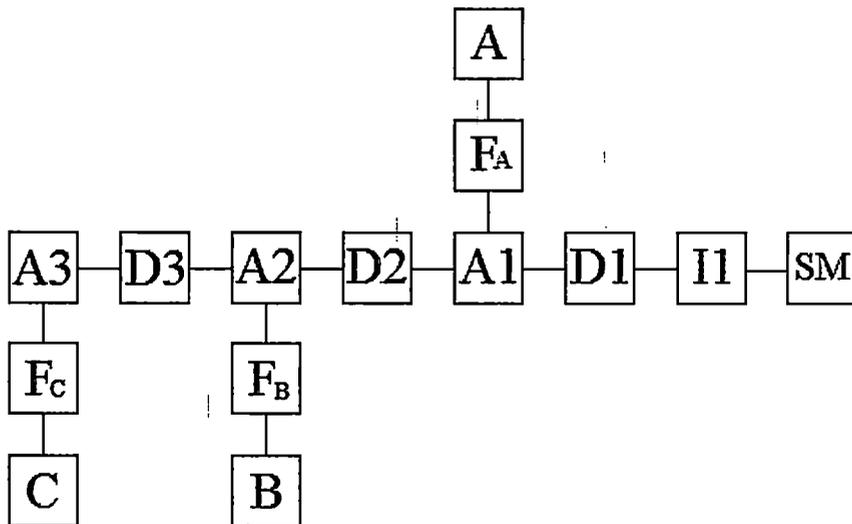
- SM : Conexión a la subestación de transformación
- I1 : Interruptor principal del alimentador
- A1-A3 : Tramos principales del alimentador
- A-B-C : Tramos laterales del alimentador
- D1-D2 : Seccionamientos en la troncal
- F<sub>A</sub>-F<sub>C</sub> : Seccionamientos en los tramos A, B y C

Fig. N° 60: Alimentador SM – 03 con la ampliación de Incahuasi



Fuente: Elaboración Propia

Fig. N° 61: Modelamiento del alimentador SM – 03 con la ampliación



Fuente: Elaboración Propia

Para este sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador. Los siguientes son los datos de falla considerados:

- Tramos de alimentador principal:  $\lambda = 0.55$  fallas/km,  $T_i = 2.5$  horas
- Tramos de alimentador lateral:  $\lambda = 0.55$  fallas/km,  $T_i = 1.0$  hora

- Cualquier maniobra de seccionamiento manual demora 0.5 horas.

Para el presente modelamiento se considera fallas en los elementos de protección y, aun cuando en este caso en particular no han sido consideradas numéricamente, es posible apreciar su incidencia en la determinación de los estados de cada uno de los demás elementos presentes en la red.

Dado que los antecedentes de tiempo de interrupción se dan en general, se plantea la siguiente división:

- Tiempo de conocimiento + Tiempo de preparación + Tiempo de localización = 0.5 horas
- Tiempo de reparación = 2.0 horas

De acuerdo a los datos indicados, la ecuación (2.21) y los cuadros 05 y 06, se obtienen los siguientes cuadros, con tasas de falla y tiempos de interrupción.

Cuadro N° 77: Tasas de falla (falla/año) con la ampliación

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
A2	26.4	26.4	26.4	26.4	26.4	26.4
A3	17.05	17.05	17.05	17.05	17.05	17.05
A	0	0	0	2.2	0	0
B	0	0	0	0	7.15	0
C	0	0	0	0	0	7.15
Total	45.65	45.65	45.65	47.85	52.8	52.8

Cuadro N° 78: Tiempos de interrupción de servicio (horas) con la ampliación

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
A2	0.5	2.2	2.2	0.5	2.2	2.2
A3	0.5	0.5	2.2	0.5	0.5	2.2
A	0	0	0	1	0	0
B	0	0	0	0	1	0
C	0	0	0	0	0	1
Total	3.20	4.90	6.60	4.20	5.90	7.60

De acuerdo a la ecuación (2.23.), se determinan los tiempos de interrupción individuales por cada falla, así como el total, para todas las fallas, sumando los parciales de cada columna.

Cuadro N° 79: Tiempos de indisponibilidad de servicio con la ampliación

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84	4.84
A2	13.2	58.08	58.08	13.2	58.08	58.08
A3	8.525	8.525	37.51	8.525	8.525	37.51
A	0	0	0	2.2	0	0
B	0	0	0	0	7.15	0
C	0	0	0	0	0	7.15
Total	26.565	71.445	100.43	28.765	78.595	107.58

Los consumidores individuales, conectados a los distintos tramos del alimentador, experimentarán los mismos índices que éstos. En el cuadro 80 se entrega el resumen de estos índices. La columna correspondiente a la tasa de falla se obtiene de la fila denominada Total, en el cuadro 77; mientras que la columna de indisponibilidad (U), es la fila Total del cuadro 79. El tiempo de interrupción por falla (r), se obtiene como  $U/\lambda$ , de acuerdo a lo indicado en la ecuación (2.23.).

Cuadro N° 80: Resumen de índices con la ampliación

Consumidor	$\lambda$ falla/año	r (hrs)	U (hrs/año)
A1	45.65	0.582	26.565
A2	45.65	1.565	71.445
A3	45.65	2.200	100.43
A	47.85	0.601	28.765
B	52.8	1.489	78.595
C	52.8	2.038	107.58

Los índices totales para el sistema son la Duración Equivalente por Consumidor (DEC) y la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC), dados por las ecuaciones (2.25.) y (2.26.). Para este sistema, se ha considerado la siguiente cantidad de clientes:

Tramo A	:	78
Tramo A2	:	1475
Tramo A3	:	1268
Tramo B	:	370
Tramo C	:	340

Así entonces, los índices globales son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 47.1363$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 85.1395$$

La Duración Equivalente por Consumidor, indica que en promedio, cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 47.1363 horas en un año, con una frecuencia de 85.1395 veces en el año.

## 5.8. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03

Para brindar el servicio de energía eléctrica a los 30 sectores de la cuenca de Incahuasi, es necesario contar con la instalación de una Línea Primaria, Redes Primarias, Redes Secundarias y Acometidas Domiciliarias, necesarias para dicho fin, para lo cual se desarrolló un presupuesto referencial necesario para poder cubrir esta demanda y se desarrolla su respectivo análisis económico obteniendo los indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y costo beneficio de la propuesta seleccionada.

A continuación se desarrolla la evaluación económica de la alternativa seleccionada:

EVALUACIÓN ECONÓMICA - INCAHUASI - LA CONVENCION - CUSCO

INVERSIÓN

Descripción	Costo	Unidad
Suministro Materiales	4,503.54	Miles NS S/
Montaje	610.31	Miles NS S/
Desmontaje		Miles NS S/
Transporte	374.15	Miles NS S/
<b>Total Costo Directo</b>	<b>5,488.00</b>	<b>Miles NS S/</b>
Gastos G.	548.80	Miles NS S/
Supervisión	274.40	Miles NS S/
Inspección de la concessi.	82.32	Miles NS S/
<b>Total</b>	<b>5,570.32</b>	<b>Mil S/</b>

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Item	DESCRIPCIÓN	Unid.	Cant.	Unit. S/.	Mensual S/.	Anual S/.	Crecimiento
1	INGENEROS	Días	1	4,500.00	4,500.00	54,000.00	
2	TECNICOS	Días	3	2,000.00	6,000.00	72,000.00	
3	CAMIONETA (*)	Días	2	1,800.00	3,600.00	43,200.00	
4	MATERIALES	Gbl		1,200.00	1,200.00	14,400.00	
TOTAL EN S/.						183,600.00	
TOTAL EN MILES US \$.						59.42	1.01

(\*) Alquiler de camioneta doble cabina completamente equipada incluido chofer y combustible

Otros	
Fecha	
Tipo de cambio	3.09 S/./US\$
Tasa Desc.	9%
Horizonte	20 años
# horas anual	8,760
Año inicio	2,015

1.01

Venta	MES	Unidad	Crecimiento
Kwh	23.34		1.080
Cilentes	1,608		1.080
Precio Venta	0.609	S/./ kwh	

Precio de compra	0.190	S/./ kwh
------------------	-------	----------

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Ingresos	0	274	320	373	435	508	592	691	806	940	1,096	1,278	1,491	1,739	2,029	2,366	2,760	3,219	3,755	4,380	5,559	
Venta Energía		274	320	373	435	508	592	691	806	940	1,096	1,278	1,491	1,739	2,029	2,366	2,760	3,219	3,755	4,380	5,108	
Valor Residual																						450

Egresos	2,785	3,054	285	304	325	349	378	410	448	492	543	602	670	750	842	949	1,074	1,220	1,389	1,586	1,816
Compra Energía		86	100	116	136	158	185	215	251	293	342	399	465	543	633	738	861	1,004	1,171	1,366	1,594
ejecución obra	2,785	2,785		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OyM		184	185	187	189	191	193	195	197	199	201	203	205	207	209	211	213	215	217	220	222

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos	0	274	320	373	435	508	592	691	806	940	1,096	1,278	1,491	1,739	2,029	2,366	2,760	3,219	3,755	4,380	5,559
Salidas	2,785	3,054	285	304	325	349	378	410	448	492	543	602	670	750	842	949	1,074	1,220	1,389	1,586	1,816
Flujo Econom	-2,785	-2,780	35	69	110	158	214	280	357	448	553	677	821	990	1,187	1,417	1,686	2,000	2,366	2,794	3,743

RESULTADOS

VAN Ingresos	34,610	miles S/.
VAN Salidas	20,270	miles S/.
VANE	14,340	miles S/.
Benef./ Costo	1.71	
TIR	9.07%	
Pay Bak	13.72	años

Cálculo de Pay back

-2785.2	-5565.2	-5530.5	-5461.1	-5350.8	-5192.6	-4978.2	-4697.9	-4340.5	-3892.8	-3339.5	-2662.8	-1841.7	-852.0	334.8	1751.7	3437.4	5437.0	7802.9	10596.6	14339.8	
														14							
	-12.02	1,926.30	955.74	594.21	405.82	290.59	213.13	157.73	116.35	84.43	59.22	38.92	22.33	8.61	-2.84	-12.47	-20.63	-27.58	-33.52	-33.97	12.00
														8.61							

13.72

En el cuadro de resultados podemos ver que los índices económicos nos determinan la rentabilidad del proyecto teniendo beneficios a partir del año 14, teniendo un VAN de 14,340 miles de soles, con un beneficio/costo de 1.71 y TIR de 9.07%

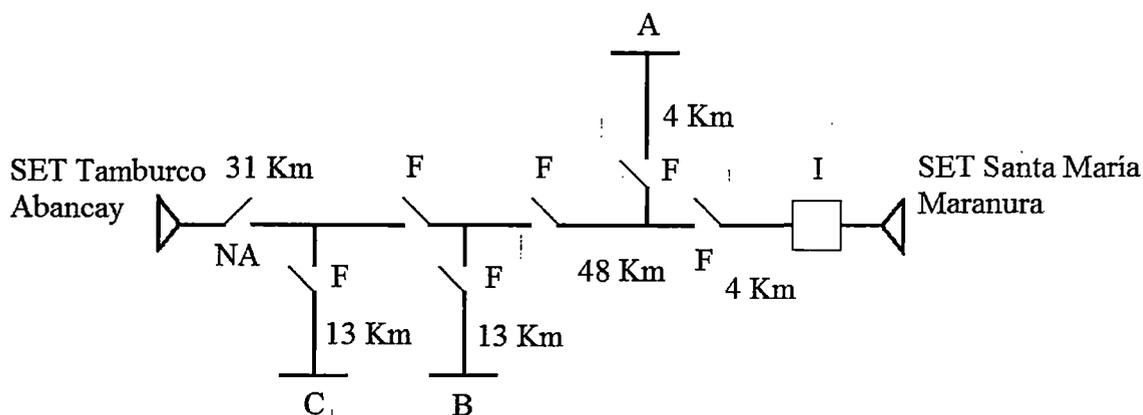
## **5.9. MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD**

Con la finalidad de evaluar los índices de confiabilidad estudiaremos dos sistema de distribución (radial puro y con alternativa de alimentación), con el objetivo de ilustrar de mejor manera la metodología de evaluación de los indicadores de confiabilidad, así como la optimización de recursos para alcanzar la disponibilidad deseada en algún elemento del alimentador.

### **5.9.1. SISTEMA CON ALTERNATIVA DE ALIMENTACIÓN**

Un aporte importante de esta metodología de evaluación de confiabilidad, corresponde a la capacidad de efectuar análisis de alternativas de diseño. Se presenta para este caso, la variación de índices de confiabilidad, incluyendo una alternativa de alimentación al final del alimentador principal (tramo Cachora -Paccaypata), en la misma red anterior, como se muestra en la figura 61 a continuación:

Fig. N° 62: Sistema Radial del alimentador SM – 03 con alternativa de alimentación

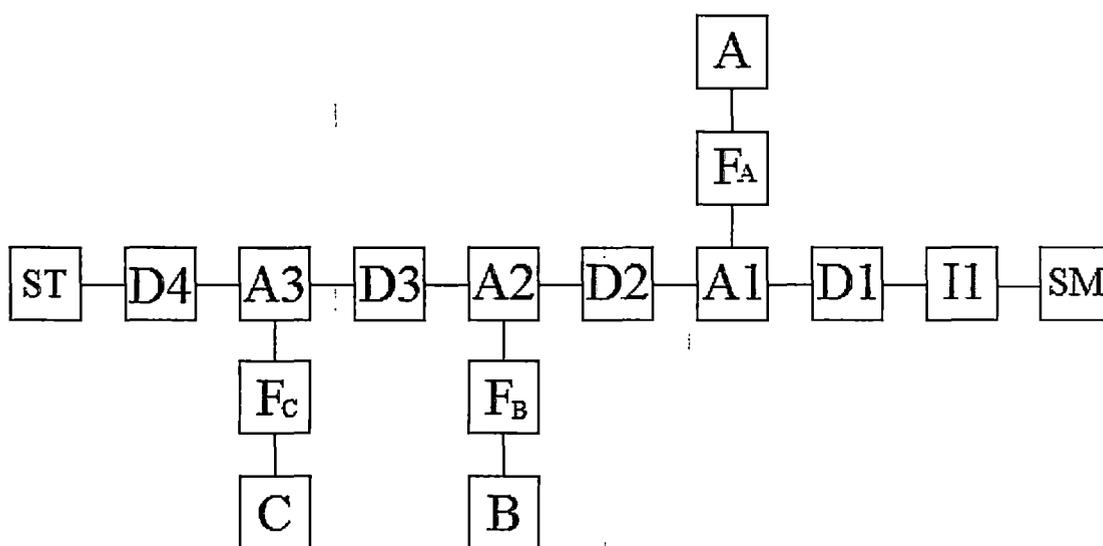


- |                                   |                                       |
|-----------------------------------|---------------------------------------|
| F : fusible                       | A : derivación Socospata - Platanal   |
| I : interruptor                   | B : derivación Limonpata - Chaupimayo |
| D : tramo del alimentador SM - 03 | C : derivación Paccopata - Paccaypata |
| NA : normalmente abierto          |                                       |

Fuente: Elaboración Propia

El modelo de este último alimentador incluye ahora un desconectador (D4), el cual en operación normal se encuentra normalmente abierto.

Fig. N° 63: Modelamiento del alimentador SM – 03 con alternativa de alimentación



Fuente: Elaboración Propia

Los antecedentes de falla corresponden exactamente a los ya indicados en el análisis anterior. Además, como existe la posibilidad de transferencia, se supondrá que ésta toma una hora en total, repartida en 0.5 horas al inicio, para transferir el servicio a elementos no dañados y 0.5 horas al final, para retornar a la configuración de operación normal, como indica la filosofía de operación adoptada. De esta manera:

$$T_e + T_p + T_l = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_t = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_v = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_r = 2.5 \text{ horas}$$

Aplicando el procedimiento ya conocido, se obtiene primero la Matriz de Estados, y a partir de ésta se determinan las contribuciones de cada falla, según el tipo, como lo indica el cuadro 79, los tiempos de interrupción y la duración de las indisponibilidades de servicio.

Al igual que en el caso anterior, debe considerarse sólo la matriz reducida, puesto que los dispositivos de protección se han supuesto con tasa de falla igual a cero, de manera que son irrelevantes en el proceso de cálculo de los índices de confiabilidad de los demás componentes de la red.

Cuadro N° 81: Matriz de Estados resumida con alternativa de alimentación

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	T	T	T	T	T	T
A2	R	T	T	R	T	T
A3	N	R	T	N	N	T
A	N	N	N	I	N	N
B	N	N	N	N	I	N
C	N	N	N	N	N	I

Cuadro N° 82: Tasa de falla con alternativa de alimentación

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
A2	26.4	52.8	52.8	26.4	52.8	52.8
A3	17.05	17.05	34.1	17.05	17.05	34.1
A	0	0	0	2.2	0	0
B	0	0	0	0	7.15	0
C	0	0	0	0	0	7.15
Total	47.85	74.25	91.3	50.05	81.4	98.45

Obsérvese que en este cuadro, aparecen las celdas correspondientes a los estados "T" con una doble tasa de falla. Esto se debe a que efectivamente, estos elementos son sometidos a dos cortes de suministro, pero con duraciones distintas. Al principio, al ocurrir la falla y realizar la transferencia, se contabilizan los tiempos  $T_c+T_i+T_p+T_t$ , mientras que al final de la reparación del elemento fallado, sólo es necesario esperar un tiempo  $T_v$  para recuperar el servicio. Un esquema similar de notación se ha adoptado para el cuadro correspondiente a los tiempos de interrupción.

Cuadro N° 83: Tiempos de Interrupción con alternativa de alimentación

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
A2	0.5	1.5	1.5	0.5	1.5	1.5
A3	0.5	0.5	1.5	0.5	0.5	1.5
A	0	0	0	1	0	0
B	0	0	0	0	1	0
C	0	0	0	0	0	1
Total	2.50	3.50	4.50	3.50	4.50	5.50

Cuadro N° 84: Indisponibilidades de servicio con alternativa de alimentación

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
A2	13.2	79.2	79.2	13.2	79.2	79.2
A3	8.525	8.525	51.15	8.525	8.525	51.15
A	0	0	0	2.2	0	0
B	0	0	0	0	7.15	0
C	0	0	0	0	0	7.15
Total	28.325	94.325	136.95	30.525	101.475	144.1

Cuadro N° 85: Resumen de índices de confiabilidad con alternativa de alimentación

Consumidor	$\lambda$ falla/año	r (hrs)	U (hrs/año)
A1	45.650	0.620	28.325
A2	47.850	1.971	94.325
A3	74.250	1.844	136.950
A	47.850	0.638	30.525
B	55	1.845	101.475
C	81.400	1.770	144.100

Los índices globales del sistema, para este caso, son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 113.7646$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 61.3101$$

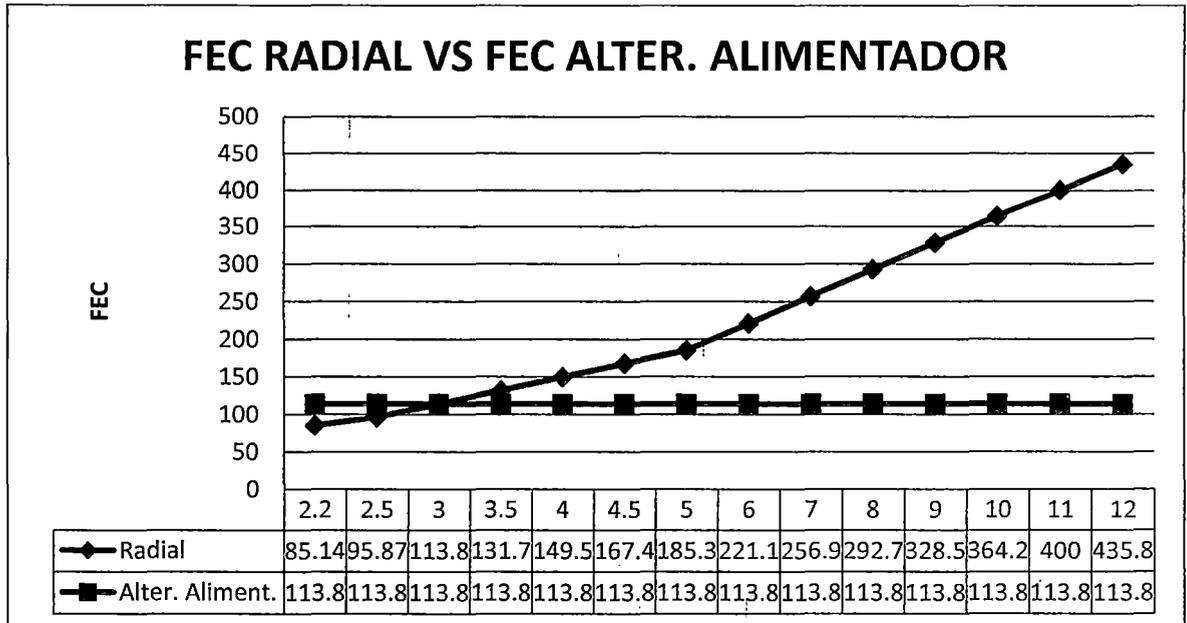
El análisis de resultados para esta propuesta muestra dos cosas importantes.

La primera dice relación con las tasa de falla individuales y los tiempos de interrupción individuales; mientras los elementos definidos como transferibles ven aumentar la tasa de falla, disminuye en los mismos el tiempo de interrupción, ya que mientras dure la reparación del elemento fallado, están siendo alimentados desde una fuente alternativa. Por supuesto, estas variaciones están muy ligadas con los tiempos de maniobra y reparación. En caso de tener seccionadores automatizados, el impacto en la tasa de falla desaparece, disminuyendo aún más el tiempo de interrupción.

Por otra parte, los índices globales también sufren variación. El índice FEC aumenta, debido al crecimiento de la tasa de falla en los elementos tipo T, pero la duración promedio (DEC) disminuye al igual que lo hace la energía no suministrada.

Para entender mejor estos últimos conceptos se presentan los dos gráficos siguientes:

Fig. N° 64: Comparación del comportamiento del indicador FEC para un sistema radial puro y uno con alternativa de alimentación

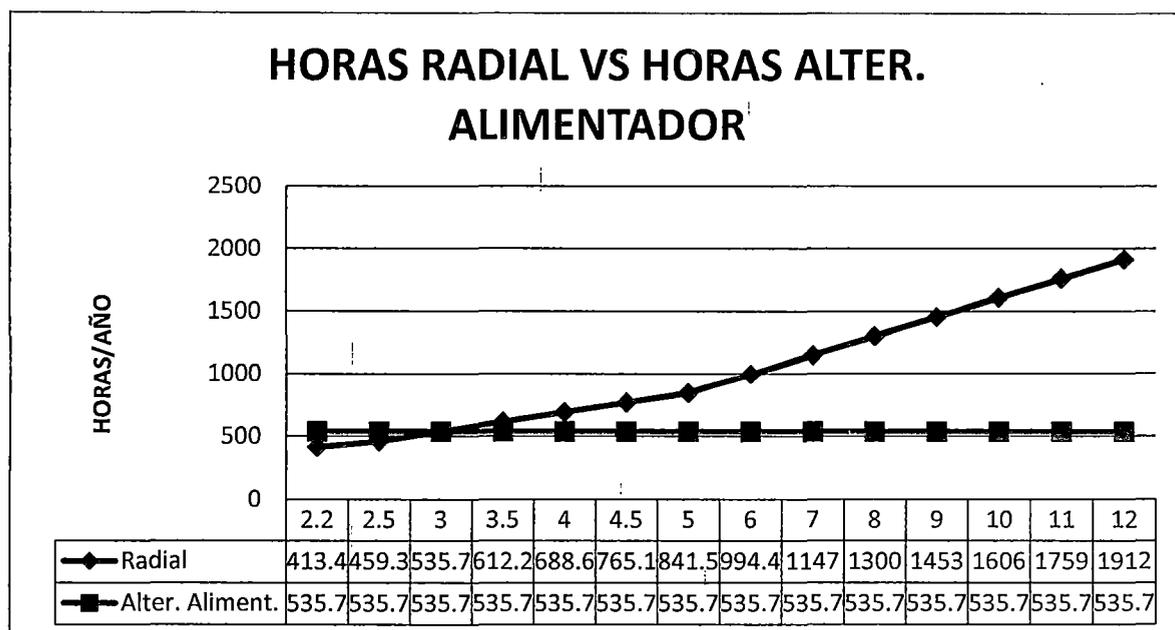


Fuente: Elaboración Propia

De la figura anterior se puede apreciar el comportamiento para la duración equivalente por consumidor entre un sistema radial puro contra un sistema con alternativa de alimentación, a más horas de interrupción la duración de una falla para un sistema radial puro se incrementa mientras que en un sistema con alternativa de alimentación la duración inicial de la falla aumenta pero con el transcurso de las horas este se mantiene constante debido a la alternativa de alimentación.

De igual manera se puede observar en el comportamiento de las horas no suministradas en el alimentador SM – 03, cuando en este ocurre una falla teniendo como resultado la figura número 65, donde la energía no suministrada en el sistema es reducida sustancialmente con una alternativa de solución, mientras que para un sistema radial puro estas van en aumento mientras dure más la interrupción debido a una falla.

Fig. N° 65: Comparación del comportamiento del indicador DEC para un sistema radial puro y uno con alternativa de alimentación



Fuente: Elaboración Propia

### 5.9.2. CARGABILIDAD PARA LA PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD

Para poder afirmar la propuesta de mejoramiento de la confiabilidad se analiza la cargabilidad de las subestaciones de transformación de Tamburco y Santa María (ver anexo 04), aumentando la potencia demandada por la cuenca de Incahuasi y teniendo el siguiente cuadro:

Cuadro N° 86: Cargabilidad de las Subestaciones de transformación cercana a la cuenca de Incahuasi para el año 2014

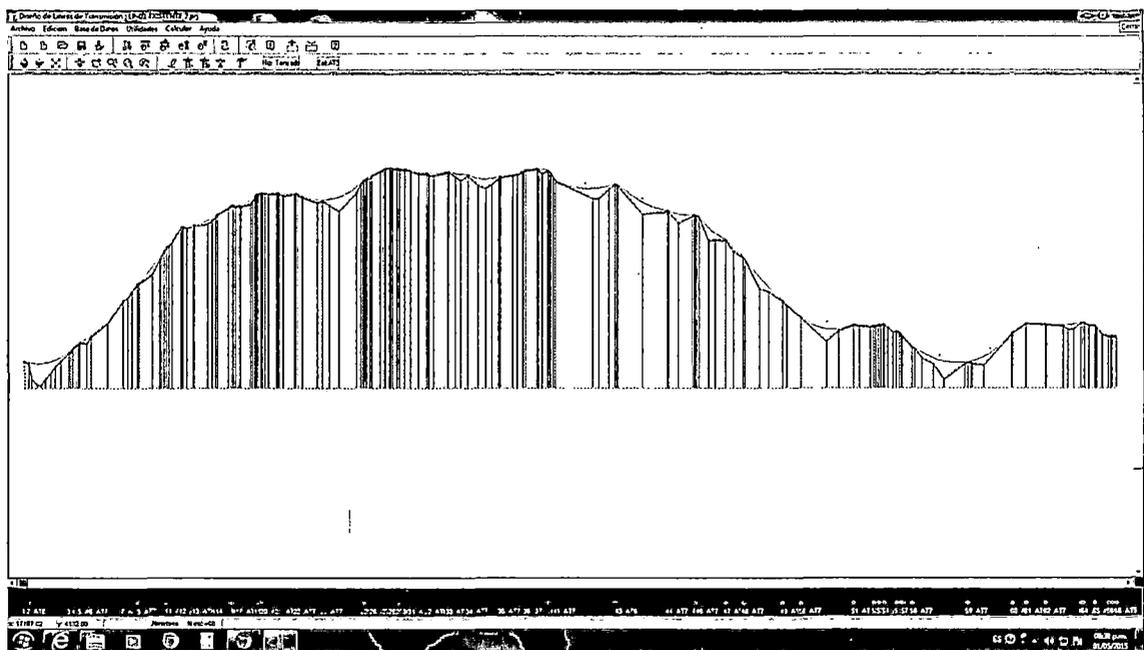
SET	Potencia Instalada	Potencia Demanda	Porcentaje de Uso	Tipo de Refrigeración
Santa María	4 MVA	1.665 MVA	41.625 %	ONAN
Tamburco	70 MVA	27.859 MVA	39.799 %	ONAN

Fuente: Propuesta del Plan de Inversiones en Transmisión de ELSE, Periodo 2013 – 2014, Pág. N° 13.

### 5.9.3. PREVENCIÓN SOBRE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Ya vimos anteriormente como con una propuesta de alternativa de alimentación podemos reducir la duración en la incidencia de una falla, cuando esta ocurre en el alimentador SM – 03; pero para poder reducir la frecuencia de ciertos tipos de fallas es posible realizar una prevención contra estas fallas como son las descargas atmosféricas que ocurren en el alimentador, para prevenir este tipo de fallas se propone la instalación de un cable de guardia con sistemas de puestas a tierra en una parte del trayecto del alimentador SM – 03, considerando las zonas de mayor altura, a continuación presentamos el perfil del alimentador SM – 03 en todo su trayecto:

Fig. N° 66: Perfil del Alimentador SM – 03 por altitud en todo su recorrido



Fuente: Elaboración Propia.

Como se observa en la figura anterior al tramo de mayor altitud es el recorrido entre los sectores de Ccayara y Choquetira, por lo que en este tramo del alimentador se instalaría un cable de guardia multiaterrado con la finalidad de reducir la incidencia de las descargas atmosféricas y de esta forma prevenir el

corte en el suministro de energía eléctrica a causa de estos fenómenos naturales.

#### 5.9.4. PREVENCIÓN SOBRE CONTACTO CON VEGETACIÓN

Así como en el ítem anterior y como lo indica la figura número 34, existe un 43% de incidencia de fallas ocurridas en el alimentador SM – 03, que se deben al contacto de la vegetación existente en la zona por donde recorre el alimentador en mención, para lo cual con la finalidad de reducir la incidencia de estas fallas se realizó una identificación de las especies arbóreas y arbustivas existentes en el distrito de Vilcabamba, con la finalidad de proponer un periodo de tiempo para realizar el mantenimiento de la franja de servidumbre del alimentador SM – 03 con un desbroce ya que en esta relación existen plantas que superan fácilmente una altura de 5 metros.

Cuadro N° 87: Relación de especies arbóreas y arbustivas del distrito de Vilcabamba

N°	NOMBRE COMUN	NOMBRE CIENTIFICO	FAMILIA BOTÁNICA	CARACTERÍSTICAS	Altura de Crecimiento	Factor de Crecimiento (m/año)
01	Naranja	Citrus aurantium Swingle	RUTACEAE	Arborea – perenne	5 m	1.05
02	Cidra	Citrus medica Linneus	RUTACEAE	Arbustiva – perenne	5 m	1.25
03	Achiote	Bixa orellana Linnaeus	BIXACEAE	Arbustiva – perenne	5 m	0.50
04	Chaman	Dodonaea viscosa Linnaeus	SAPINDACEAE	Arbustiva – perenne	5 m	0.50
05	Floripondio	Brugmancia arborea (L.) Lagerhein	SOLANACEAE	Arbustiva – perenne	5 m	0.50
06	Huich'ullo	Weinmannia pentaphyla L.	CUNONIACEAE	Arborea – perenne	10 m	1.35
07	Sach'amancha	Sida rhombifolia L.	MALVACEAE	Arbustiva – anual	5 m	0.55
08	Qari – qari	Rubus robustus Presley	ROSACEAE	Arbustiva – perenne	5 m	0.60
09	Limonero	Citrus limón (L.) Burm	RUTACEAE	Arborea – perenne	5 m	1.10
10	Molle	Schinus molle Linnaeus	ANACARDIACEAE	Arborea – perenne	9 m	1.45
11	Ajo – ajo	Cordia alliodora R. y P.	BORAGINACEAE	Arborea – perenne	15 m	1.50
12	Ñucjau	Cestrum coriaceum Miers	SOLANACEAE	Arbustiva – perenne	5 m	0.40
13	Palto	Persea americana Miller	LAURACEAE	Arborea – perenne	15 m	1.45
14	Papayo	Carica papaya Linnaeus	CARIACACEAE	Arborea – perenne	6 m	1.50
15	Pisonay	Erythrina falcata Bentham	FABACEAE	Arborea – perenne	20 m	1.30
16	Sawinto	Psidium guayaba L.	MIRTACEAE	Arborea – perenne	7 m	0.70
17	Yanali	Bocconia piercei L.	PAPAVERACEAE	Arbustiva – perenne	5 m	0.50
18	Mango	Mangifera indica L.	ANACARDIACEAE	Arborea – perenne	20 m	1.10
19	Pacae	Inga feuillei D.C.	FABACEAE	Arborea – perenne	10 m	1.05
20	Sulluku	Sapindus saponaria L.	SAPINDACEAE	Arborea – perenne	25 m	1.50
21	Pijuayo	Bactris gasipaes H. B. K.	ARECACEAE	Arborea – perenne	25 m	1.00

22	Cacao	Theobroma cacao H. y B.	STERCULIACEAE	Arbustiva – perenne	10 m	2.75
23	Guanabana	Annona muricata L.	ANNONACEAE	Arbustiva – perenne	8 m	1.35
24	Sauco	Sambucus peruviana H. B.	CAPRIFOLIACEAE	Arborea – perenne	10 m	1.00
25	Nogal	Juglans neotropica Diels	JUGLANDACEAE	Arborea – perenne	10 m	0.60
26	Platano	Musa paradisiaca	MUSACEAE	Arbustiva	5 m	5.00

Fuente: Elaboración Propia.

En el cuadro número 87 podemos observar que todas las especies arbóreas y arbustivas descritas alcanzan y superan los cinco metros de altura y teniendo un promedio en el factor de crecimiento de 1.21 m anuales; por lo que se propone que la empresa concesionaria realice periódicamente un desbroce en toda la franja de servidumbre del alimentador SM – 03, durante un lapso de 4 años con la finalidad de reducir las fallas homopolares en este alimentador.

#### **5.9.5. MEJORAMIENTO DE LOS INDICADORES SAIFI Y SAIDI DEL ALIMENTADOR SM – 03 CON LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

Con la propuesta del mejoramiento de la coordinación de protección, así como el uso del criterio de escalonamiento en los seccionamientos, una prevención contra las descargas atmosféricas con la instalación de un cable de guardia aterrado y un adecuado mantenimiento temporal en la faja de servidumbre en todo el recorrido del alimentador SM – 03, se reducirían las incidencias de las fallas presentadas en todo el alimentador de media tensión y de esta manera se obtienen nuevos indicadores SAIFI y SAIDI, como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 88: Mejoramiento de los indicadores SAIFI y SAIDI por año

<b>NUEVOS INDICADORES SAIFI Y SAIDI DEL ALIMENTADOR SM – 03</b>						
<b>MES</b>	<b>SAIFI 2011</b>	<b>SAIDI 2011</b>	<b>SAIFI 2012</b>	<b>SAIDI 2012</b>	<b>SAIFI 2013</b>	<b>SAIDI 2013</b>
ENERO	3.17	2.23	0.60	0.67	1.28	1.79
FEBRERO	3.81	10.19	0.00	0.00	2.11	11.68
MARZO	3.17	2.55	0.60	0.80	0.00	0.00
ABRIL	3.44	25.35	0.00	0.00	0.00	0.00
MAYO	0.00	0.00	1.20	0.72	0.12	0.26
JUNIO	0.00	0.00	0.55	1.65	0.00	0.00
JULIO	2.07	3.47	1.15	4.93	0.00	0.00
AGOSTO	2.07	0.61	3.64	3.13	0.00	0.00
SETIEMBRE	5.51	5.49	1.30	1.09	0.61	0.56
OCTUBRE	0.69	2.42	0.00	0.00	0.00	0.00
NOVIEMBRE	1.38	5.87	0.65	0.34	0.00	0.00
DICIEMBRE	0.00	0.00	0.65	0.65	1.32	1.02
<b>TOTAL</b>	<b>25.32</b>	<b>58.12</b>	<b>10.33</b>	<b>13.99</b>	<b>5.44</b>	<b>15.32</b>

Fuente: Elaboración Propia.

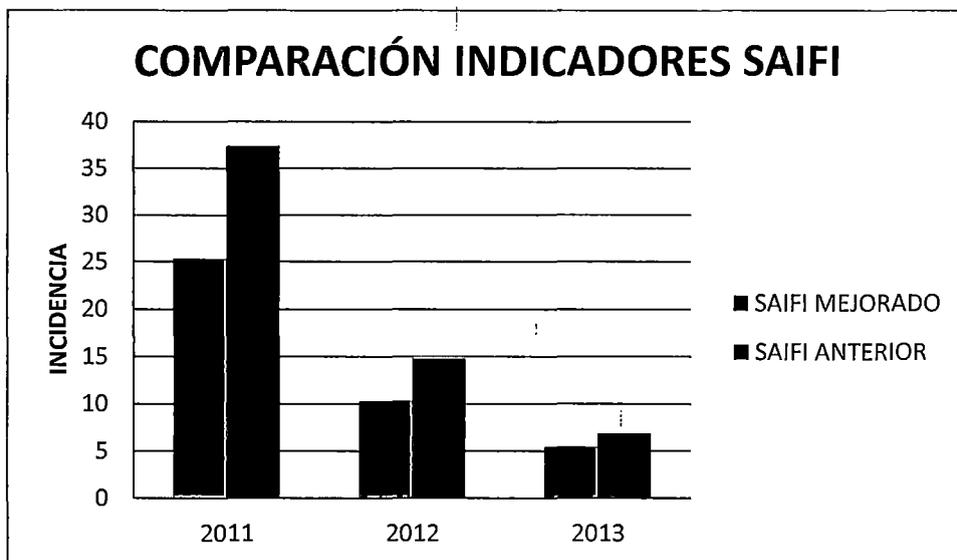
Cuadro N° 89: Mejoramiento y variación porcentual de los indicadores SAIFI y SAIDI por años

<b>INDICADOR</b>	<b>ANTERIOR</b>	<b>MEJORADO</b>	<b>VARIACIÓN</b>
SAIFI 2011	36.83	25.32	<b>68.75 %</b>
SAIDI 2011	84.05	58.12	<b>69.15 %</b>
SAIFI 2012	14.79	10.33	<b>69.84 %</b>
SAIDI 2012	15.54	13.99	<b>90.03 %</b>
SAIFI 2013	6.83	5.44	<b>79.65 %</b>
SAIDI 2013	17.71	15.32	<b>86.50 %</b>

Fuente: Elaboración Propia.

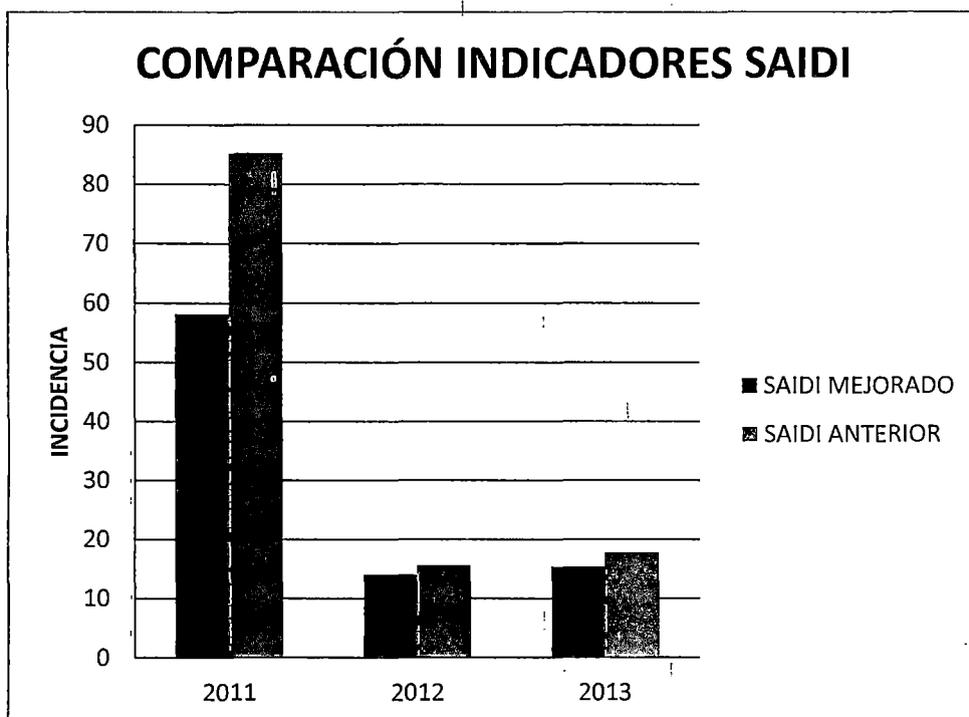
Del cuadro número 89 podemos graficar el mejoramiento de los indicadores SAIFI y SAIDI, comparándolos con los anteriores indicadores (ver cuadro N° 36), teniendo los siguientes gráficos:

Fig. N° 67: Comparación y mejoramiento del indicador SAIFI



Fuente: Elaboración Propia.

Fig. N° 68: Comparación y mejoramiento del indicador SAIDI



Fuente: Elaboración Propia.

## 5.10. RESUMEN CAPITULO V

- a) Al realizar el cálculo de cortocircuito monofásico y bifásico a tierra, se observa que las corrientes de cortocircuito bifásicos a tierra son casi parecidas que las corrientes de cortocircuito monofásico a tierra, por ejemplo en la barra de 22.9 kV la falla monofásica es de 0.860 kA mientras que la falla bifásica es 0.821 kA y 0.895 kA para las fases S y T. Presentándose las corrientes de cortocircuito bifilar y trifásica en la barra de 22.9 kV en mayor magnitud.
- b) Para la coordinación de protección se utiliza la selectividad amperimétrica - cronométrica entre: fusible - fusible, fusible – relé y relé – relé.
- c) Las corrientes homopolares no se reflejan en lado de alta tensión 60 kV, por tanto no se realiza una protección de respaldo.
- d) Con la propuesta de coordinación homopolar de ajuste de los relés y selectividad de las curvas de protección, se mejora el sistema de protección actual, en donde se proponen los siguientes ajustes (Ver cuadros 67 al 70):
- e) Con los resultados del cuadro N° 74 y la implementación del regulador de tensión, obtenemos valores dentro de lo permitido en las caídas de tensión en los sectores más alejados de la cuenca de Incahuasi. Obteniendo como máxima caída de tensión 95.16% en el sector de Amaybamba.
- f) Con la propuesta de alternativa de alimentación mediante el alimentador TA – 05, el indicador de Duración Equivalente por Consumidor (DEC), se reduce con el transcurso de las horas mientras dura la incidencia de una falla que se pueda presentar en el alimentador (ver figura número 65).
- g) Con las propuestas de mejoramiento de los sistemas de coordinación, instalación de un cable de guardia y un adecuado mantenimiento en la faja de servidumbre es posible reducir los indicadores SAIFI y SAIDI del alimentador SM – 03 y de esta forma reducir las incidencias de las fallas en su frecuencia y duración como se observó en el cuadro número 89.

## CONCLUSIONES

1. Con las propuestas de mejoramiento de la coordinación de protección, un adecuado mantenimiento en la faja de servidumbre y protección contra descargas atmosféricas, es posible reducir los indicadores SAIDI y SAIFI, para la propuesta 1, como se observó en la figura 67 y 68, así como con la propuesta 2, con una alternativa de alimentación, mediante el alimentador TA – 05 es posible reducir la duración de las fallas y de esta forma mejorar la confiabilidad del alimentador SM – 03.
2. Las fallas que se presentaron con mayor frecuencia en la zona de estudio, son las fallas homopolares con un 68% del total de fallas registradas, como se muestra en la figura 33.
3. Las fallas registradas por la empresa concesionaria en el alimentador en estudio, se vio que durante el año 2011 los valores de los indicadores de confiabilidad, se encuentran fuera de los rangos permitidos, según el cuadro 32.
4. Al describir y comparar tanto técnica como económicamente las cinco alternativas de solución para la instalación del servicio de energía eléctrica en la cuenca de Incahuasi, se concluyó que la mejor alternativa, es la ampliación del sistema eléctrico mediante el alimentador SM – 03.
5. Con la propuesta del mejoramiento en la coordinación de protección contra fallas homopolares es posible reducir la incidencia que producen este tipo de fallas y así reducir la cantidad de usuarios afectados.
6. Con la cálculo de la demanda de la cuenca de Incahuasi cuadro 74, se determinó la demanda proyectada con lo cual genera un incremento de la corriente de 9.65 A a 17.96 A en cada fase aproximadamente, obteniendo un incremento aproximando del 186 % de la demanda actual.

7. Con los resultados del cuadro 74 se redujo la caída de tensión de 8.14% a 4.01 % gracias a la implementación de un regulador de tensión.
8. Con la propuesta de coordinación homopolar y ajuste de los relés y selectividad de las curvas de protección, se mejora el sistema de protección actual, en donde se proponen los siguientes ajustes:

Para Fases:

- a. SEG-CSP2SE : TMS 0.2, curva: muy inverso, Is = 52 A.
- b. SEL351R01 : TMS 0.15, curva: muy inverso, Is = 27 A.
- c. SEL351R02 : TMS 0.15, curva: muy inverso, Is = 13 A.
- d. SEL351R03 : TMS 0.1, curva: muy inverso, Is = 7 A.

Para Neutro:

- a. SEG-CSP2SE : TMS 0.4, curva: normal inverso, Is = 7 A.
- b. SEL351R01 : TMS 0.3, curva: normal inverso, Is = 3.6 A.
- c. SEL351R02 : TMS 0.21, curva: normal inverso, Is = 1.7 A.
- d. SEL351R03 : TMS 0.1, curva: normal inverso, Is = 1 A.

9. La mejor propuesta de mejoramiento de confiabilidad viable económicamente a corto plazo es la propuesta 1, ya que para la propuesta 2 debemos considerar un conductor de calibre constante y por lo tanto reforzamiento de línea principal en su totalidad además de considerar un tramo de 28km de línea en 22.9KV desde Tamburco.

## RECOMENDACIONES

- 1) Según la figura N° 33, los autores del presente estudio recomiendan la realización de un estudio a nivel de servidumbre con la finalidad de establecer un adecuado programa de mantenimiento de las redes primarias puesto que la mayoría de las fallas contabilizadas por el centro de control de ELSE son del tipo homopolar.
- 2) Debido a la ampliación del sistema eléctrico a causa de la necesidad por el servicio de energía eléctrica en la cuenca de Incahuasi se recomienda realizar un reforzamiento y mejoramiento de las instalaciones existentes del alimentador SM – 03.
- 3) Se recomienda continuar con el uso de los relés existentes en el sistema actual, por su reciente instalación y que soportarán la ampliación del sistema eléctrico propuesto.
- 4) Para la caída de tensión del nuevo alimentador SM – 03, se recomienda la utilización de un banco de reguladores de tensión monofásicos por las ventajas de costo económico, una mayor flexibilidad para su mantenimiento y manipuleo y su simplicidad en operación, con respecto a sus pares trifásicos.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] TAFUR PROTILLA, Raúl. LA TESIS UNIVERSITARIA, Editorial Mantaro, primera edición 1995.
- [2] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – Distribución 2011
- [3] GRAINGER, John J. y STEVENSON Jr., William D., ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, Editorial Mc Graw Hill – México, primera edición 1996.
- [4] GLOVER, J. Duncan y SARMA, Mulukutla S., SISTEMAS DE POTENCIA – ANÁLISIS Y DISEÑO, Editorial Ciencias e Ingenierías, tercera edición 1998
- [5] MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, NORMATIVIDAD ELÉCTRICA, Actualizado el 2013.
- [6] MUJAL ROSAS, Ramón M., PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Ediciones UPC 2002.
- [7] LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y REGLAMENTO, Decreto Ley N° 25844 y Decreto Supremo N° 009-93-EM, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD, 1993.
- [8] ARRIAGADA MASS, Aldo Gary, "EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD EN SISTEMA ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN", Tema de Tesis Magistral, PUCCH, 1994.
- [9] BRAVO SOLAR, Daniel Arturo. "ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD Y SELECTIVIDAD EN LA PROTECCIÓN DEL SUBSISTEMA ELÉCTRICO QUISPICANCHIS", Tema de tesis FIEEMM.
- [10] NORMATIVAS DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.
- [11] CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, PROCOBRE.
- [12] SEL-351-4 RECLOSER CONTROL, Instruction Manual, SEL Schiweitzer Engineering Laboratories, INC.
- [13] SEG-CSP2 RELE CONTROL, Instruction Manual, SEL Schiweitzer Engineering Laboratories, INC.
- [14] CASTRO, Adriana, "MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS", Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid, 2006.
- [15] [http://www.giaelec.org/fglongatt/SP1\\_NEW.html](http://www.giaelec.org/fglongatt/SP1_NEW.html)
- [16] <http://www.electroingenieria.com>
- [17] <http://www.minem.gob.pe>
- [18] <http://www.abb.com/mediumvoltage>

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

1. **Exactitud:** Este término es usado para al menos dos propósitos diferentes, uno para describir la precisión de un dispositivo y el otro, para especificar la precisión de una medida. En el primer contexto, la exactitud es el grado en el cual un dispositivo (relé, instrumento o medidor) opera conforme a una norma aceptada. La declaración de una exactitud, dependerá de los métodos utilizados para expresarla, considerando componentes individuales de la exactitud y la manera en la cual estos componentes individuales, afectan la exactitud global del dispositivo. En el segundo caso, la exactitud de una medida específica es la diferencia entre lo medido y el valor real de una cantidad. La desviación del valor real es la indicación de cuan exactamente fue tomada una lectura o hecho un ajuste.
2. **Confiabilidad:** La confiabilidad, expresa el atributo de un relé o sistema de protección, de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos: fiabilidad (o redundancia) y seguridad.
3. **Fiabilidad o redundancia:** La fiabilidad, es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente, ante la presencia de una falla, retirando las fuentes de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.
4. **Seguridad:** La seguridad es el aspecto de la confiabilidad, que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente, ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia y/o distribución. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protección, no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de distribución.
5. **Sensibilidad:** En el campo de las protecciones, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el relé opere.

6. **Coordinación de protecciones:** Es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de distribución, como consecuencia de la falla.
7. **Falla eléctrica:** Defecto en el aislamiento o conductividad de cualquier componente o mecanismo de un circuito eléctrico, que provoca la interrupción de la corriente. También llamada fuga de corriente, pérdida de corriente.
8. **Falla homopolar:** Defecto producido por el contacto a tierra del conductor del circuito eléctrico, que origina una fuga de corriente a tierra.
9. **Fuente de corriente de falla:** Es un extremo, que contribuye con una cantidad significativa de corriente a una falla en el elemento protegido. Se debe tener en cuenta, que no es necesario que exista generación en ese extremo, para que sea fuente de corriente de falla. Algunas cargas, tales como motores, pueden contribuir a la corriente de falla durante unos pocos ciclos dentro del tiempo de despeje de la falla.
10. **Desbloqueo:** Lógica que permite a un esquema permisivo, disparar por falla interna dentro de una ventana de tiempo, aunque la señal de disparo no esté presente cuando ésta se ha perdido debido a la falla.
11. **Protección principal de equipos:** Es el sistema de protección que está diseñado, para operar antes que otros dispositivos, en respuesta a un evento en un elemento protegido. La protección principal de equipos tiene como objetivo aislar dicho equipo en caso de falla interna.
12. **Protección de respaldo:** Las protecciones de respaldo tienen la misión de despejar fallas, en elementos del sistema de distribución que ya tienen una protección principal de equipo, para lo cual deben esperar un tiempo, a fin de establecer que dicha protección no actuó y en su defecto entran a operar. Pueden ser respaldos locales, cuando están ubicados en la misma instalación, o respaldos remotos, cuando se trata de protecciones ubicadas en otras instalaciones.

## PRINCIPALES SIGLAS Y ABREVIATURAS

A	:	Amperio
AAAC	:	All Aluminium Alloy Conductor (Conductor de Aleación de Aluminio)
ANSI	:	American National Standards Institute (Instituto Nacional Americano de Estándares)
°C	:	Grados centígrados
C°A°C°	:	Concreto Armado Centrifugado
C.A.	:	Corriente Alterna
C.C.	:	Corriente Continua
DEC	:	Duración Equivalente por Consumidor
DGE	:	Dirección General de Electricidad
DGER	:	Dirección General de Electrificación Rural
DL	:	Decreto Ley
D.Leg.	:	Decreto Legislativo
EEC	:	English Electric Corporation (Corporación Eléctrica Inglesa)
ELSE	:	Electro Sur Este S.A.A.
f	:	Frecuencia
FEC	:	Frecuencia Equivalente por Consumidor
Fig.	:	Figura
GIS	:	Sistema Georeferencial Internacional (Georeferencial International System)
Hz	:	Hertz
IEC	:	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
IEEE	:	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
KA	:	Kiloamperios
Km.	:	Kilómetro
Kw-h	:	Kilowatt hora
KV	:	Kilovoltio
KVA	:	Kilovolt-Amperio
LCE	:	Ley de Concesiones Eléctricas
M	:	Metro
MEM	:	Ministerio de Energía y Minas
m.s.n.m.	:	Metros sobre el nivel del mar
NEMA	:	National Eléctrical Manufactures Asociation (Asociación Nacional de Manufacturas Eléctricas)

NTCSE	:	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
ONAN	:	Oil Natural Air Natural (Aceite y Aire no Reforzados)
OSINERG	:	Organismo Supervisor de la Inversión Eléctrica
SAIDI	:	System Average Interruption Duration Index (Tiempo Total Promedio de Interrupción por Usuario)
SAIFI	:	System Average Interruption Frequency Index (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario)
S.E.D.	:	Sub Estación Eléctrica de Distribución
S.E.P.	:	Sub Estación Eléctrica de Potencia
SI	:	Sistema Internacional de Unidades
SM – 03	:	Alimentador Santa María 3
TC	:	Transformador de Corriente
Tcc	:	Tensión de Corto Circuito
TIR	:	Tasa Interna de Retorno
UTM	:	Universal Transverse Mercator (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator)
V	:	Voltio
VAN	:	Valor Actual Neto
WGS84	:	World Geodetic System 1984 (Sistema Geodésico Mundial 1984)
Zcc	:	Impedancia de Corto Circuito

## **ANEXOS**

## **ANEXO 01**

**(INTERRUPCIONES REGISTRADAS POR EL CENTRO DE CONTROL DE ELSE  
EN EL ALIMENTADOR SM – 03)**

## ANEXO 02

(PLANO DE UBICACIÓN DEL DISTRITO DE VILCABAMBA Y DIAGRAMA  
UNIFILAR DEL ALIMENTADOR SM – 03)

## **ANEXO 03**

**(CURVAS DE CORRIENTE – TIEMPO MÍNIMO DE FUSIÓN Y CURVAS DE  
CORRIENTE – TIEMPO DE INTERRUPCIÓN TOTAL)**

**CURVAS CORRIENTE - TIEMPO MÍNIMO DE FUSIÓN**  
 Eslabones fusible universal Tipo **K** (rápido) marca **PROTELEC-MT**  
 Curvas obtenidas con pruebas a 220 volts C.A., alto factor de potencia,  
 sin sobrecarga previa; T amb. = 25°C

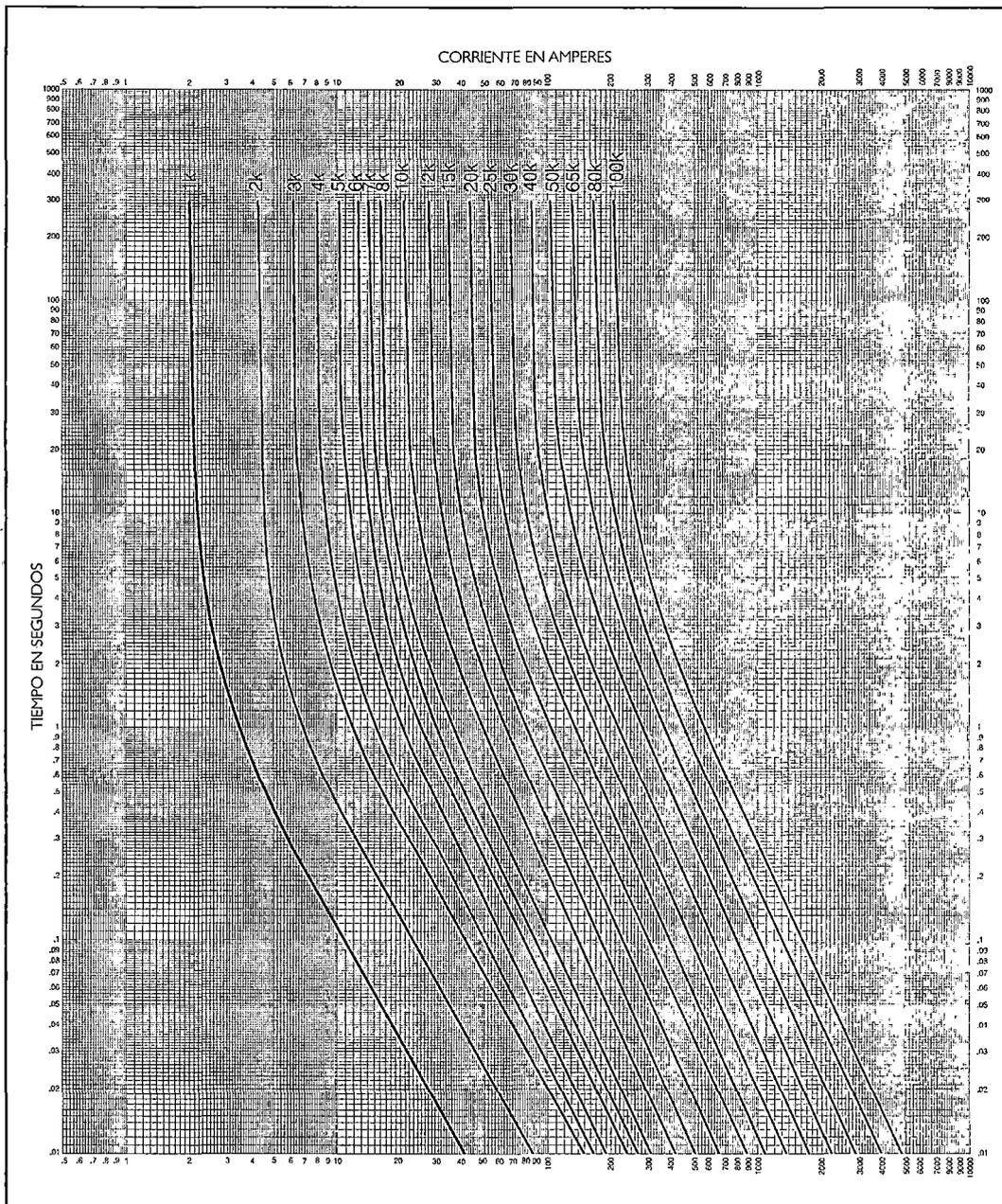


Figura 2a

Estas curvas se trazaron para valores mínimos, por lo que todas las variaciones son en más. Las Tolerancias son:

- Eslabones de 1 a 7A : 15%
  - Eslabones de 8 a 100 A : 10%
- } en valores de corriente

**Normas aplicables:**

NMX - J - 227 - 1996 - A N C E, IEEE C37.42 - 1994 y ANSI C37.42



## CURVAS CORRIENTE - TIEMPO DE INTERRUPCIÓN TOTAL

Eslabones fusible universal Tipo **K** (rápido) marca **PROTELEC-MT**

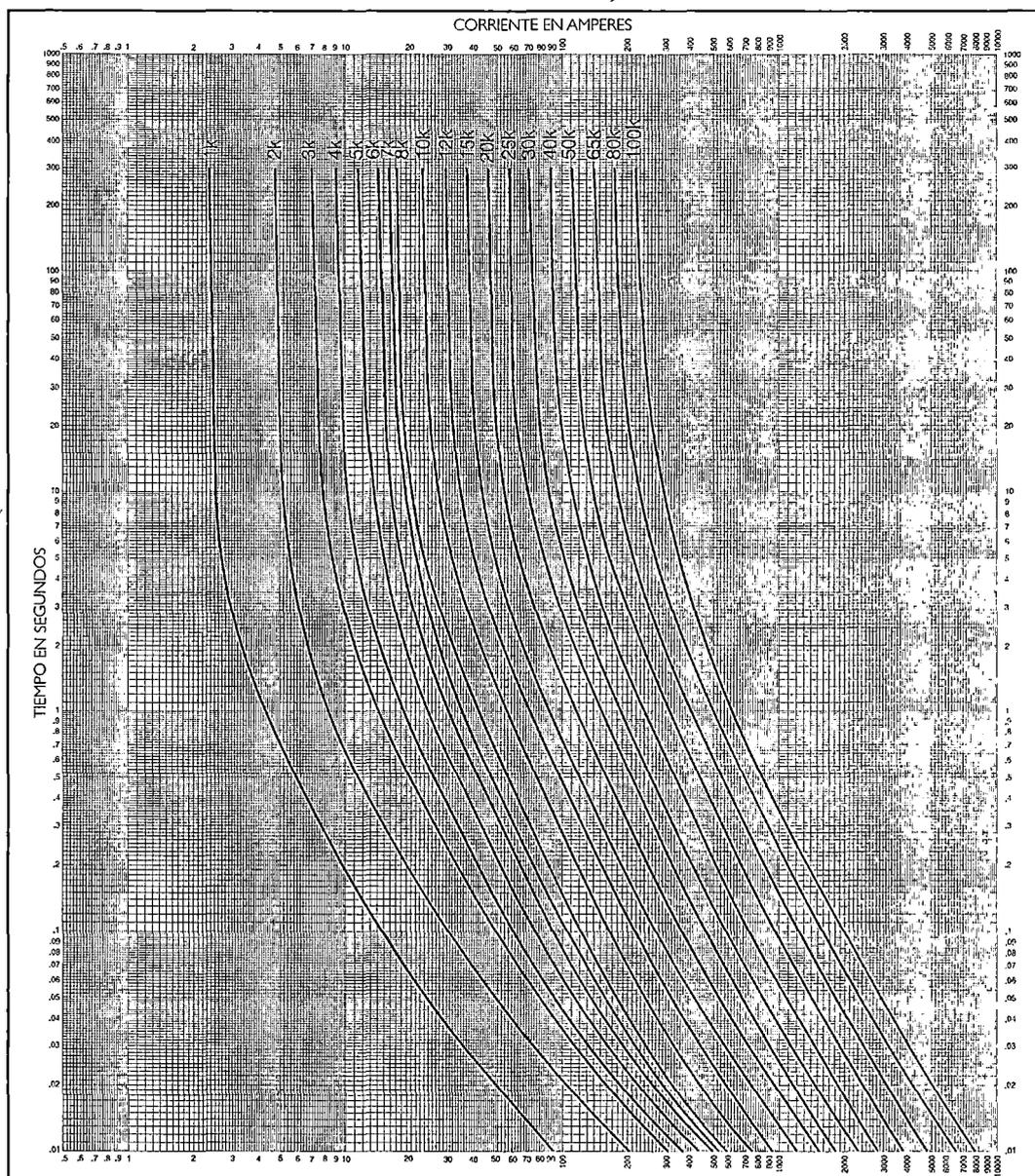


Figura 3a

Estas curvas se trazaron para puntos de prueba máximos, por lo que todas las variaciones son en menos.

Normas aplicables: ANSI C 37.42 - 1948

NMX - J - 227 - 1996 - A N C E, IEEE C37.42 - 1994 y ANSI C37.42



## ANEXO 05

### (PRESUPUESTOS REFERENCIALES PARA LA AMPLIACIÓN DE LA CUENCA DE INCAHUASI Y SUS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN)

#### ANEXO 5 - A

#### PRESUPUESTO REFERENCIAL PARA CUENCA DE INCAHUASI

CODIGO	NOMBRE DE LA PARTIDA	UNIDAD	METRADO	COSTO UNIT.	SUBTOTAL	TOTAL
<b>1.0.00</b>	<b>LINEA PRIMARIA</b>					
<b>1.1.00</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>					<b>45,879.41</b>
1.1.01	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO DE LP	KM	26.92	307.95	8,290.01	
1.1.02	INGENIERIA DE DETALLE LP (LINEA PRIMARIA)	KM	26.92	113.29	3,049.77	
1.1.03	MONITOREO ARQUEOLOGICO	KM	26.92	93.48	2,516.48	
1.1.04	MONITOREO AMBIENTAL	KM	26.92	95.48	2,570.32	
1.1.05	UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS EN LP	KM	26.92	396.60	10,676.47	
1.1.06	TALA DE ARBOLES EN FRANJA DE SERVIDUMBRE	KM	20.00	884.82	17,696.40	
1.1.07	CARTEL DE OBRA 2.4m x 4.8m	UND	1.00	1,079.96	1,079.96	
<b>1.2.00</b>	<b>TRANSPORTE</b>					<b>102,597.17</b>
1.2.01	TRANSPORTE DE MATERIALES A PUNTO DE MONTAJE	TN	117.00	368.44	43,107.48	
1.2.02	TRANSPORTE DE POSTES DE 12m DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	UND	177.00	334.97	59,289.69	
<b>1.3.00</b>	<b>ESTRUCTURAS</b>					<b>230,528.34</b>
1.3.02	POSTE DE C.A.C. 133KN	UND	177.00	1,302.42	230,528.34	
<b>1.4.00</b>	<b>ARMADOS</b>					<b>120,406.43</b>
1.4.01	ARMADO BIFASICO AT1	UND	43.00	555.17	23,872.31	
1.4.02	ARMADO BIFASICO AT2	UND	7.00	619.68	4,337.76	
1.4.03	ARMADO BIFASICO AT3	UND	22.00	1,078.35	23,723.70	
1.4.04	ARMADO BIFASICO AT5	UND	5.00	862.31	4,311.55	
1.4.05	ARMADO BIFASICO DS-2	UND	2.00	540.58	1,081.16	
1.4.06	ARMADO BIFASICO TS-2	UND	1.00	1,008.43	1,008.43	
1.4.07	ARMADO BIFASICO ATH3	UND	24.00	933.78	22,410.72	
1.4.08	ARMADO BIFASICO ATH1	UND	19.00	592.94	11,265.86	
1.4.09	ARMADO BIFASICO PSEC-2	UND	6.00	1,884.33	11,305.98	
1.4.10	ARMADO BIFASICO ATV3, ATV4	UND	48.00	356.02	17,088.96	
<b>1.5.00</b>	<b>ACCESORIOS</b>					<b>96,039.80</b>
1.5.01	RETENIDA OBLICUA EN POSTE DE C.A.C. DE 12M. TERRENO NORMAL	UND	232.00	396.02	91,876.64	
1.5.02	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-01 (RP - SE)	UND	6.00	693.86	4,163.16	
<b>1.6.00</b>	<b>CONDUCTORES ELECTRICOS</b>					<b>316,423.00</b>
1.6.01	CONDUCTOR AAAC 35 mm2 7 Hilos	ML	87,320.00	3.51	306,493.20	
1.6.02	AMORTIGUADOR PARA CONDUCTOR AAAC 35mm2	UND	131.00	75.80	9,929.80	
<b>1.7.00</b>	<b>TRABAJOS FINALES</b>					<b>16,588.26</b>
1.7.01	PRUEBA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	PTO	6.00	29.08	174.48	
1.7.02	PRUEBA DE AISLAMIENTO Y CONTINUIDAD	KM	26.92	82.28	2,214.98	
1.7.03	REVISIÓN GENERAL Y PUESTA EN SERVICIO	KM	26.92	59.35	1,597.70	
1.7.04	OPERACION EXPERIMENTAL	DIA	30.00	413.37	12,401.10	
<b>1.8.00</b>	<b>TRABAJOS COMPLEMENTARIOS</b>					<b>13,106.93</b>
1.8.01	EXPEDIENTE DE IMPOSICION DE SERVIDUMBRE	KM	26.92	428.47	11,561.33	
1.8.02	EXPEDIENTE CONFORME A OBRA LP (LINEA PRIMARIA)	KM	26.92	243.15	6,545.60	

TESIS: "Ampliación del Sistema Eléctrico y Mejoramiento de la Confiabilidad del Alimentador SM – 03, Vilcabamba, La Convención – Cusco"

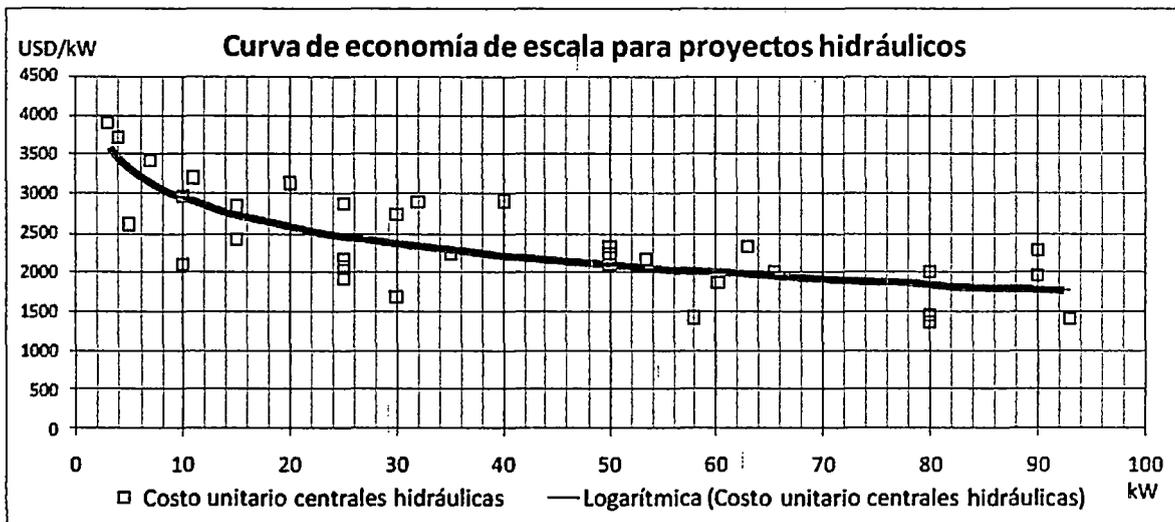
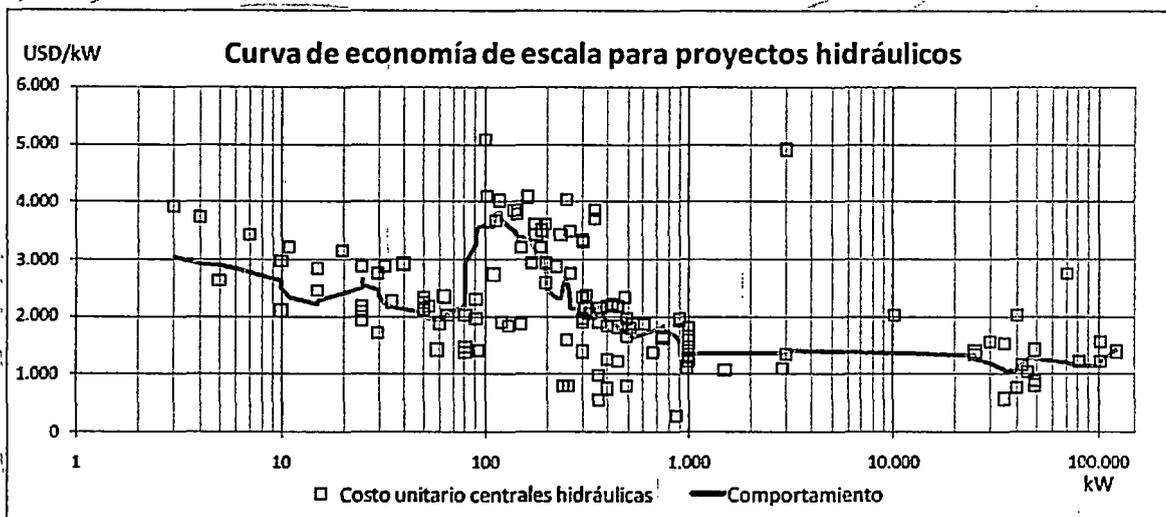
<b>2.0.00</b>	<b>REDES PRIMARIAS Y SUBESTACIONES</b>						
<b>2.1.00</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>						<b>47,183.57</b>
2.1.01	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO DE RP	KM	29.29	307.95		9,019.86	
2.1.02	INGENIERIA DE DETALLE RP (RED PRIMARIA)	KM	29.29	113.29		3,318.26	
2.1.03	MONITOREO ARQUEOLOGICO	KM	29.29	93.48		2,738.03	
2.1.04	MONITOREO AMBIENTAL	KM	29.29	95.48		2,796.61	
2.1.05	UBICACION DE ESTRUCTURAS EN RP	KM	29.29	396.60		11,616.41	
2.1.06	TALA DE ARBOLES EN FRANJA DE SERVIDUMBRE	KM	20.00	884.82		17,696.40	
2.1.07	CARTEL DE OBRA 2,4m x 4,6m	UND	0.00	1,079.96		0.00	
<b>2.2.00</b>	<b>TRANSPORTE</b>						<b>110,536.86</b>
2.2.01	TRANSPORTE DE MATERIALES A PUNTO DE MONTAJE	TN	120.00	368.44		44,212.80	
2.2.02	TRANSPORTE DE POSTES DE 12m DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	UND	198.00	334.97		66,324.06	
<b>2.3.00</b>	<b>ESTRUCTURAS</b>						<b>255,725.84</b>
2.3.01	POSTE DE C.A.C. 12/2KN	UND	164.00	1,289.29		211,443.56	
2.3.02	POSTE DE C.A.C. 13/3KN	UND	34.00	1,302.42		44,282.28	
<b>2.4.00</b>	<b>ARMADOS</b>						<b>147,955.65</b>
2.4.01	ARMADO BIFASICO AT1	UND	38.00	555.17		21,096.46	
2.4.02	ARMADO BIFASICO AT2	UND	23.00	619.68		14,252.64	
2.4.03	ARMADO BIFASICO AT3	UND	8.00	1,078.35		8,626.80	
2.4.04	ARMADO BIFASICO AT5	UND	56.00	862.31		48,289.36	
2.4.05	ARMADO BIFASICO DS-2	UND	32.00	540.58		17,298.56	
2.4.06	ARMADO BIFASICO TS-2	UND	19.00	1,008.43		19,160.17	
2.4.07	ARMADO BIFASICO ATH3	UND	2.00	933.78		1,867.56	
2.4.08	ARMADO BIFASICO ATH1	UND	2.00	592.94		1,185.88	
2.4.09	ARMADO BIFASICO PSEC-2	UND	6.00	1,884.33		11,305.98	
2.4.10	ARMADO BIFASICO ATV3, ATV4	UND	12.00	356.02		4,272.24	
<b>2.5.00</b>	<b>SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION</b>						<b>350,420.64</b>
2.5.01	SUBESTACION MONOPOSTE MONOFASICA TIPO SBM-5 A 25 KVA 22.90.44-0	UND	24.00	10,554.67		253,312.08	
2.5.02	SUBESTACION MONOPOSTE MONOFASICA TIPO SBM-50 A 100 KVA 22.90.44-0	UND	8.00	12,138.57		97,108.56	
<b>2.6.00</b>	<b>ACCESORIOS</b>						<b>129,754.90</b>
2.6.01	RETENIDA OBLICUA EN POSTE DE C.A.C. DE 12M. TERRENO NORMAL	UND	205.00	395.02		81,184.10	
2.6.02	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-01 (RP - SE)	UND	70.00	693.86		48,570.20	
<b>2.7.00</b>	<b>CONDUCTORES ELECTRICOS</b>						<b>234,994.20</b>
2.7.01	CONDUCTOR AAAC 25 mm2 7 Hilos	ML	77,110.00	2.94		226,703.40	
2.7.02	AMORTIGUADOR PARA CONDUCTOR AAAC 25mm2	UND	126.00	65.80		8,290.80	
<b>2.8.00</b>	<b>TRABAJOS FINALES</b>						<b>18,585.04</b>
2.8.01	PRUEBA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	PTO	70.00	29.08		2,035.60	
2.8.02	PRUEBA DE AISLAMIENTO Y CONTINUIDAD	KM	29.29	82.28		2,409.98	
2.8.03	REVISION GENERAL Y PUESTA EN SERVICIO	KM	29.29	59.35		1,738.36	
2.8.04	OPERACION EXPERIMENTAL	DIA	30.00	413.37		12,401.10	
<b>2.9.00</b>	<b>TRABAJOS COMPLEMENTARIOS</b>						<b>19,701.04</b>
2.9.01	EXPEDIENTE DE IMPOSICION DE SERVIDUMBRE	KM	29.29	429.47		12,579.18	
2.9.02	EXPEDIENTE CONFORME A OBRA RP (RED PRIMARIA)	KM	29.29	243.15		7,121.86	

TESIS: "Ampliación del Sistema Eléctrico y Mejoramiento de la Confiabilidad del Alimentador SM – 03, Vilcabamba, La Convención – Cusco"

3.0.00	REDES SECUNDARIAS						
3.1.00	TRABAJOS PRELIMINARES						15,486.26
3.1.01	REPLANTEO TOPOGRAFICO DE LAS REDES Y UBICACION DE ESTRUCTURAS	KM	45.30	81.54		3,693.76	
3.1.02	INGENIERIA DE DETALLE RS(REDES SECUNDARIAS)	KM	45.30	260.32		11,792.50	
3.2.00	TRANSPORTE						402,631.76
3.2.01	TRANSPORTE DE MATERIALES A PUNTO DE MONTAJE	TN	512.00	368.44		188,641.28	
3.2.02	TRANSPORTE DE POSTES DE 8m DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	UND	984.00	217.47		213,990.48	
3.3.00	ESTRUCTURAS						729,424.40
3.3.01	POSTE DE C.A.C. 8200/120/240	UND	226.00	694.81		205,663.76	
3.3.02	POSTE DE C.A.C. 8300/120/240	UND	688.00	761.28		523,760.64	
3.4.00	ARMADOS						65,824.89
3.4.01	ARMADO DE INICIO DE LINEA "1N"	UND	85.00	59.16		5,028.60	
3.4.02	ARMADO DE ALINIAMIENTO "E1"	UND	293.00	46.14		13,519.02	
3.4.03	ARMADO DE ANCLAJE Y/O CAMBIO DE SECCION "E2"	UND	9.00	69.42		624.78	
3.4.04	ARMADO DE FIN DE LINEA "E3"	UND	269.00	54.89		14,765.41	
3.4.05	ARMADO DE VANO FLOJO "E4"	UND	245.00	68.22		16,713.90	
3.4.06	ARMADO DE DERRIVACION "E5"	UND	75.00	74.42		5,581.50	
3.4.07	ARMADO DE DERRIVACION "E6"	UND	80.00	102.77		8,221.60	
3.4.08	ARMADO DE ALINIAMIENTO "E1" PA	UND	1.00	61.16		61.16	
3.4.09	ARMADO DE FIN DE LINEA "E3" PA	UND	10.00	69.34		693.40	
3.4.10	ARMADO DE VANO FLOJO "E4" PA	UND	1.00	94.17		94.17	
3.4.11	ARMADO DE DERRIVACION "E6" PA	UND	5.00	104.17		520.85	
3.5.00	ACCESORIOS						645,624.60
3.5.01	RETENIDA OBLICUA BT (Incluye excavación, relleno y compactado)	UND	641.00	497.64		318,987.24	
3.5.02	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-02 (RS)	UND	319.00	635.60		202,756.40	
3.5.03	PASTORAL Y EQUIPO DE ALUMBRADO DE 50W SON	UND	256.00	483.91		123,880.96	
3.6.00	CONDUCTORES						290,661.84
3.6.01	CABLE AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2x16+25N Tendido y Flechado	KM	35.58	6,081.23		216,370.16	
3.6.02	CABLE AUTOPORTANTE DE ALUMINIO 2x25+25N Tendido y Flechado	KM	9.66	7,690.65		74,291.68	
3.7.00	TRABAJOS FINALES						4,388.21
3.7.01	REVISION Y PRUEBAS ELECTRICAS EN BAJA TENSION	KM	45.30	96.87		4,388.21	
3.8.00	TRABAJOS COMPLEMENTARIOS						18,934.04
3.8.01	EXPEDIENTE CONFORME A OBRA RS (RED SECUNDARIA)	KM	45.30	417.97		18,934.04	
4.0.00	ACOMETIDAS						32,054.28
4.1.00	TRANSPORTE						32,054.28
4.1.01	TRANSPORTE DE MATERIALES A PUNTO DE MONTAJE	TN	87.00	368.44		32,054.28	
4.2.00	ACOMETIDAS DOMICILIARIAS						501,825.00
4.2.01	ACOMETIDA DOMICILIARIA DIRECTA SIMPLE	UND	1,518.00	293.75		445,912.50	
4.2.02	ACOMETIDA DOMICILIARIA DIRECTA CON CRUCE	UND	90.00	621.25		55,912.50	
<b>COSTO DIRECTO</b>							<b>4,967,283.26</b>

### ANEXO 5 - B

## PRESUPUESTO REFERENCIAL PARA LA ALTERNATIVA DE MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA



**ANEXO 5 - C**  
**PRESUPUESTO REFERENCIAL PARA LA AMPLIACIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN EN 60 KV**

RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO EN NUEVOS SOLES						
ITEM	DESCRIPCIÓN	LT 66 KV Combapata- Llusco (S/.)	Ampliación SE Combapata (S/.)	Nueva SE Llusco (S/.)	Telecomunicacion y Scada (S/.)	TOTAL (S/.)
1.1	SUMINISTROS DE MATERIALES Y EQUIPOS	8,037,066.95	970,005.55	3,012,741.43	1,561,092.80	13,579,907.20
1.2	MONTAJE ELECTROMECÁNICO	2,514,549.41	205,194.69	483,700.31	140,852.91	3,445,397.32
1.3	OBRAS CIVILES	2,674,354.14	200,559.69	1,107,204.31	0.00	3,582,128.14
1.4	TRANSPORTE DE MATERIALES (7% de 1.1)	552,594.69	67,901.42	210,891.90	109,205.50	950,593.51
<b>2</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>13,858,575.19</b>	<b>1,444,660.76</b>	<b>4,814,538.00</b>	<b>1,810,152.21</b>	<b>21,958,026.16</b>
2.1	GASTOS GENERALES	2,083,301.28	216,699.11	722,180.70	271,522.83	3,293,703.92
2.2	UTILIDADES	694,433.75	72,233.04	240,726.90	90,507.61	1,097,901.31
<b>3</b>	<b>SUB TOTAL DE COSTOS</b>	<b>16,566,410.23</b>	<b>1,733,592.91</b>	<b>5,777,445.60</b>	<b>2,172,182.66</b>	<b>25,349,631.39</b>
4	SUPERVISION					395,244.47
5	ESTUDIO DEFINITIVO (EXPEDIENTE TECNICO)					118,573.34
6	ESTUDIO SERVIDUMBRE Y ADQUISION DE TERRENO SE LLUSCO					126,478.23
7	ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL					118,573.34
8	CIRA					65,874.08
9	<b>PRESUPUESTO TOTAL DE COSTOS SIN IGV SOLES</b>					<b>27,174,374.85</b>
10	IGV					4,891,387.47
11	<b>PRESUPUESTO TOTAL (S/.)</b>					<b>32,065,762.32</b>

**ANEXO 5 - D**

**PRESUPUESTO REFERENCIAL PARA LA AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR  
TA – 05**

CODIGO	NOMBRE DE LA PARTIDA	UNIDAD	METRADO	COSTO UNIT.	SUBTOTAL	TOTAL
<b>1.0.00</b>	<b>LINEA PRIMARIA</b>					
<b>1.1.00</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>					<b>46,966.76</b>
1.1.01	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO DE LP	KM	28.00	307.95	8,622.60	
1.1.02	INGENIERIA DE DETALLE LP (LINEA PRIMARIA)	KM	28.00	113.29	3,172.12	
1.1.03	MONITOREO ARQUEOLOGICO	KM	28.00	93.48	2,617.44	
1.1.04	MONITOREO AMBIENTAL	KM	28.00	95.48	2,673.44	
1.1.05	UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS EN LP	KM	28.00	396.60	11,104.80	
1.1.06	TALA DE ARBOLES EN FRANJA DE SERVIDUMBRE	KM	20.00	884.82	17,696.40	
1.1.07	CARTEL DE OBRA 2.4m x 4.8m	UND	1.00	1,079.96	1,079.96	
<b>1.2.00</b>	<b>TRANSPORTE</b>					<b>103,837.46</b>
1.2.01	TRANSPORTE DE MATERIALES A PUNTO DE MONTAJE	TN	120.00	368.44	44,212.80	
1.2.02	TRANSPORTE DE POSTES DE 12m DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	UND	178.00	334.97	59,624.66	
<b>1.3.00</b>	<b>ESTRUCTURAS</b>					<b>231,830.76</b>
1.3.02	POSTE DE C.A.C. 13/3KN	UND	178.00	1,302.42	231,830.76	
<b>1.4.00</b>	<b>ARMADOS</b>					<b>125,252.05</b>
1.4.01	ARMADO BIFASICO AT1	UND	49.00	555.17	27,203.33	
1.4.02	ARMADO BIFASICO AT2	UND	7.00	619.68	4,337.76	
1.4.03	ARMADO BIFASICO AT3	UND	24.00	1,078.35	25,880.40	
1.4.04	ARMADO BIFASICO AT5	UND	6.00	862.31	5,173.86	
1.4.05	ARMADO BIFASICO DS-2	UND	1.00	540.58	540.58	
1.4.06	ARMADO BIFASICO TS-2	UND	1.00	1,008.43	1,008.43	
1.4.07	ARMADO BIFASICO ATH3	UND	24.00	933.78	22,410.72	
1.4.08	ARMADO BIFASICO ATH1	UND	19.00	592.94	11,265.86	
1.4.09	ARMADO BIFASICO PSEC-2	UND	7.00	1,884.33	13,190.31	
1.4.10	ARMADO BIFASICO ATV3, ATV4	UND	40.00	356.02	14,240.80	
<b>1.5.00</b>	<b>ACCESORIOS</b>					<b>99,207.96</b>
1.5.01	RETENIDA OBLICUA EN POSTE DE C.A.C. DE 12M. TERRENO NORMAL	UND	240.00	396.02	95,044.80	
1.5.02	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-01(RP - SE)	UND	6.00	693.66	4,163.16	
<b>1.6.00</b>	<b>CONDUCTORES ELECTRICOS</b>					<b>319,890.80</b>
1.6.01	CONDUCTOR AAAC 35 mm2 7 Hilos	ML	88,200.00	3.51	309,582.00	
1.6.02	AMORTIGUADOR PARA CONDUCTOR AAAC 35mm2	UND	136.00	75.60	10,308.80	
<b>1.7.00</b>	<b>TRABAJOS FINALES</b>					<b>16,541.22</b>
1.7.01	PRUEBA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	PTO	6.00	29.08	174.48	
1.7.02	PRUEBA DE AISLAMIENTO Y CONTINUIDAD	KM	28.00	82.28	2,303.84	
1.7.03	REVISIÓN GENERAL Y PUESTA EN SERVICIO	KM	28.00	59.35	1,661.80	
1.7.04	OPERACION EXPERIMENTAL	DIA	30.00	413.37	12,401.10	
<b>1.8.00</b>	<b>TRABAJOS COMPLEMENTARIOS</b>					<b>18,833.36</b>
1.8.01	EXPEDIENTE DE IMPOSICION DE SERVIDUMBRE	KM	28.00	429.47	12,025.16	
1.8.02	EXPEDIENTE CONFORME A OBRA LP (LINEA PRIMARIA)	KM	28.00	243.15	6,808.20	
<b>COSTO DIRECTO</b>						<b>962,360.37</b>

**ANEXO 5 - E**

**PRESUPUESTO REFERENCIAL PARA LA AMPLIACIÓN DEL ALIMENTADOR SM – 03**

CODIGO	NOMBRE DE LA PARTIDA	UNIDAD	METRADO	COSTO UNIT.	SUBTOTAL	TOTAL
<b>1.0.00</b>	<b>LÍNEA PRIMARIA</b>					
<b>1.1.00</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>					<b>25,030.16</b>
1.1.01	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO DE LP	KM	15.00	307.95	4,619.25	
1.1.02	INGENIERIA DE DETALLE LP (LINEA PRIMARIA)	KM	15.00	113.29	1,699.35	
1.1.03	MONITOREO ARQUEOLOGICO	KM	15.00	93.48	1,402.20	
1.1.04	MONITOREO AMBIENTAL	KM	15.00	95.48	1,432.20	
1.1.05	UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS EN LP	KM	15.00	396.60	5,949.00	
1.1.06	TALA DE ARBOLES EN FRANJA DE SERVIDUMBRE	KM	10.00	884.82	8,848.20	
1.1.07	CART EL DE OBRA 2.4m x 4.8m	UND	1.00	1,079.96	1,079.96	
<b>1.2.00</b>	<b>TRANSPORTE</b>					<b>55,039.87</b>
1.2.01	TRANSPORTE DE MATERIALES A PUNTO DE MONTAJE	TN	63.00	368.44	23,211.72	
1.2.02	TRANSPORTE DE POSTES DE 12m DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	UND	95.00	334.97	31,822.15	
<b>1.3.00</b>	<b>ESTRUCTURAS</b>					<b>123,729.90</b>
1.3.02	POSTE DE C.A.C. 130KN	UND	95.00	1,302.42	123,729.90	
<b>1.4.00</b>	<b>ARMADOS</b>					<b>67,395.59</b>
1.4.01	ARMADO BIFASICO AT1	UND	24.00	555.17	13,324.08	
1.4.02	ARMADO BIFASICO AT2	UND	4.00	619.68	2,478.72	
1.4.03	ARMADO BIFASICO AT3	UND	13.00	1,078.35	14,018.55	
1.4.04	ARMADO BIFASICO AT5	UND	3.00	862.31	2,586.93	
1.4.05	ARMADO BIFASICO DS-2	UND	1.00	540.58	540.58	
1.4.06	ARMADO BIFASICO TS-2	UND	1.00	1,008.43	1,008.43	
1.4.07	ARMADO BIFASICO ATH3	UND	13.00	933.78	12,139.14	
1.4.08	ARMADO BIFASICO ATH1	UND	10.00	592.94	5,929.40	
1.4.09	ARMADO BIFASICO PSEC-2	UND	4.00	1,884.33	7,537.32	
1.4.10	ARMADO BIFASICO ATV3, ATV4	UND	22.00	356.02	7,832.44	
<b>1.5.00</b>	<b>ACCESORIOS</b>					<b>53,168.16</b>
1.5.01	RETENIDA OBLICUA EN POSTE DE C.A.C. DE 12M. TERRENO NORMAL	UND	129.00	396.02	51,086.58	
1.5.02	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-01(RP - SE)	UND	3.00	693.86	2,081.58	
<b>1.6.00</b>	<b>CONDUCTORES ELÉCTRICOS</b>					<b>171,530.90</b>
1.6.01	CONDUCTOR AAAC 35 mm2 7 Hilos	ML	47,250.00	3.51	165,847.50	
1.6.02	AMORTIGUADOR PARA CONDUCTOR AAAC 35mm2	UND	73.00	75.80	5,533.40	
<b>1.7.00</b>	<b>TRABAJOS FINALES</b>					<b>14,612.79</b>
1.7.01	PRUEBA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	PTO	3.00	29.08	87.24	
1.7.02	PRUEBA DE AISLAMIENTO Y CONTINUIDAD	KM	15.00	82.28	1,234.20	
1.7.03	REVISIÓN GENERAL Y PUESTA EN SERVICIO	KM	15.00	59.35	890.25	
1.7.04	OPERACION EXPERIMENTAL	DIA	30.00	413.37	12,401.10	
<b>1.8.00</b>	<b>TRABAJOS COMPLEMENTARIOS</b>					<b>10,089.50</b>
1.8.01	EXPEDIENTE DE IMPOSICION DE SERVIDUMBRE	KM	15.00	429.47	6,442.05	
1.8.02	EXPEDIENTE CONFORME A OBRA LP (LINEA PRIMARIA)	KM	15.00	243.15	3,647.25	
<b>COSTO DIRECTO</b>						<b>520,440.67</b>

## ANEXO 06

### (CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE AISLAMIENTO)

Para el aislador tipo PIN:

a) Factor de corrección debido a la altura

$$Fh = 1 + 1.25 * (h - 1000) * 10^{-4}$$

Dónde:  $Fh$  = Factor de corrección debido a la altura

$h$  = Altura máxima (m.s.n.m.)

$$Fh = 1.44$$

b) Factor de corrección debido a la temperatura

$$Ft = \frac{273 + T}{313}$$

Dónde:  $Ft$  = Factor de corrección debido a la temperatura

$T$  = Temperatura máxima de operación

$$Ft = 1.00$$

c) Factor de corrección

$$Fcorr = Ft * Fh$$

Dónde:  $Fcorr$  = Factor de corrección

$Fh$  = Factor de corrección debido a la altura

$Ft$  = Factor de corrección debido a la temperatura

$$Fcorr = 1.44$$

d) Tensión disruptiva bajo lluvia mínima (KV)

$$U = 2.1 * (Vn * Fcorr + 5)$$

Dónde:  $U$  = Tensión disruptiva bajo lluvia mínima

$Vn$  = Tensión nominal del sistema

$Fcorr$  = Factor de corrección

$$U = 79.63 \text{ KV}$$

e) Fuerza del viento sobre el conductor (Kg)

$$Fvc = Vb * \emptyset c * Pv * \text{COS}(\emptyset / 2)$$

Dónde:  $Fvc$  = Fuerza del viento sobre el conductor

$Vb$  = Vano promedio

$\emptyset c$  = Diámetro del conductor

$Pv$  = Presión del viento

$\emptyset$  = Ángulo de la línea

$$Fvc = 23.60 \text{ Kg}$$

f) Tracción del conductor (Kg)

$$Tc = 2 * Tmax * \text{SENO}(\emptyset / 2)$$

Dónde:  $Tc$  = Tracción del conductor

$Tmax$  = Tensión máxima del sistema

$\emptyset$  = Ángulo de la línea

$$Tc = 43.84 \text{ Kg}$$

g) Fuerza total sobre el conductor (Kg)

$$Fc = Fvc + Tc$$

Dónde:  $Fc$  = Fuerza total sobre el conductor

$F_{vc}$  = Fuerza del viento sobre el conductor

$T_c$  = Tracción del conductor

$$F_c = 67.44 \text{ Kg}$$

h) Línea de fuga del aislador (cm)

$$L = \frac{V_n * F_{corr} * M}{N * \sqrt{\delta}}$$

Dónde:  $L$  = Línea de fuga del aislador

$V_n$  = Tensión nominal del sistema

$F_{corr}$  = Factor de corrección

$M$  = Grado de Aislamiento

$N$  = Cantidad de Aisladores

$\delta$  = Densidad relativa del aire

$$L = 52.67 \text{ cm}$$

i) Carga de los aisladores (Kg)

$$Q = C_s * F_c$$

Dónde:  $Q$  = Carga de los aisladores

$C_s$  = Coeficiente de Seguridad

$F_c$  = Fuerza total sobre el conductor

$$Q = 202.32 \text{ Kg}$$

Transformando a unidades de KN:

$$Q = 1.98 \text{ KN}$$

Para el aislador tipo suspensión:

a) Factor de corrección debido a la altura

$$Fh = 1 + 1.25 * (h - 1000) * 10^{-4}$$

Dónde:  $Fh$  = Factor de corrección debido a la altura  
 $h$  = Altura máxima (m.s.n.m.)

$$Fh = 1.44$$

b) Factor de corrección debido a la temperatura

$$Ft = \frac{273 + T}{313}$$

Dónde:  $Ft$  = Factor de corrección debido a la temperatura  
 $T$  = Temperatura máxima de operación

$$Ft = 1.00$$

c) Factor de corrección

$$Fcorr = Ft * Fh$$

Dónde:  $Fcorr$  = Factor de corrección  
 $Fh$  = Factor de corrección debido a la altura  
 $Ft$  = Factor de corrección debido a la temperatura

$$Fcorr = 1.44$$

d) Tensión disruptiva bajo lluvia mínima (KV)

$$U = 2.1 * (Vn * Fcorr + 5)$$

Dónde:  $U$  = Tensión disruptiva bajo lluvia mínima  
 $Vn$  = Tensión nominal del sistema  
 $Fcorr$  = Factor de corrección

$$U = 79.63 \text{ KV}$$

e) Fuerza del viento sobre el conductor (Kg)

$$F_{vc} = Vb * \varnothing_c * P_v * \text{COS}(\varnothing / 2)$$

Dónde:  $F_{vc}$  = Fuerza del viento sobre el conductor

$Vb$  = Vano promedio

$\varnothing_c$  = Diámetro del conductor

$P_v$  = Presión del viento

$\varnothing$  = Ángulo de la línea

$$F_{vc} = 11.28 \text{ Kg}$$

f) Tracción del conductor (Kg)

$$T_c = 2 * T_{\text{max}} * \text{SENO}(\varnothing / 2)$$

Dónde:  $T_c$  = Tracción del conductor

$T_{\text{max}}$  = Tensión máxima del sistema

$\varnothing$  = Ángulo de la línea

$$T_c = 710.64 \text{ Kg}$$

g) Fuerza total sobre el conductor (Kg)

$$F_c = F_{vc} + T_c$$

Dónde:  $F_c$  = Fuerza total sobre el conductor

$F_{vc}$  = Fuerza del viento sobre el conductor

$T_c$  = Tracción del conductor

$$F_c = 721.92 \text{ Kg}$$

h) Número de aisladores

$$N = \frac{V_{\text{max}} * F_{\text{corr}} * M}{L * \sqrt{\delta}}$$

Dónde:  $N$  = Cantidad de Aisladores  
 $V_{max}$  = Tensión máxima del sistema  
 $F_{corr}$  = Factor de corrección  
 $M$  = Grado de Aislamiento  
 $L$  = Línea de fuga del aislador  
 $\delta$  = Densidad relativa del aire

$$N = 1.7$$

i) Carga de los aisladores (Kg)

$$Q = C_s * F_c$$

Dónde:  $Q$  = Carga de los aisladores  
 $C_s$  = Coeficiente de Seguridad  
 $F_c$  = Fuerza total sobre el conductor

$$Q = 2165.76 \text{ Kg}$$

Transformando a unidades de KN:

$$Q = 21.25 \text{ KN}$$

## ANEXO 07

### (CÁLCULO DEL ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CUENCA DE INCAHUASI)

DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE LAMPARAS											
AMPLIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA CUENCA DE INCAHUASI, DISTRITO DE VILCABAMBA, PROVINCIA DE LA CONVENCION - REGION CUSCO											
DATOS ESTABLECIDOS SEGÚN NORMA DGE "ALUMBRADO DE VÍAS PÚBLICAS EN ÁREAS RURALES 2011"											
Determinación del consumo de energía mensual por alumbrado público de acuerdo a la fórmula:											
$CMAP = F \times KALP \times UN$											
CMAP:	Consumo mensual de alumbrado público en kWh										
KALP:	Factor de AP en kWh/usuario-mes										
UN:	Numero de usuarios de la localidad										
Para calcular el numero de puntos de iluminación usamos la siguiente fórmula:											
$PI = (CMAP \times 1000) / (NHMAP \times PPL)$											
PI:	Puntos de Iluminación										
CMAP:	Consumo mensual de alumbrado público en kWh										
NHMAP:	Numero de horas mensuales del servicio de alumbrado Público (horas/mes)										
PPL:	Potencia Nominal promedio de la lampara de alumbrado público en watts										
Para el control con interruptor horario: NHMAP (hora/mes) = 360											
F = 1											
Nota: La cantidad de puntos de iluminación (PI) en el caso de ser decimal se debe redondear al entero inferior											
Item	Localidad	Nº Usuarios (NU)	Potencia Lámparas	Pérdida Lámparas	Potencia Total Lámparas (PPL)	Constante (KALP)	Potencia Mensual Kwh(CMAP)	Días por mes	Horas Diarias	Total Horas Mes (NHMAP)	Puntos de Iluminación (PI)
1	OCCOLLOYUC	20	50	10	60	6.3	126.0	30	12	360	5
2	RUMICHACA	9	50	10	60	6.3	56.7	30	12	360	2
3	LLOCLLATE	12	50	10	60	6.3	75.6	30	12	360	3
4	CHOQUETIRA	63	50	10	60	6.3	396.9	30	12	360	18
5	LIGIANA	10	50	10	60	6.3	63.0	30	12	360	2
6	ACCOBAMBA	40	50	10	60	6.3	252.0	30	12	360	11
7	LUCUYPATA	25	50	10	60	6.3	157.5	30	12	360	7
8	PALTAYBAMBA	17	50	10	60	6.3	107.1	30	12	360	4
9	ACCONCHARCAS	25	50	10	60	6.3	157.5	30	12	360	7
10	HATUMPAMPA	29	50	10	60	6.3	182.7	30	12	360	8
11	AMAYBAMBA 01	144	50	10	60	6.3	907.2	30	12	360	42
12	AMAYBAMBA 02	161	50	10	60	6.3	1014.3	30	12	360	46
13	PACCAYPATA	81	50	10	60	6.3	510.3	30	12	360	23
14	OCHUPUCRO	45	50	10	60	6.3	283.5	30	12	360	13
15	QUELLOMOCCO	17	50	10	60	6.3	107.1	30	12	360	4
16	SARAPAMPA	18	50	10	60	6.3	113.4	30	12	360	5
17	APAYLLA	77	50	10	60	6.3	485.1	30	12	360	22
18	ERAPATA	137	50	10	60	6.3	863.1	30	12	360	39
19	CCATCCAPATA	22	50	10	60	6.3	138.6	30	12	360	6
20	PUCARUMI	18	50	10	60	6.3	113.4	30	12	360	5
21	SAN MARTIN	70	50	10	60	6.3	441.0	30	12	360	20
22	NARANJAL	84	50	10	60	6.3	529.2	30	12	360	24
23	LUYCHUHUAACCTANA	32	50	10	60	6.3	201.6	30	12	360	9
24	CORRALPATA	19	50	10	60	6.3	119.7	30	12	360	5
25	INCAHUASI	55	50	10	60	6.3	346.5	30	12	360	16
26	PATAPAMPA	39	50	10	60	6.3	245.7	30	12	360	11
27	CCARCCO	12	50	10	60	6.3	75.6	30	12	360	3
28	SILLAPATA	63	50	10	60	6.3	396.9	30	12	360	18
29	CRUZPATA	24	50	10	60	6.3	151.2	30	12	360	7
30	SAN FERNANDO 01	114	50	10	60	6.3	718.2	30	12	360	33
31	SAN FERNANDO 02	54	50	10	60	6.3	340.2	30	12	360	15
32	PACCAYPATA	72	50	10	60	6.3	453.6	30	12	360	21
										<b>Total</b>	<b>454</b>

## ANEXO 08

(CÁLCULO DE LA POTENCIA INSTALADA EN LA CUENCA DE INCAHUASI)

<b>SUB ESTACION BIFASICA OCCOLLOYUC</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 01</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	19	0.5	1.90
CARGA ESPECIAL: Iglesia Evangélica	1.00	1	1	1.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	5	1	0.30
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>3.20</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.096</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>3.30</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>4.65</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>5.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA RUMICHACA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 02</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	9	0.5	0.90
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	2	1	0.12
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>1.02</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.031</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>1.05</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>1.48</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>3.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA LLOCLLATE</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 03</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	12	0.5	1.20
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	3	1	0.18
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>1.38</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.041</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>1.42</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>2.00</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>3.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA CHOQUETIRA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 04</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	58	0.5	5.8
CARGAS ESPECIALES: I.E. Choquetira Iglesia Católica Salón Comunal Iglesia Evangélica Posta Medica Choquetira	1.00	5	1	5
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	18	1	1.08
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>11.88</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.356</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>12.24</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>17.26</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>25.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA LIGIANA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 05</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	10	0.5	1.00
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	2	1	1.12
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>2.12</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.064</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>2.18</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>3.08</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>5.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA ACCOBAMBA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 06</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	36	0.5	3.6
CARGAS ESPECIALES: Iglesia Católica I.E. Accobamba Salón Comunal Posta Médica	1.00	4	1	4
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	11	1	0.66
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>8.26</b>

<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>	0.248
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>	<b>8.51</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>	<b>12.00</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>	<b>15.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA LUCUYPATA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 07</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	23	0.5	2.3
CARGAS ESPECIALES:				
Iglesia Evangélica	1.00	2	1	2
Iglesia Católica				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	7	1	0.42
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				4.72
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.142
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>4.86</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>6.86</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>10.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA PALTAYBAMBA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 08</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	17	0.5	1.70
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	4	1	0.24
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				1.94
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.058
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>2.00</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>2.82</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>3.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA ACCONCHARCAS</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 09</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	23	0.5	2.30
CARGAS ESPECIALES:				
Iglesia Evangélica	1.00	2	1	2.00
Casa Comunal				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	7	1	0.42
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				4.72

<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>	<b>0.142</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>	<b>4.86</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>	<b>6.86</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>	<b>10.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA HATUMPAMPA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 10</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	24	0.5	2.4
CARGAS ESPECIALES:				
I.E. Hatunpampa				
Iglesia Católica	1.00	5	1	5
Iglesia Evangélica				
Salón Comunal				
Cooperativa San Fernando				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	8	1	0.48
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>7.88</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.236</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>8.12</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>11.45</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>15.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA AMAYBAMBA 01</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 11</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	137	0.5	13.7
CARGAS ESPECIALES:				
Cooperativa Incahuasi				
Mercado Amaybamba				
Iglesia Evangélica	1.00	7	1	7
Comisaría Amaybamba				
Inicial Amaybamba				
Salón Comunal				
Centro de Salud				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	42	1	2.52
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>23.22</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.697</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>23.92</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>33.73</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>50.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA AMAYBAMBA 02</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 12</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	158	0.5	15.8
CARGAS ESPECIALES:				
Iglesia Evangélica	1.00	3	1	3
Campo Deportivo				
Beneficencia Publica				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	46	1	2.76
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>21.56</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.647</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>22.21</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>31.32</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>50.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA PACCAYBAMBA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 13</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	75	0.5	7.5
CARGAS ESPECIALES:				
Vivero Paccaybamba	1.00	6	1	6
Planta Cooperativa San Fernando				
Planta Cooperativa Incahuasi				
Iglesia Católica				
I.E. Paccaybamba				
Estadio Paccaybamba				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	23	1	1.38
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>14.88</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.446</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>15.33</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>21.62</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>25.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA OCHUPUCRO</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 14</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	42	0.5	4.2

<b>CARGAS ESPECIALES:</b>				
Iglesia Evangélica	1.00	3	1	3
Salón Comunal				
Iglesia Católica				
<b>ALUMBRADO PUBLICO:</b>	0.06	13	1	0.78
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				7.98
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.239
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				8.22
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				11.59
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				15.00

<b>SUB ESTACION BIFASICA QUELLOMOCCO - CHIRIMOYAYOC</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 15</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	16	0.5	1.6
<b>CARGA ESPECIAL:</b>				
Iglesia Evangélica	1.00	1	1	1
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	4	1	0.24
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				2.84
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.085
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				2.93
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				4.13
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				5.00

<b>SUB ESTACION BIFASICA SARAPAMPA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 16</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	17	0.5	1.7
<b>CARGA ESPECIAL:</b>				
Cooperativa San Fernando	1.00	1	1	1
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	5	1	0.3
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				3.00
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.09
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				3.09
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				4.36
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				5.00

<b>SUB ESTACION TRIFASICA APAYLLA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 17</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	71	0.5	7.1
CARGAS ESPECIALES:				
Iglesia Evangélica				
Salón Comunal				
Escuela Apaylla	1.00	6	1	6.00
Cooperativa Incahuasi				
Templo Católico				
Local Municipal				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	22	1	1.32
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				14.42
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.433
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				14.85
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				20.95
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				25.00

<b>SUB ESTACION TRIFASICA ERAPATA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 18</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	131	0.5	13.1
CARGAS ESPECIALES:				
Iglesia Católica				
Escuela Erapata				
Iglesia Evangélica	1.00	6	1	6.00
Cooperativa San Fernando				
Salón Comunal				
Cooperativa Incahuasi				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	39	1	2.34
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				21.44
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.643
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				22.08
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				31.15
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				50.00

<b>SUB ESTACION BIFASICA CCATCCAPATA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 19</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	22	0.5	2.20

CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	6	1	0.36
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				2.56
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.077
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				2.64
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				3.72
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				5.00

<b>SUB ESTACION BIFASICA PUCARUMI</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 20</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	18	0.5	1.80
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	5	1	0.30
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				2.10
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.063
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				2.16
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				3.05
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				5.00

<b>SUB ESTACION TRIFASICA SAN MARTIN</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 21</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	66	0.5	6.6
CARGAS ESPECIALES:				
I.E. San Martin				
Salón Comunal	1.00	4	1	4.00
UGEL - Incáhuasi				
Puesto de Salud				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	20	1	1.20
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				11.8
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.354
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				12.15
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				17.14
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				25.00

<b>SUB ESTACION TRIFASICA NARANJAL</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 22</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	80	0.5	8.00

CARGAS ESPECIALES:				
Iglesia Evangélica				
I.E. Naranjal	1.00	4	1	4.00
Iglesia Católica				
Salón Comunal				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	24	1	1.44
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>13.44</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.403</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>13.84</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>19.53</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>25.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA LUYCHUHUACCTANA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 23</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	32	0.5	3.20
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	9	1	0.54
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>3.74</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.112</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>3.85</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>5.43</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>10.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA CORRALPATA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 24</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	19	0.5	1.90
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	5	1	0.30
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>2.20</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.066</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>2.27</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>3.20</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>5.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA INCAHUASI</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 25</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	52	0.5	5.20

<b>CARGAS ESPECIALES:</b>				
I.E. Incahuasi	1.00	3	1	3.00
Iglesia Católica				
Comisaría Incahuasi				
<b>ALUMBRADO PUBLICO:</b>	0.06	16	1	0.96
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				9.16
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.275
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				9.43
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				13.31
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				15.00

<b>SUB ESTACION BIFASICA PATAPAMPA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 26</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	38	0.5	3.80
<b>CARGA ESPECIAL:</b>				
Casa Módulo Ovinos	1.00	1	1	1.00
<b>ALUMBRADO PUBLICO:</b>	0.06	11	1	0.66
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				5.46
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.164
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				5.62
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				7.93
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				10.00

<b>SUB ESTACION BIFASICA CCARCCO</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 27</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	12	0.5	1.20
<b>CARGA ESPECIAL:</b>				
	1.00	0	1	0.00
<b>ALUMBRADO PUBLICO:</b>	0.06	3	1	0.18
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				1.38
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.041
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				1.42
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				2.00
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				3.00

<b>SUB ESTACION TRIFASICA SILLAPATA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 28</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	60	0.5	6.00

<b>CARGAS ESPECIALES:</b>				
Salón Comunal	1.00	3	1	3.00
Iglesia Católica				
Escuela Sillapata				
<b>ALUMBRADO PUBLICO:</b>	0.06	18	1	1.08
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				10.08
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.302
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>10.38</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>14.64</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>25.00</b>

<b>SUB ESTACION BIFASICA CRUZPATA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 29</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	24	0.5	2.40
CARGA ESPECIAL:	1.00	0	1	0.00
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	7	1	0.42
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				2.82
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.085
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>2.90</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>4.10</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>5.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA SAN FERNANDO 01</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 30</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	102	0.5	10.20
<b>CARGAS ESPECIALES:</b>				
Iglesia Católica				
Primaria San Fernando				
Casa Comunal				
Iglesia Evangélica	1.00	12	1	12.00
Inicial San Fernando				
Centro Médico				
Salón Comunal				
Colegio San Fernando				
Cooperativa San Fernando				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	33	1	1.98
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				24.18
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				0.725

<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>	<b>24.91</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>	<b>35.13</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>	<b>50.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA SAN FERNANDO 02</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 31</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	52	0.5	5.20
CARGAS ESPECIALES:				
Comedor Popular	1.00	2	1	2.00
Comisaría San Fernando				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	15	1	0.9
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>8.1</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.243</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>8.34</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>11.77</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>15.00</b>

<b>SUB ESTACION TRIFASICA PACCAYPATA</b>				
<b>CARGAS A ALIMENTAR S.E. N° 32</b>				
<b>SECTOR</b>	<b>M.D. KW</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>F.S.</b>	<b>KW</b>
DOMESTICO:	0.20	62	0.5	6.20
CARGAS ESPECIALES:				
Iglesia Evangélica Peruana				
Posta Médica				
Salón Comunal				
Comedor Popular	1.00	10	1	10.00
Iglesia Católica				
Primaria Paccaypata				
Cooperativa San Fernando				
Cooperativa Incahuasi				
ALUMBRADO PUBLICO:	0.06	21	1	1.26
<b>SUB TOTAL (KW)</b>				<b>17.46</b>
<b>PERDIDAS DE DISTRIBUCION 3% (KW)</b>				<b>0.524</b>
<b>POTENCIA REQUERIDA (KW)</b>				<b>17.98</b>
<b>POTENCIA DE DISEÑO (KVA)</b>				<b>25.37</b>
<b>POTENCIA NORMALIZADA (KVA)</b>				<b>25.00</b>

## **ANEXO 09**

**(REGULADOR DE TENSION)**

**Identificación de los aisladores de alto voltaje**

Los aisladores de AT son identificados conforme la nomenclatura descrita en la tabla 1 y de acuerdo con el estándar ABNT. El estándar ANSI de nomenclatura puede ser utilizado si es especificado. Esa identificación está en forma indeleble marcada en la tapa del regulador en bajorrelieve y reforzada con pintura.

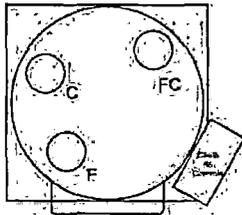


Figura 3: Ubicación de los terminales en la tapa del regulador.

Tabla 1: Correspondencia entre nomenclatura de aisladores ABNT y ANSI.

AISLADORES	NOMENCLATURA	
	ABNT	ANSI
FUENTE	"F"	"S"
CARGA	"C"	"L"
COMÚN	"FC"	"SL"

**SISTEMAS DE CONEXIÓN**

El regulador puede trabajar en circuitos monofásicos, bifásicos o en banco, en los circuitos trifásicos. En el caso de circuitos trifásicos, hay posibilidad de tres tipos de conexión:

- dos reguladores conectados en delta abierto
- tres reguladores conectados en delta;
- tres reguladores conectados en estrella puesta a tierra.

**IMPORTANTE: Tres reguladores no deben ser conectados directamente en estrella en circuitos trifásicos a tres hilos, porque puede haber desplazamiento del neutro.**

El tipo de conexión define el voltaje nominal del regulador y diagramas típicos de conexión son mostrados en las figuras 4, 5, 6, 7 y 8.

**Monofásico entre fase y neutro puesto a tierra**

**Características:**

- Conexión conforme figura 4;
- Voltaje nominal del regulador es igual a el voltaje nominal entre fase neutro del alimentador;
- Para una carga puramente resistiva, la desfase entre la corriente y el voltaje medidas en el regulador será de 0° (cero grados);
- Regulación efectiva: +/- 10% entre fase y neutro;
- La corriente es medida solamente en la fase.

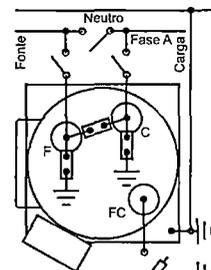


Figura 4: Conexión en línea monofásica.

**Bifásico**

**Características:**

- Conexión conforme figura 5;
- Voltaje nominal del regulador es igual a el voltaje nominal entre las fases del alimentador;
- Para una carga puramente resistiva, la desfase entre la corriente y el voltaje medidas en el regulador será - 30° o + 30° dependiendo de la secuencia de fases;
- Regulación: +/- 10% del voltaje entre fases;
- La corriente es medida solamente en 1 de las 2 fases.

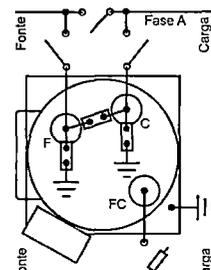


Figura 5: Conexión en línea de dos fases.

**Delta Abierto**

**Características:**

- Conexión conforme figura 6;
- Voltaje nominal del regulador es igual a el voltaje nominal entre fases del alimentador;
- Para una carga puramente resistiva. El desfase entre la corriente y el voltaje medidas en el regulador será - 30° para un de los reguladores y + 30° para el otro;
- Regulación: +/- 10% del voltaje entre fases para las tres fases;
- La corriente es medida solamente en 2 de las 3 fases.

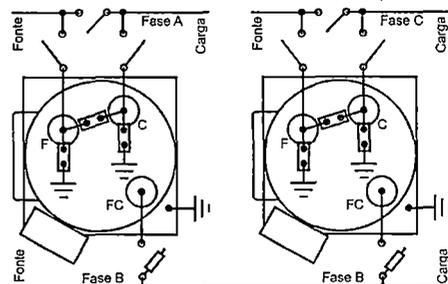


Figura 6: Conexión delta abierto de dos reguladores monofásicos en línea trifásica.

**Delta**

**Características:**

Conexión conforme figura 7;

Voltaje nominal del regulador es igual a el

voltaje nominal fase-fase del alimentador;

Para una carga puramente resistiva, la desfase entre la corriente y el voltaje medidas en el regulador será  $-30^\circ$  para todos los reguladores;

- Regulación:  $\pm 15\%$  del voltaje fase-fase para operación en flujo directo de potencia;

- Caso cualquier un de los 3 reguladores del banco seia puesto en bypass, el banco

pasa a comportar como en delta abierto con regulación de  $\pm 10\%$  para las 3 fases, manteniendo, sin embargo, la configuración de desfase entre las tensiones y las corrientes medidas;

- La corriente es medida en las 3 fases pero puede tener errores de asta 5,35% en funcione de la derivación hecha en el terminal de carga, "L" o "C" para la toma de referencia a el otro regulador del banco.

- Para reguladores en delta cerrado que pueden operar en flujo inverso de potencia, excepto los casos en que el flujo inverso es proporcionado exclusivamente por cogeneración, será obligatorio el uso de TP externo e independiente con secundario conectado al terminal 26 en la regla del bornes del control del regulador y con primario conectado el aislador "F" del regulador de la fase de referencia, entendiéndose como "fase de referencia" la fase donde el aislador "FC" del regulador está conectado respetando y manteniendo la misma secuencia de fase y polaridad de la conexión para flujo directo (mayores detalles en "voltaje y referencia" e ítem 47 de la tabla 7 y sus detalles).

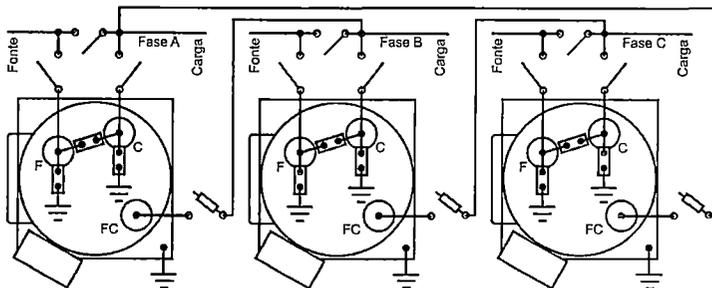


Figura 7: Conexión delta de tres reguladores monofásicos en línea trifásica.

**Observación 1:** La entrada para señal del TP externo independiente es opcional y debe ser solicitada en el pedido.

**Observación 2:** El TP independiente externo es opcional y debe ser solicitado en el pedido.

**Estrella**

**Características:**

- Conexión conforme figura 8;

- Voltaje nominal del regulador es igual a el voltaje nominal fase neutra del alimentador;

- Para una carga puramente resistiva, la desfase entre la corriente y el voltaje medidas en el regulador será  $0^\circ$  (cero grado);

- La corriente es medida en las 3 fases.

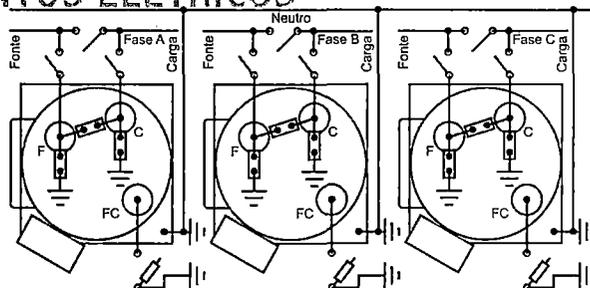


Figura 8: Conexión estrella de tres reguladores monofásicos en línea trifásica con neutro sólidamente aterrado.

**IMPORTANTE:** En los esquemas propuestos, se impone las conexiones de los terminales comunes ("FC" o "SL") a la malla de tierra de forma individual e independiente del tierra de las cubas para eliminar la posibilidad de fluctuación del neutro por la pérdida total o parcial de tierra.

**PELIGRO:** En estos diagramas, si una de las conexiones de los terminales comunes quedarse abierta, el regulador se comportará como si estuviese en la posición neutral y las tensiones en los 3 terminales serán iguales a la tensión de la fuente. Los reguladores de otros bancos siguen funcionando normalmente.