

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

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

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

**“ESTUDIO DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DEL  
SISTEMA ELECTRICO URUBAMBA”**

Presentado por:

Br. Carlota Yolanda Valero Pumayali

PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA

**ASESOR:**

Mgt. Ing. Nicolás Ronald Dueñas Ponce de León

CUSCO - PERÚ

2023

# INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, asesor del trabajo de investigación/tesis titulado: ESTUDIO DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELECTRICO URUBAMBA presentado por: B. CARLOTA YOLANDA VALERO PUMAYALI con Nro. de DNI: 40315715, para optar el título profesional/grado académico de INGENIERO ELECTRICISTA

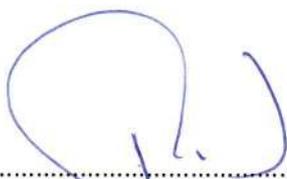
Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del *Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC* y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 9%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	<u>9%</u>
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** la primera hoja del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 20 de DICIEMBRE de 2023.



Firma

Post firma Nicolas RONALDO DUEÑAS POWCE DE LEON

Nro. de DNI 23824938

ORCID del Asesor 0000-0002-7838-5014

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: 27259231922898

NOMBRE DEL TRABAJO

TESIS FINAL - CARLOTA VALERO.pdf

AUTOR

CARLOTA VALERO

RECUENTO DE PALABRAS

27987 Words

RECUENTO DE CARACTERES

154611 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

160 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

15.4MB

FECHA DE ENTREGA

May 10, 2023 6:18 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

May 10, 2023 6:20 AM GMT-5

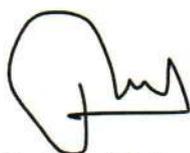
**● 9% de similitud general**

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base c

- 5% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 7% Base de datos de trabajos entregados
- 4% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossr

**● Excluir del Reporte de Similitud**

- Fuentes excluidas manualmente
- Bloques de texto excluidos manualmente



Mgt. Ing. Nicolás Ronald Dueñas Ponce de León

ASESOR

Orcid: 0000 0002 7838 5014

## **DEDICATORIA**

*Este trabajo de investigación se lo dedico en primer lugar a Dios, a mis amadas hijas Alejandra y Jade quienes fueron un impulso para concretar mis metas y a mis padres Ing. Manuel Valero y Yolanda Pumayali como expresión de mi profundo aprecio y en reconocimiento al continuo esfuerzo y cariño en pro de mi formación profesional.*

*A mis amigos Jesús y Jaime por su valioso apoyo y paciencia durante el transcurso de la tesis. A mi hermano Manuel, mis tíos Olga, Lucinda y Carlos, mis primos Roger, Abel, Paty y Griselda, por su confianza y aliento.*

**Carlota Yolanda Valero Pumayali**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Primeramente, agradecer al distinguido asesor, Ing. Ronald Dueñas Ponce De León, quien me acompañó durante todo el desarrollo de la tesis, que sin su guía y experiencia no hubiera sido posible terminar este trabajo de investigación.*

*A los Ingenieros Jesús García y Jaime Otazu, por su desinteresado apoyo en la conclusión de este trabajo.*

*Asimismo, a la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Este S.A.A. por otorgarnos la información requerida para el desarrollo de esta tesis y a todos los ingenieros de la escuela profesional de Ingeniería Eléctrica de la UNSAAC que nos transfirieron sus conocimientos y experiencias los cuales nos fueron muy útiles para el desarrollo de esta tesis.*

***La autora***

## **PRESENTACIÓN**

Señor: Decano de la facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica,  
Informática y Mecánica.

Señores: Miembros del dictamen de tesis y jurado replicante

Conforme al reglamento de grados y títulos de la escuela profesional de ingeniería eléctrica para optar al título profesional de Ingeniero Electricista, pongo a vuestra consideración la tesis intitulada: **ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO URUBAMBA**, la cual, tiene la finalidad de proponer una mejora en la confiabilidad a los alimentadores UR01, UR02 Y UR04 del sistema eléctrico de Urubamba en niveles de tensión de 10 y 22.9 kV, respectivamente a través de los resultados de la evaluación de los parámetros de coordinación de sus sistemas de protecciones.

**La autora**

## ÍNDICE DEL CONTENIDO

DEDICATORIA.....	2
AGRADECIMIENTOS.....	3
PRESENTACIÓN.....	4
RESUMEN.....	13
CAPITULO I.....	14
1.1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.2. ÁMBITO DE ESTUDIO.....	15
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	16
1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	19
1.4.1. PROBLEMA GENERAL.....	20
1.4.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS.....	20
1.5. OBJETIVOS.....	21
1.5.1. OBJETIVO GENERAL.....	21
1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
1.6. HIPÓTESIS.....	21
1.6.1. HIPÓTESIS GENERAL.....	21
1.6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.....	21
1.7. JUSTIFICACIÓN.....	22
1.7.1. Justificación Técnica.....	22
1.7.2. Justificación Económica.....	22
1.7.3. Justificación Social.....	23
1.8. LIMITACIONES.....	23
1.9. VARIABLES E INDICADORES.....	23
1.10. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	24
1.10.1. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN.....	24
1.10.2. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	24
1.10.3. TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	25
1.10.4. ANÁLISIS DE DATOS.....	25
CAPÍTULO II.....	26
2.1. INTRODUCCIÓN.....	26
2.2. NORMAS TÉCNICAS EXISTENTES.....	26
2.3. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.3.1. TIPOS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.3.2. REGÍMENES DE NEUTRO.....	34
2.4. PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES DE LINEA O RED.....	40
2.4.1. Resistencia de los conductores.....	40
2.4.2. Resistencia homopolar de los conductores.....	40
2.4.3. Reactancia inductiva para sistemas trifásicos equilibrados.....	40
2.4.4. Reactancia inductiva para sistemas trifásicos desequilibrados.....	40
2.4.5. Reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.....	41
2.4.6. Reactancia capacitiva directa e inversa para sistemas trifásicos.....	41
2.4.7. Reactancias inductivas y capacitivas homopolares para sistemas trifásicos.....	42
2.5. CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA.....	42
2.5.1. CLASIFICACIÓN DE LAS BARRAS.....	43
2.5.2. ECUACIONES DE LA RED.....	43

2.5.3.	EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON.....	44
2.5.4.	MÉTODO DE INYECCIÓN DE CORRIENTES CON LA MATRIZ REDUCIDA Y FACTORIZADA.....	45
2.5.5.	DIFERENCIAS ENTRE EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE CORRIENTES Y EL MÉTODO DE NEWTON RAPHSON.....	46
2.5.6.	APLICACIONES DE LOS MÉTODOS DE CÁLCULO.....	46
2.6.	CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	47
2.6.1.	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y CONSECUENCIAS DEL CORTOCIRCUITO.....	47
2.6.2.	ESTABLECIMIENTO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.....	47
2.6.3.	Defecto alejado de los alternadores.....	49
2.6.4.	Defecto en la proximidad de los alternadores.....	51
2.7.	DEFECTOS O FALLAS. CLASIFICACIÓN, CAUSAS Y EFECTOS.....	55
2.7.1.	Clasificación de los defectos o fallas según su duración.....	55
2.7.2.	Clasificación de los defectos o fallas según la forma.....	56
2.7.3.	Causas de los defectos o fallas.....	57
2.7.4.	Efectos que causan los defectos en las instalaciones MT.....	58
2.7.5.	Consecuencias de los cortocircuitos.....	58
2.7.6.	Datos estadísticos.....	59
2.8.	MÉTODOS DE CÁLCULO DE LAS ICC.....	59
2.8.1.	Método IEC 909 (VDE 0102).....	60
2.8.2.	Método ANSI/IEEE.....	61
2.8.3.	Cálculo de corrientes de cortocircuito según Norma ANSI/IEEE.....	61
2.8.4.	Método de Superposición.....	63
2.9.	CÁLCULO DE ICC EN REDES CON COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	64
2.9.1.	REPASO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	64
2.9.2.	Esquema monofásico equivalente. Sistema desequilibrado.....	68
2.9.3.	Componentes simétricas para una red trifásica.....	69
2.10.	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	69
2.11.	IMPEDANCIAS DE CIRCUITOS ELÉCTRICOS.....	73
2.11.1.	Impedancias de cable generador, transformador.....	73
2.11.2.	Impedancias de un transformador.....	74
2.11.3.	Transformación de impedancias de un transformador.....	74
2.11.4.	Esquemas homopolares de los transformadores.....	75
2.12.	PROTECCIONES.....	77
2.12.1.	SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA.....	77
2.12.2.	MISIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	77
2.12.3.	CARACTERÍSTICAS EN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	77
CAPITULO III.....		79
3. DIAGNOSTICO DE DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y EQUIPOS DE PROTECCCIÓN.....		79
3.1.	INTRODUCCIÓN.....	79
3.2.	TRABAJOS PRELIMINARES.....	80
3.2.1.	RECOPILACIÓN DE DATOS.....	80
3.2.2.	ACTUALIZACIÓN DE REDES Y LÍNEAS PRIMARIAS.....	80
3.2.3.	ACTUALIZACIÓN DE LOS DIAGRAMAS UNIFILARES.....	81
3.2.4.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	81
3.2.5.	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	82
3.2.6.	ÁREA DE INFLUENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	84
3.3.	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS.....	86
3.4.	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION.....	89
3.4.1.	POBLACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	90
3.4.2.	DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	90
3.5.	PROTECCION DEL SISTEMA ACTUAL.....	91
3.5.1.	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	91
3.5.2.	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	92
3.5.3.	LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS.....	92

3.6.	PRÁCTICAS HECHAS POR LA CONCESIONARIA.....	93
3.6.1.	SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	93
3.6.2.	MANTENIMIENTO, CAMBIO DE EQUIPOS Y ACCESORIOS DE PROTECCIÓN.....	94
3.6.3.	REGISTRO DE FALLAS E INTERRUPCIONES.....	94
3.7.	FALLAS E INTERRUPCIONES.....	94
CAPITULO IV.....		96
4.	CÁLCULOS Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE URUBAMBA.....	96
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	96
4.2.	SOFTWARE UTILIZADO.....	96
4.3.	MODELAMIENTO EN SOFTWARE DIGSILENT.....	98
4.4.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	98
4.4.1.	PARÁMETROS DE LÍNEA.....	98
4.4.2.	FLUJO DE CARGA.....	101
4.4.3.	CORTOCIRCUITO.....	101
4.5.	EVALUACIÓN DE FALLAS E INTERRUPCIONES.....	102
4.6.	NÚMERO DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR.....	102
4.7.	NÚMERO DE USUARIOS AFECTADOS POR ALIMENTADOR.....	106
4.8.	TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN POR ALIMENTADOR.....	110
4.9.	ORÍGENES DE FALLA MÁS COMUNES POR ALIMENTADOR.....	114
4.10.	TIPO DE FALLAS PRESENTADAS. FALLAS TRANSITORIAS.....	116
4.11.	ENERGÍA DEJADA DE VENDER.....	117
CAPITULO V.....		119
5.	PROPUESTAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN.....	119
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	119
5.2.	PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES.....	119
5.2.1.	PROPUESTAS DE PROTECCIÓN CON INTERRUPTORES.....	120
5.2.2.	PROPUESTA DE PROTECCIÓN CON RECONECTADORES.....	121
5.3.	PROPUESTA DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES EN LAS DERIVACIONES.....	129
5.4.	PROPUESTAS DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	129
5.5.	COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	132
CONCLUSIONES.....		146
RECOMENDACIONES.....		147
BIBLIOGRAFÍA.....		148
ANEXO.....		151

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 ÁMBITO DEL ESTUDIO.....	16
FIGURA 1.2. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SET URUBAMBA.....	19
FIGURA 2.1 RED RADIAL DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	28
FIGURA 2.3 RED EN ANILLO NORMALMENTE CERRADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. .....	30
FIGURA 2.5 RED EN DOBLE DERIVACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ....	32
FIGURA 2.6 RED EN DERIVACIÓN MÚLTIPLE DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA. ....	33
FIGURA 2.7 RED EN ALIMENTADORES SELECTIVOS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.34	
FIGURA 2.8 NEUTRO AISLADO. ....	35
FIGURA 2.9 NEUTRO RÍGIDO PUESTO A TIERRA DIRECTAMENTE.....	36
FIGURA. N° 2.10 NEUTRO PUESTO A TIERRA MEDIANTE RESISTENCIA. ....	37
FIGURA 2.11 NEUTRO PUESTO A TIERRA MEDIANTE REACTANCIA. BOBINA PETERSEN. .....	37
FIGURA 2.12 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOBINA DE PETERSEN .....	38
FIGURA 2.13 ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UNA RED.....	48
FIGURA 2.14 REPRESENTACIÓN GRÁFICA Y DESCOMPOSICIÓN DE LA CORRIENTE DE UN CORTOCIRCUITO PRODUCIDO EN UN PUNTO ALEJADO DEL ALTERNADOR. ....	50
FIGURA. 2.15 PRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DOS CASOS EXTREMOS DE UNA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO, SIMÉTRICA Y ASIMÉTRICA .....	50
FIGURA 2.16 VARIACIÓN DEL FACTOR K EN FUNCIÓN DE R/X O R/L (CEI 909). ....	51
FIGURA 2.17 CONTRIBUCIÓN A LA CORRIENTE TOTAL DE CORTOCIRCUITO ICC (E) DE: .....	53
FIGURA 2.18 LAS CORRIENTES DE UN CORTOCIRCUITO CERCA DE UN ALTERNADOR (TRAZADO ESQUEMÁTICO).....	55
FIGURA 2.19 GRÁFICO Y ESQUEMA DE CORRIENTES DE FALLA MONOFÁSICA SERIE.56	
FIGURA 2.19.1 GRÁFICO DE FALLA MONOFÁSICA PARALELO. ....	57
FIGURA 2.20 LOS DIFERENTES CORTOCIRCUITASEN PARALELO Y SUS CORRIENTES. EL SENTIDO DE LAS FLECHAS INDICANDO LAS CORRIENTES ES ARBITRARIO (CEI 909).57	
FIGURA 2.20.1 CONSTRUCCIÓN GRÁFICA DE LA SUMA DE TRES SISTEMAS TRIFÁSICOS: DIRECTO, INVERSO Y HOMOPOLAR. ....	65
FIGURA. N° 2.21 ANGULO DEL OPERADOR “J” .....	65
FIGURA. 2.22 ANGULO DEL OPERADOR “A” .....	66
FIGURA 2.23 SISTEMA TRIFÁSICO EN EQUILIBRIO .....	66
FIGURA 2.24 ESQUEMA MONOFÁSICO EQUIVALENTE, SISTEMA EQUILIBRADO. ....	68
FIGURA 2.25: ESQUEMA MONOFÁSICO EQUIVALENTE, SISTEMA DESEQUILIBRADO.68	
FIGURA 2.26 COMPONENTES SIMÉTRICAS PARA UNA RED TRIFÁSICA. ....	69

FIGURA 2.27 DEFECTO DE FASE - TIERRA .....	70
FIGURA 2.28 DEFECTO TRIFÁSICO O TRIPOLAR.....	71
FIGURA 2.29 ESQUEMA DEFECTO BIFÁSICO.....	71
FIGURA 2.30 DEFECTO ENTRE 2 FASES Y TIERRA O BIPOLAR A TIERRA BIFÁSICO... 72	
FIGURA 2.31 DE DEFECTO IMPEDANTE ENTRE 2 FASES Y TIERRA.....	73
FIGURA 2.32 IMPEDANCIA CABLE, GENERADOR, TRANSFORMADOR (ZO DEPENDE DEL ÍNDICE DE CONEXIÓN Y DEL RÉGIMEN DE NEUTRO).....	74
FIGURA 2.33 IMPEDANCIA DE UN TRANSFORMADOR. ....	74
FIGURA 2.34 TRANSFORMACIÓN DE IMPEDANCIAS DE UN TRANSFORMADOR.....	75
FIGURA 2.35: IMPEDANCIA HOMOPOLAR DEPENDE DE CONEXIÓN DE UN TRANSFORMADOR. ....	76
FIGURA 2.36: ESQUEMA HOMOPOLAR DE UN TRANSFORMADOR SEGÚN SU ESQUEMA DE CONEXIÓN.....	76
FIGURA 3.1 SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN URUBAMBA. ....	83
FIGURA 3.2 DIFERENTES TIPOS DE ARMADOS DEL SISTEMA URUBAMBA.....	87
FIGURA 5.3 EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	125

## ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO 1.1. RESUMEN DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR.....	18
CUADRO 1.2.....	18
CUADRO 1.3 VARIABLES E INDICADORES .....	23
CUADRO 2.1 RESUMEN DE REGÍMENES DE NEUTRO. ....	38
CUADRO 2.2 CAUSAS DE LOS DEFECTOS O FALLAS. ....	57
CUADRO 2.3 .....	59
CUADRO 2.4 CARACTERÍSTICA HOMOPOLAR DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS DE UNA RED ELÉCTRICA. ....	67
CUADRO 3.1 ALIMENTADORES DE SERVICIO PÚBLICO. ....	81
CUADRO 3.2 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN URUBAMBA. ....	83
CUADRO 3.3 LONGITUD DE CONDUCTORES EN KM. POR TIPO POR ALIMENTADOR	86
FIGURA 3.3 DIFERENTES TIPOS DE ARMADOS DEL SISTEMA URUBAMBA EN REDES Y LÍNEAS RURALES.....	88
CUADRO 3.4 NÚMERO DE SUBESTACIONES POTENCIA INSTALADA POR ALIMENTADOR. ....	90
CUADRO 3.5 NÚMERO DE USUARIOS POR TIPO DE CADA POR ALIMENTADOR. ....	90
CUADRO 3.6 DEMANDAS DE DEMANDA POR ALIMENTADOR.....	91
CUADRO 3.7 NÚMERO DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES ..... Y REDES RADIALES POR ALIMENTADOR.....	93
CUADRO 4.1 RESISTENCIA, REACTANCIAS Y CAPACITANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO PARA CONDUCTORES DE COBRE DESNUDOS DE DIFERENTES CONFIGURACIONES. ....	99
CUADRO 4.2 RESISTENCIAS Y CAPACITANCIAS DE SECUENCIAS POSITIVAS, NEGATIVAS Y CERO PARA CONDUCTORES DE ALUMIO DESNUDO DE DIFERENTES CONFIGURACIONES. ....	99
CUADRO 4.3 CANTIDAD DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR/MES 2014-2015.	102
CUADRO 4.4 CANTIDAD DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR/MES 2014-2015.	106
CUADRO 4.5 DURACION DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR/MES 2014-2015	111
CUADRO 4.6 RESUMEN DE INTERRUPCIONES POR CAUSA/ALIMENTADOR .....	115
CUADRO N° 4.7 ENERGIA CONSUMIDA EN EL SISTEMA URUBAMBA.....	117
CUADRO 4.8 ENERGÍA NO VENDIDA EN EL SISTEMA URUBAMBA .....	117
FIGURA 5.1 CURVAS DE PROTECCIÓN ENTRE FASES ACTUAL Y PROPUESTA.....	123
FIGURA 5.1.1 CURVAS DE PROTECCIÓN ENTRE FASES ACTUAL Y PROPUESTA .....	124
FIGURA 5.2. CURVAS DE PROTECCIÓN ENTRE FASES ACTUAL Y PROPUESTA PARA EL LADO 22.9 KV. ....	124
FIGURA 5.2.1 CURVAS DE PROTECCIÓN ENTRE FASES ACTUAL Y PROPUESTA PARA EL LADO 22.9 KV. ....	125

CUADRO 5.1 RELES DE PROTECCIÓN.....	126
CUADRO 5.2 RECONECTADORES AUTOMATICOS.....	126
CUADRO N° 5.3 SOBRECORRIENTE DE FASES ACTUALES.....	126
CUADRO 5.4 SOBRECORRIENTE DE TIERRA ACTUELES.....	127
CUADRO 5.5 SOBRECORRIENTE DE FASES PROPUESTO.....	127
CUADRO 5.5 SOBRECORRIENTE DE TIERRA PROPUESTO.....	128
CUADRO 5.6 FUSIBLES SELECCIONADOS EN TRONCALES.....	129
CUADRO 5.7 FUSIBLE SELECCIONADOS PARA SUBESTACIONES.....	130
CUADRO 5.7.1 FUSIBLE SELECCIONADOS PARA SUBESTACIONES.....	131
CUADRO 5.7.2 FUSIBLE SELECCIONADOS PARA SUBESTACIONES.....	131

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 4.1 CANTIDADES DE INTERRUPCIONES POR DISTRIBUCION DE ALIMENTADORES MT.....	104
GRÁFICO 4.2 CANTIDADES DE INTERRUPCIONES POR DISTRIBUCION DE ALIMENTADORES MT.....	105
GRÁFICO 4.3 CANTIDAD DE CLIENTES AFECTADOS POR INTERRUPCIONES. ....	108
GRÁFICO 4.4 COMPARACIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES AFECTADOS AÑOS 2014 – 2015. ....	109
GRÁFICO 4.5 DURACION DE INTERRUPCIONES POR DISTRIBUCION EN ALIMENTACDORES MT. ....	112
GRAFICO 4.6 COMPARACION DE LA DURACION DE INTERRUPCIONES AÑOS 2014 – 2015. ....	113
GRÁFICO 5.1 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR01).....	133
GRÁFICO 5.1.1 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR01).....	134
GRÁFICO 5.1.2 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR01).....	135
GRÁFICO 5.1.3 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR01).....	136
GRÁFICO 5.1.4 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR01).....	137
GRÁFICO 5.2 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR02).....	138
GRÁFICO 5.2.1 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR02).....	139
GRÁFICO 5.2.2 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR02).....	140
GRÁFICO 5.3 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR04).....	141
GRÁFICO 5.3.1 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR04).....	142
GRÁFICO 5.3.2 SELECCIÓN DEL FUSIBLE PROTEGIDO (FUSIBLE EN LA DERIVACIÓN) (UR04).....	143

## RESUMEN

La presente tesis comprende el ESTUDIO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELECTRICO URUBAMBA, para la oportuna actuación de los equipos de protección ante posibles fallas en el funcionamiento en los alimentadores de UR01, UR02 y UR04. Se hace énfasis en los cálculos que servirán para proponer los equipos, funciones y ajustes de protección que sean necesarios para una adecuada coordinación de protección en el sistema eléctrico de Urubamba en 10 y 22.9 KV respectivamente.

En el Capítulo 1, se presenta el ámbito de estudio, se describe la problemática y la importancia del análisis de coordinación de protección. Se establece el objetivo general y los objetivos específicos de la presente tesis, así como la justificación, los alcances y los límites de la misma.

El Capítulo 2 se refiere al marco teórico, en ella se encuentran algunos antecedentes respecto del sistema considerado, bases teóricas y los conceptos, definiciones y la teoría requerida y relevante para la presente tesis.

En el Capítulo 3 se describe el sistema eléctrico en estudio y la zona de influencia del proyecto. Se expone el funcionamiento y el comportamiento del sistema eléctrico de Urubamba, qué impacto tiene e influencia la presente tesis para evaluar la operatividad en niveles de tensión, flujo de potencia, cargabilidad y corrientes en cortocircuito.

En el Capítulo 4 se propone los cálculos y análisis del sistema eléctrico de Urubamba, los equipos necesarios, los relés y las funciones de protección. Se realiza los cálculos y simulaciones necesarios para la adecuada protección del sistema eléctrico de Urubamba.

En el capítulo 5 se hace las propuestas de coordinación de protección consistentes en el incremento de equipos de protección en ubicaciones óptimas, así como modificaciones de los valores tanto en los relés de las salidas como en los valores de los fusibles a través de todos los alimentadores. También se indica en los cuadros la reubicación de algunos equipos, la eliminación de otros por no cumplir con su función o ser redundante.

Finalmente, se presentan las conclusiones a las que se llegaron con la presente tesis. Se responde el objetivo general y específicos de la tesis y se enuncian las recomendaciones para el mantenimiento de una adecuada coordinación de protección del sistema eléctrico de Urubamba.

Palabras Clave: Coordinación, Protecciones, Sistema Eléctrico, Equipos de Protección

# CAPITULO I

## ASPECTOS GENERALES

### 1.1. INTRODUCCIÓN

Un sistema de distribución de energía eléctrica abarca el conjunto de elementos de transporte de energía que hay entre la subestación eléctrica de distribución y los puntos de conexión de los usuarios. La confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución hoy por hoy es un área de mucho interés alrededor del mundo puesto que:

- ✓ La población es muy sensible a las interrupciones del servicio de suministro de energía eléctrica dada la gran dependencia que se tiene de este recurso en las actividades del día a día.
- ✓ Al menos el 70% del total de sucesos de salida del sistema eléctrico se producen en la etapa de distribución de la energía eléctrica.
- ✓ En varios países del mundo, el organismo regulador (OSINERGMIN) establece límites para los indicadores de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución, si la empresa concesionaria encargada de la distribución de energía eléctrica excede estos límites, esta recibe sanciones, por ejemplo, la obligación de compensar económicamente a los clientes afectados.

Los estudios de análisis de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de distribución valoran los indicadores de la confiabilidad en los nodos de carga de los circuitos primarios. Como nodo de carga, por lo regular se toma en cuenta el lado secundario de los transformadores de distribución.

### 1.2. ÁMBITO DE ESTUDIO

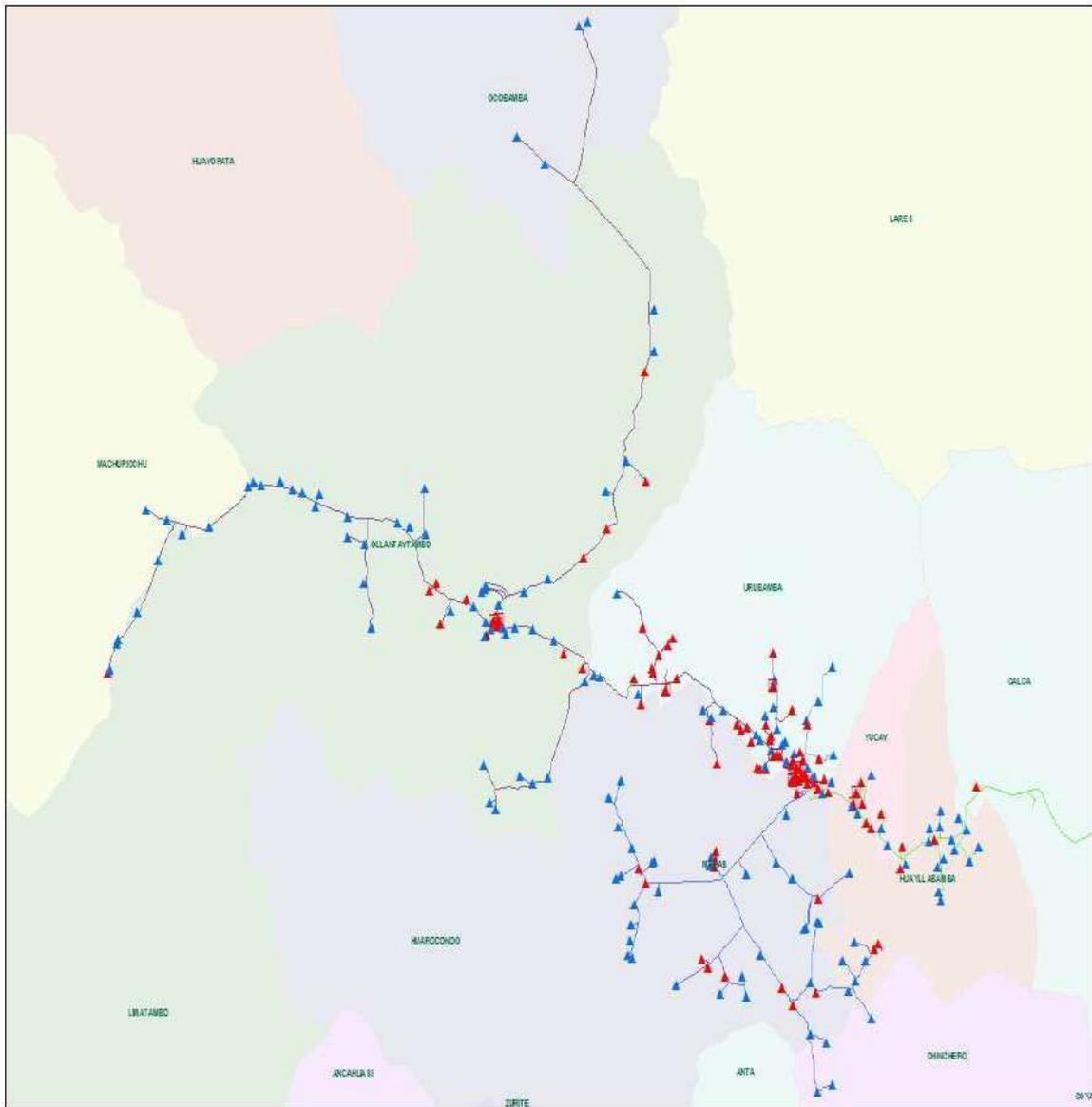
El estudio comprende las localidades de Urubamba, Yanahuara, San Isidro, Rumichaca, Ollantaytambo, Patacancha, Rumira, Chilca, Piscacucho, Yucay, Huayllabamba, Urquillos, Huandar, Maras, Mahuaypampa, Cruzpata, y Huaypo por donde recorren los diferentes alimentadores tanto en las zonas urbanas (Red primaria) como en las zonas rurales (Línea primaria).

La altitud con respecto al nivel del mar, la altitud varía entre 2800 a 3800 m.s.n.m.

La temperatura varía entre 5 °C y 23 °C según la estación del año, y la altitud respecto al nivel del mar.

En la figura N° 1.1, se muestra la localización de las redes y líneas primarias objeto de estudio.

*Figura 1.1* **Ámbito del estudio**



Fuente: Base de datos gráfica Oficina GIS Electro Sur Este

### 1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Los sistemas eléctricos de distribución en media tensión de la provincia de Urubamba no cuentan con un sistema de protección adecuadamente coordinado, una falla ocasionada por a) Perturbaciones climatológicas, b) Deterioro de aislamiento, c) Envejecimiento de

conductores, d) Falsos contactos, e) Postes chocados, f) Derrumbes, g) Operaciones erróneas, h) Acción de terceros, etc. puede extenderse por todo un alimentador, o convertirse innecesariamente en una falla permanente.

No existe un estudio de coordinación actualizado en los sistemas mencionados, tampoco se ha realizado en forma integral ni coordinada entre las empresas eléctricas de distribución Electro Sur Este y la de generación eléctrica EGEMSA (SET Cachimayo), por otro lado, no se han propuesto otras formas de protección aparte de las existentes, ni se tiene un estudio del comportamiento de estos a futuro con el incremento de la carga.

El sistema de distribución eléctrica en media tensión de la provincia de Urubamba está constituido por los alimentadores UR01, UR02 y UR04 en 10 y 22.9 KV los cuales brindan servicio a la ciudad de Urubamba y localidades aledañas, y un alimentador exclusivo en 10 KV, que suministra energía al hotel Tambo del Inca (cliente libre de Kallpa).

Los alimentadores, anteriormente mencionados, cuentan en la actualidad con dispositivos de protección constituidos principalmente por seccionadores fusibles (Cut out) e interruptores en la SET de Urubamba; los valores de los fusibles actualmente no son los adecuados, tampoco existe la coordinación de protección entre los elementos protectores y protegidos. Se tiene planificado instalar reconectores y seccionadores electrónicos automáticos (seccionalizadores); pero en ninguno de estos casos se cuenta con un estudio integral y acorde con los demás equipos de protección. Tampoco se cuenta con una adecuada coordinación de los elementos de protección de los alimentadores y derivaciones de las redes con los equipos de protección del centro de transformación Urubamba.

Por otro lado, las interrupciones de energía eléctrica afectan a todos los usuarios ocasionando fuertes distorsiones en el desarrollo cotidiano de sus actividades como en el confort de los mismos, estas interrupciones se cuantifican midiendo su tiempo de duración (SAIDI) y su frecuencia de aparición (SAIFI). Si estos cortes de energía superan los límites establecidos de SAIFI y SAIDI fijados por OSINERGMIN la empresa concesionaria de la comercialización y distribución de la energía eléctrica en el sector será penalizada conforme a la escala de multas y sanciones de electricidad del anexo 17 del OSINERGMIN.

**Cuadro 1.1. RESUMEN DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR**

AÑO	MES	CANTIDAD INTERRUP				DURACION INTERRUP			
		UR01	UR02	UR04	TOT	UR01	UR02	UR04	TOT
2014	ENERO	0	1	0	1	0	0.45	0	0.45
	FEBRERO	0	0	1	1	0	0	0.17	0.17
	MARZO	2	6	0	8	1.83	13.88	0	15.71
	ABRIL	0	10	1	11	0	4.62	3.53	8.15
	MAYO	5	4	0	9	8.15	7.8	0	15.95
	JUNIO	0	2	0	2	0	4.02	0	4.02
	JULIO	2	1	0	3	0.47	0.12	0	0.59
	AGOSTO	3	1	0	4	4.48	1.55	0	6.03
	SEPTIEMBRE	1	4	2	7	1.4	2.5	1.05	4.95
	OCTUBRE	3	6	2	11	3.74	7.92	1.18	12.84
	NOVIEMBRE	8	10	1	19	19.94	7.73	3	30.67
	DICIEMBRE	5	4	3	12	16.32	4.38	11.08	31.78
2015	ENERO	1	5	0	6	0.65	19.6	0	20.25
	FEBRERO	1	2	1	4	1.15	3.93	1.5	6.58
	MARZO	2	2	1	5	2.8	11.98	2.81	17.59
	ABRIL	1	1	0	2	2	1.98	0	3.98
	MAYO	1	1	0	2	0.78	0.77	0	1.55
	JUNIO	1	3	2	6	0.13	4.68	1.22	6.03
	JULIO	2	7	0	9	0.14	15.06	0	15.2
	AGOSTO	1	0	7	8	5	0	11.51	16.51
	SEPTIEMBRE	3	1	3	7	1.93	2.27	11.25	15.45
	OCTUBRE	2	4	6	12	0.2	10.45	3.82	14.47
	NOVIEMBRE	0	8	4	12	0	38.85	2.07	40.92
	DICIEMBRE	2	2	1	5	4.68	14.1	0.05	18.83
<b>TOTALES</b>		46	85	35	166	75.79	178.64	54.24	308.7

Fuente: Base de datos de Interrupciones Oficina Operaciones Electro Sur Este

Asimismo, referencialmente, presentamos los valores SAIFI y SAIDI de los años 2018 y 2019 del sistema eléctrico Urubamba en la siguiente tabla.

**Cuadro 1.2 INDICADORES SAIFI y SAIDI**

AÑO	2018	2019
SAIFI	5.97	6.81
SAIDI	18.62	17.90

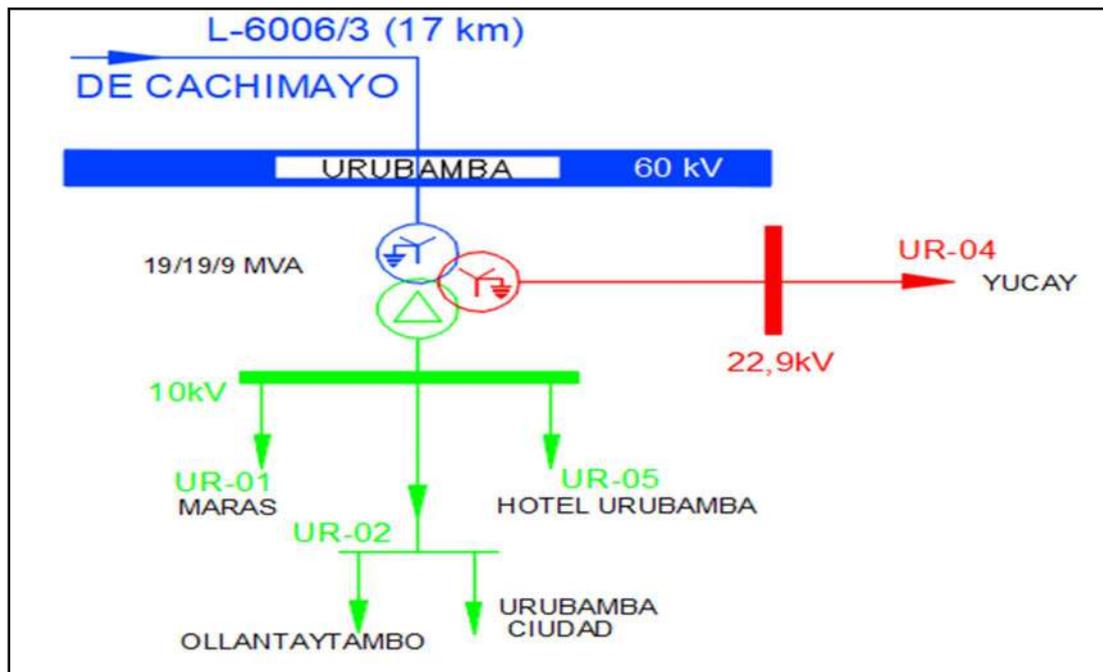
Fuente: OSINERGMIN

El incumplimiento de la normatividad en cuanto a la calidad del servicio eléctrico acarrea serias consecuencias a la empresa concesionaria del servicio público de electricidad como sanciones, multas o penalizaciones. El problema se ve agravado cuando los valores de la tensión, frecuencia y perturbaciones (calidad de producto) superan los límites de tolerancia fijados por el OSINERGMIN en la NTC SER (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales)

y la NTCSE (Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos), incrementando las pérdidas económicas.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 (UR05 Particular).

**Figura 1.2. Diagrama Unifilar de la SET Urubamba**



Fuente: Elaboración Propia

#### 1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico Urubamba en 10 kV presenta serias interrupciones en su servicio; así tenemos, durante el año 2014 los alimentadores UR01, UR02 y UR04 presentaron un total de 84 fallas (de todo el alimentador), de la misma manera el año 2015 alcanzaron un total de 80 fallas, produciendo cortes en el suministro de energía eléctrica los cuales afectan a los usuarios en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en su confort.

Actualmente la empresa Electro Sur Este, en el ámbito correspondiente al servicio de la provincia de Urubamba, presenta diferentes problemas referidos a la actuación de protecciones de su sistema eléctrico de distribución. Ocurren estos problemas no solo en la localidad de Urubamba sino también en diferentes poblados como son: Urubamba, Yanahuara, Ollantaytambo, Yucay, Huayllabamba, Maras, Huaypo, a los cuales brinda servicio eléctrico y que conforman el Sistema Eléctrico Urubamba, materia de este estudio.

Este hecho crea una deficiente calidad en el suministro de energía eléctrica, además, considerando que en las redes de distribución eléctrica no se cuenta con adecuados equipos de protección, existiendo equipos con capacidad de configuración solamente en la SET de Urubamba y con seccionadores Cut-Out en la mayor parte de la red, que en algunos casos no cumplen con los requerimientos de selectividad requeridas por la empresa, se producen interrupciones de servicio de mayor tamaño del que debiera darse en estricto, por lo que a causa de esto es que se ha formado una mala imagen ante sus usuarios por la cantidad y duración de interrupciones de servicio.

Esta situación crea la necesidad de plantear alternativas de solución que mejoren el diseño, las características de coordinación y selectividad de los equipos de protección ubicados en las diferentes redes y líneas primarias, para de esta forma mejorar la calidad de suministro. (Indicadores SAIFI y SAIDI).

#### **1.4.1. PROBLEMA GENERAL**

¿Como evaluar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en los alimentadores del sistema eléctrico de Urubamba UR01, UR02 y UR04 en 10 y 22.9 kV respectivamente frente a fallas transitorias y permanentes?

#### **1.4.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS**

1. ¿Qué equipos de protección existentes en los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del sistema eléctrico de Urubamba no se encuentran debidamente coordinados?
2. ¿Cuáles son los efectos de las fallas transitorias y permanentes en la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del sistema eléctrico de Urubamba en 10 y 22.9 KV respectivamente?
3. ¿Cómo se puede mejorar la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del sistema eléctrico de Urubamba ante el riesgo de fallas transitorias y permanentes?

## **1.5. OBJETIVOS**

### **1.5.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar un estudio de coordinación de protección en los sistemas de distribución en media tensión del sistema eléctrico de Urubamba UR01, UR02 en 10 KV y UR04 en 22.9 KV.

### **1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Realizar un diagnóstico de los equipos de protección de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 de forma estratégica y validarlas con la información registrada en la base de datos de la empresa concesionaria.
2. Determinar las consecuencias de las fallas permanentes y transitorias en la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del sistema eléctrico Urubamba en 10 y 22.9 KV. respectivamente.
3. Proponer la mejora de la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR 04 del sistema eléctrico de Urubamba mediante un estudio de la coordinación de los sistemas de protección presentes en los alimentadores.

## **1.6. HIPÓTESIS**

### **1.6.1. HIPÓTESIS GENERAL**

El estudio de coordinación de las protecciones de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del sistema eléctrico de Urubamba en 10 kV y 22.9 KV, mediante procedimientos cuantitativos y cualitativos, nos permitirá proponer parámetros de coordinación de protecciones para mejorar los indicadores de performance de la operatividad del servicio y por consiguiente la confiabilidad del sistema eléctrico en estudio.

### **1.6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS**

1. El estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de los alimentadores UR01, UR02 en 10 kV y UR04 en 22.9 KV, permitirá mejorar e implementar los parámetros de coordinación de los equipos de protección de manera eficaz.

2. Las fallas permanentes y transitorias afectan de manera económica, social y eléctrica en la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04. del sistema eléctrico de Urubamba en 10 kV y 22.9 KV.
3. Los resultados de la coordinación de protección nos permitirán mejorar las características de confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del sistema eléctrico de Urubamba en 10 kV y 22.9 KV.

## **1.7. JUSTIFICACIÓN**

La creciente importancia de la electricidad en la economía exige una continuidad de servicio y éste sea absolutamente confiable y seguro. Por ello los sistemas de protección tienen vital importancia en el cumplimiento de estos objetivos.

### **1.7.1. Justificación Técnica**

Toda empresa concesionaria de distribución debe brindar un suministro de energía eléctrica: continuo y confiable, y para ello debe contar con un sistema de protección coordinado, acorde con los avances de la tecnología. Electro Sur Este siendo la única empresa distribuidora de energía eléctrica en la región debe estar a la vanguardia en cuanto a tecnología de protección se refiere.

La NTCSE (Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos) exige el cumplimiento de estándares de calidad en cuanto a los indicadores SAIFI y SAIDI, definidos para cada sector típico, el incumplimiento de estos estándares conlleva a sanciones por parte del fiscalizador (Osinergmin).

### **1.7.2. Justificación Económica**

Es necesario la realización del presente estudio, no sólo por la sanción económica implantada por incumplimiento de leyes como la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE) o la Ley de Concesiones Eléctricas, sino fundamentalmente por las pérdidas económicas para la empresa distribuidora por energía dejada de vender, mantenimiento y cambio de equipos.

Por otro lado, desde el punto de vista del usuario, también son afectados económicamente por las interrupciones, ya que se puede decir, que el 100% de las empresas productoras,

hoteles, restaurantes, tiendas comerciales, oficinas, etc.; cuentan con aparatos y equipos que funcionan con energía eléctrica.

### 1.7.3. Justificación Social

La interrupción del suministro eléctrico no sólo ocasiona incomodidad y molestia a las poblaciones, fabricas, talleres etc., sino también perjudica las actividades económicas de la población en general, así mismo, el no contar con un adecuado sistema de protección, puede atentar contra la integridad física de las personas al no actuar adecuadamente ante una falla que comprometa el contacto directo de la línea con las personas (Accidentes) así como también son importantes las consecuencias debido a la falta de energía (accidentes por falta de iluminación, hurtos, etc.).

## 1.8. LIMITACIONES

El presente trabajo comprende el mejoramiento de la coordinación de protección destinado a reducir y minimizar los efectos de las sobrecorrientes ocasionadas por contactos entre fases o entre fases y tierra (fallas). Las limitaciones encontradas corresponden a la desactualización de la información de las redes en los sistemas GIS, lo cual distorsiona los parámetros eléctricos en las simulaciones eléctricas, la accesibilidad a la zona, y la falta de comunicación entre los sistemas comerciales y herramientas de cálculo eléctrico (para determinación de carga y demanda real).

## 1.9. VARIABLES E INDICADORES

En la siguiente tabla se pueden apreciar las variables e indicadores del presente trabajo de investigación:

*Cuadro 1.3 Variables e Indicadores*

	VARIABLES	INDICADORES
<b>INDEPENDIENTE (Causa)</b>	Fallas en el alimentador UR01 y UR02 (10KV).	SAIFI SAIDI
	Fallas en el alimentador UR04 (22.9 KV.).	SAIFI SAIDI

<b>DEPENDIENTE (Efecto)</b>	Confiabilidad del sistema eléctrico.	Normas Estado actual
---------------------------------	--------------------------------------	-------------------------

Fuente: Elaboración Propia.

## 1.10. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

### 1.10.1. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN

1. Se realizará la recolección de información técnica de los alimentadores UR01, UR02 y UR04. (Interrupciones, SAIFI, SAIDI, características técnicas y parámetros de los equipos de protección, etc.)
2. Se analiza, evalúa e interpreta la información recolectada.
3. Se ingresará y procesará los datos en el software DIGSILENT PowerFactory 15.1.7, para luego analizar e interpretar los resultados obtenidos.
4. Se propone soluciones que logren mejorar la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04.
5. Validar la hipótesis planteada.

### 1.10.2. TIPO DE ESTUDIO

El tipo de estudio realizado en la presente tesis se desarrollará según los siguientes aspectos:

- a. Propósito o finalidad del estudio:** Corresponde a la aplicada debido a que se busca obtener un estudio de coordinación con ayuda de la teoría y conocimientos existentes del tema, mas no descubrir nuevos conceptos.
- b. Enfoque del estudio:** Corresponde al enfoque cuantitativo, así pues, se utilizará la estadística por medio de métodos numéricos para probar o no las hipótesis previamente formuladas.
- c. Nivel o Alcance del estudio:** Este estudio tendrá un nivel descriptivo, debido a que se describe las características y cualidades de los sistemas de protección en alimentadores UR01 y UR02 del sistema eléctrico de Urubamba en 10 kV; por otro lado, también corresponde al explicativo debido a que se explica el comportamiento de la confiabilidad frente a interrupciones en los alimentadores UR01 y UR02 para comprender la realidad a través de la teoría existente.

**d. Diseño del estudio:** El diseño del estudio es de tipo experimental porque se hará uso de la simulación a través del software DIgSILENT PowerFactory 15.1.7.

### **1.10.3. TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

La información requerida para este trabajo será adquirida utilizando las siguientes herramientas y técnicas de recolección de datos.

- ✓ Revisión de la información de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 de los sistemas de registro de infraestructura y parámetros de red.
- ✓ Análisis de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 mediante fotografías de las inspecciones de mantenimiento. (Validación de la información de base de datos).
- ✓ Extracción de la base de datos de los SAIFI y SAIDI de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 de Electro Sur Este S.A.A.
- ✓ Revisión del reporte de interrupciones efectuadas por la empresa concesionaria (ELSE) a OSINERGMIN.
- ✓ Entrevistas con ingenieros supervisores y especialistas de las áreas operativas de la empresa relacionados con el tema en estudio.
- ✓ Indagación y evaluación de información sobre el trabajo de investigación en bibliotecas, internet, artículos, revistas, libros, etc.

### **1.10.4. ANÁLISIS DE DATOS**

- ✓ Con los datos ya procesados y organizados obtendremos indicadores técnicos cuantificados.
- ✓ Lo siguiente a realizar será un análisis económico, el cual estará en función a la nueva propuesta.
- ✓ Se presentará el estudio técnico, cuantificando las ventajas y desventajas de la alternativa de solución para la empresa concesionaria (ELSE S.A.A.).
- ✓ En el análisis de datos emplearemos los siguientes softwares:
  - ✓ DIgSILENT Power Factory versión 15.1.7.
  - ✓ Software de procesamiento geo referenciado ArcGIS versión 10.4.1.
  - ✓ Microsoft Office (Access, Excel, PowerPoint, Word) versión 2020.
  - ✓ AutoCAD versión 2020.
  - ✓ Otros según sean necesarios.

## **CAPÍTULO II**

### **2. MARCO TEÓRICO**

#### **2.1. INTRODUCCIÓN**

Para realizar un estudio de mejoramiento de la coordinación de protección, es necesario conocer diferentes conceptos y métodos de cálculo para un adecuado cálculo de parámetros, selección de equipos y coordinación de los mismos, siendo este un tema muy amplio, se expone los conceptos fundamentales como:

Los diferentes tipos de sistemas de distribución, así como el régimen de puesta a tierra que existen en media tensión.

También es necesario conocer los conceptos fundamentales como parámetros de línea, impedancia equivalente de los distintos elementos componentes del sistema, así como los diferentes métodos de cálculo tanto de flujo de carga como de corrientes de cortocircuito, y así hacer una elección de los métodos a aplicarse en el presente estudio.

Por otra parte, es necesario comprender el origen y tipo de fallas, como también las consecuencias de las mismas de no ser reducidas o eliminadas a tiempo.

El presente capítulo tiene como finalidad introducir los conceptos fundamentales para la comprensión de los cálculos realizados y criterios tomados en capítulos posteriores para la realización del presente estudio.

#### **2.2. NORMAS TÉCNICAS EXISTENTES**

##### **NORMAS AMERICANAS (USA)**

- ANSI: American National Standards Institute.
- ASA: American Standards Association.
- ASTM: American Society for Testing Materials.
- NEMA: Asociación Nacional de fabricantes Eléctricos.

## **NORMAS EUROPEAS**

- AFNOR: Asociación Francesa de Normalización (Francia).
- BSI: British Standards Institute, “Instituto Británico de Normas”.
- DIN: Deutsches Institut für Normung, “Instituto Alemán de normas” (Alemania).
- VDE: Asociación de Electrotécnicos Alemanes. (Alemania).
- UNE: Norma Española.

## **NORMAS INTERNACIONALES**

- IEC: Internacional Electrotechnical Comisión.
- IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers “Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos”.
- ISO: International Organization for Standardization “Organización Internacional de Normalización” (internacional).
- SI: Sistema Internacional de Unidades.

## **NORMAS Y LEYES NACIONALES**

- LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS (25844): Nueva ley de concesiones eléctricas, ante la ley de electricidad.
- CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – SUMINISTRO
- NORMA DGE: “TERMINOLOGÍA EN ELECTRICIDAD, SÍMBOLOS GRÁFICOS EN ELECTRICIDAD”.

### **2.3. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN**

#### **2.3.1. TIPOS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN**

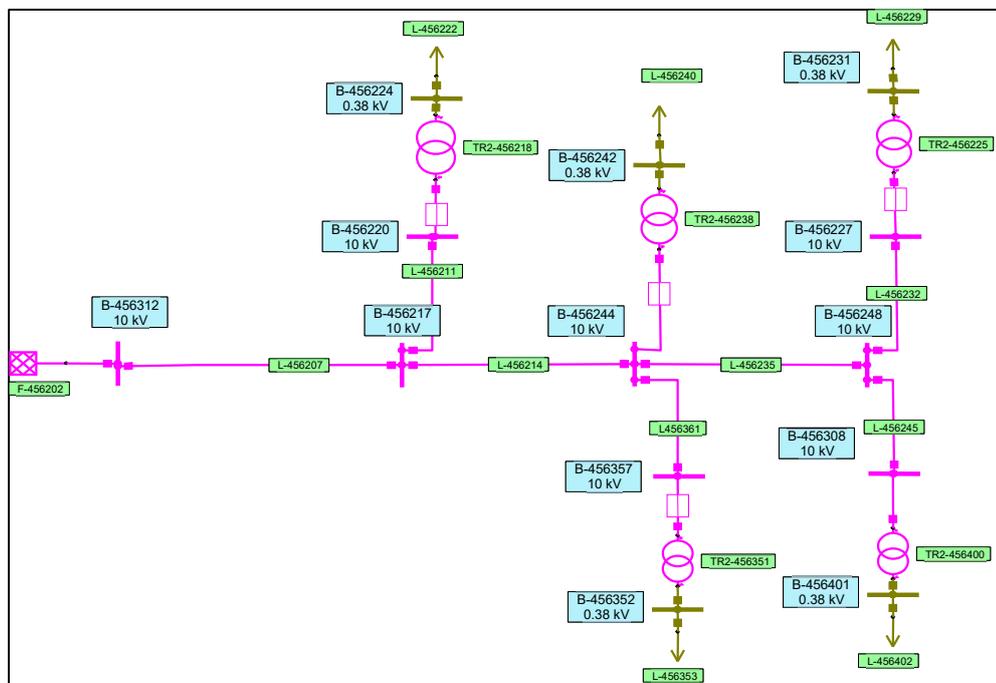
La topología de un sistema eléctrico de distribución presenta formas generalizadas, por lo que es posible enumerar los que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución como sigue:

- Red de topología radial.

- Red de topología en anillos.
- Red de topología en mallas.
- Red de topología en doble derivación.
- Red de topología en derivación múltiple.
- Red de topología de alimentadores selectivos.

### A. Red de topología radial

Es el más empleado en distribución, en esta el flujo de energía recorre en una sola dirección, de la fuente a las cargas, de manera que una falla en esta produce una interrupción en el servicio, es una de las más antiguas y comúnmente usadas en la distribución en la energía eléctrica debido a la sencillez y economía (figura 2.1).



*Figura 2.1 Red radial de distribución eléctrica*

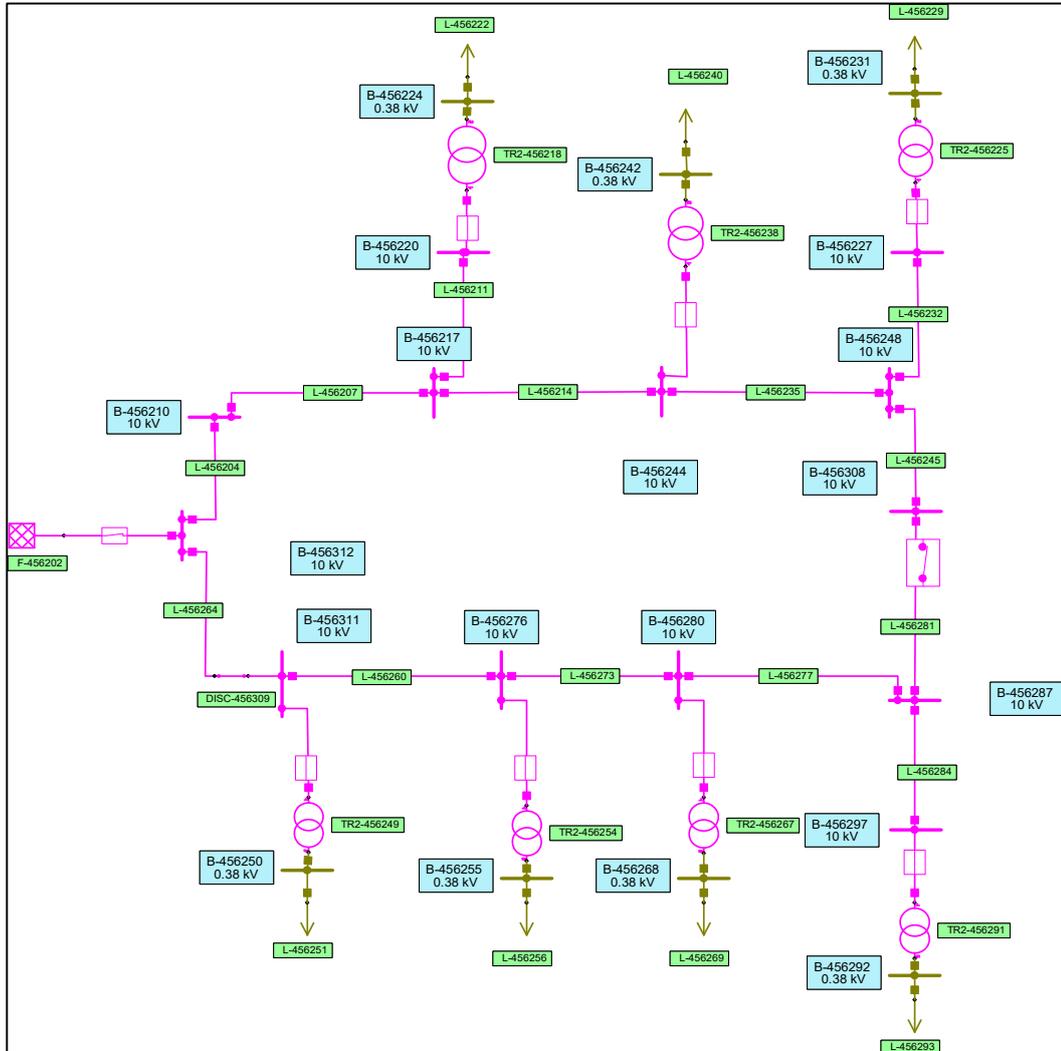
Este sistema de servicio de energía se emplea en los tres tipos de construcción de redes que existen:

- Red aérea.
- Red mixta.
- Red subterránea.



protección de una red de este tipo es más complicada que la anterior debido a la confiabilidad en su protección que requiere para este caso (figura 2.3).

**Figura 2.3 Red en anillo normalmente cerrado de distribución eléctrica**

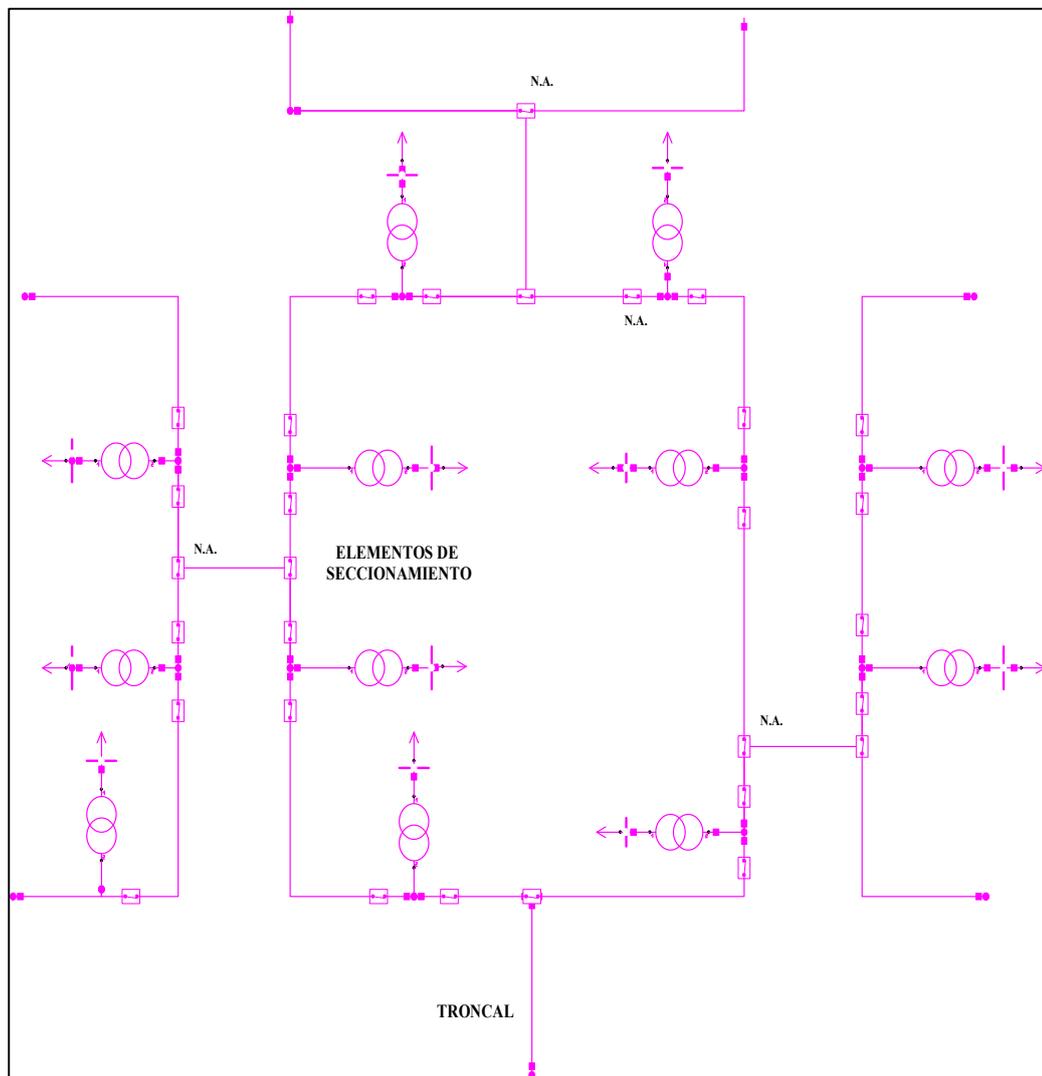


Fuente: Modelos de redes DIGSILENT

### C. Red de topología en mallas

En este tipo de redes las subestaciones de distribución están conectadas con seccionamientos, y junto con el cable constituyen anillos de igual sección. Estos anillos operan en forma radial, para lo cual se opera normalmente abierto uno de los medios de seccionamiento, interruptor o cuchillas, en la subestación que queda aproximadamente a la mitad. Existen ligas entre los anillos para asegurar una alimentación de emergencia (figura 2.4).

**Figura 2.4 Esquema básico de una estructura en mallas de media tensión**



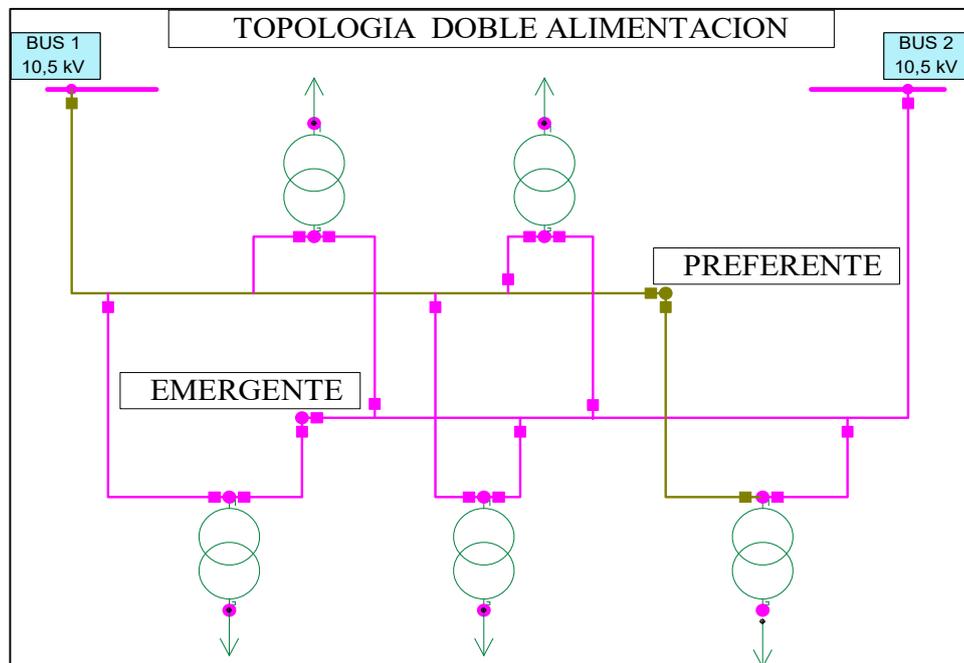
Fuente: Modelos de redes DIGSILENT

#### **D. Red de topología en doble derivación**

La disposición de redes se hace por pares, posibilita el suministro de energía de dos troncales distintas, en un mismo punto de conexión. La aplicación más específica es para zonas industriales, comerciales o turísticas, en las que se tiene la necesidad de doble alimentación para asegurar la continuidad de servicio (figura 2.5).

La operación de este tipo de redes se hace con base en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación.

*Figura 2.5 Red en doble derivación de distribución eléctrica*

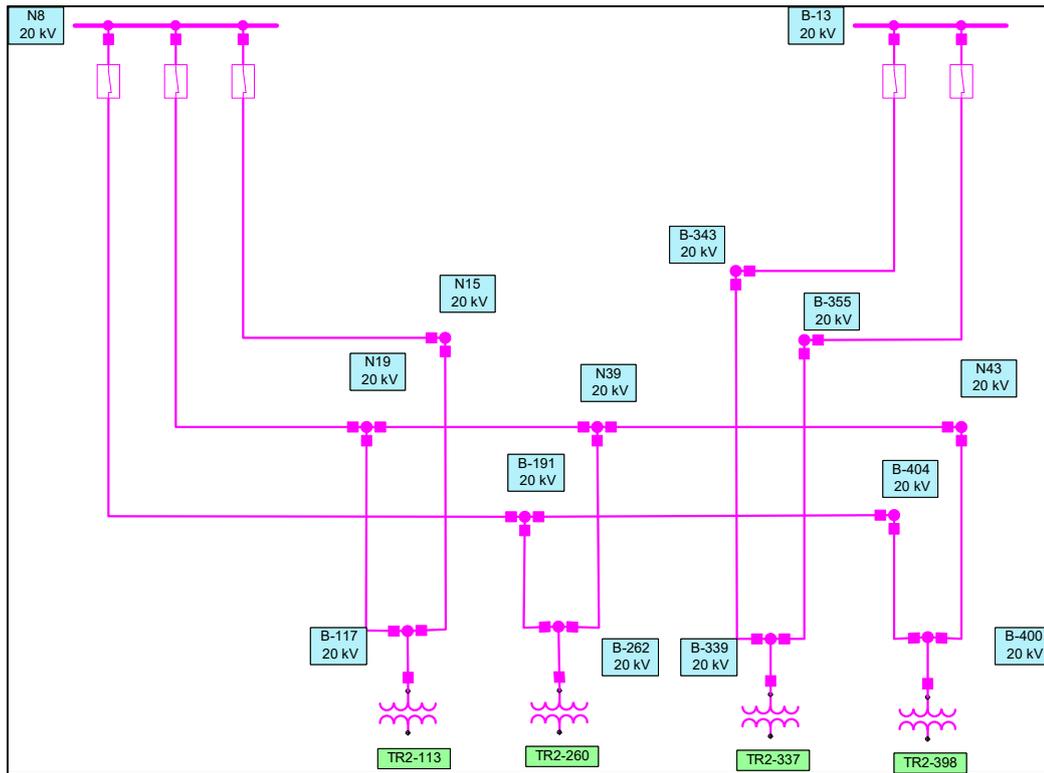


Fuente: Modelos de redes DIGSILENT

### **E. Red de topología en derivación múltiple**

Se constituye por un número determinado de alimentadores que contribuyen simultáneamente a la alimentación de la carga. En realidad, estas redes son una variación de las redes en derivación doble, ya que siguen el mismo principio, sólo que este tipo de red permite alimentar un área más amplia debido al mayor número de alimentadores (figura 2.6).

**Figura 2.6 Red en derivación múltiple de distribución eléctrica**

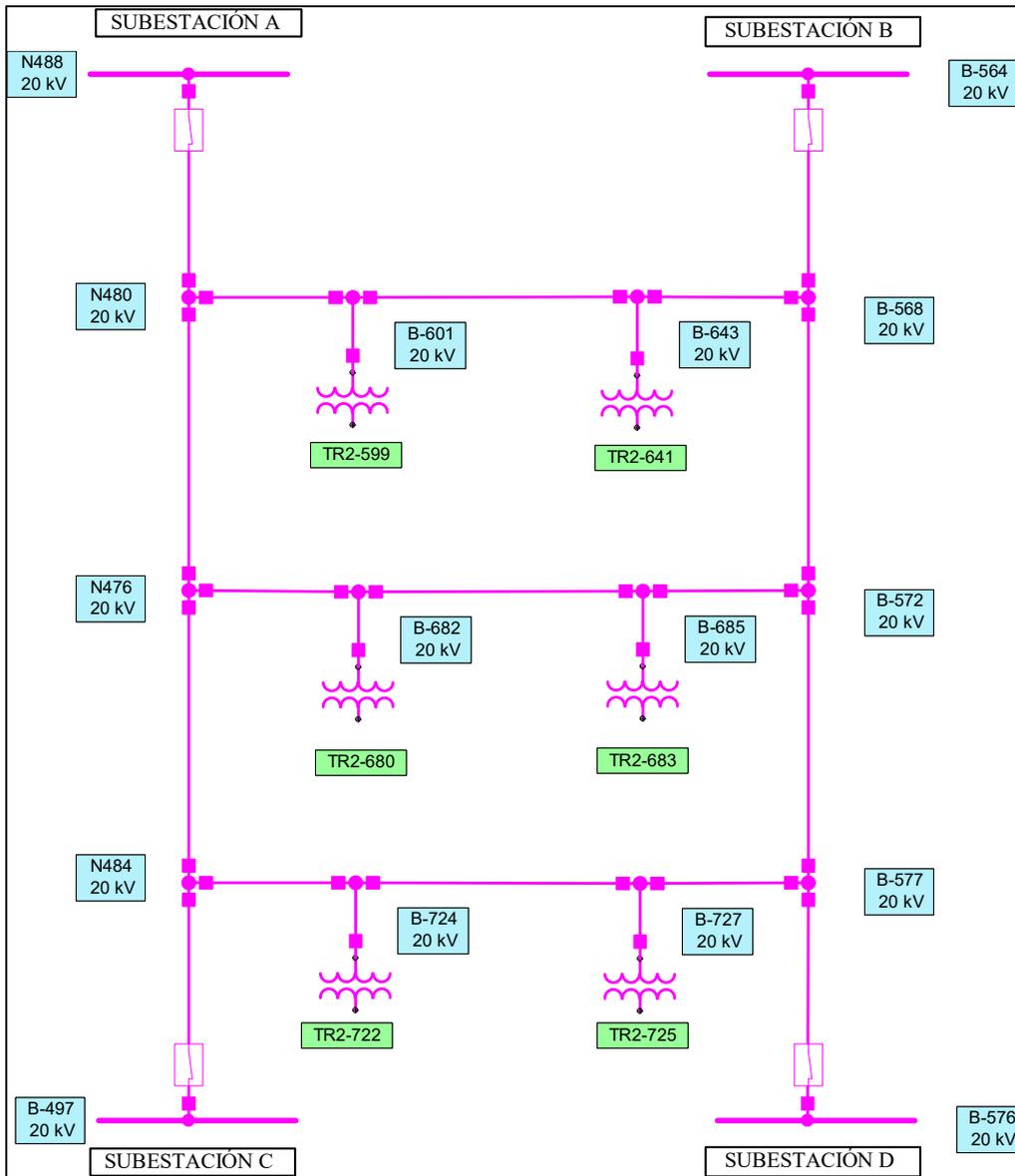


Fuente: Modelos de redes DIGSILENT

## F. Red de topología de alimentadores selectivos

Se constituye por redes troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar; de estas zonas troncales se derivan redes ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas en seccionamiento (figura 2.7).

**Figura 2.7 Red en alimentadores selectivos de distribución eléctrica.**



Fuente: Modelos de redes DIGSILENT

## 2.3.2. REGÍMENES DE NEUTRO

### 2.3.2.1. Neutro aislado

Principio de funcionamiento:

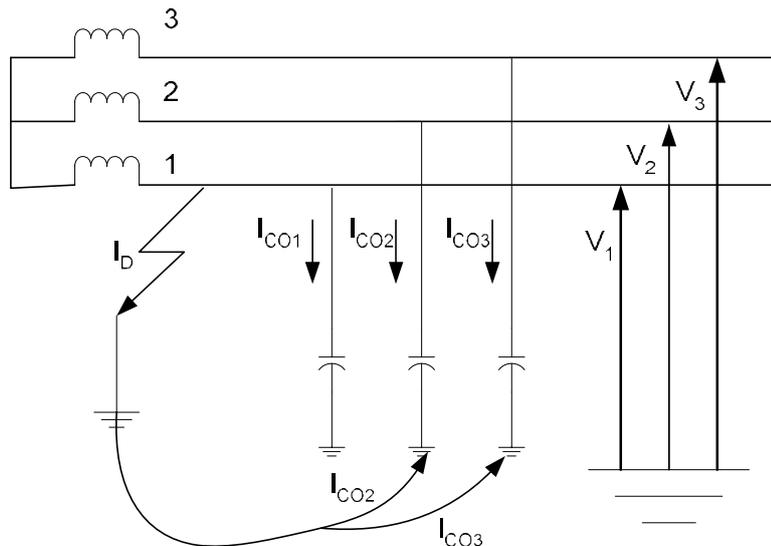
- Intensidades de falla a tierra débiles.
- Sobretensiones elevadas.

Por lo tanto, permite una alta continuidad en el servicio sin disparos indeseados (explotación en procesos continuos por Ej.), pero con el riesgo de dañar los aislantes (figura 2.8).

- Intensidad de defecto = Corriente capacitiva total

$$I_d = I_{CO} = 3 C \cdot \omega \cdot V$$

**Figura 2.8 Neutro aislado.**

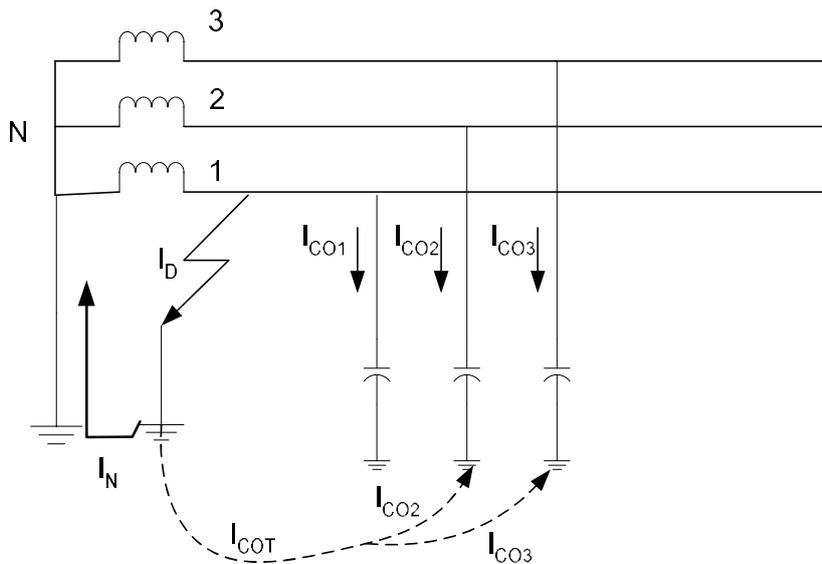


- Si  $I_D$  es débil, se puede autorizar el no disparo al primer defecto, manteniendo la continuidad de servicio.
- Precauciones a tener en cuenta:
  - Las sobretensiones transitorias (Ferro resonancia),
  - Las sobretensiones permanentes en las fases sanas durante el defecto, debidas al desplazamiento del punto neutro.
- El principal problema de este régimen de neutro, aparte de los mencionados, radica en la complejidad del sistema de detección, puesto que los valores de intensidad de defecto son frecuentemente muy pequeños, y en redes con varias salidas en paralelo a neutro aislado, debemos recurrir a las protecciones direccionales de tierra, y/o protecciones a detección de tensión por medida del desplazamiento del punto neutro.

### 2.3.2.2. Neutro rígido a tierra (directamente)

$I_N \gg I_{COT}$  la intensidad de defecto circulará por el camino más fácil, es decir, a través de la conexión a tierra del punto neutro (figura N° 2.9), con lo cual las corrientes capacitivas serán despreciables para este régimen de neutro entonces  $I_d \approx I_N$ .

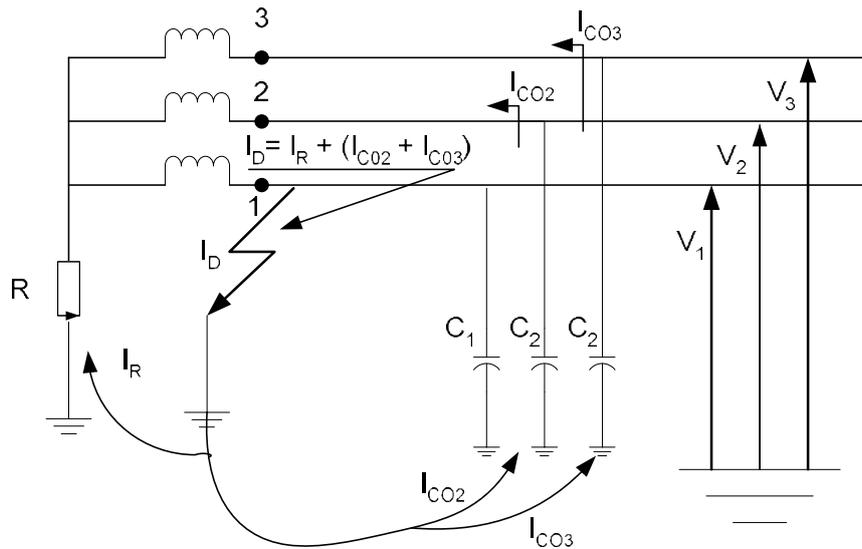
- Requiere interconectar todas las masas y efectuar tomas de tierras múltiples para la protección de las personas.
- Posibilidad de daños importantes en el punto de defecto.
- Nula influencia de las corrientes capacitivas.
- Sobretensiones limitadas.
- Facilidad de detección debido a que el valor de intensidad de defecto a detectar es elevado, por tanto, una detección basada en la suma de las 3 intensidades de fase será suficiente.



*Figura 2.9 Neutro rígido puesto a tierra directamente.*

### 2.3.2.3. Neutro puesto a tierra mediante resistencia.

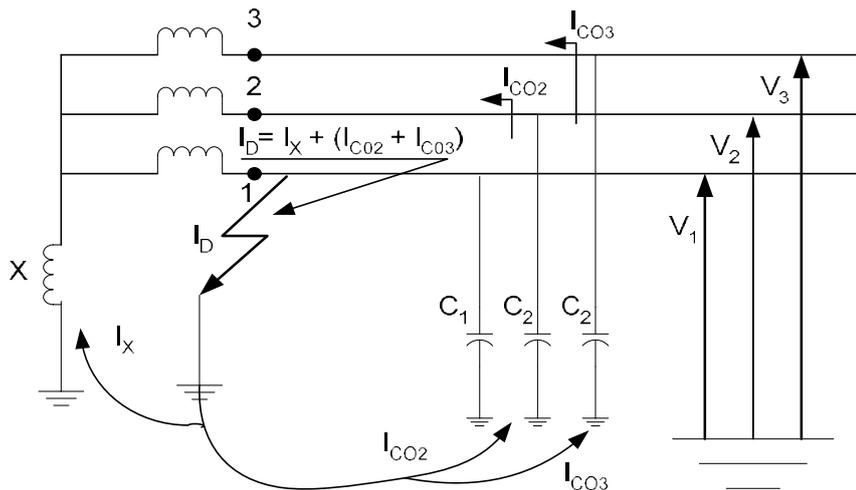
- La resistencia limita el valor de la intensidad de defecto a tierra, y por tanto permite limitar los daños. Se escoge  $R$  tal que:  $I_R > 2 I_{c \text{ total}}$ .
- Las eventuales sobre tensiones quedan limitadas por la resistencia de p.a.t.
- Permite una detección simple del ramal de la red en defecto (figura 2.10).



**Figura. N° 2.10** Neutro puesto a tierra mediante resistencia.

**2.3.2.4. Neutro puesto a tierra mediante reactancia (Bobina Petersen).**

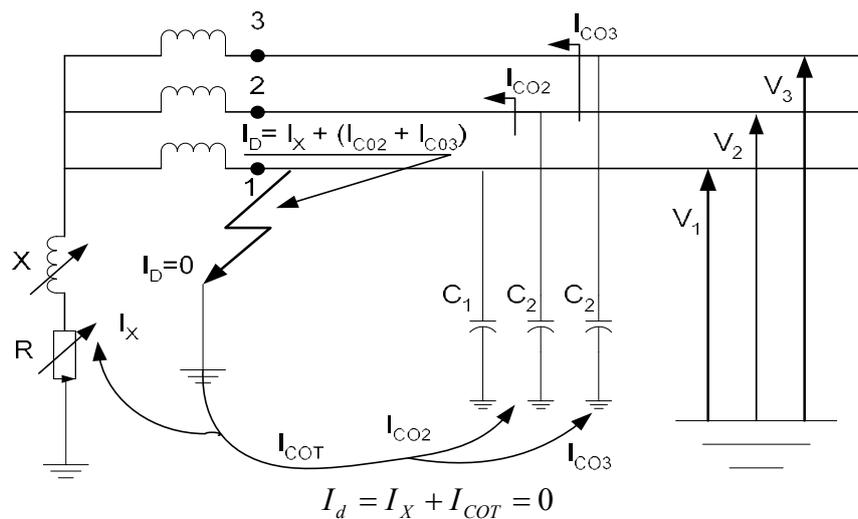
- Se basa en el principio de que  $I_L$  y  $I_{COR}$  se encuentran en oposición de fase.
- Si  $I_L \gg I_{COR}$  se sigue el mismo criterio de protección que en el caso de R limitadora.
- La reactancia es preferida a la resistencia, si  $U > 20$  kV, o si  $I_c$  es grande.
- Si el neutro no es accesible, se puede utilizar una bobina de puesta a tierra, de la misma forma que un transformador de p.a.t. con resistencia (figura 2.11).



**Figura 2.11** Neutro puesto a tierra mediante reactancia. Bobina Petersen.

- Si queremos que  $I_L = I_{COR}$  entonces  $I_D \equiv 0$ , debemos recurrir al uso de la bobina de reactancia acordada o bobina Petersen.

- Necesita adaptar el valor de la bobina a la capacitancia de la red, en función del número de salidas en servicio es utilizable en redes «estables» y requiere de bobinas de inductancia variable.
- Se utiliza para eliminar automáticamente los defectos auto extinguibles, mejorando la continuidad del servicio.
- Requiere de protecciones direccionales de potencia activa residual (complejas) para detectar el ramal en defecto (figura N° 2.12).



**Figura 2.12 Principio de funcionamiento de la bobina de Petersen**

**2.3.2.5. Comparación entre los distintos sistemas de regímenes de neutro.**

**Cuadro 2.1 Resumen de regímenes de neutro.**

	Aislado	Resistencia	Reactancia	Reactancia sintonizada (Petersen)	Directo
<b>Amortiguamiento de las sobre tensiones transitorias</b>	-	+	+ -	+ -	++
<b>Limitación de sobre tensiones a frecuencia industrial (60Hz)</b>	-	+	+	-	+
<b>Limitación de corrientes de defecto</b>	+	+	+	++	-
<b>Posible no disparo al primer defecto</b>	+	-	-	+	-

<b>Protección selectiva simple</b>	-	++	+	--	+
<b>Requiere de personal cualificado</b>	--	+	+	--	+

- **Aislado**

- Posibilidad de no disparo al primer defecto, entonces continuidad de servicio.
- No se producen daños materiales en el punto de defecto.
- Sobretensiones.
- Selectividad muy compleja, así como los medios de captación del defecto.
- Operarios cualificados.

- **Resistencia**

- No sobretensiones.
- Daños limitados.
- Disparo al primer defecto.
- Selectividad y detección de defectos simples.

- **Reactancia**

- Sobretensiones limitadas.
- Disparo al primer defecto.
- Daños limitados.
- Selectividad simple.

- **Directo**

- Ausencia de sobretensiones.
- Disparo imperativo al primer defecto.
- Posibilidad de daños importantes si no se elimina rápidamente el defecto.
- Selectividad simple.

- **Bobina Petersen**

- Sobretensiones limitadas.
- Posible no disparo al primer defecto, entonces continuidad de servicio.
- Daños inexistentes.
- Sistema de protección muy complejo, y requiere de operarios calificados.

## 2.4. PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES DE LINEA O RED

### 2.4.1. Resistencia de los conductores. -

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

$$R_{OP} = R_{20} * [1 + 0.0036 * (t_o - t_{20^{\circ}C})]$$

Donde:

$R_{20}$  = Resistencia del conductor en c.c. a 20 °C, en  $\Omega/\text{km}$

$t_{20^{\circ}C}$  = 20 °C

$t_o$  = Temperatura máxima de operación, en °C.

### 2.4.2. Resistencia homopolar de los conductores.

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

$$R_0 = R + \left[ 3 * \left( \frac{\pi * w}{2} * 10^{-4} \right) \right]$$

R = Resistencia efectiva de los conductores en ohm/m.

### 2.4.3. Reactancia inductiva para sistemas trifásicos equilibrados.

Las fórmulas a emplearse serán las siguientes:

$$X_1 = X_2 = 2 * \pi * f * 0.2 * \text{Ln} \left( \frac{D}{RMG} \right) \text{mH} / \text{Km}$$

Donde:

D = Diámetro del conductor en m.

### 2.4.4. Reactancia inductiva para sistemas trifásicos desequilibrados.

Las fórmulas a emplearse serán las siguientes:

$$X_1 = X_2 = 2 * \pi * f * 0.2 * \text{Ln} \left( \frac{DMG}{RMG} \right), \text{en } \Omega / \text{Km}$$

$$y \quad DMG_{3\phi} = \sqrt[3]{d_{12} * d_{23} * d_{13}}$$

Donde:

DMG = Distancia media geométrica en m.

RMG = Radio medio geométrico, en m.

f = 60 Hz.

#### 2.4.5. Reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.

La fórmula para la reactancia inductiva es:

$$X = 0.1734 * \text{Log} * \left( \frac{De}{Ds} \right), \text{en } \Omega / \text{Km}$$

Donde:

De =  $85 * \sqrt{\rho}$  : Diámetro equivalente, en m

Ds = Radio equivalente del conductor, e igual a 2,117 r' para conductor de 7 alambres.

$\rho$  = Resistividad eléctrica del terreno, se considera 100  $\Omega - \text{m}$ .

r' = Radio del alambre del conductor, en m.

#### 2.4.6. Reactancia capacitiva directa e inversa para sistemas trifásicos.

La fórmula a emplearse para capacitancia de secuencia positiva y negativa será la siguiente:

$$C_1 = C_2 = \frac{2 * \pi * \varepsilon}{\text{Ln} \left( \frac{DMG}{r} \right)} \text{ faradios / m.}$$

### 2.4.7. Reactancias inductivas y capacitivas homopolares para sistemas trifásicos.

La fórmula a emplearse para reactancia inductiva de secuencia homopolar será la siguiente:

$$X_0 = 2 * \pi * f * 10^{-4} * \left[ 6 * \text{Ln} \left( \frac{\delta}{\sqrt[3]{r * A^2}} \right) + (0.5 * \mu) \right], \text{ en } \Omega / \text{ Km}$$

La fórmula a emplearse para la capacitancia de secuencia homopolar será la siguiente:

$$C_0 = \frac{2 * \pi * \epsilon}{\text{Ln} \left( \frac{DMG^4}{27 * r^4} \right)} \text{ faradios / m.}$$

La fórmula a emplearse para la reactancia capacitiva de las secuencias positiva, negativa y cero será la siguiente:

$$X_C = \frac{1}{\omega * C_i} = \frac{1}{2 * \pi * f * C_i}$$

En las fórmulas anteriores:

$$\xi = 1 / 36\pi$$

$r$  : Radio del conductor m.

$$\delta : 1650 * \sqrt{\rho / \omega} \text{ m.}$$

$$A = \sqrt[3]{d_{12} * d_{23} * d_{13}}$$

$\mu = 1$  para el cobre y el aluminio.

$C_i$  = Capacitancia de secuencia positiva, negativo o cero.

## 2.5. CÁLCULO DE FLUJO DE POTENCIA.

El análisis de flujo de potencia (ó flujo de carga) involucra el cálculo de flujos y tensiones en una red de transmisión para condiciones especificadas de operación. Estos cálculos se requieren tanto para el análisis en régimen permanente (ó estado estacionario) como para el análisis dinámico (condiciones iniciales para la simulación dinámica de un sistema).

Se asume que el sistema está balanceado, esto permite la representación por fase del mismo. Para análisis sobre sistemas extensos, se recurre a agrupar cargas y representarlas con un equivalente (por ejemplo, ciudades, fábricas, etc.), ya que su influencia será local, manteniéndose el resultado global dentro de márgenes aceptables.

### 2.5.1. CLASIFICACIÓN DE LAS BARRAS

A cada barra se asocian cuatro variables, potencia activa “P”, potencia reactiva “Q”, magnitud de tensión “V” y ángulo de tensión “θ”. En la resolución de las ecuaciones se presentan los siguientes casos:

- Barras **PV**, control de tensión: la potencia activa y la magnitud de la tensión están especificadas a-priori. Generalmente, barras que se vinculan a generadores resultan de este tipo. Queda por determinar el ángulo de la tensión y el reactivo a inyectar en la barra.
- Barras **PQ**, carga: tanto la potencia activa como reactiva están especificadas. Normalmente las cargas se asumen como de potencia constante para el cálculo de flujos de carga. Queda por determinar la magnitud y ángulo de la tensión de la barra.
- Barra **SLACK**, de referencia: se especifica la magnitud y ángulo de la tensión. Esto genera una referencia fija para el sistema de tensiones de la red. Dado que las pérdidas del sistema de transporte no son conocidas a-priori, al menos una barra debe quedar con P y Q sin especificar, de manera de cerrar el balance global de potencias (y mantener en vigencia el principio de conservación de la energía).

### 2.5.2. ECUACIONES DE LA RED

La relación entre las tensiones y corrientes de barras se puede representar por cualquiera de los métodos de ramas o nudos. Normalmente se prefieren las ecuaciones de nudos ya que el número de ecuaciones de nudos independientes es menor que para el método de ramas.

Las ecuaciones de nodos se pueden escribir en forma matricial como sigue:

$$I = Y_N * V$$

Donde:

$$I = [I_1 I_2 \dots I_n^{-t}], V = [V_1 V_2 \dots V_n^{-t}]$$

$$Y_N = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

n: número total de nodos (barras)

El problema de resolver las ecuaciones de nodos para los sistemas de potencia estriba en la resolución de las ecuaciones no lineales resultantes de la siguiente expresión general para barras PQ:

$$I_k = \frac{P_k - j \cdot Q_k}{V_k}$$

Para nodos PQ, P y Q están especificados, para nodos PV, P y la magnitud de V están especificados, etc. Claramente, las condiciones de contorno del problema lo hacen no-lineal, por lo que la solución es iterativa. Para resolverlo se utilizan métodos como el de GAUSS-SEIDEL de aproximaciones sucesivas, NEWTON-RAPHSON de convergencia rápida, etc.

### 2.5.3. EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

El método de Newton - Raphson parte de la ecuación de error para el nodo i:

$$\Delta S_i = (P_i - j \cdot Q_i) - V_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik} \cdot V_k$$

Los voltajes complejos  $V_k$  se obtienen de forma tal que, si tienda a cero,  $P_i$  y  $Q_i$  son las potencias activas y reactivas predefinidas.  $Y_{ik}$  es un elemento de la matriz Y de la i-ésima fila y k-ésima columna. La solución a la ecuación de error anterior consta de los siguientes tres pasos:

- Cálculo de los errores de potencia por medio de los voltajes de cada nodo.

$$\Delta S_i = S_{esp_i} - S_{cal_i}$$

- Cálculo las variaciones de voltaje para cada nodo con la matriz Jacobiana  $\mathbf{J}$ .

$$\Delta V = J^{-1} \cdot \Delta S$$

- Cálculo de los voltajes de nodo.

$$V_{nue_i} = V_{vie_j} - \alpha \cdot \Delta V_i$$

Los dos pasos de la iteración se inician con  $V=1.0$  pu o con un valor y se debe realizar hasta que el criterio de convergencia se cumpla.

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^n |\Delta S_i|$$

#### 2.5.4. MÉTODO DE INYECCIÓN DE CORRIENTES CON LA MATRIZ REDUCIDA Y FACTORIZADA.

El método de Inyección de Corrientes consta de dos pasos:

- Cálculo de las corrientes de nodo  $I_{red}$  a partir de las potencias dadas de los nodos  $S_{red}$  y de los voltajes de nodo  $V_{red}$  de acuerdo a:

$$I_{red} = S_{red} * V_{red}^{-1}$$

Por lo cual se ajusta un valor estimado para  $V_{red}$  en el primer paso de la iteración.

- Cálculo de los voltajes de nodo de acuerdo a:

$$V_{red} = Y_{red}^{-1} \cdot (I_{red} - Y_{sl} \cdot V_{sl})$$

Donde:

$V_{red}$ : Vector de los voltajes de nodo complejos sin nodos slack

$I_{red}$ : Vector de los voltajes de nodo complejos sin nodos slack

$Y_{red}$ : Matriz de admitancia sin la fila y la columna del nodo slack

$Y_{sl}$ : Columna del nodo slack en la matriz  $Y$

$V_{sl}$ : Voltaje complejo del nodo slack

Los dos pasos de la iteración se inician con un valor  $V=1.0$  pu o con un valor predefinido, y se realiza el proceso iterativo hasta que el criterio de convergencia se cumpla.

$$\varepsilon = \sum_{i=1}^n \left| \frac{V_{i_{\mu+1}} - V_{i_{\mu}}}{V_{i_{\mu}}} \right|$$

Donde  $V_{i_{\mu+1}}$  y  $V_{i_{\mu}}$  son los voltajes en el nodo  $i$  en las iteraciones  $(\mu+1)$  o  $(\mu)$  y  $n$  representa el número de nodos en la red.

### **2.5.5. DIFERENCIAS ENTRE EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE CORRIENTES Y EL MÉTODO DE NEWTON RAPHSON.**

El método de Inyección de Corrientes aplicado a redes sin nodos PV y sin nodos controlados remotamente presenta un buen comportamiento de convergencia, aún en redes con líneas muy cortas (impedancias pequeñas). Es mucho más rápido que el método de Newton - Raphson. Por lo tanto, se debe utilizar cuando el número de nodos PV es pequeño (1 hasta 3), como en el caso de redes de medio y bajo voltaje. Cuando se calculan Redes de Transmisión, se debe hacer uso del método de Newton - Raphson.

### **2.5.6. APLICACIONES DE LOS MÉTODOS DE CÁLCULO.**

**El método Newton Raphson se debe usar en:**

- Redes de distribución y transmisión
- Flujo de Carga Asimétrico
- Balance de Carga.

**El método Inyección de Corrientes se debe usar en:**

- Redes de distribución y transmisión
- Flujo de Carga Asimétrico
- Sólo pocos generadores PV
- Balance de Carga

## **2.6. CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO**

### **2.6.1. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y CONSECUENCIAS DEL CORTOCIRCUITO.**

En las instalaciones eléctricas pueden producirse diferentes tipos de cortocircuitos, y sus características de estos son las siguientes:

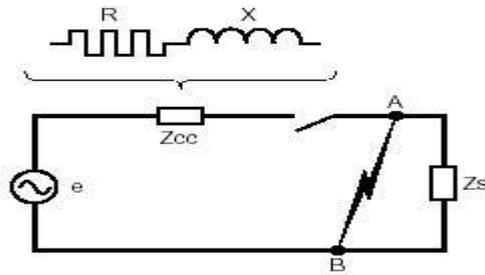
- Su duración: auto extingible, fugaz, permanente,
- Su origen:
  - Originados por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño, como herramientas o animales),
  - Debidos a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico,
  - Causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo,
- Su localización: dentro o fuera de una máquina o un cuadro eléctrico. Desde otro punto de vista, los cortocircuitos pueden ser:
  - Monofásicos: 80% de los casos.
  - Bifásicos: 15% de los casos. Los de este tipo, suelen degenerar en trifásicos.
  - Trifásicos: en origen, sólo el 5% de los casos.

### **2.6.2. ESTABLECIMIENTO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.**

Una red simplificada se reduce a una fuente de tensión alterna constante, un interruptor, una impedancia  $Z_{cc}$ , que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia  $Z_s$  de la carga (figura N° 2-14).

En realidad, la impedancia del generador está compuesta de todo lo que hay aguas arriba del cortocircuito, incluidas las redes de las diversas tensiones (AT, BT) y el conjunto de conductores serie, con sus diferentes secciones y longitudes.

En el esquema de la figura 2.13, con el interruptor cerrado, circula por la red la intensidad de servicio  $I_s$ .



**Figura 2.13 Esquema simplificado de una red.**

Cuando se produce un defecto de impedancia despreciable entre los puntos A y B, aparece una intensidad de cortocircuito,  $I_{cc}$ , muy elevada, limitada únicamente por la impedancia  $Z_{cc}$ .

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  $Z_{cc}$ :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

En una distribución de potencia, la reactancia  $X = L\omega$  es generalmente mucho mayor que la resistencia  $R$ , y la razón  $R/X$  está entre 0,10 y 0,3. Este valor sigue siendo prácticamente igual para valores bajos del  $\cos \varphi_{cc}$  (factor de potencia durante el cortocircuito), o sea:

$$\cos \varphi_{cc} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

Sin embargo, el régimen transitorio de establecimiento de una corriente de cortocircuito depende normalmente de la distancia del punto de defecto a los alternadores. Esta distancia no implica necesariamente una distancia geográfica, sino que se sobreentiende que las impedancias de los alternadores son inferiores a las de las conexiones entre ellos y el punto de defecto.

### 2.6.3. Defecto alejado de los alternadores

Es el caso más frecuente. Entonces, el régimen transitorio es el resultante de la aplicación a un circuito auto inductivo de una tensión:

$$e = E \cdot \text{sen} (\omega L \cdot t + \alpha)$$

Así, la intensidad  $i$  es la suma de dos componentes:  $i = i_a + i_c$ .

- La una ( $i_a$ ) es alterna y senoidal:

$$i_a = I \cdot \text{sen} (\omega L \cdot t + \alpha),$$

Donde:

$$I = \text{intensidad máxima} = \frac{E}{Z_{cc}}$$

$\alpha$  cc= ángulo eléctrico que caracteriza el desfase en el tiempo entre el instante inicial del defecto y el origen de la onda de tensión.

- La otra ( $i_c$ ) es una componente unidireccional:

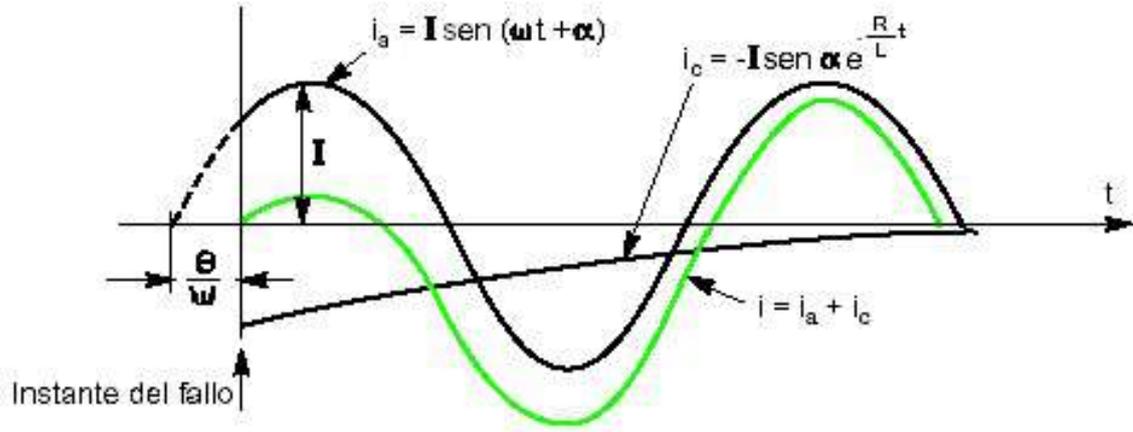
$$i_c = -I \cdot \text{sen} \alpha \cdot e^{-\frac{R}{L}t}$$

Su valor inicial depende de  $\alpha$ , y su amortiguamiento es tanto más rápido cuanto mayor es la relación  $R/L$ .

En el instante inicial del cortocircuito,  $i$  es nula por definición (puesto que el valor de la intensidad de servicio  $I_s$  es despreciable), por lo que:

$$i = i_a + i_c = 0$$

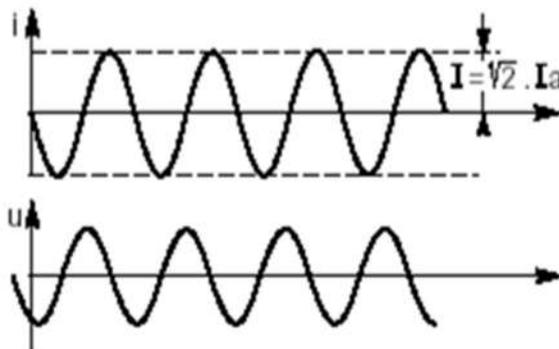
La figura 2.14 nos muestra la representación gráfica de  $i$  mediante la suma algebraica de los valores de las ordenadas de sus 2 componentes,  $i_a$  e  $i_c$ .



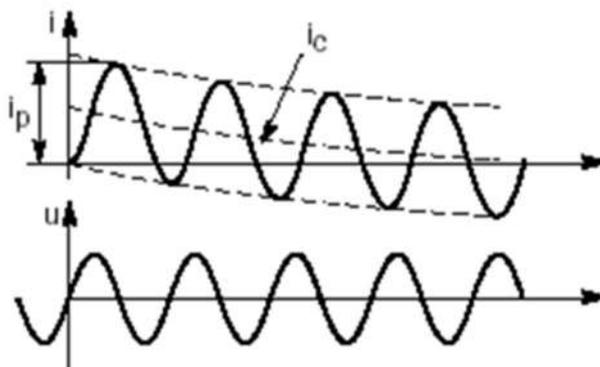
**Figura 2.14** Representación gráfica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador.

La figura 2.15 presenta los dos casos extremos posibles de establecimiento de una corriente de cortocircuito  $I_{cc}$ , que, para facilitar la comprensión, se representan con una tensión alterna monofásica.

a) Simétrico



b) Asimétrico



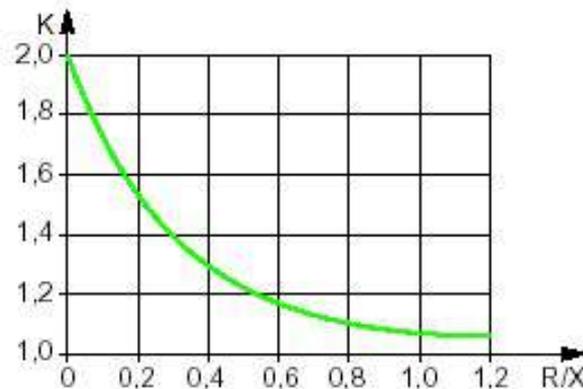
**Figura. 2.15** Presentación gráfica de los dos casos extremos de una corriente de cortocircuito, simétrica y asimétrica.

El factor  $e^{-\frac{R}{L}t}$  es tanto mayor cuanto menor es el amortiguamiento de la componente unidireccional, es decir, la razón **R/L** o **R/X**. Es pues necesario calcular  $i_p$  para determinar el poder de cierre de los interruptores automáticos a instalar y también para definir los esfuerzos electrodinámicos que deberá soportar el conjunto de la instalación.

Su valor se deduce del valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrica, mediante la relación:

$$i_p = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_a$$

en la que el coeficiente **K** viene dado por la curva de la figura N° 2.16 en función de la razón **R/X** o **R/L**.



**Figura 2.16 Variación del factor K en función de R/X o R/L (CEI 909)**

#### 2.6.4. Defecto en la proximidad de los alternadores

Cuando el defecto se produce muy cerca del alternador que alimenta el circuito afectado, la variación de la impedancia del alternador, que ahora pasará a ser preponderante, provoca la amortiguación de la corriente de cortocircuito.

En efecto, en este caso, el régimen transitorio de establecimiento de la corriente se complica por la variación de la f.e.m. (fuerza electromotriz) resultante del cortocircuito.

Como simplificación, consideramos el valor de la f.e.m. constante, pero la reactancia interna que en el instante de aparición del defecto o de cierre está caracterizado, con

relación al valor de la tensión de la red, por su ángulo de desfase  $\alpha$  (aparición del defecto), la tensión se puede expresar como:  $u = E \text{ sen } (\omega t + \alpha)$ .

La evolución de la corriente es de la forma:

$$i = \frac{E}{Z} \left[ \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) - \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Con sus dos componentes: una alterna senoidal, desfasada  $\varphi$  respecto a la tensión, y la otra, unidireccional, tendiendo a 0 cuando t tiende al infinito.

De donde, los dos casos extremos de  $\alpha$  son:

- $\alpha = \varphi = \frac{\pi}{2}$ , o «régimen simétrico» (a):

La corriente de defecto es de la forma:

$$i = \frac{E}{Z} [\text{sen} \omega t]$$

que, desde el principio, tiene los mismos valores que en régimen permanente, con un valor pico  $E/Z$ .

- $\alpha = 0$  «régimen asimétrico» (b).

La corriente de defecto es de la forma:

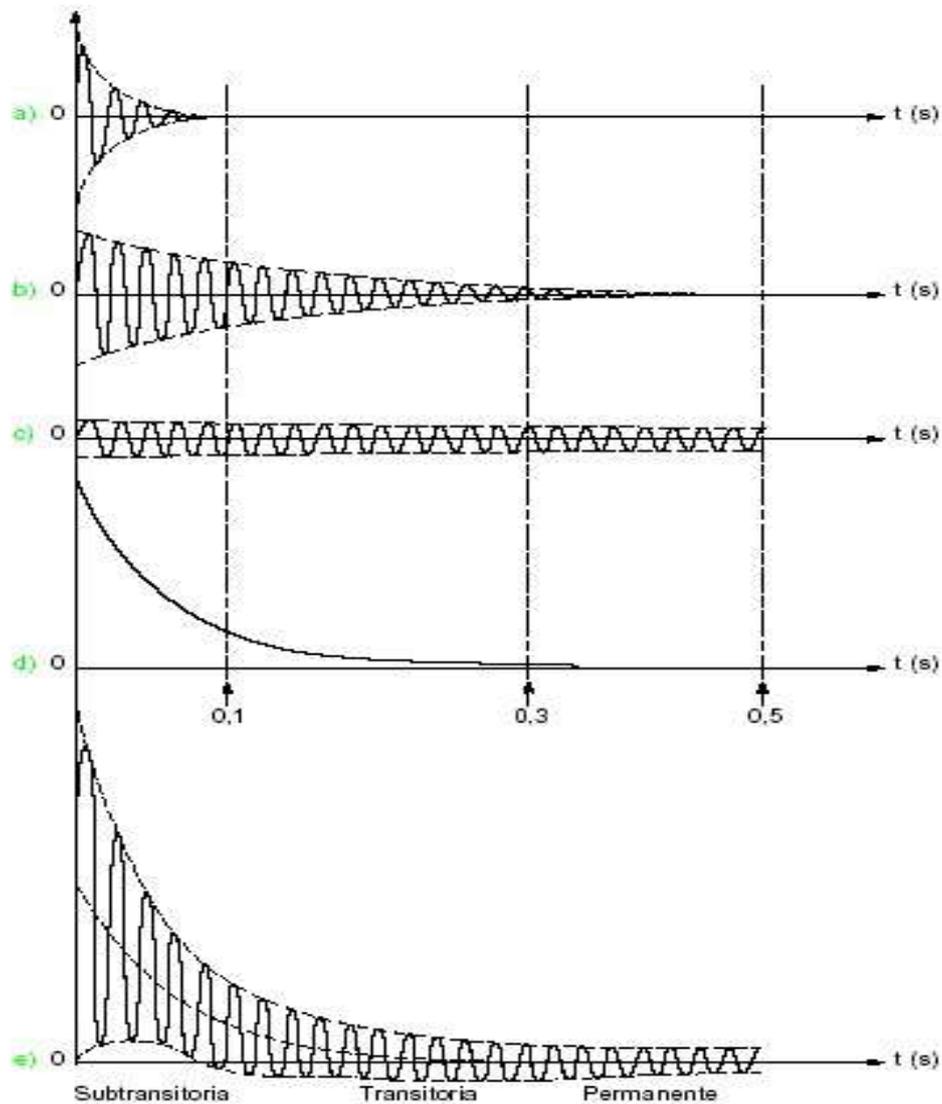
$$i = \frac{E}{Z} \left[ \text{sen}(\omega t - \varphi) - \text{sen} \varphi e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Así, su primer valor de cresta,  $i_p$ , es función de  $\varphi$  y por tanto, de la relación  $R/X = \cos \varphi$  del circuito de la máquina como variable; esta reactancia evoluciona en tres etapas o estados:

- **El subtransitorio:** corresponde a los 10 ó 20 primeros milisegundos del defecto,
- **El transitorio:** a continuación del anterior y que se prolonga hasta 500 milisegundos,
- y después, **el permanente** o reactancia síncrona.

Esta intervención sucesiva de las tres reactancias provoca una disminución progresiva de la intensidad de cortocircuito, intensidad que es, por tanto, la suma de cuatro componentes (figura 2.17), o sea:

- Las tres componentes alternas (subtransitoria, transitoria y permanente),
- y, cuarta, la componente unidireccional que resulta del establecimiento de la corriente en el circuito (inductivo).



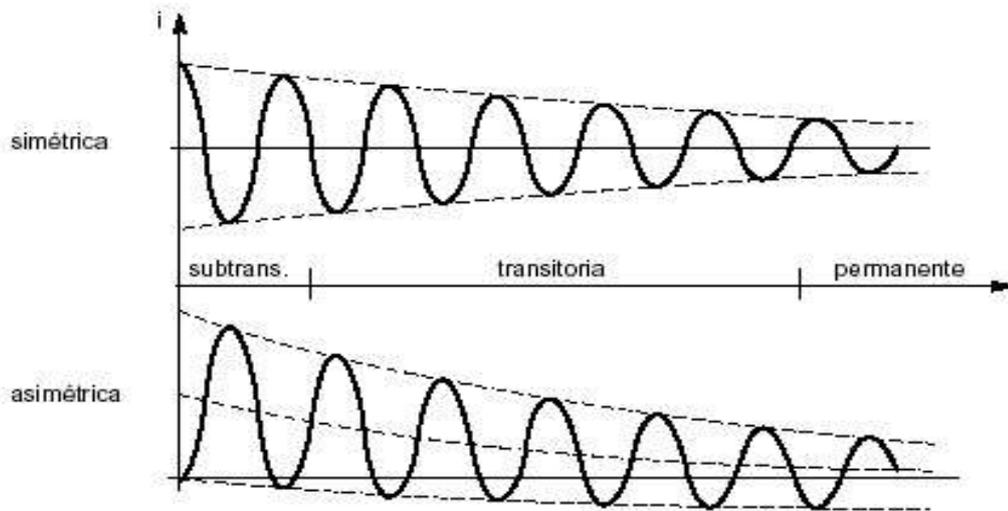
**Figura 2.17** Contribución a la corriente total de cortocircuito  $I_{cc}$  (e) de:  
a) La reactancia subtransitoria                      c) La reactancia permanente  
b) La reactancia transitoria                         d) La componente unidireccional

*Nótese en la figura anterior que la reactancia del alternador disminuye más deprisa que la componente unidireccional. Este fenómeno, poco frecuente, puede representar serios problemas de corte y, además, provocar la saturación de los circuitos magnéticos ya que la corriente no pasa por cero sino después de varios periodos.*

En la práctica, el conocimiento de la evolución de la corriente de cortocircuito en función del tiempo no es siempre indispensable:

- En BT, como consecuencia de la velocidad de actuación de los aparatos de corte, el conocimiento de la corriente de cortocircuito subtransitoria, denominada  **$I_k''$** , y de la amplitud máxima de cresta asimétrica,  **$i_p$** , es suficiente para la determinación del poder de corte (PdC) de los aparatos de protección y de los esfuerzos electrodinámicos que soportará el circuito,
- Por el contrario, en distribución BT de potencia y en MT, es frecuente utilizar la corriente de cortocircuito transitoria si la ruptura o interrupción se produce antes de que llegue a aparecer la corriente de cortocircuito permanente. En este caso, es interesante introducir la corriente de cortocircuito cortada, denominada  **$I_b$** , que es la que determina el PdC de los interruptores automáticos temporizados o retardados.  **$I_b$**  es el valor de la corriente de cortocircuito en el instante del corte efectivo, y, por tanto, después de un tiempo  $t$  desde el establecimiento del cortocircuito, siendo  $t = t_{\min}$ . El tiempo  $t_{\min}$  [tiempo muerto mínimo] es la suma del retardo (temporización) mínimo de funcionamiento del relé de protección y del tiempo de apertura más corto del interruptor automático al que está asociado. Se trata del menor tiempo transcurrido entre la aparición de la corriente de cortocircuito y la primera separación de los contactos de uno de los polos del aparato de maniobra.

- La (figura 2.18) representa las diferentes corrientes de cortocircuito así definidas.



**Figura 2.18** Las corrientes de un cortocircuito cerca de un alternador (trazado esquemático).

## 2.7. DEFECTOS O FALLAS. CLASIFICACIÓN, CAUSAS Y EFECTOS.

Los defectos o fallas son perturbaciones que se manifiestan como alteraciones fuera de los valores deseables de las magnitudes características de tensión y corriente suministradas en algún punto del sistema.

### 2.7.1. Clasificación de los defectos o fallas según su duración.

**Fallas Temporales.** - Son aquellas que se pueden interrumpir en periodos de tiempo breves antes de que puedan causar daños, esta interrupción se hace generalmente con dispositivos de protección.

**Fallas Permanentes.** - Son las fallas que prevalecen sin que influya la rapidez de desconexión de los dispositivos de protección.

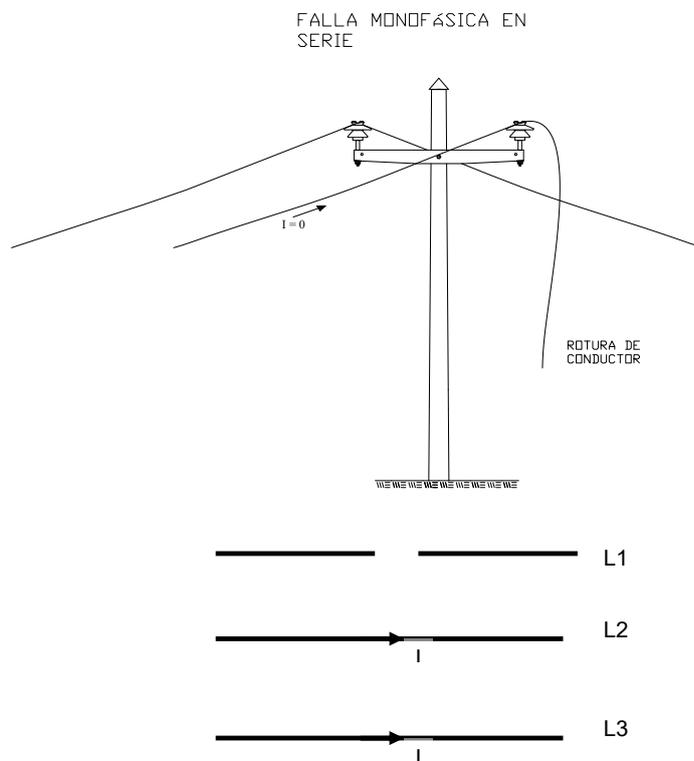
Podemos distinguir los siguientes rangos en milisegundos.

- Auto extingüibles : 10 a 20 ms
- Transitorios :  $100 \text{ ms} < t < 1 \text{ s}$
- Semi permanentes :  $t > 1 \text{ a } 30 \text{ s}$
- Permanentes :  $t > 30 \text{ s}$

## 2.7.2. Clasificación de los defectos o fallas según la forma.

**Falla Serie.** - Falla por la cual las impedancias de cada una de las tres fases no son iguales, generalmente causada por la interrupción de una o dos fases. Dentro de las fallas en serie tenemos:

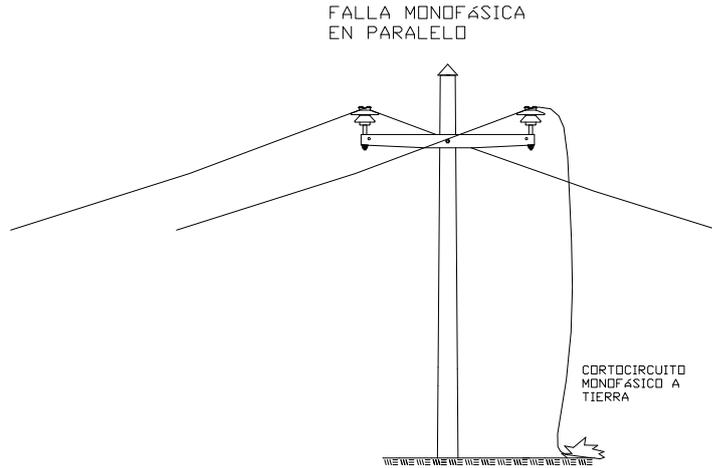
- Falla trifásica.
- Falla bifásica.
- Falla monofásica.



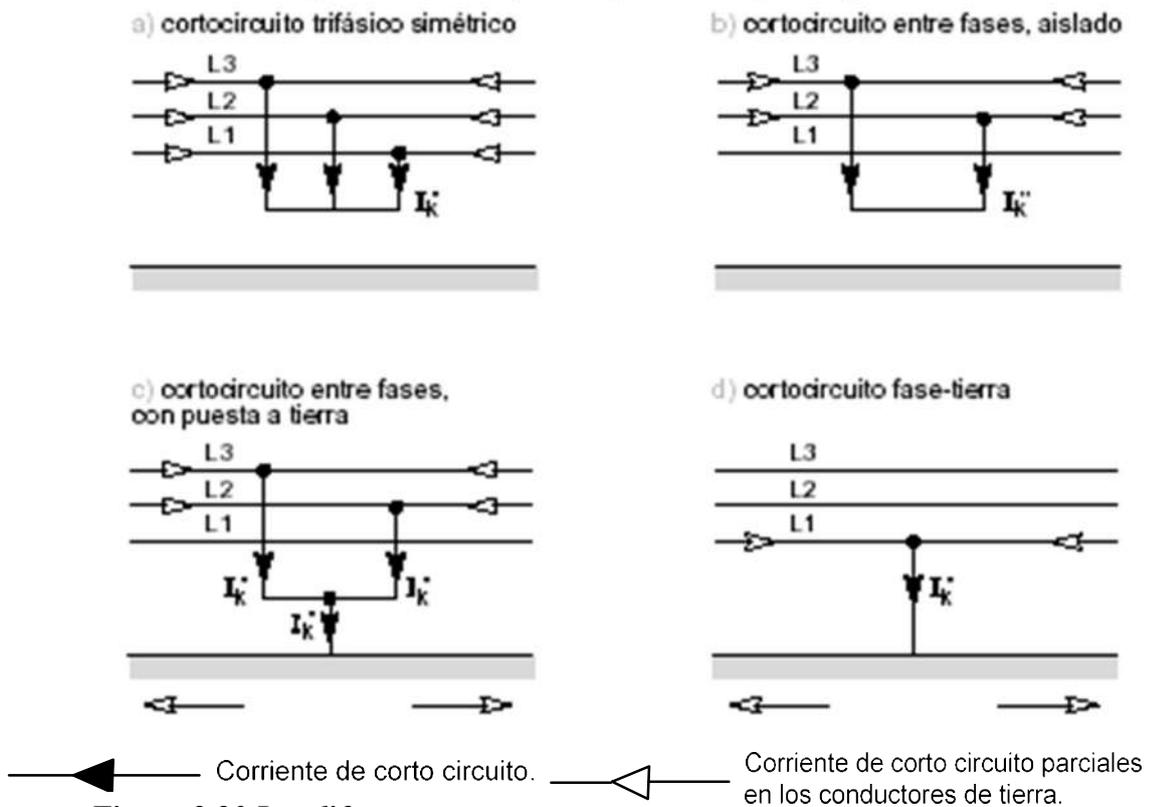
*Figura 2.19 Gráfico y esquema de corrientes de falla monofásica serie.*

**Falla Paralela.** - Falla que se caracteriza por el flujo de corriente entre dos o más fases o entre la fase(s) y la tierra a la frecuencia de la red de energía asociado. Dentro de las fallas paralelas tenemos:

- Cortocircuito trifásico simétrico.
- Cortocircuito entre dos fases, aislado (llamados también polifásicos).
- Cortocircuito entre dos fases, con contacto a tierra (llamado también polifásico a tierra).
- Cortocircuito fase-tierra (llamado también monofásicos a tierra).



**Figura 2.19.1** Gráfico de falla monofásica paralelo.



**Figura 2.20** Los diferentes cortocircuitos en paralelo y sus corrientes. El sentido de las flechas indicando las corrientes es arbitrario (CEI 909).

### 2.7.3. Causas de los defectos o fallas.

**Cuadro 2.2** Causas de los defectos o fallas.

	Redes aéreas (líneas)	Redes subterráneas (cables)
Fallo de aislamiento	X	X
Contacto accidental de conductores	X	X

<b>Sobre tensiones atmosféricas</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Sobre tensiones de maniobra</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Rotura mecánica</b>	<b>X (42%)</b>	<b>X</b>
<b>Trabajos en los alrededores de la línea de servicio</b>	<b>X</b>	<b>X (30%)</b>

#### **2.7.4. Efectos que causan los defectos en las instalaciones MT.**

##### **Sobrecorrientes**

- Calentamientos anómalos de los conductores y máquinas.
- Reducción de la vida de la máquina y/o instalación por envejecimiento prematuro de los aislantes.

##### **Cortocircuitos**

- Calentamiento brusco e intenso.
- Esfuerzos electrodinámicos deformación de los conductores activos o embarrados.

##### **Sobretensiones**

- Solicitación anómala del material aislante.
- Reducción de la vida de la aparamenta y equipos del circuito.
- Evoluciona siempre hacia un defecto polifásico.

#### **2.7.5. Consecuencias de los cortocircuitos.**

Depende de la naturaleza y duración de los defectos, del punto de la instalación afectado y de la magnitud de la intensidad:

**a)** Según el lugar del defecto, la presencia de un arco puede:

- Degradar los aislantes,
- Fundir los conductores,

- Provocar un incendio o representar un peligro para las personas.
- b) Según el circuito afectado, pueden presentarse:
- Sobreesfuerzos electrodinámicos, con:
    - Deformación de los juegos de barras,
    - Arrancado o desprendimiento de los cables;
- c) Sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto Joule, con riesgo de deterioro de los aislantes;
- d) Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas:
- Bajadas de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos;
  - Desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y la selectividad de sus protecciones;
  - Inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas;
  - Perturbaciones en los circuitos de mando y control.

#### 2.7.6. Datos estadísticos.

*Cuadro 2.3*

	<b>Monofásico a tierra</b>	<b>Polifásico</b>	<b>Polifásico a tierra</b>
<b>Transitorios 91%</b>	84%	13%	3%
<b>Semi permanentes 6%</b>	54%	38%	8%
<b>Permanentes 3%</b>	44%	50%	6%

## 2.8. MÉTODOS DE CÁLCULO DE LAS ICC

Existen múltiples métodos para el cálculo de corrientes de corto circuito, describiremos las más conocidas.

Para los tres métodos descritos a continuación las impedancias de red  $Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_0$  (impedancias positivas, negativa y cero respectivamente) se pueden calcular a partir de las ecuaciones de red:

$$V = Y^{-1} * I$$

Del sistema de secuencia positiva, negativa y cero. Dependiendo del método empleado, la matriz **Y** toma diferentes valores como se verá más adelante.

Los métodos tratados en este trabajo son:

- El método IEC 909 (VDE 0102)
- El método ANSI/IEEE.
- El método de superposición.

Las corrientes de corto circuito son: La corriente pico, la corriente de interrupción, la corriente de estado estable y la corriente térmica. Las normas IEC y ANSI/IEEE indican el procedimiento para calcular estas corrientes a partir de la corriente de cortocircuito inicial.

La corriente inicial de corto circuito en las fases (de falla) se calcula haciendo uso de las componentes simétrica.

### **2.8.1. Método IEC 909 (VDE 0102).**

Se aplica a todas las redes, radiales o en mallas, hasta 230 kV. Basada en el teorema de Thévenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red y las máquinas sincrónicas y asíncronas se sustituyen por sus impedancias (directa, inversa y homopolar). Con este método se desprecian todas las capacidades de línea y las admitancias en paralelo de las cargas no giratorias, salvo las del sistema homopolar. La IEC 909; se emplea por su precisión y su aspecto analítico. Más técnico, emplea el principio de las componentes simétricas.

Este método ajusta por definición los voltajes de prefalla en los nodos bajo falla a:  $V_f = c * V_n$ , por lo cual las corrientes de alimentación, se ajustan a cero. El factor de voltaje **c** depende del voltaje nominal del sistema en el punto de localización de la falla y está definido por norma.

Según el método IEC, en la matriz  $Y$ , se recomienda despreciar todas las admitancias paralelo de secuencia positiva. Adicionalmente se corrigen las impedancias de los elementos de alimentación de las fallas.

El cálculo de las corrientes: Corriente pico  $I_p$ , corriente de interrupción  $I_b$ , corriente de estado estacionario  $I_k$  y la corriente de cortocircuito térmico  $I_{th}$ , se describen más adelante en detalle en el punto 2.5.2.5 de este capítulo.

### 2.8.2. Método ANSI/IEEE.

Este método ajusta por definición la tensión de prefalla en el nodo bajo falla a  $V_f = E_{OPER.}$ , y las corrientes de alimentación, se ajustan a cero. El valor  $E_{OPER.}$  es un valor de entrada, y es el mayor voltaje de operación, en el nodo bajo falla. Para calcular la corriente de interrupción de un interruptor, la corriente se debe multiplicar por un factor, el cual es función de la relación  $X/R$  en el punto de falla.

Según esta norma, en la matriz  $Y$  se debe construir tres matrices  $Y$  diferentes de secuencia positiva para poder calcular las corrientes iniciales simétrica  $I_k''$  (0.5 ciclos),  $I_a$  (x ciclos), e  $I_k$  (30 ciclos). Las impedancias de los generadores y motores se deben corregir para las tres matrices (según norma ANSI/IEEE C37.010-1979). Las cargas se desprecian.

Las impedancias de secuencia negativa y cero no se corrigen. Para obtener la relación  $X/R$  se construyen por separado dos matrices de admitancia nodal (secuencia positiva y cero) considerando solamente la parte resistiva de la red.

### 2.8.3. Cálculo de corrientes de cortocircuito según Norma ANSI/IEEE.

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE, las corrientes se calculan con el fin de seleccionar interruptores. Hay cuatro corrientes diferentes:

- Corriente simétrica (inicial)  $I_k''$ .
- Corriente asimétrica de 0.5 ciclos  $I_{asi}$ .
- Corriente simétrica de interrupción de x ciclos  $I_a$  (x: valor de entrada, por ejemplo: 3, 4, 5, 8)
- Corriente de estado estacionario  $I_k$  (30 ciclos).

Para los tres tiempos (0.5, x, 30 ciclos) se debe construir una red separada. Todos los voltajes de falla se presentan para la red de 0.5 ciclos.

#### a. Corriente Simétrica de 0.5 Ciclos

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$Ik_1'' = \frac{E_{oper}}{Zk_1}$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla  $Zk_1$  se puede hallar a partir de la matriz compleja  $Y$  del sistema de secuencia positiva. La matriz  $Y$  es diferente a la utilizada en la norma IEC909.

#### b. Corriente Asimétrica de 0.5 Ciclos

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$Iasi_1'' = \frac{E_{oper}}{Zk_1} * \sqrt{1.0 + 2.e^{-4.\pi.f.t.R/X}} = \frac{E_{oper}}{Zk_1} * \sqrt{1.0 + 2e^{-2.\pi.R/X}}$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla,  $Zk_1$ , se puede hallar a partir de la matriz compleja  $Y$  del sistema de secuencia positiva, en forma similar a  $Ik''$ .

La relación  $X/R$  también se puede hallar de la matriz  $Y$  admitancia. Y  $f$  es la frecuencia de la red,  $t = 0.5 / f$ , el tiempo.

#### c. Corriente de Interrupción Simétrica (Corriente de x Ciclos)

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$Ia = fcc * \frac{E_{oper}}{Zki_1}$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla,  $Zk_1$ , se puede hallar a partir de la matriz compleja  $Y$  del sistema de secuencia positiva, la cual es diferente a la utilizada para el cálculo de  $Ik''$ . El factor  $fcc$  se puede calcular con la ayuda de  $X/R$  y de la relación  $Zki_1/R$ , del tipo de red (generador cercano o lejano) y del tipo de

cortocircuito (falla simétrica o asimétrica). El valor de la resistencia  $R$  se halla a partir de una matriz  $Y$  aparte que contiene solamente la parte resistiva de la red. El valor de  $f_{CC}$  se puede hallar de las figuras 8, 9 y 10 de la norma ANSI C37.010-1979. El programa también presenta el valor  $E/Z$  como:

$$I_a = \frac{E_{oper}}{Zk_i_1}$$

#### **d. Corriente Simétrica de Estado Estacionario (30 ciclos)**

La corriente se calcula como se indica a continuación (cc trifásico):

$$I_k = \frac{E_{oper}}{Zkk_1}$$

La impedancia en el punto de ubicación de la falla,  $Zk_i$ , se puede hallar a partir de la matriz compleja  $Y$  del sistema de secuencia positiva, la cual es diferente a la utilizada para el cálculo de  $I_k''$  e  $I_a$ .

#### **2.8.4. Método de Superposición.**

Existe otro método que utilizan el principio de superposición y necesitan un cálculo previo de la corriente de carga. Merece especial mención la norma CEI 865 (VDE 0103) que se basa en el cálculo de la corriente de cortocircuito térmicamente equivalente.

Según este método, en la matriz  $Y$  todos los elementos se toman en cuenta en los cálculos.

Este método es el más preciso, si se conocen los voltajes de pre-falla. Es difícil conocer los voltajes antes del cortocircuito, especialmente en la etapa de planeamiento, donde los resultados de flujo de carga sólo pueden ser aproximados. Es más aun difícil hallar los resultados de Flujo de carga que producen las corrientes de corto circuito máximas y mínimas en los diferentes puntos del sistema. Para este método se debe calcular un flujo de carga antes de realizar los cálculos de corto circuito.

Los métodos IEC y ANSI/IEEE son métodos simplificados y se pueden utilizar para calcular las corrientes. Estos tienen la ventaja de que no se requieren conocer los voltajes

de pre-falla para obtener resultados precisos. Las corrientes calculadas son conservadoras (están en el lado seguro).

## **2.9. CÁLCULO DE ICC EN REDES CON COMPONENTES SIMÉTRICAS.**

El cálculo con la ayuda de las componentes simétricas resulta particularmente útil para el caso de defectos en redes trifásicas desequilibradas, porque las impedancias clásicas, R y X, llamadas «cíclicas» no se pueden utilizar debido, por ejemplo, a los fenómenos magnéticos. Por tanto, es necesario este tipo de cálculo:

- Si se trata de un sistema no simétrico de tensiones y corrientes (vectores de Fresnel con módulos diferentes y con desfases diferentes de  $120^\circ$ ); es el caso de un cortocircuito monofásico (fase-tierra), bifásico, o bifásico con tierra,
- Si la red tiene sobre todo máquinas rotativas y transformadores especiales (conexión estrella-estrella neutro, por ejemplo).

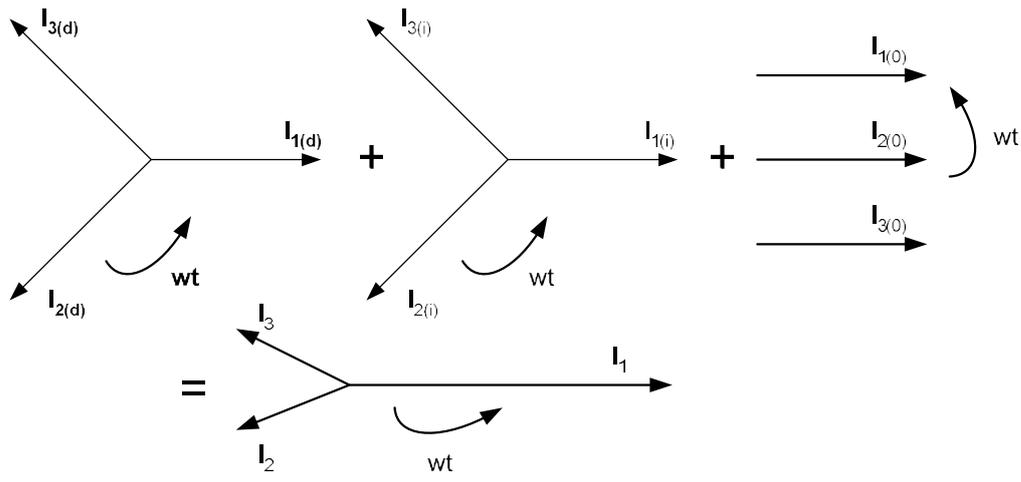
Este método es aplicable a cualquier tipo de red de distribución radial y para cualquier tensión.

### **2.9.1. REPASO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS.**

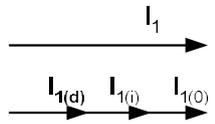
Como el teorema de Leblanc que dice que un campo alterno rectilíneo de amplitud senoidal equivale a dos campos rotativos de sentidos inversos, la definición de las componentes simétricas se basa en la equivalencia entre un sistema trifásico desequilibrado y la suma de tres sistemas trifásicos equilibrados: directo, inverso y homopolar (figura 2.20.1).

Para el cálculo de las corrientes de defecto se utiliza el principio de superposición. Para la explicación que sigue, el sistema se define tomando la corriente  $I_1$  como referencia de rotación, con:

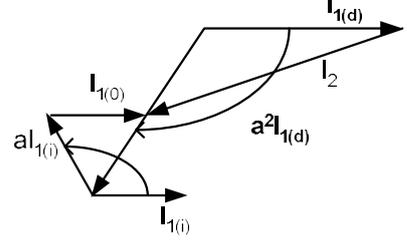
- $I_{1d}$  como su componente directa,
- $I_{1i}$  como su componente inversa,
- $I_{1o}$  como su componente homopolar, y que utiliza el operador,



Construcción geométrica de  $I_1$



Construcción geométrica de  $I_2$

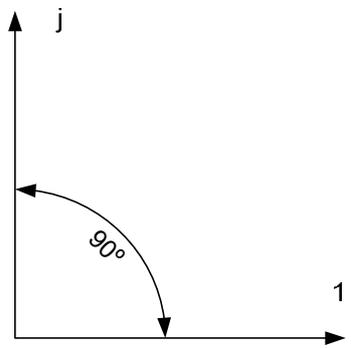


**Figura 2.20.1 Construcción gráfica de la suma de tres sistemas trifásicos: directo, inverso y homopolar.**

El operador “a” se define como:

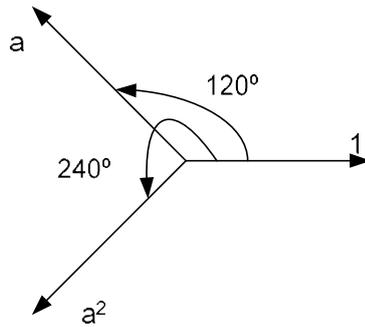
$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \text{ entre } \overline{I1}, \overline{I1}, \overline{I3}.$$

Definición del operador “j”:  $j = \left(1, \frac{\pi}{2}\right)$



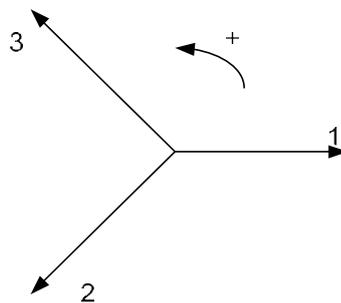
**Figura. N° 2.21 Angulo del operador “j”**

Definición del operador a”:  $a = \left(1, \frac{2\pi}{3}\right) = \frac{1}{120^\circ} \Rightarrow a^2 = \frac{1}{240^\circ}$



**Figura. 2.22** Angulo del operador “a”

Sistema trifásico equilibrado:



**Figura 2.23** Sistema trifásico en equilibrio

La corriente es la proyección del vector sobre el eje de las X:

$$I_1 = I \cdot \text{sen} \omega t$$

$$I_2 = I \cdot \text{sen}(\omega t - 2\pi/3)$$

$$I_3 = I \cdot \text{sen}(\omega t - 4\pi/3)$$

Por tanto, los cálculos se basarán por tanto sobre la fase 1, y se basarán en 3 sistemas equilibrados:

- El sistema directo  $I_d$
- El sistema inverso  $I_i$
- El sistema homopolar  $I_o$

Este principio, aplicado a un sistema de corrientes, se verifica mediante la construcción gráfica (figura 2.20). Por ejemplo, la suma gráfica de vectores da, para  $I_2$ , el siguiente resultado:

$$I_2 = a^2 \cdot I_{1d} + a \cdot I_{1i} + I_{1o}$$

Las corrientes  $I_1$  e  $I_3$  se expresan de la misma forma, obteniéndose el sistema:

$$I_1 = I_{1d} + I_{1l} + I_{10}$$

$$I_2 = I_{2d} + I_{2l} + I_{20} = a^2 \cdot I_{1d} + a \cdot I_{1l} + I_{10}$$

$$I_3 = I_{3d} + I_{3l} + I_{30} = a \cdot I_{1d} + a^2 \cdot I_{1l} + I_{10}$$

Estas componentes simétricas de corriente están relacionadas con las componentes simétricas de tensión por las impedancias correspondientes:

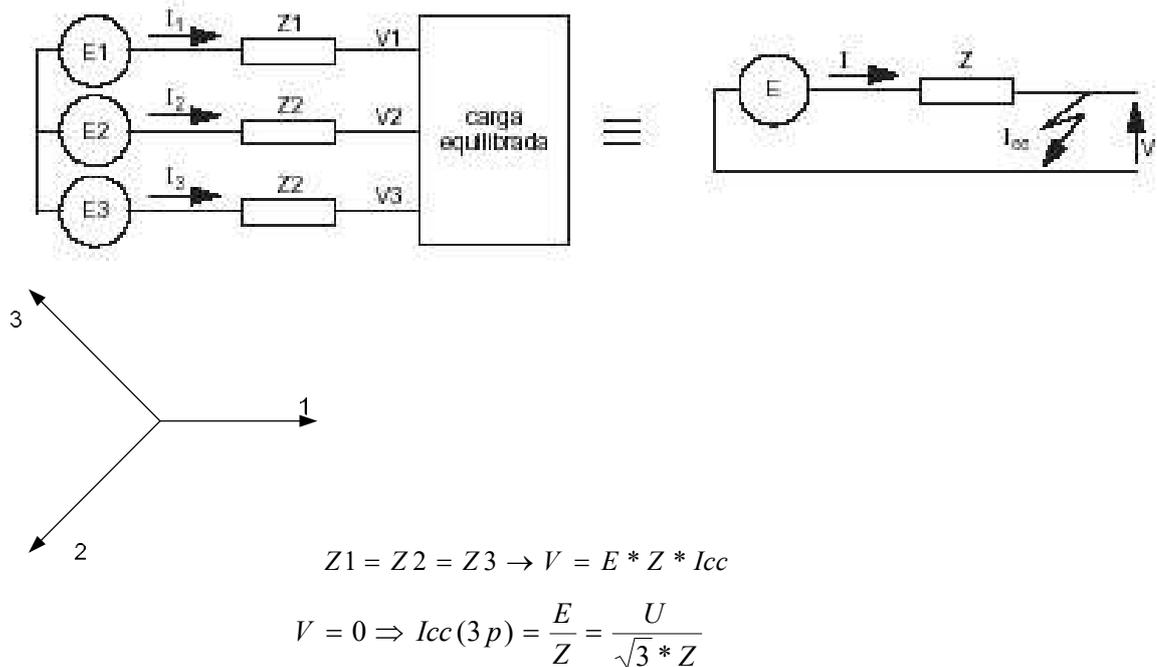
$$Z_d = \frac{V_d}{I_d} * Z_i = \frac{V_i}{I_i} * Z_o = \frac{V_o}{I_o}$$

Estas impedancias se definen a partir de las características de los diferentes elementos (indicados por los constructores) de la red eléctrica estudiada. Con estas características hay que resaltar que  $Z_i \approx \square Z_d$  salvo para las máquinas rotativas, cuando  $Z_o$  varía según los elementos (cuadro 2.4).

ELEMENTOS	$Z_o$
Transformador (visto del lado secundario)	
Sin neutro	$\infty$
Yyn o Zyn      flujo libre flujo forzado	$\infty$ 10 a 15 $X_d$
Dyn o YNyn Primario D o Y + zn	$X_d$ 0.1 a 0.2 $X_d$
Máquina	
Síncrona	$\approx 0.5 Z_d$
Asíncrona	$\approx 0$
Línea	$\approx 3 Z_d$

**Cuadro 2.4 Característica homopolar de los diferentes elementos de una red eléctrica.**

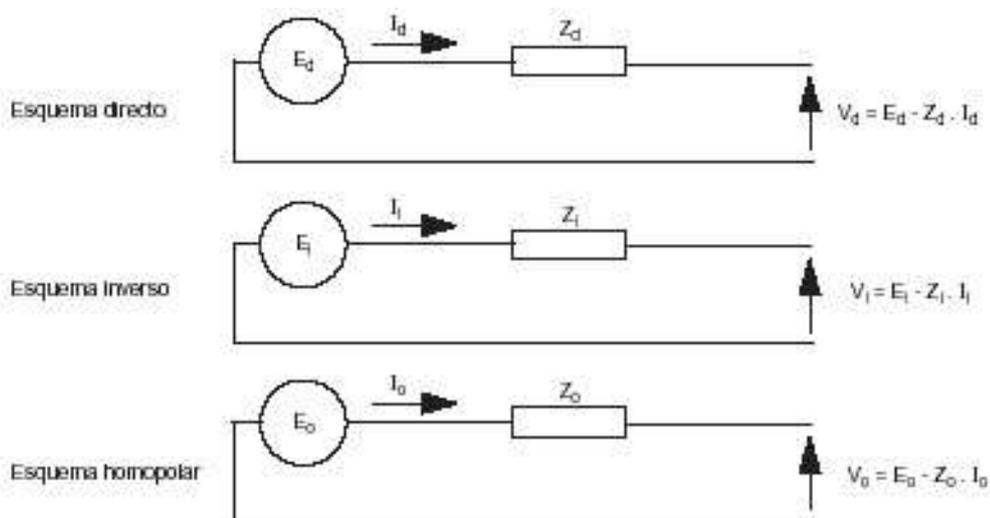
**Esquemas monofásicos equivalentes. Sistema equilibrado.**



**Figura 2.24 Esquema monofásico equivalente, sistema equilibrado.**

**2.9.2. Esquema monofásico equivalente. Sistema desequilibrado.**

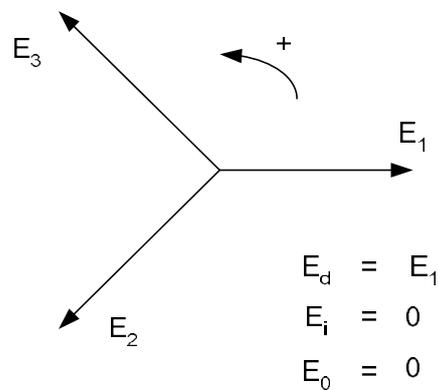
- f.e.m. desequilibrada  $\Rightarrow E \neq E_2 \neq E_3$
- Res desequilibrada  $\Rightarrow Z_1 \neq Z_2 \neq Z_3$
- Carga equilibrada.



**Figura 2.25: Esquema monofásico equivalente, sistema desequilibrado.**

### 2.9.3. Componentes simétricas para una red trifásica.

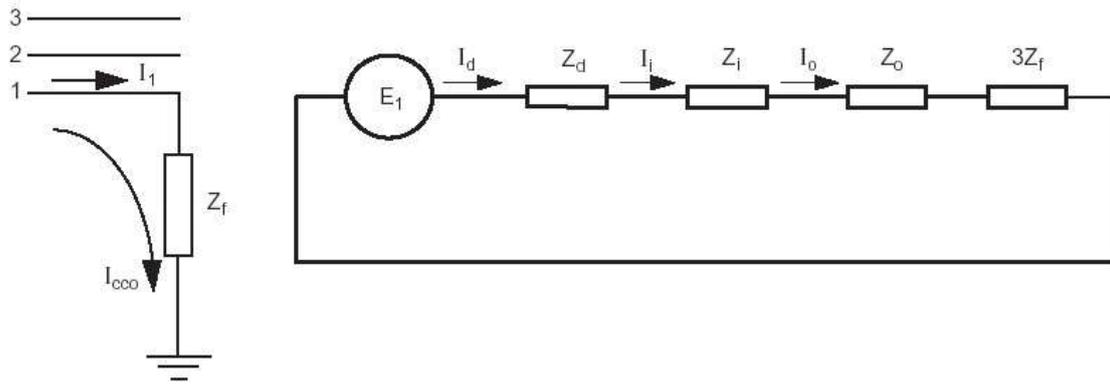
- La tensión de la fuente es equilibrada.
- Los equipos eléctricos son simétricos (equilibrados)
  - Líneas
  - Transformadores
  - Motores
  - Condensadores.
- Los defectos son:
  - Simétricos
    - Defecto trifásico (tripolar):  $I_{cc3p}$
    - Defecto trifásico a tierra (tripolar a tierra):  $I_{cc3pt}$
  - Defectos asimétricos:
    - Defecto entre 2 fases (bipolar):  $I_{cc2p}$
    - Defecto entre 2 fases y tierra (bipolar a tierra):  $I_{cc2pt}$
    - Defecto fase-tierra (unipolar a tierra):  $I_{cc1pt}$  ó  $I_{cco}$ .



*Figura 2.26 Componentes simétricas para una red trifásica.*

## 2.10. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

### A. Defecto fase - tierra ( $I_{cc} = I_{1pt} = I_{cco}$ ).



$$\begin{cases} E_d = E_1 \\ E_i = 0 \\ E_o = 0 \end{cases} \Rightarrow I_d = I_i = I_o = \frac{E_1}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f}$$

$$I_1 = I_{cco} = I_d + I_i + I_o = \frac{3E_1}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f}$$

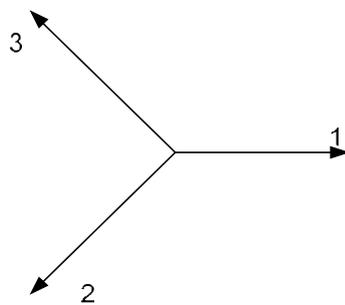
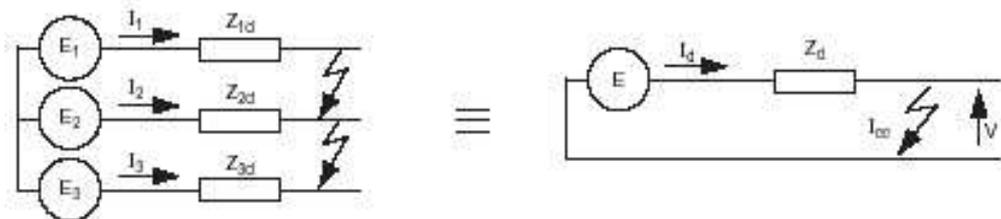
$$I_2 + I_d(1 + a + a^2) = 0$$

$$I_3 + I_d(1 + a^2 + a) = 0$$

$$\text{Entonces: } \Rightarrow I_{cco} = \frac{3E_1}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{3 * U / \sqrt{3}}{Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_f}$$

**Figura 2.27 Defecto de fase - tierra**

### B. Defecto trifásico o tripolar (Icc 3p).



$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z_d \rightarrow V = E - Z_d \cdot I_d$$

$$V = 0 \Rightarrow I_{cc(3p)} = \frac{E}{Z_d} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_d}$$

**Figura 2.28 Defecto trifásico o tripolar**

**C. Defecto bifásico o bipolar (I<sub>cc</sub> 2p)**

También se le denomina a este valor como I<sub>cc</sub> mín, cuando es referido a la potencia de cortocircuito mínima, por lo que veremos a continuación (figura 2.29).

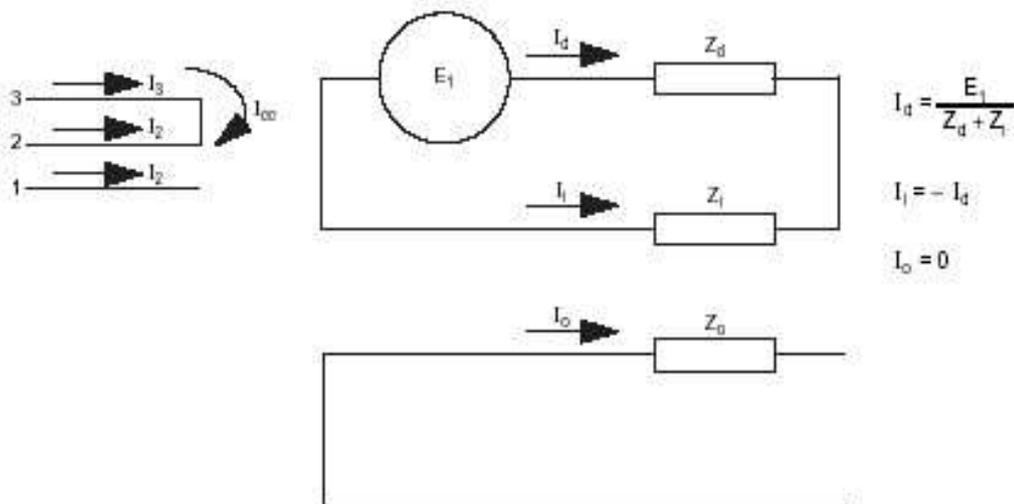
$$I_1 = I_d + I_i + I_o = 0$$

$$I_2 = a^2 \cdot I_d + a \cdot I_i = I_d \cdot (a^2 - a) = -j\sqrt{3}I_d$$

$$I_3 = a \cdot I_d + a^2 \cdot I_i = I_d \cdot (a - a^2) = +j\sqrt{3}I_d$$

$$\Rightarrow I_{cc2p} = \frac{\sqrt{3} * E_1}{Z_d + Z_i} = \frac{\sqrt{3} * U / \sqrt{3}}{Z_d + Z_i}$$

$$\Rightarrow I_{cc2p} = \frac{U}{Z_d + Z_i}$$



**Figura 2.29 Esquema defecto bifásico.**

Si:  $Z_d = Z_i$  (típicamente en líneas de distribución)

Tendremos que:

$$I_{cc2p} = \frac{U}{2 \cdot Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{cc3p} \Rightarrow I_{cc2p} = 86\% I_{cc3p}$$

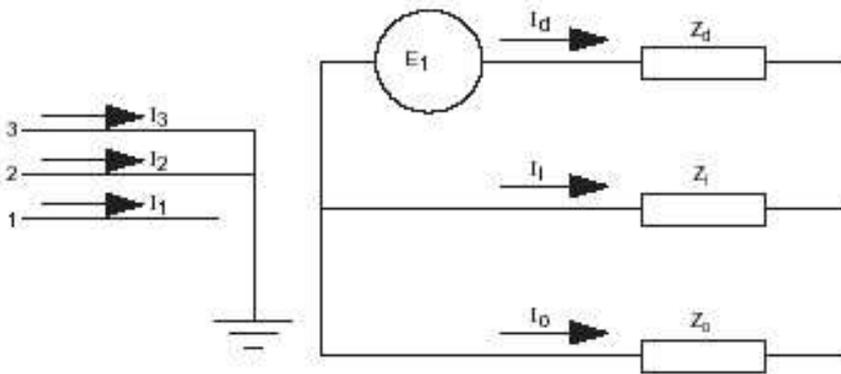
Esto se debe tener muy presente a la hora de dimensionar los fusibles (intensidad mínima de fusión) o para regular los umbrales de actuación mínimos de las protecciones a máximo de corriente de fase, dado que debemos tomar este valor de I<sub>cc</sub> min para el punto más alejado del elemento de protección (tanto si es fusible como relé).

**D. Defecto entre 2 fases y tierra o bipolar a tierra bifásico (Icc 2pt).**

$$I_d = \frac{E_1}{Z_d + \frac{Z_i \cdot Z_o}{Z_i + Z_o}} = \frac{E_1(Z_i + Z_o)}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d}$$

$$I_i = -I_d = \frac{Z_o}{Z_d + Z_d} = \frac{-E_1 Z_o}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d}$$

$$I_o = -I_d = \frac{Z_i}{Z_i + Z_o} = \frac{-E_1 Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d}$$



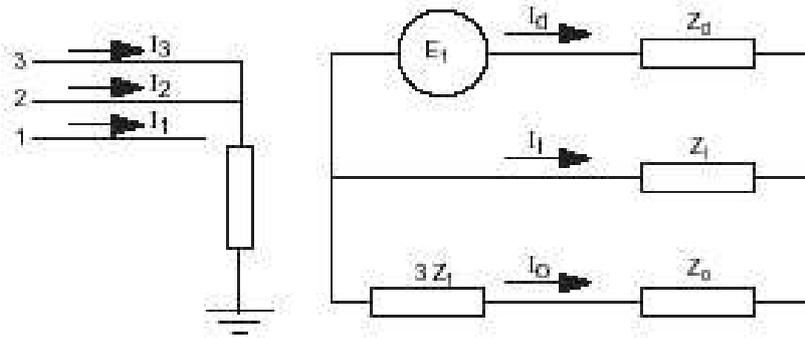
**Figura 2.30 Defecto entre 2 fases y tierra o bipolar a tierra bifásico.**

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d} (Z_i + Z_o - Z_o - Z_i) = 0$$

$$I_2 = \frac{E_1}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d} (a^2 \cdot (Z_i + Z_o) - aZ_o - Z_i) = -j\sqrt{3} \frac{Z_o - aZ_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d} * E_1$$

$$I_3 = \frac{E_1}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d} (a \cdot (Z_i + Z_o) - a^2 Z_o - Z_i) = +j\sqrt{3} \frac{Z_o - a^2 Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d} * E_1$$

**E. Defecto impedante entre 2 fases y tierra (Icc 2pt)**



**Figura 2.31 De Defecto impedante entre 2 fases y tierra.**

$$I_d = \frac{E_1}{Z_d + \frac{Z_i \cdot (Z_o + 3Z_f)}{Z_i + Z_o + 3Z_f}} = \frac{E_1 (Z_i + Z_o + 3Z_f)}{Z_d + Z_i + (Z_d + Z_i) \cdot (Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_i = -I_d = \frac{Z_o + 3Z_f}{Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{-E_1 (Z_o + 3Z_f)}{Z_d \cdot Z_i + (Z_d + Z_i) \cdot (Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_0 = -I_d = \frac{Z_i}{Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{-E_1 Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d}$$

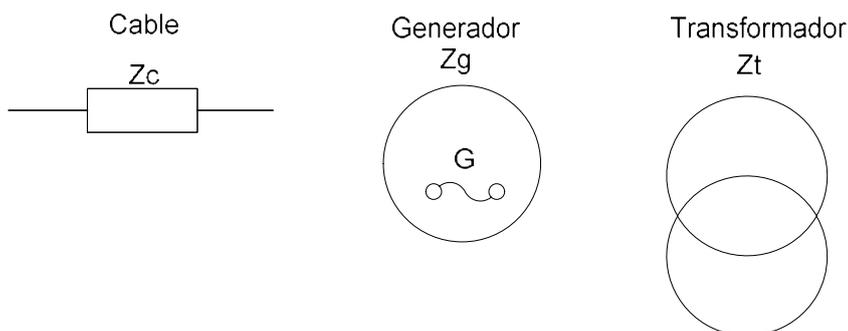
$$I_1 = \frac{E_1}{Z_d \cdot Z_i + (Z_d + Z_i) \cdot (Z_o + 3Z_f)} (Z_i + Z_o + 3Z_f - Z_o - Z_i - 3Z_f) = 0$$

$$I_2 = \frac{E_1 \cdot (a^2 \cdot (Z_i + Z_o + 3Z_f) - a(Z_o + 3Z_f) - Z_i)}{Z_d \cdot Z_i + (Z_d + Z_i) \cdot (Z_o + 3Z_f)} = -j\sqrt{3} \frac{(Z_o - 3Z_f) - aZ_i}{Z_d \cdot Z_i + (Z_d + Z_i) \cdot (Z_o + 3Z_f)} \cdot E_1$$

$$I_3 = \frac{E_1 \cdot (a \cdot (Z_i + Z_o + 3Z_f) - a^2 \cdot (Z_o + 3Z_f) - Z_i)}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_o \cdot Z_d} = +j\sqrt{3} \frac{(Z_o - 3Z_f) - a^2 Z_i}{Z_d \cdot Z_i + (Z_d + Z_i) \cdot (Z_o + 3Z_f)} \cdot E_1$$

## 2.11. IMPEDANCIAS DE CIRCUITOS ELÉCTRICOS.

### 2.11.1. Impedancias de cable generador, transformador.

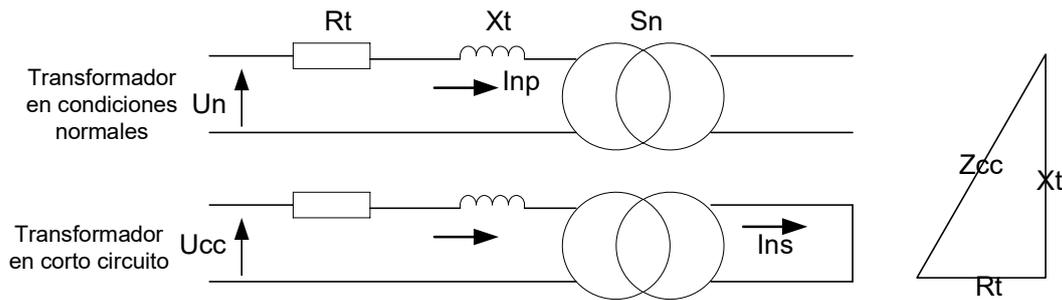


$$Z_{cd}=Z_{ci}=Z_{co}=Z_c \qquad Z_{gd}=Z_{gi}=Z_g \qquad Z_{td}=Z_{ti}=Z_t$$

$$Z_c = R_c + jX_c = \sqrt{R_c^2 + X_c^2} \qquad Z_{go} \ll Z_g \left( \text{aprox} \frac{Z_g}{2} \right) \qquad Z_t = U_{cc} * \frac{U_n^2}{S_n}$$

**Figura 2.32 Impedancia cable, generador, transformador (Zo depende del índice de conexión y del régimen de neutro).**

### 2.11.2. Impedancias de un transformador



**Figura 2.33 Impedancia de un transformador.**

La  $U_{cc}$  es la tensión que, aplicada al primario del transformador con el secundario en cortocircuito, hace circular la Intensidad nominal en el secundario del transformador de  $U_{cc}$  (5 a 10 %) como se aprecia en la siguiente (Figura N° 2.33).

$$Z_{cc} = \sqrt{R_t^2 + X_t^2} \rightarrow X_t = \sqrt{Z_{cc}^2 + R_t^2}$$

$$Si: R_t \ll \ll X_t \rightarrow X_t \cong Z_{cc}$$

Entonces:

$$X_t = U_{cc} * \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$P_{cu} = 3 \cdot R_t \cdot I_{np}^2 \Rightarrow R_t = P_{cu} * \frac{U_n^2}{U_n^2}$$

$$Z_{cc} = U_{cc} * \frac{U_n^2}{U_n^2}$$

Normalmente,  $R_t \cong 0,1 X_t \rightarrow$  por esto se puede despreciar para el cálculo de corrientes de cortocircuito, excepto para el caso de transformadores pequeños ( $S_n < 100$  KVA), donde la resistencia de los bobinados es importante respecto a la reactancia.

### 2.11.3. Transformación de impedancias de un transformador.

Referidas a la tensión de primario o secundario.

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{n_2}{n_1} \rightarrow Z_p = \frac{V_1}{I_p}$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{n_1}{n_2} \rightarrow Z_s = \frac{V_2}{I_s}$$

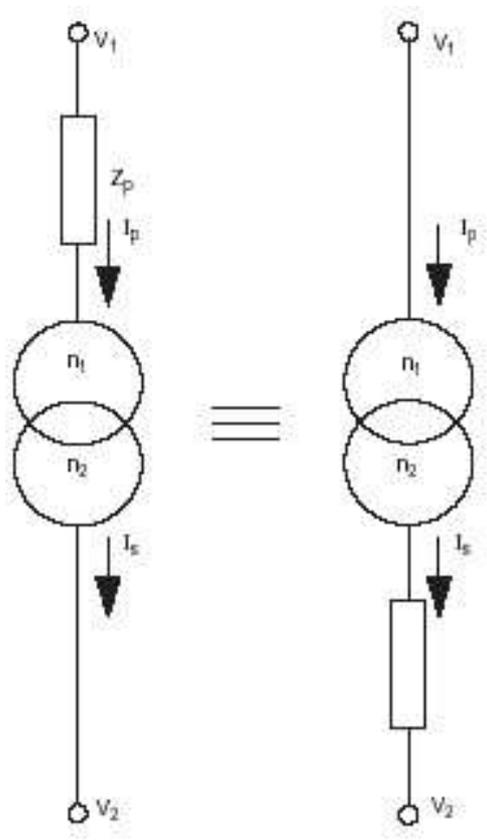
$$Z_p = \frac{V_1}{I_p} = \frac{n_1}{n_2} \cdot V_2 \cdot \frac{1}{I_s} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2 \frac{V_2}{I_s} \Rightarrow Z_s = Z_p \left(\frac{n_2}{n_1}\right)$$

$Z_p$  = Impedancia del transformador referida al primario ( $V_1$ ).

$Z_s$  = Impedancia del transformador referida al secundario ( $V_2$ ).

$n_1$  = Número de espiras del bobinado primario.

$n_2$  = Número de espiras del bobinado secundario.



**Figura 2.34 Transformación de impedancias de un transformador.**

**2.11.4. Esquemas homopolares de los transformadores.**

El esquema homopolar depende de la conexión (acoplamiento entre devanados) (figura 2.35):

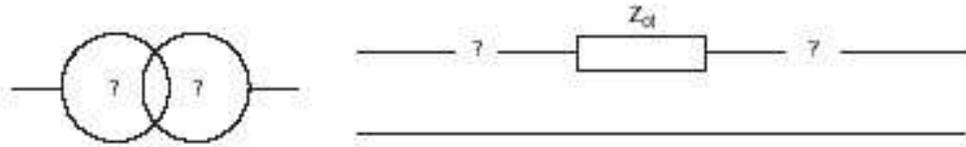


Figura 2.35: Impedancia homopolar depende de conexión de un transformador.

Esquemas homopolares de transformadores (los más usuales)

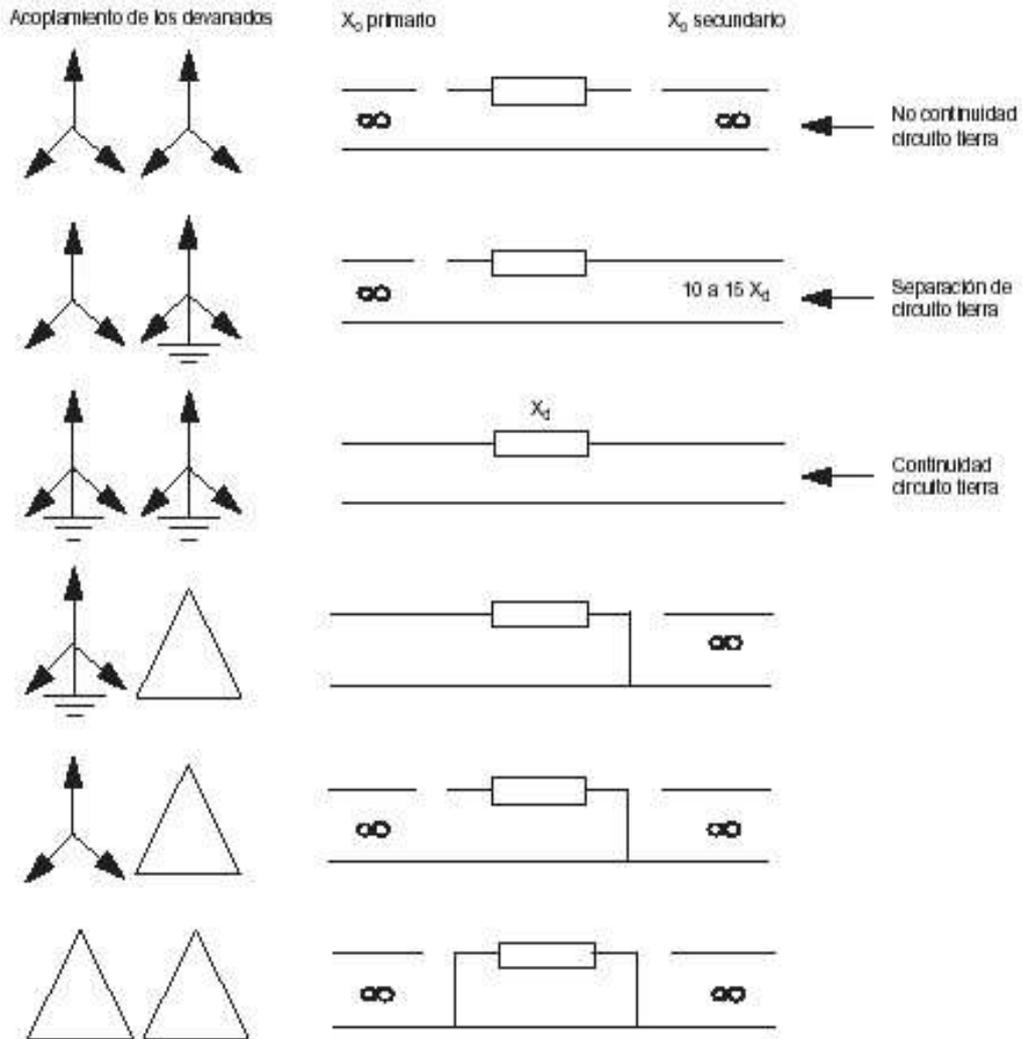


Figura 2.36: Esquema homopolar de un transformador según su esquema de conexión.

## **2.12. PROTECCIONES**

### **2.12.1. SISTEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA.**

Se define como el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de las fallas en los sistemas eléctricos.

Un sistema de protección no es para prevenir fallas, sino para minimizar y reducir los efectos ocasionados por estos, salvaguardando la vida humana y la operatividad de los demás equipos componentes del sistema eléctrico.

### **2.12.2. MISIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.**

La misión de los sistemas de protección es la de:

- Minimizar los efectos de las perturbaciones sobre el resto de la red, aislando el elemento fallado con rapidez evitando la propagación y pérdida de estabilidad del sistema con el consiguiente colapso.
- Prevenir y atenuar los daños a los equipos.
- Salvaguardar físicamente a las personas evitando accidentes y lesiones.

### **2.12.3. CARACTERÍSTICAS EN UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.**

- a)** Confiabilidad. - Probabilidad de que una protección funcione bajo condiciones dadas durante un intervalo de tiempo dado.
- b)** Seguridad. - Posibilidad de que una protección no tenga un funcionamiento intempestivo bajo condiciones dadas y durante un intervalo de tiempo dado.
- c)** Sensibilidad. - El equipo de protección debe ser lo suficientemente capaz para detectar fallas, permaneciendo inerte a las variaciones de carga.
- d)** Selectividad. - Capacidad de una protección para identificar la sección y/o fase(s) defectuosas de una red eléctrica.
- e)** Rapidez de operación. - El tiempo de liberación de falla no debe exceder los valores especificados de los equipos e instalaciones, evitando esfuerzos electrodinámicos excesivos, elevaciones de temperatura y degradación de aislamiento.

- f) Discriminante. - La protección debe operar aislando a las fallas que ocurran en su propia zona de protección y sin introducir problemas de estabilidad al sistema, con un mínimo de condición de falla bajo máximas condiciones de carga.

## **CAPITULO III**

### **3. DIAGNOSTICO DE DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y EQUIPOS DE PROTECCIÓN**

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

En el presente capítulo se realiza el diagnóstico del estado actual de los alimentadores pertenecientes al sistema eléctrico Urubamba, de la Subestación Eléctrica de Transformación Urubamba de 60/22.9/10 kV, ubicado en el distrito de Maras, provincia de Urubamba y departamento del Cusco, estos alimentadores suministran en su mayoría de energía eléctrica a los distritos de Maras, Urubamba y Ollantaytambo como también una parte de los distritos de Machupicchu, Chinchero, Huayllabamba, Ocobamba y Lares.

En este estudio se realizó un diagnóstico físico de los elementos que componen la Subestación Eléctrica de Transformación Urubamba y de los alimentadores UR01 y UR02, llegándose a describir toda la infraestructura eléctrica del sistema eléctrico de Urubamba en 10 kV , seguidamente se analizó las interrupciones de energía registradas en los años 2018, 2019 y 2020 en los alimentadores en estudio por el Centro de Control de ELSE, adicionalmente se utilizó la información de la base de datos del GIS de la oficina del SID de ELSE.

Para hallar los parámetros necesarios para el cálculo de corrientes de cortocircuito es imprescindible contar con los diagramas unifilares actualizados, donde se resumen los principales equipos de protección y datos del sistema eléctrico.

También fue necesaria la actualización de datos para establecer la ubicación de los equipos de protección en caso de incrementarse o reubicarse los mismos.

En la empresa distribuidora de energía se ha venido trabajando en la actualización de la información del sistema geográfico, recopilándose de este sistema los datos necesarios para la concretización de dichos estudios.

### **3.2. TRABAJOS PRELIMINARES**

Para realizar estudio de coordinación protección, es necesario calcular parámetros eléctricos descritos en el capítulo II, para ello se requiere diferentes datos como:

1. Un esquema unifilar del sistema eléctrico, con la ubicación de los equipos de protección y sus valores y parámetros de protección.
2. Las impedancias de todos los elementos de la red, como líneas, transformadores, sistema equivalente, etc.
3. Las longitudes de las redes con su disposición geométrica de los conductores.

Para obtener estos datos se realizaron las siguientes actividades previas al estudio.

#### **3.2.1. RECOPIACIÓN DE DATOS.**

Consiste en reunir información con que cuenta la empresa concesionaria, como diagramas unificables existentes, planos de redes y líneas eléctricas, demandas máximas, etc.

#### **3.2.2. ACTUALIZACIÓN DE REDES Y LÍNEAS PRIMARIAS.**

La empresa Electro Sur Este, no contaba con un sistema gráfico actualizado de sus redes y líneas de distribución primaria debido a que en ellas se realizaron diversas modificaciones y/o reubicaciones por los siguientes motivos:

- 1 Incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad de los conductores a distintas edificaciones particulares.
- 2 Redes que se encontraban dentro de los límites de propiedades de terceros.
- 3 Subestaciones que no cumplían con las distancias mínimas de seguridad a las viviendas.
- 4 Mejora del servicio en base a cambios de conductores de mayor calibre.
- 5 Incremento de cortacircuitos fusible para mejorar la maniobrabilidad del sistema.
- 6 Incremento y/o desmontaje de postes, retenidas y puestas a tierra en base a otros criterios adoptados por el Área de Operaciones y Mantenimiento.

A lo anterior se le adiciona el hecho de que la inserción de algunos de los gráficos en AUTOCAD correspondientes a nuevas redes eléctricas en los sistemas gráficos de Electro

Sur Este, no se realizaba en las coordenadas correctas, con la consecuencia que la ubicación gráfica de algunas redes eléctricas se encontraba erróneas y por tanto no correspondían a los existentes físicamente en campo.

Ahora bien, con un personal técnico capacitado se procedió al recorrido de cada uno de los alimentadores anotando en los planos correspondientes las modificaciones encontradas en las Redes y Líneas Primarias, y en los últimos años ya efectuando un levantamiento geográfico de información y coordenadas con GPS.

En base al registro de las modificaciones llevado en los planos correspondientes, se procedió a la actualización de cada uno de los alimentadores, haciendo uso para tal fin del software SIEG el cual es una aplicación de productos ArcGIS asociado a base de datos en plataforma SQL Server.

Los detalles de las actualizaciones realizadas se muestran en los cuadros respectivos contenidos en el **anexo VI**.

### **3.2.3. ACTUALIZACIÓN DE LOS DIAGRAMAS UNIFILARES.**

En base a los resultados de actualización se procedió al obtener los diagramas unifilares de los alimentadores UR01, UR02 y UR04.

Todas estas actualizaciones tanto en redes, líneas y diagramas unifilares en media tensión tienen como referencia de actualización hasta julio del 2018.

### **3.2.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.**

El sistema de distribución en media tensión de la SET Urubamba tiene como fuente de suministro la Subestación de Transformación de Cachimayo, perteneciente a la empresa generadora EGEMSA de donde sale una línea de Transmisión en 60 KV hacia la SET de Urubamba, con una longitud total de 19.4 Km.

El Sistema Urubamba cuenta con dos alimentadores de servicio público más una reserva y una salida privada para el hotel Tambo del Inka, como se muestra en el cuadro siguiente:

#### ***Cuadro 3.1 Alimentadores de servicio público.***

AMT	TENSION	TIPO	LUGARES
UR01	10	PUBLICO	MARAS, MORAY, CERRO SACRO, RACCHI, CRUZPATA, HUAYPO
UR02	10	PUBLICO	URUBAMBA, CHICON, PUMAHUANCA, YANAHUARA, OLLANTAYTAMBO, HUILLOC, CHILLCA, CAMINO INCA
UR03	22.9	PUBLICO	RESERVA FUTURA
UR04	22.9	PUBLICO	YUCAY, HUAYLLABAMBA, HUAYOCCARI, HUARAN, ARIN, HUANDAR
UR05	10	PRIVADO	HOTEL TAMBO DEL INKA
UR06	22.9	PUBLICO	RESERVA FUTURA

El alimentador UR03 y UR06 son reservas futuras, y el Alimentador UR05, es una línea privada del hotel Tambo del Inka por lo cual no será considerada en el análisis de esta tesis.

La barra de distribución cuenta con un transformador de Puesta a Tierra (PAT) que permite detectar las corrientes de falla a tierra (figura 3.1).

### 3.2.5. SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

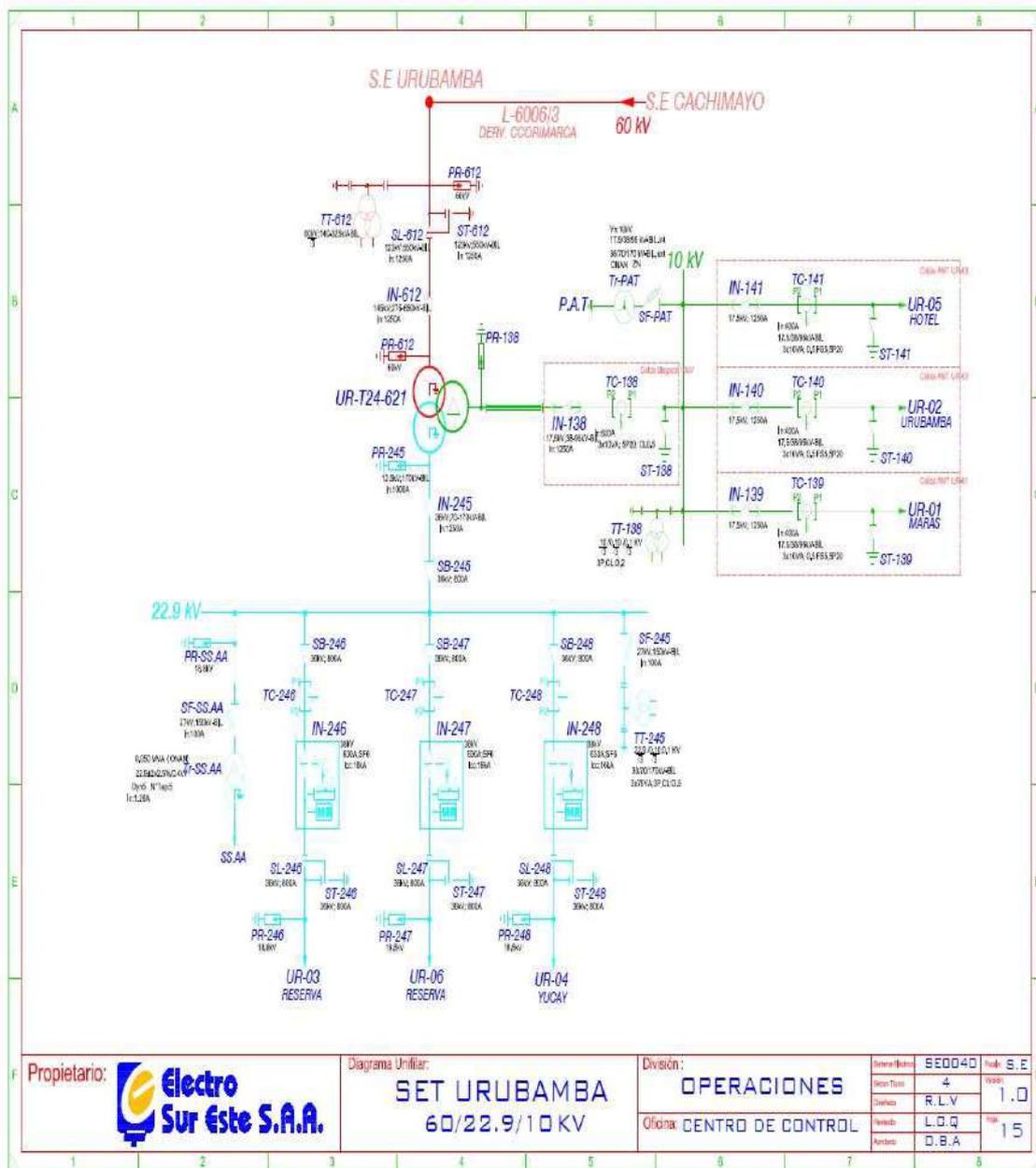
Cuenta con un transformador de potencia con sus respectivos equipos de protección, maniobra y medición además de su respectiva aparamenta.

La alimentación a la subestación de transformación se realiza de la siguiente manera:

La SET Urubamba es alimentada a través de la línea de 60 KV desde Cachimayo que a su vez es alimentada por el Sistema Interconectado Nacional (SINAC). Transformándose esta tensión a través de un transformador de tres devanados (60/22.9/10KV), que en su lado secundario se conecta a un alimentador.

El tercer devanado de 10 KV se conecta a dos alimentadores públicos y uno particular que alimenta exclusivamente al Hotel Tambo del Inka. (Figura N° 3.1).

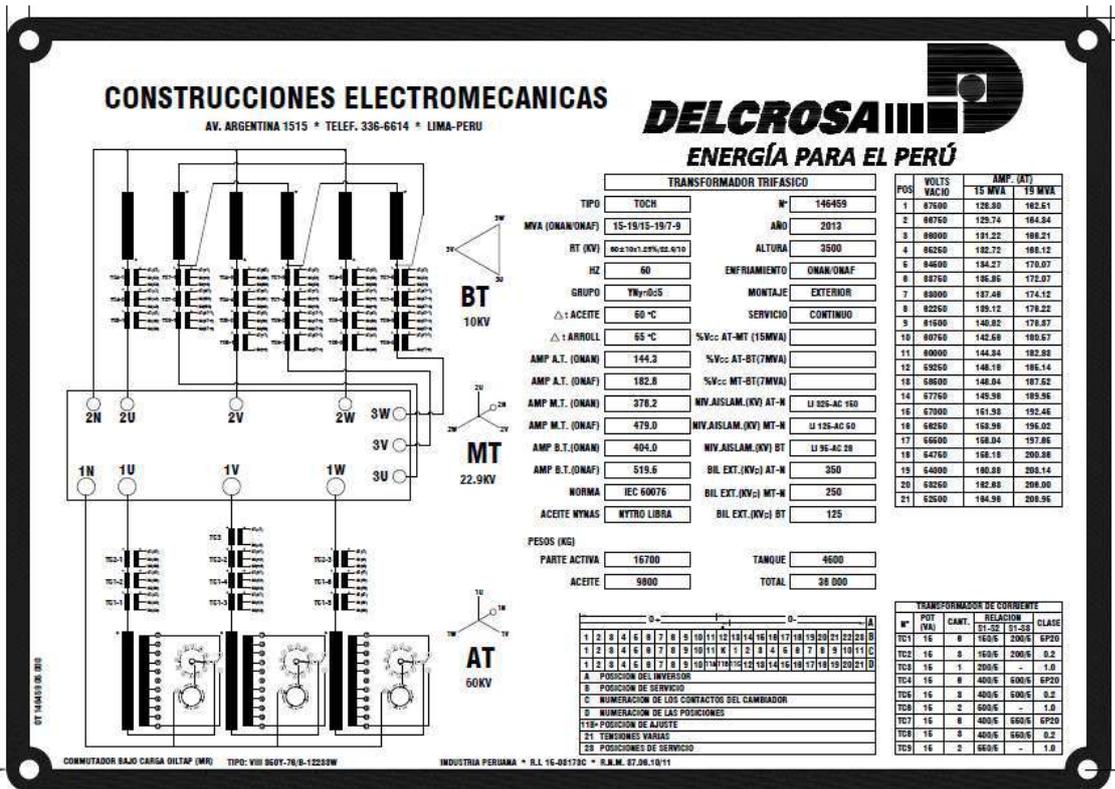
Esta subestación cuenta con todos sus sistemas de protección, maniobra, compensación y medición.



**Figura 3.1 Subestación de transformación Urubamba.**

En el siguiente cuadro 3.2 se muestra las principales características del transformador de potencia de la subestación de transformación Urubamba.

**Cuadro 3.2 Características del transformador de potencia de la subestación de transformación Urubamba.**



### 3.2.6. ÁREA DE INFLUENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN.

El Sistema Urubamba cuenta en total con cuatro alimentadores, tres de ellos para 10 KV (en celdas) y uno para 22.9 KV. en barras.

#### 3.2.6.1. ALIMENTADOR UR01

Este corresponde a un alimentador de mediana longitud abarcando un total de 66.4 Km y 59 Subestaciones de distribución, suministrando servicio a los sectores de Tarapata, Huahuacollao, Collanas, Cerro Sacro, Huatata, Racchi, Umanes, Huaypo, Miraflores, Cruzpata, Mahuaypampa, Chequereq, Tiobamba, Maras, Ancoto, Pillahuara, Moray, Santa Ana, Kacllarakay, que corresponde a la zona Sur Oeste del Sistema Eléctrico.

Las principales cargas de este alimentador corresponden a las localidades de Maras, Racchi y las antenas de telecomunicaciones ubicadas en el cerro Sacro.

#### 3.2.6.2. ALIMENTADOR UR02

Este corresponde a un alimentador de longitud considerable abarcando un total de 146 Km y 162 Subestaciones de distribución, suministrando servicio a los sectores de Ciudad

Urubamba, Chicon, Pumahuanca, Rumichaca, Cotohuincho, Taramaba, Salineras, Pichingoto, Yanahuara, Pachar, Socma, Ollantaytambo, Muñapata, Huilloc, Antenas Ollantaytambo, Rumira, Phiry, Chillca, Piscacucho, Yahuarhuacac, Qorihuayrachina, Camino Inka, que corresponde a la zona Nor Oeste del Sistema Eléctrico.

Las principales cargas de este alimentador corresponden a las localidades de Urubamba, Ollantaytambo, Hoteles con Subestaciones privadas, Antenas de Telecomunicaciones de Urubamba, Ollantaytambo y Piscacucho.

#### **3.2.6.3. ALIMENTADOR UR03**

Este corresponde a un alimentador de reserva en 22.9 KV, que tiene una salida en barra disponible.

#### **3.2.6.4. ALIMENTADOR UR04**

Este corresponde a un alimentador de longitud considerable abarcando un total de 40 Km y 57 Subestaciones de distribución, suministrando servicio a los sectores de Ciudad Yucay, Granja Escuela, San Juan Bautista, Antapacha, Huayllabamba, Huayocari, Urquillos, Huycho, Sillacancha, Huaran, Arin, Urco, Unuraqui, que corresponde a la zona Este del Sistema Eléctrico.

Las principales cargas de este alimentador corresponden a las localidades de Yucay, Huayllabamba, Urquillos, Hoteles con Subestaciones privadas, Antenas de Telecomunicaciones, Museo Merida, Hotel Aranwa, Hotel Salabella.

#### **3.2.6.5. ALIMENTADOR UR05**

Este corresponde a un alimentador en 10 KV. Que sale de una celda de control a una línea privada para suministro de energía del Hotel Tambo del Inka, que posee una línea en media tensión de 1.7 Km. Hasta llegar a la carga del hotel.

#### **3.2.6.6. ALIMENTADOR UR06**

Este corresponde a un alimentador de reserva en 22.9 KV, que tiene una salida en barra disponible.

### 3.3. LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS.

Las redes y líneas primarias están constituidas principalmente por cables desnudos de aluminio de secciones de 16 a 120 mm<sup>2</sup> de 7 y 19 hilos, y de cobre (cantidad mínima) con secciones de 10 a 35 mm<sup>2</sup> de 7 hilos. Existen en menor cantidad longitudes de conductores autoportantes, y NYY (subterráneos) en media tensión.

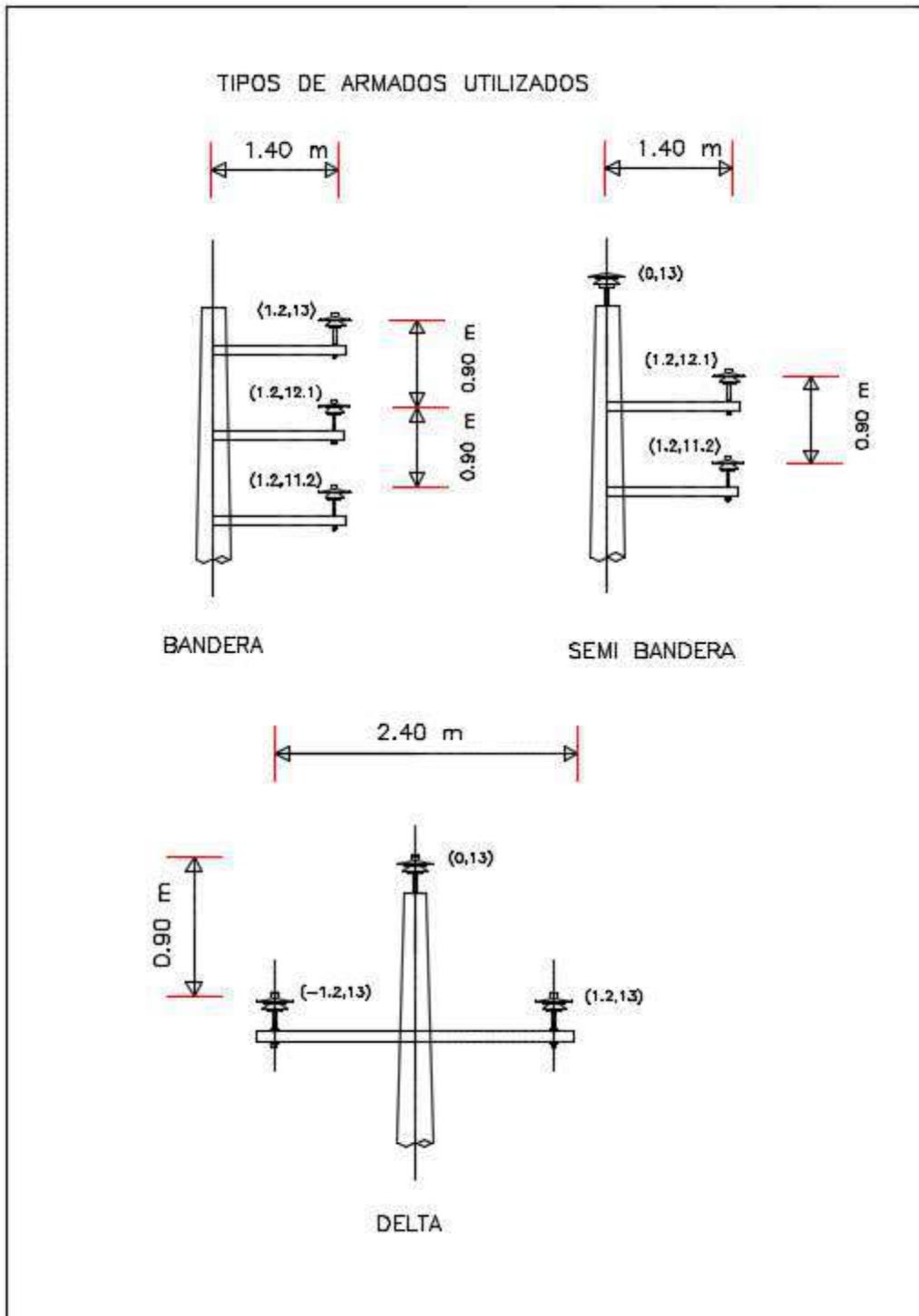
Los armados para las redes primarias en la ciudad de Urubamba y demás poblaciones del sistema eléctrico Urubamba son Verticales o Semi verticales, doble terna y en una pequeña cantidad Triangular o Delta, los detalles de formas y medidas entre conductores se muestran en la figura N° 3-02. También se muestran los valores en coordenadas cartesianas para el modelamiento con software.

Las longitudes de los conductores por alimentador y por tipo de los mismos se resumen en el cuadro 3.3 mostrado a continuación:

***Cuadro 3.3 Longitud de conductores en Km. por tipo por alimentador***

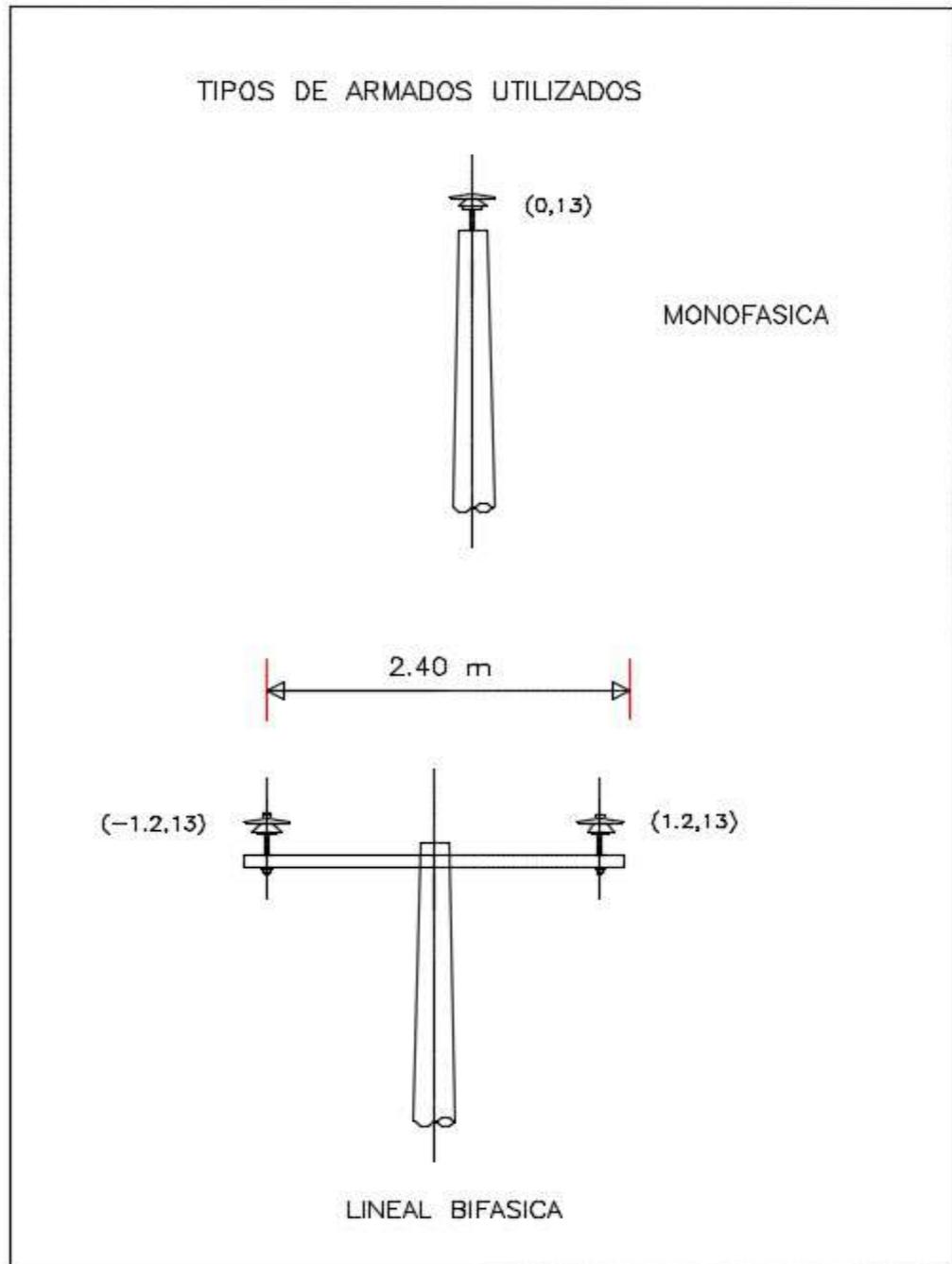
<b>CODIGO</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UR01</b>	<b>UR02</b>	<b>UR04</b>	<b>TOTAL KM</b>
<b>AAAC</b>	ALEACION DE ALUMINIO	30.63	147.73	46.18	224.54
<b>ACSR</b>	ALUMINIO CON ALMA DE ACERO	0.52	1.89	1.82	4.23
<b>CU_DES</b>	COBRE DESNUDO	35.38	21.20	1.08	57.66
<b>N2XSY</b>	COBRE SUBTERRANEO		1.28	0.54	1.82
<b>NA2XS2Y</b>	ALUMINIO AISLADO	1.14	3.12	3.22	7.48
<b>NKY</b>	COBRE CON PAPEL EN ACEITE		1.31	0.58	1.89
	<b>TOTALES POR ALIMENTADOR</b>	<b>67.67</b>	<b>176.53</b>	<b>53.42</b>	<b>297.62</b>

Fuente: SIEG Electro Sur Este.



**Figura 3.2 Diferentes tipos de armados del sistema Urubamba.**

Los armados para las líneas primarias en las zonas rurales son Triangular o Delta, Horizontal y Monofásica, los detalles de forma y medidas entre conductores tanto para redes y líneas bifásicas como monofásicas MRT se muestran en la (figura 3.3).



**Figura 3.3** *Diferentes tipos de armados del sistema Urubamba en redes y líneas rurales.*

El soporte para los conductores y demás accesorios (aisladores espigas, pernos, etc.) lo constituyen postes de 13 m. de materiales como concreto armado centrifugado (C.A.C.) en todas las ciudades y poblaciones importantes, con ménsulas de fierro galvanizado en su mayoría y algunas pocas de concreto armado vibrado; y de madera tratada para zonas rurales, con crucetas de madera.

### **3.4. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION**

Las subestaciones de distribución MT/BT esta constituidas por transformadores trifásicos, bifásicos y monofásicos, con relaciones de transformación de 10/0.23 KV para la ciudad de Urubamba, y de 22.9-10/0.46-0.23 KV para las zonas aledañas a la ciudad de Urubamba, las principales marcas usadas son: ABB, BBC, CEA, Hidroandina, ELKO, etc. Los detalles de los datos de placa de los transformadores se muestran en el anexo V. Todas las subestaciones de distribución cuentan con sus respectivos accesorios de protección tanto en MT como BT.

La mayor parte de dichas subestaciones son aéreas, ya sean del tipo barbotante biposte o monoposte, el número de subestaciones en caseta, pedestal son en su mayor parte para subestaciones privadas (como hoteles, minas, grifos, etc.)

El número de subestaciones por el número de fases se muestran en el cuadro N° 3.4, por alimentador, donde no se consigna los demás accesorios de la subestación, por no ser parte del estudio.

La población de subestaciones es de 327, estando la mayor parte en los alimentadores UR02 y UR04.

**Cuadro 3.4 Número de subestaciones potencia instalada por alimentador.**

<b>RADIAL</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>TRIFASICO</b>	<b>MONOFASICO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>P.I. (KVA)</b>
<b>UR01</b>	SECTOR RURAL MARAS	43	18	61	2320.00
<b>UR02</b>	CIUDAD URUBAMBA Y OLLANTAYTAMBO	123	73	196	10222.50
<b>UR04</b>	SECTOR RURAL HUAYLLBAMBA	58	12	70	4455.00
	<b>TOTAL SUBESTACIONES</b>	<b>224</b>	<b>103</b>	<b>327</b>	<b>16997.50</b>

Fuente: SIEG Electro Sur Este.

### **3.4.1. POBLACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.**

La población de clientes de todo el sistema eléctrico en estudio es de 20,503 clientes al mes de julio del 2018, tanto para los llamados clientes mayores que están constituidos por pequeñas empresas de manufactura, empresas mineras y fábricas; como para clientes menores que son el resto y la mayor parte de los clientes.

El resumen del número de usuarios por alimentador se detalla en el siguiente cuadro:

**Cuadro 3.5 Número de usuarios por tipo de cada por alimentador**

<b>RADIAL</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>MENORES</b>	<b>MAYORES</b>	<b>LIBRES</b>	<b>TOTAL</b>
<b>UR01</b>	SECTOR RURAL MARAS	4802	32	0	4834
<b>UR02</b>	CIUDAD URUBAMBA Y OLLANTAYTAMBO	10993	74	1	11068
<b>UR04</b>	SECTOR RURAL HUAYLLBAMBA	4563	38	0	4601
	<b>TOTAL CLIENTES</b>	<b>20358</b>	<b>144</b>	<b>1</b>	<b>20503</b>

Fuente: Sistema Comercial SIELSE

De lo anterior se puede observar que la mayor parte de los clientes se encuentran concentrados en la ciudad de Urubamba (alimentador UR02), que contradice con el número de subestaciones que es menor que los alimentadores rurales (ver cuadro 3.5).

### **3.4.2. DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

La demanda máxima de potencia de todo el sistema Urubamba es de 5 MW, y la demanda mínima 1.2 MW. Las demandas máximas, promedio y mínima por cada alimentador tanto en KW como en KVA se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro 3.6 Demandas de demanda por alimentador**

<b>RADIAL</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>MINIMA</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>MAXIMA</b>
<b>UR01</b>	SECTOR RURAL MARAS	36.50	179.80	443.30
<b>UR02</b>	CIUDAD URUBAMBA Y OLLANTAYTAMBO	548.76	1891.87	3432.24
<b>UR04</b>	SECTOR RURAL HUAYLLBAMBA	252.42	643.11	1331.20
<b>UR05</b>	PARTICULAR HOTEL TAMBO DEL INKA	152.95	362.55	588.62
<b>LADO 10 KV</b>	GENERAL LADO 10 KV	460.41	2853.20	4403.95
<b>LADO 22.9 KV</b>	GENERAL LADO 22,9 KV	267.57	645.26	1368.62
<b>LADO 60 KV</b>	GENERAL LADO 60 KV	857.38	3224.59	5770.21

Fuente: Electro Sur Este

Se puede observar que la máxima demanda es mayor en los alimentadores UR02 y UR04 que corresponden a la ciudad de Urubamba y a la zona hotelera de Huayllabamba donde se encuentran cargas importantes como Hotel Aranwa, Inkaterra, Salabella etc.

### **3.5. PROTECCION DEL SISTEMA ACTUAL**

Los equipos de protección contra sobre corrientes están constituidos por: interruptores automáticos con sus relés (equipos correspondientes a las salidas de los alimentadores que pertenecen a la empresa Electro Sur Este) y principalmente fusibles de expulsión tipo K desde la salida del centro de transformación hasta las subestaciones de distribución de los 3 alimentadores (pertenecientes a la empresa Electro Sur Este S.A.A.).

Actualmente se tiene planeado implementar reconectores de protección por parte de la empresa distribuidora.

#### **3.5.1.SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.**

Los sistemas de protección en la subestación de transformación están conformados de la siguiente manera:

##### **LADO 10 KV.**

En el lado 10 KV los equipos de protección son del tipo celda con interruptores en vacío marca ABB tipo VD4/P de 17.5 KV, 630 Amp y 25 kA de corte y sistema de Motor-Resorte, este lado cuenta con una celda de llegada tipo UNIGEAR ZS1 con TC's de 400/1

y característica 5P20, y en las celdas de Salida con las mismas características, pero con TC's de 400/1. Este lado también cuenta con un transformador de Aislamiento o Zig-zag Marca CEA Tipo T3Z0 de 200 KVA con una resistencia con capacidad de 100 Amp.

### **LADO 22.9 KV.**

En el lado 22.9 KV los equipos de protección son del tipo exterior en el patio de llaves con una bahía de barra de cable de aluminio de 240 mm<sup>2</sup>. Protegida por un interruptor de potencia Marca PCD2000 de 36 KV y 1250 Amp. Y 16 kA de corte con Mando Manual y Motorizado, siendo esta la protección general de 22.9 KV. Con TC's de 400-500/5A.

En las salidas se cuenta con Reconectores Automaticos (Reclosers) Marca ABB tipo OVR3 de 36 KV y 630 Amp, y 16 kA de corte con unidades de control electrónica PCD, con TC's de 100/5A.

### **3.5.2.SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.**

La protección contra sobre corriente está constituida por fusibles tipo Cut Out tipo C, con elementos fusibles K del tipo chicote, siendo del tipo de expulsión de diferentes marcas. La cantidad de fusibles de las subestaciones de distribución por alimentadores se muestra en el siguiente (cuadro 3.7).

### **3.5.3.LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS**

Las líneas y redes primarias están protegidas en su mayoría con fusibles tipo Cut Out con elementos fusibles tipo K, no existe una coordinación adecuada entre estos elementos de protección, tampoco con las subestaciones o el interruptor automático a la salida de cada alimentador.

También cuentan con elementos de maniobra como seccionadores (tipo cuchilla) ubicado en distintas partes de los alimentadores.

Se describe a continuación en el siguiente cuadro la cantidad de fusibles de protección por alimentadores:

**Cuadro 3.7 Número de elementos de protección en subestaciones y redes radiales por alimentador**

<b>CODIGO</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UR01</b>	<b>UR02</b>	<b>UR04</b>	<b>TOTAL</b>
<b>CUT OUT</b>	SECCIONADOR DE EXPULSION TIPO CUT-OUT	15.00	75.00	21.00	111.00
<b>CUT OUT</b>	SECCIONADOR DE EXPULSION CON REPETICION	5.00	8.00	6.00	104.00
<b>DM12</b>	CELDA DE PROTECCION INTERIOR	1.00	1.00	1.00	3.00
<b>IACM</b>	SECCIONADOR TRIPOLAR BAJO CARGA IACM		1.00		1.00
<b>RECLOSER</b>	RECONECTADOR ELECTRONICO CON RELE	1.00	4.00	1.00	6.00
<b>INTERRUPTOR</b>	INTERRUPTOR AUTOMATICO		1.00		1.00
<b>VD4</b>	INTERRUPTOR CON CAMARA DE VACIO	1.00			1.00
	<b>TOTALES POR ALIMENTADOR</b>	<b>23.00</b>	<b>90.00</b>	<b>29.00</b>	<b>227.00</b>

Fuente: SIEG de Electro Sur Este

### 3.6. PRÁCTICAS HECHAS POR LA CONCESIONARIA

#### 3.6.1. SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN

La selección de los equipos de protección contra sobre corriente por parte de la empresa concesionaria, se hizo generalmente con fusibles y en tiempos recientes con reconectadores. También se utilizan seccionadores (cuchilla), recientemente SBC (seccionadores bajo carga).

La selección de los valores de los fusibles se hace de acuerdo a la corriente nominal de las subestaciones o mediciones de corriente eficaz la línea, y no se realiza una coordinación adecuada entre los mismos.

Al insertarse una nueva red (electrificación de un pequeño sistema o una subestación de distribución) no se hace una adecuada evaluación del sistema de protección, menos se realiza la coordinación de los nuevos elementos de protección con los protegidos aguas arriba.

### **3.6.2.MANTENIMIENTO, CAMBIO DE EQUIPOS Y ACCESORIOS DE PROTECCIÓN**

Para el cambio de elementos fusibles, se realiza con los repuestos con que se cuente en el momento, suele darse el caso de no contar con el elemento fusible de valor original y se supera la falla con el valor de fusible que se tenga en el momento, pudiendo ser este de menor o mayor capacidad.

Debido a esto no existe una coordinación de protección adecuada entre los fusibles de las redes troncales con los interruptores automáticos de la SED URUBAMBA, y por otra parte no se cuenta con una base de datos de los valores reales existentes en los fusibles en cada seccionamiento o subestación.

Cuando ocurre una falla bifásica o monofásica, se hace el cambio del elemento fusible quemado, más no se hace el cambio de los tres fusibles (cuando es trifásico) como recomienda los fabricantes.

### **3.6.3.REGISTRO DE FALLAS E INTERRUPCIONES.**

El área de operaciones es la encargada de registrar las interrupciones como la solución de las mismas. Si bien se realiza un registro de interrupciones y fallas, estas no son en detalle por no contar con registradores electrónicos de valores de falla (corrientes de cortocircuito), numero de fases afectadas, orígenes o causas de las fallas.

Muchas veces tampoco se registran las interrupciones menores en tiempo o en zona afectada, como por ejemplo de una subestación, menos si este se encuentra en zona rural.

### **3.7. FALLAS E INTERRUPCIONES.**

La empresa Electro Sur Este S.A.A. cuenta actualmente con un registro de interrupciones que es implementado para la norma técnica de calidad de servicios eléctricos, es decir para informar el número de interrupciones al organismo supervisor de energía eléctrica. Los parámetros tomados son de acuerdo a los requerimientos al ente regulador, mas no para una

evaluación de los orígenes o causa de las interrupciones, tampoco para una evaluación económica adecuada por energía dejada de vender.

Los cuadros de interrupciones se muestran en el anexo, donde se resumen los principales datos necesarios para el presente estudio, están separados por alimentador detallado mensualmente y corresponden a los años 2017 y 2018.

## CAPITULO IV

### 4. CÁLCULOS Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE URUBAMBA

#### 4.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se presentan los resultados de los cálculos realizados, que tienen como base toda la información recopilada y su procesamiento para realizar los cálculos necesarios, tanto para hallar los parámetros de línea, cálculo de flujo de carga y cálculo de corrientes cortocircuito (simétricos y asimétricos).

En cada caso se hace un breve sustento de los métodos utilizados para el cálculo de flujo de carga y cortocircuito.

Para realizar los cálculos de flujo de carga y cortocircuito fue necesario el uso de un software adecuado. Se hace una breve descripción del software utilizado, sus bondades, módulos con que cuenta, y compatibilidad con los programas utilizados en la empresa distribuidora de energía eléctrica para el cálculo de los parámetros necesarios.

#### 4.2. SOFTWARE UTILIZADO.

Para el cálculo de flujo de carga y corriente de cortocircuito existen diferentes métodos descritos en el capítulo II, varios de estos métodos normalizados se han diseñado de tal manera que los cálculos se pueden realizar a mano o con una simple calculadora cuando se trata de redes simples o pequeñas. Pero cuando se trata de una red más grande o de mayor complejidad, estos cálculos pueden ser muy complejos y sumamente laboriosos, por ello que requiere el uso de un software adecuado.

En el mercado existe un sin número de programas para el cálculo de flujo de carga y corrientes de cortocircuito, dentro de estas tenemos el software Neplan 5.5x, DigSilent, que por sus bondades, facilidad de uso y su gran versatilidad para el modelamiento (capa gráfica) permite un eficiente cálculo de parámetros eléctricos en redes de distribución, tanto para redes trifásicas, bifásicas y monofásicas.

El programa DigSilent cuenta con varios módulos para cálculos eléctricos, entre los principales tenemos los módulos de: pérdidas de energía, flujo de carga óptimo, flujo de carga, cortocircuito, análisis de armónicos, arranque de motores, estabilidad en pequeña

señal, estabilidad transitoria, ubicación de capacitores, también cuenta con un módulo independiente de Selectividad, muy necesario para este tipo de estudios. Cada módulo tiene diversas formas de ingresar datos, métodos de cálculo, visualización y selección de resultados; dentro de este estudio se han utilizado los módulos de flujo de carga y cortocircuito, para ambos el programa cuenta con diferentes métodos, de donde se escogieron los más adecuados según los requerimientos en cada caso.

Otra de las bondades de este programa es que se pueden crear librerías de elementos y parámetros de línea (resistencia, reactancia y capacitancia) para diferentes secciones y tipo de conductor lo cual permite cargar estos parámetros de líneas de manera fácil y rápida.

La selectividad y coordinación de equipos de protección se ha realizado mediante sus curvas de operación, práctica que también se simuló con el software mencionado. La empresa Electro Sur Este S.A.A. al igual que otras empresas de distribución del país cuenta con este programa, esto hace que los modelamientos y cálculos del estudio realizado puedan ser utilizados en forma conveniente por la misma.

Inicialmente este estudio se modeló en el software DigSilent, pero tomando en cuenta la actualización y mejoramiento de los sistemas, se cambió a la herramienta DigSilent, por lo cual el modelamiento y cálculos se han realizado con esta última herramienta.

### **4.3. MODELAMIENTO EN SOFTWARE DIGSILENT.**

El modelamiento en DigSilent de los diagramas unifilares con todos sus elementos de protección y seccionamiento, se realizaron evitando modificar la codificación de equipos propia de la empresa.

Todos estos datos, componentes y elementos más importantes de cada alimentador (líneas, transformadores, equipos de protección y maniobra), se modelaron en el software DigSilent de manera gráfica (modelamiento unifilar). Este modelamiento en DigSilent describe a los elementos de una red eléctricamente por:

- La corriente, voltaje y potencia nominales.
- Sus parámetros como pérdidas, reactancias etc.

Los elementos activos son las máquinas síncronas, equivalentes de red, estaciones generadoras, etc.

Los elementos pasivos son las líneas, transformadores, cargas etc.

De acuerdo a estas consideraciones y teniendo como base lo descrito en el capítulo II, se recrea los alimentadores en el programa para realizar los cálculos necesarios.

### **4.4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

#### **4.4.1. PARÁMETROS DE LÍNEA.**

Los parámetros de línea requeridos para el estudio son las resistencias, reactancias y capacitancias, todas ellas con sus respectivas componentes o secuencias positiva (directa), negativa (inversa) y cero (homopolar). Estos parámetros se han calculado para las redes y líneas eléctricas de los alimentadores con las diferentes configuraciones geométricas de los conductores (triangular, vertical, bifásica y monofásica) propias del sistema de distribución en estudio.

También se incluyen las diferentes secciones y tipos conductores (aluminio o cobre), los parámetros calculados se muestran en los (cuadros N° 4.1 y 4.2).

**Cuadro 4.1 Resistencia, reactancias y capacitancias de secuencia positiva, negativa y cero para donductores de cobre desnudos de diferentes configuraciones.**

ID TIPO DE CONDUCTOR	Nro. de hilos	Diámetro Conductor		VERTICAL O BANDERA						TRIANGULAR O DELTA			DOBLE TERNA			BIFÁSICO		MRT	
		mm.	m.	R(1)	X(1) = X(2)	R(0)	X(0)	C(1)	C(0)	X(1) = X(2)	X(0)	C(1)	C(0)	X(1) = X(2)	X(0)	X(1) = X(2)	X(0)	R(0)	X(0)
				ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	uF/Km	uF/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	uF/Km	uF/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km
1	6mm <sup>2</sup> CuDes	7	3.1	0.0031	3.1400	0.5125	3.3177	2.0312	0.0082	0.00360	1.9516	0.0076	0.00364	0.5059	1.9631	0.5449	1.9664	3.1992	0.9952
2	10mm <sup>2</sup> CuDes	7	4.1	0.0041	1.8700	0.4914	2.0477	2.0101	0.0085	0.00367	1.9305	0.0079	0.00371	0.4849	1.9420	0.5238	1.9453	1.9292	0.9741
3	16mm <sup>2</sup> CuDes	7	5.1	0.0051	1.1700	0.4749	1.3477	1.9936	0.0088	0.00372	1.9140	0.0081	0.00376	0.4684	1.9256	0.5073	1.9288	1.2292	0.9577
4	25mm <sup>2</sup> CuDes	7	6.4	0.0064	0.7410	0.4578	0.9187	1.9765	0.0092	0.00378	1.8969	0.0084	0.00382	0.4513	1.9085	0.4902	1.9117	0.8002	0.9406
5	35mm <sup>2</sup> CuDes	7	7.6	0.0076	0.5340	0.4449	0.7117	1.9636	0.0094	0.00382	1.8839	0.0086	0.00386	0.4383	1.8955	0.4773	1.8987	0.5932	0.9277
6	50mm <sup>2</sup> CuDes	19	8.9	0.0089	0.3950	0.4297	0.5727	1.9517	0.0098	0.00386	1.8720	0.0089	0.00391	0.4232	1.8836	0.4621	1.8868	0.4542	0.9158
7	70mm <sup>2</sup> CuDes	19	10.7	0.0107	0.2730	0.4158	0.4507	1.9378	0.0101	0.00391	1.8581	0.0092	0.00396	0.4093	1.8697	0.4482	1.8729	0.3322	0.9019
8	95mm <sup>2</sup> CuDes	19	12.6	0.0126	0.1970	0.4035	0.3747	1.9254	0.0104	0.00396	1.8458	0.0095	0.00400	0.3970	1.8574	0.4359	1.8606	0.2562	0.8896
9	120mm <sup>2</sup> CuDes	37	14.2	0.0142	0.1560	0.3965	0.3337	1.9164	0.0107	0.00399	1.8368	0.0097	0.00404	0.3870	1.8484	0.4259	1.8516	0.2152	0.8806
10	150mm <sup>2</sup> CuDes	37	15.8	0.0158	0.1260	0.3864	0.3037	1.9084	0.0109	0.00402	1.8288	0.0099	0.00407	0.3789	1.8403	0.4179	1.8436	0.1652	0.8725
11	185mm <sup>2</sup> CuDes	37	17.6	0.0176	0.1010	0.3773	0.2787	1.9002	0.0111	0.00405	1.8206	0.0100	0.00410	0.3708	1.8322	0.4097	1.8354	0.1602	0.8644
12	240mm <sup>2</sup> CuDes	61	20.3	0.0203	0.0769	0.3662	0.2546	1.8885	0.0114	0.00410	1.8099	0.0103	0.00415	0.3596	1.8214	0.3986	1.8247	0.1361	0.8537
13	300mm <sup>2</sup> CuDes	61	22.7	0.0227	0.0613	0.3577	0.2390	1.8811	0.0117	0.00413	1.8014	0.0105	0.00418	0.3512	1.8130	0.3901	1.8162	0.1205	0.8453
14	400mm <sup>2</sup> CuDes	61	25.7	0.0257	0.0479	0.3484	0.2256	1.8717	0.0120	0.00417	1.7921	0.0108	0.00422	0.3418	1.8036	0.3808	1.8069	0.1071	0.8359
15	500mm <sup>2</sup> CuDes	61	28.8	0.0288	0.0373	0.3398	0.2150	1.8631	0.0123	0.00421	1.7835	0.0110	0.00426	0.3332	1.7950	0.3722	1.7983	0.0965	0.8273

Fuente propia

La resistencia para las configuraciones triangular, doble tema o bifásico es la misma e igual a la resistencia vertical.

**Cuadro 4.2 Resistencias y capacitancias de secuencias positivas, negativas y cero para conductores de aluminio desnudo de diferentes configuraciones.**

ID TIPO DE CONDUCTOR	Nro. de hilos	Diámetro		VERTICAL O BANDERA										TRIANGULAR O DELTA			DOBLE TERNA			BIFÁSICO			MRT	
		Conductor		R(1)	X(1) = X(2)	R(0)	X(0)	C(1)	C(0)	X(1) = X(2)	X(0)	C(1)	C(0)	X(1) = X(2)	X(0)	X(1) = X(2)	X(0)	X(1) = X(2)	X(0)	R(0)	X(0)			
		mm.	m.	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	uF/Km	uF/Km	ohm/Km	ohm/Km	uF/Km	uF/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km	ohm/Km			
1	16mm <sup>2</sup> AAAC	7	5.1	0.0051	2.0900	0.4749	2.2677	1.9836	0.0088	0.00372	0.5147	1.9140	0.0081	0.00376	0.4684	1.9256	0.5073	1.9288	2.1492	0.9577				
2	25mm <sup>2</sup> AAAC	7	6.5	0.0065	1.3100	0.4567	1.4877	1.9754	0.0092	0.00378	0.4965	1.8957	0.0084	0.00382	0.4501	1.9073	0.4891	1.9105	1.3692	0.9394				
3	35mm <sup>2</sup> AAAC	7	7.6	0.0076	0.9520	0.4449	1.1297	1.9636	0.0094	0.00382	0.4847	1.8839	0.0086	0.00386	0.4383	1.8955	0.4773	1.8987	1.0112	0.9277				
4	50mm <sup>2</sup> AAAC	7	9.1	0.0091	0.6630	0.4313	0.8407	1.9500	0.0097	0.00387	0.4711	1.8704	0.0089	0.00391	0.4247	1.8819	0.4637	1.8852	0.7222	0.9141				
5	70mm <sup>2</sup> AAAC	19	10.8	0.0108	0.4840	0.4151	0.6617	1.9371	0.0101	0.00392	0.4549	1.8574	0.0092	0.00396	0.4086	1.8690	0.4475	1.8722	0.5432	0.9012				
6	95mm <sup>2</sup> AAAC	19	12.6	0.0126	0.3520	0.4035	0.5297	1.9254	0.0104	0.00396	0.4433	1.8458	0.0095	0.00400	0.3970	1.8574	0.4359	1.8606	0.4112	0.8896				
7	120mm <sup>2</sup> AAAC	19	14.3	0.0143	0.2750	0.3940	0.4527	1.9159	0.0106	0.00399	0.4338	1.8363	0.0097	0.00404	0.3874	1.8478	0.4264	1.8511	0.3342	0.8801				
8	150mm <sup>2</sup> AAAC	37	15.8	0.0158	0.2270	0.3854	0.4047	1.9084	0.0109	0.00402	0.4253	1.8288	0.0099	0.00407	0.3789	1.8403	0.4179	1.8436	0.2862	0.8725				
9	185mm <sup>2</sup> AAAC	37	17.7	0.0177	0.1810	0.3769	0.3587	1.8998	0.0111	0.00406	0.4167	1.8202	0.0101	0.00410	0.3703	1.8318	0.4093	1.8350	0.2402	0.8640				
10	240mm <sup>2</sup> AAAC	37	20	0.0200	0.1420	0.3677	0.3197	1.8906	0.0114	0.00409	0.4075	1.8110	0.0103	0.00414	0.3611	1.8225	0.4001	1.8258	0.2012	0.8548				
11	300mm <sup>2</sup> AAAC	61	22.7	0.0227	0.1100	0.3577	0.2877	1.8811	0.0117	0.00413	0.3975	1.8014	0.0105	0.00418	0.3512	1.8130	0.3901	1.8162	0.1692	0.8453				
12	400mm <sup>2</sup> AAAC	61	25.7	0.0257	0.0862	0.3484	0.2639	1.8717	0.0120	0.00417	0.3882	1.7921	0.0108	0.00422	0.3418	1.8036	0.3808	1.8069	0.1454	0.8359				

Fuente propia

La resistencia para las configuraciones triangular, doble tema o trifasico es la misma e igual a la resistencia vertical

#### **4.4.2. FLUJO DE CARGA.**

El flujo de carga se realizó con el método Newton Raphson para redes trifásicas, e inyección de corrientes para redes altamente asimétricas como las redes rurales por tener derivaciones bifásicas y monofásicas.

El cálculo de flujo de carga se realizó para dos escenarios: Máxima y mínima demanda, para todas las barras del sistema en estudio. Estos valores nos ayudaran a elegir los valores nominales de nuestros fusibles, y asegurarnos que no actúen por sobrecarga.

Los cuadros de salida con los resultados de flujo de carga para todas las barras se muestran en el anexo I.

#### **4.4.3. CORTOCIRCUITO.**

Para el cálculo de corrientes de cortocircuito tanto para fallas simétricas como asimétricas, se empleó el método IEC 60-909, por ser el más adecuado para el tipo de sistema eléctrico en estudio y además es el que recomienda los fabricantes del software utilizado.

Por otra parte, se calcularon las corrientes de falla o cortocircuito en los nodos o barras donde se sitúan los equipos de protección, para los siguientes tipos de fallas:

- Fallas simétricas (fallas trifásicas).
- Fallas asimétricas (falla bifásica, bifásica a tierra, monofásica a tierra).
- También se calcularon las corrientes pico, de corte, estacionaria o permanente para los interruptores automáticos en las salidas de los alimentadores.

Se realizó el cálculo de las corrientes máximas y mínima de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC 60-909.

De igual manera que en el anterior caso (flujo de carga) el total de los cuadros con los resultados de cortocircuito para todas las barras se muestran en el anexo II.

#### 4.5. EVALUACIÓN DE FALLAS E INTERRUPCIONES.

De la base de datos de interrupciones obtenidos de la empresa concesionaria se realizó un análisis y se presenta cuadros de resumen y gráficos que ayudan a comprender el origen de las fallas eléctricas.

**Cuadro 4.3 CANTIDAD DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR/MES 2014-2015.**

AÑO	MES	CANTIDAD INTERRUP			
		UR01	UR02	UR04	TOT
2014	ENERO	0	1	0	1
	FEBRERO	0	0	1	1
	MARZO	2	6	0	8
	ABRIL	0	10	1	11
	MAYO	5	4	0	9
	JUNIO	0	2	0	2
	JULIO	2	1	0	3
	AGOSTO	3	1	0	4
	SEPTIEMBRE	1	4	2	7
	OCTUBRE	3	6	2	11
	NOVIEMBRE	8	10	1	19
	DICIEMBRE	5	4	3	12
2015	ENERO	1	5	0	6
	FEBRERO	1	2	1	4
	MARZO	2	2	1	5
	ABRIL	1	1	0	2
	MAYO	1	1	0	2
	JUNIO	1	3	2	6
	JULIO	2	7	0	9
	AGOSTO	1	0	7	8
	SEPTIEMBRE	3	1	3	7
	OCTUBRE	2	4	6	12
	NOVIEMBRE	0	8	4	12
	DICIEMBRE	2	2	1	5
<b>TOTALES</b>		46	85	35	166

#### 4.6. NÚMERO DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR.

Del cuadro resumen de interrupciones, se observa que la tendencia de las interrupciones se da a partir de los meses de octubre a noviembre y continuando al inicio del año, disminuyendo hasta el mes de marzo, el resto del año presenta una tendencia de interrupciones regular, pero de menor cantidad, el cuadro 4.4 muestra en cantidades el número de interrupciones presentadas en cada uno de los alimentadores de este estudio.

Podemos relacionar esto con los meses de vientos e inicios de la lluvia en la zona, y posteriormente para fin de año e inicio del nuevo año lo relacionamos con el tiempo de lluvias, ambos fenómenos naturales propios de la zona.

El número de interrupciones por alimentador del cuadro 4.3, muestra que los alimentadores UR01 y UR02 tienen mayor incidencia de falla, esto debido a que el alimentador UR04 es una línea recientemente renovada, la cual fue cambiada de nivel de tensión de 10 a 22.9 KV, siendo renovada casi en su totalidad por lo cual la incidencia de fallas es menor que los otros dos alimentadores.

También por ser grandes las extensiones de recorrido de las líneas se hace más difícil el detectar los defectos en estas; los que pueden ser: Aisladores rotos o rajados, vanos demasiados largos, contactos accidentales a tierra, que se hacen más críticas en los meses de vientos y en época de lluvia.

El alimentador de mayor longitud corresponde al alimentador UR02 que llega hasta la zona de Camino Inka y que precisamente es el que tiene mayor incidencia de fallas y salidas de servicio.

**Gráfico 4.1** Cantidades de interrupciones por distribución de alimentadores MT.

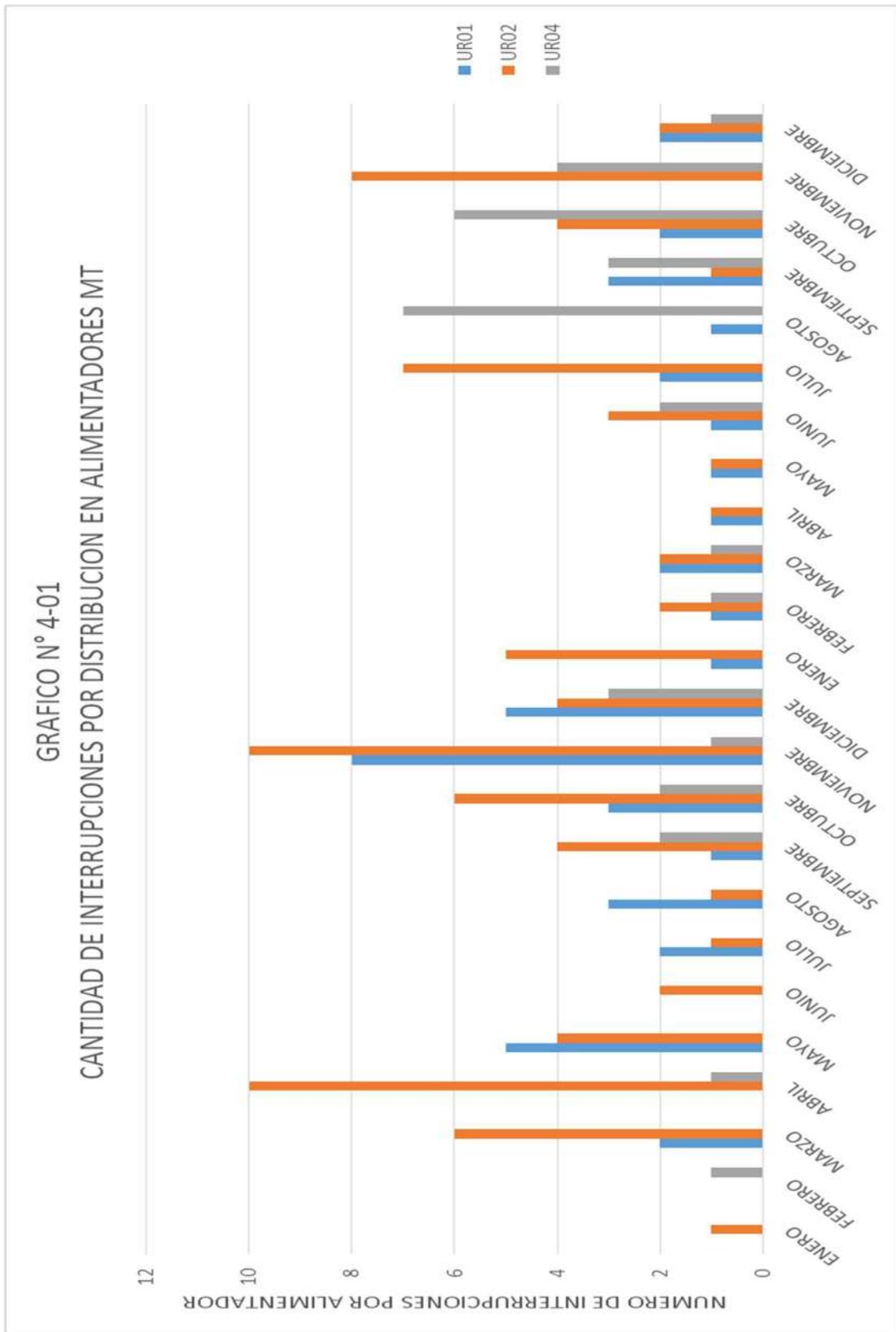
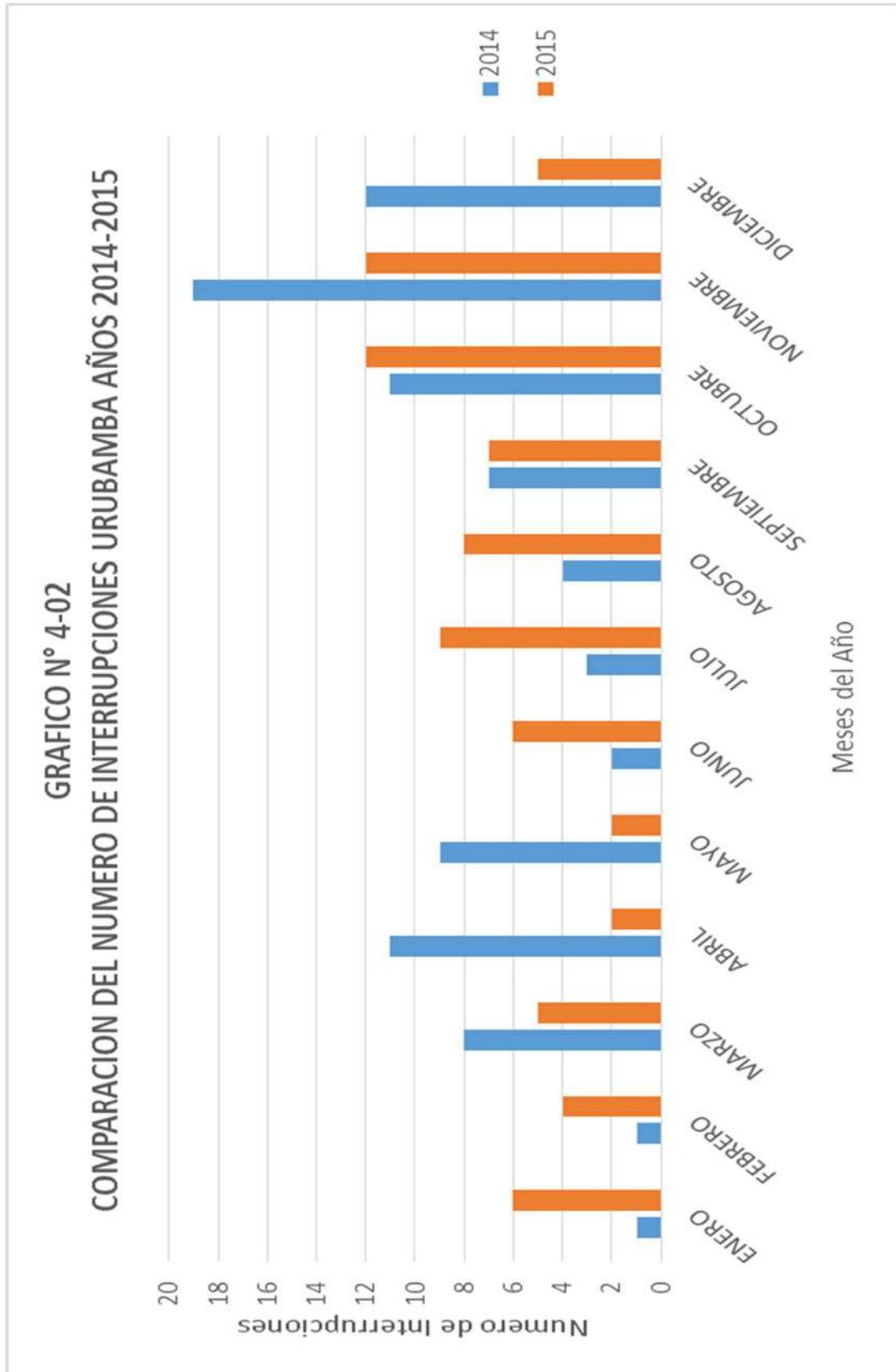


Gráfico 4.2 Cantidades de interrupciones por distribución de alimentadores MT.



En el sistema Valle Sagrado, los alimentadores con más fallas son: el alimentador principal de la ciudad de Urubamba (UR02) y que es de mayor longitud, y el alimentador UR01 que suministra energía a la zona más alta del sistema.

El alimentador UR02, específicamente la parte que recorre el cercado de la ciudad pese a ser de corto recorrido tiene un consumo considerable de energía, se deduce que las fallas presentadas en este alimentador no son por contactos accidentales entre conductores, sino por valores erróneos de fusibles y mala coordinación de los mismos, que se incrementa más la posibilidad de fallas en tiempo de lluvias.

Los alimentadores UR01 y UR02, de igual manera tienden a fallar más en tiempo de lluvia pudiéndose ser a causa de accesorios de ferretería en mal estado agudizándose por la naturaleza conductora del agua.

Es recomendable hacer un mantenimiento preventivo a estos alimentadores para detectar accesorios de ferretería en mal estado.

#### 4.7. NÚMERO DE USUARIOS AFECTADOS POR ALIMENTADOR.

Del (cuadro 4.4), se puede observar en todos los alimentadores, que el número de clientes afectados por interrupción en la mayoría de los casos es de todo el alimentador, comprobando con esto que no se tiene una adecuada selectividad, ni coordinación de equipos de protección, pues ante una falla en una de las derivaciones afecta a todo el alimentador y por tanto a todos los usuarios de los mismos, ver (gráfico 4.3).

Resaltamos que los totales tanto por meses, como por alimentadores son **datos acumulados** del alimentador o del año, esto refiere a que los usuarios afectados en un determinado mes pueden ser los mismos al mes siguiente.

**Cuadro4.04**  
**CANTIDAD DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR/MES 2014-2015**

		CANTIDAD USUARIOS			
AÑO	MES	UR01	UR02	UR04	TOT
2014	ENERO	0	8304	0	<b>8304</b>
	FEBRERO	0	0	2836	<b>2836</b>
	MARZO	4646	35468	0	<b>40114</b>
	ABRIL	0	54374	24	<b>54398</b>
	MAYO	7292	3294	0	<b>10586</b>

	JUNIO	0	8665	0	<b>8665</b>
	JULIO	4657	8227	0	<b>12884</b>
	AGOSTO	5100	2162	0	<b>7262</b>
	SEPTIEMBRE	2343	20680	2962	<b>25985</b>
	OCTUBRE	7029	35214	5708	<b>47951</b>
	NOVIEMBRE	19611	65112	227	<b>84950</b>
	DICIEMBRE	12281	25942	8485	<b>46708</b>
2015	ENERO	2464	18357	0	<b>20821</b>
	FEBRERO	2469	20112	2897	<b>25478</b>
	MARZO	4950	5716	2908	<b>13574</b>
	ABRIL	1264	11177	0	<b>12441</b>
	MAYO	11224	506	0	<b>11730</b>
	JUNIO	2497	7851	4954	<b>15302</b>
	JULIO	5012	24959	0	<b>29971</b>
	AGOSTO	331	0	18002	<b>18333</b>
	SEPTIEMBRE	39952	514	3355	<b>43821</b>
	OCTUBRE	13919	13046	17958	<b>44923</b>
	NOVIEMBRE	0	51924	11976	<b>63900</b>
	DICIEMBRE	5050	575	3005	<b>8630</b>
	<b>TOTALES</b>	152091	422179	85297	<b>659567</b>

Gráfico 4.3 Cantidad de clientes afectados por interrupciones.

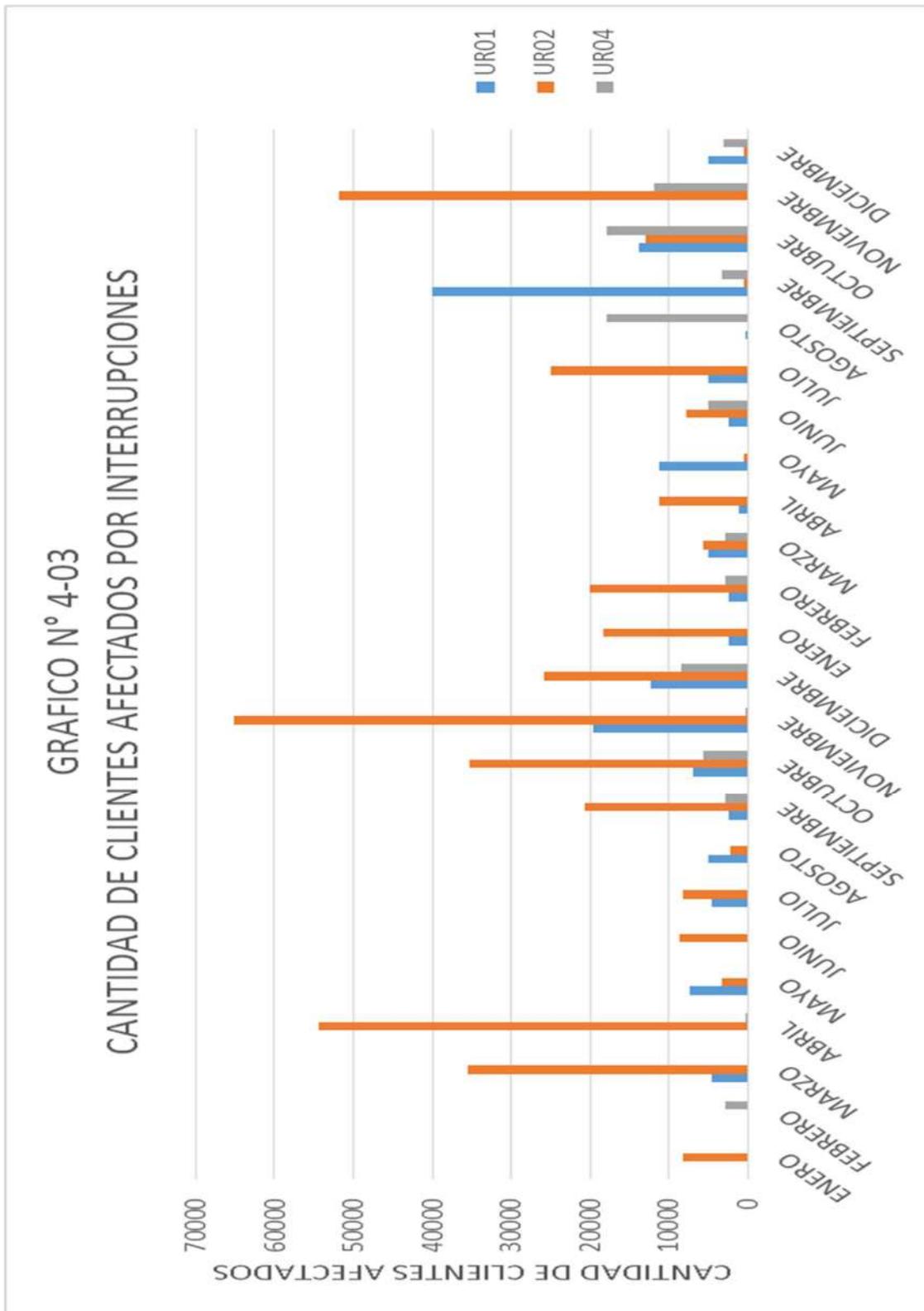
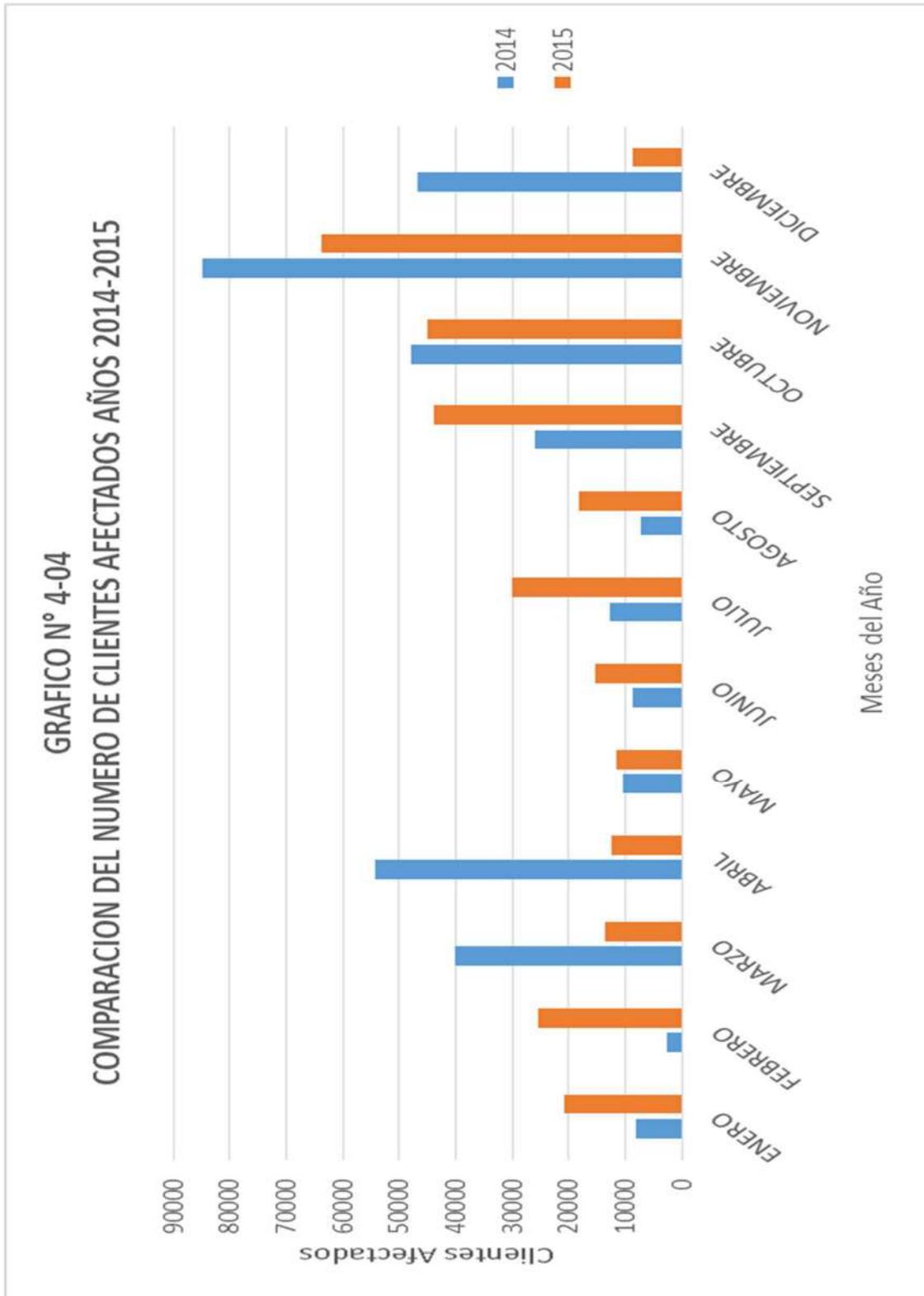


Gráfico 4.4 Comparación del número de clientes afectados años 2014 – 2015.



#### **4.8. TIEMPOS DE INTERRUPCIÓN POR ALIMENTADOR.**

El (Cuadro 4.5), muestra el tiempo en horas, minutos y segundos ([h]: mm:ss) acumulado durante los 12 meses de los años 2014 y 2015, separados por alimentadores, para luego totalizarlo anualmente.

Del mismo se observa que los alimentadores más afectados son los alimentadores UR02 (más largo y de mayor carga) y el alimentador UR01 que alimenta a la zona rural de mayor altura.

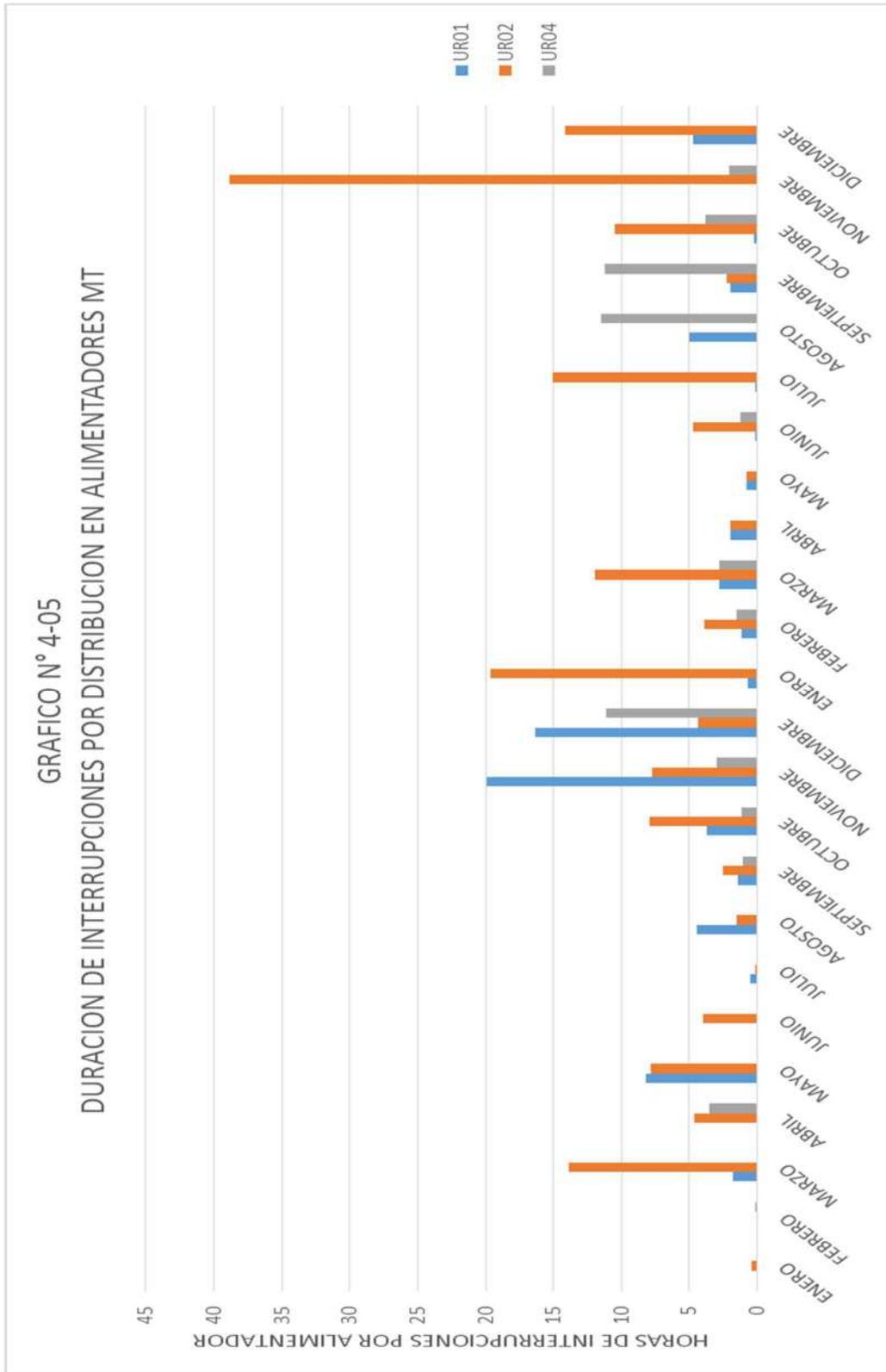
Se puede observar que el alimentador UR02 es el que alcanza un tiempo total de interrupción en dos años de 178.64 horas, que es excesivo para cualquier sistema, teniendo un promedio de 4.6 horas de interrupción por mes durante el 2014 y de 10.3 horas por mes durante el año 2015, lo que significa una tasa demasiado alta de interrupción de servicio en este alimentador.

Los tiempos mostrados en los reportes de interrupciones, muchas veces no se contemplan desde el mismo instante en que se produce, porque se debe tener en cuenta que existe un tiempo sin suministro de energía, desde que se produce el corte hasta que la empresa recibe el reclamo, muchas veces por ser zonas rurales y alejadas puede pasar aún más tiempo.

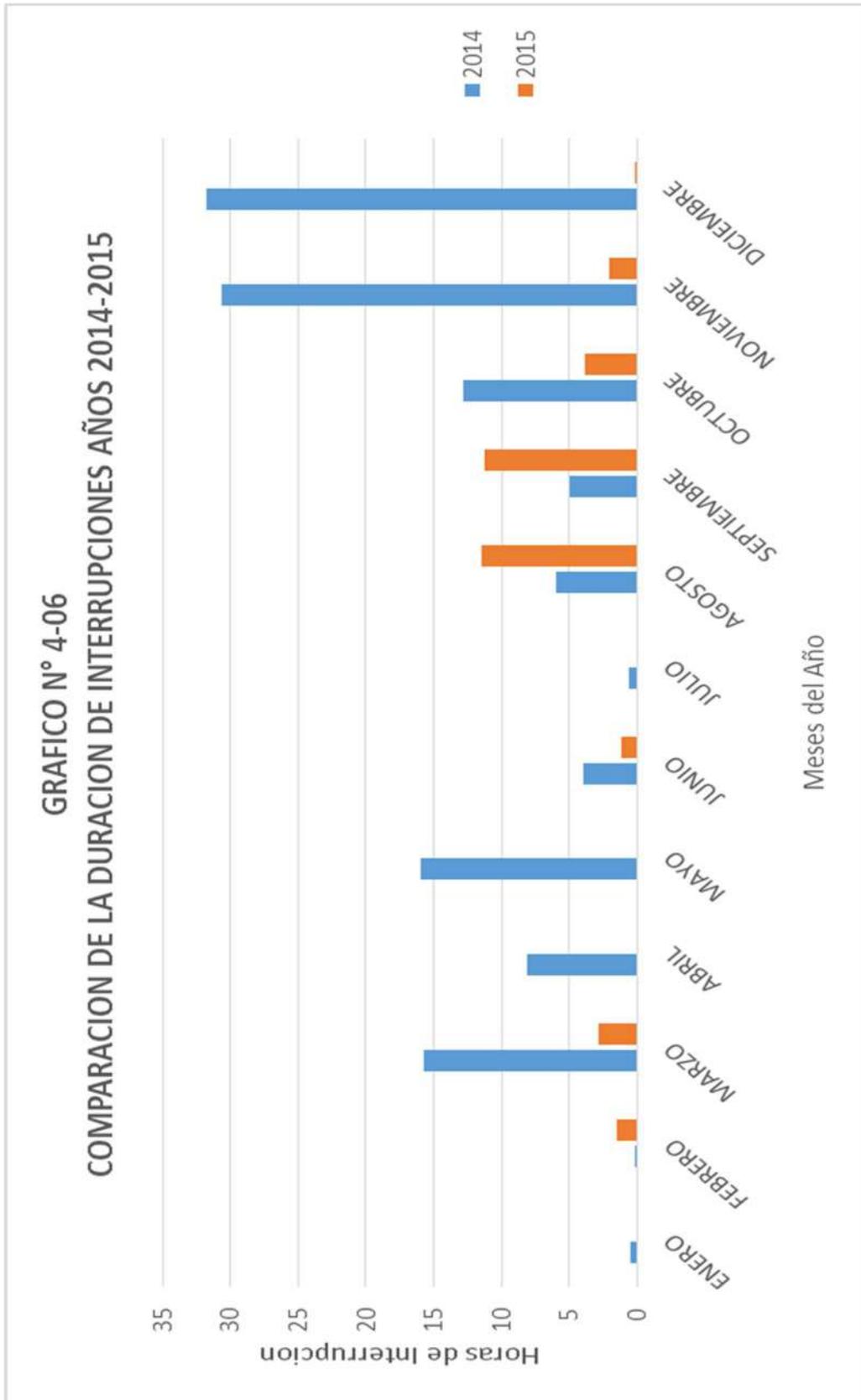
**Cuadro 4.5 DURACION DE INTERRUPCIONES POR ALIMENTADOR/MES 2014-2015**

		<b>DURACION INTERRUP</b>			
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>UR01</b>	<b>UR02</b>	<b>UR04</b>	<b>TOT</b>
2014	ENERO	0	0,45	0	<b>0,45</b>
	FEBRERO	0	0	0,17	<b>0,17</b>
	MARZO	1,83	13,88	0	<b>15,71</b>
	ABRIL	0	4,62	3,53	<b>8,15</b>
	MAYO	8,15	7,8	0	<b>15,95</b>
	JUNIO	0	4,02	0	<b>4,02</b>
	JULIO	0,47	0,12	0	<b>0,59</b>
	AGOSTO	4,48	1,55	0	<b>6,03</b>
	SEPTIEMBRE	1,4	2,5	1,05	<b>4,95</b>
	OCTUBRE	3,74	7,92	1,18	<b>12,84</b>
	NOVIEMBRE	19,94	7,73	3	<b>30,67</b>
	DICIEMBRE	16,32	4,38	11,08	<b>31,78</b>
2015	ENERO	0,65	19,6	0	<b>20,25</b>
	FEBRERO	1,15	3,93	1,5	<b>6,58</b>
	MARZO	2,8	11,98	2,81	<b>17,59</b>
	ABRIL	2	1,98	0	<b>3,98</b>
	MAYO	0,78	0,77	0	<b>1,55</b>
	JUNIO	0,13	4,68	1,22	<b>6,03</b>
	JULIO	0,14	15,06	0	<b>15,2</b>
	AGOSTO	5	0	11,51	<b>16,51</b>
	SEPTIEMBRE	1,93	2,27	11,25	<b>15,45</b>
	OCTUBRE	0,2	10,45	3,82	<b>14,47</b>
	NOVIEMBRE	0	38,85	2,07	<b>40,92</b>
	DICIEMBRE	4,68	14,1	0,05	<b>18,83</b>
<b>TOTALES</b>		<b>75,79</b>	<b>178,64</b>	<b>54,24</b>	<b>308,7</b>

**Gráfico 4.5 Duracion de interrupciones por distribucion en alimentadores MT.**



**Grafico 4.6 Comparacion de la duracion de interrupciones años 2014 – 2015.**



#### 4.9. ORÍGENES DE FALLA MÁS COMUNES POR ALIMENTADOR.

La clasificación del origen de fallas pertenece a la empresa distribuidora, los cuales tienen un código que sirve para su procesamiento del informe de interrupciones de la misma.

Del origen de fallas presentadas en el sistema eléctrico en estudio mostradas en el (Cuadro N° 4.6), se puede resaltar como el más preponderante el de *Fuertes Vientos*, teniendo una incidencia de 39 interrupciones por este concepto, seguido de *por Falla en componentes del Sistema de Potencia* con una incidencia de 37 fallas durante el periodo 2014 y 2015, algunas de las causas no son específicas para su evaluación, pero si se detallan en otros códigos las consecuencia que pudieran tener estos fenómenos como caída de árboles o postes por descargas atmosféricas o erosión del terreno debido a corrientes de agua, contacto de ramas a los conductores por vientos o descargas atmosféricas, que son en resumen fenómenos climáticos.

De estos dos *orígenes de falla*, se deduce que las fallas más comunes son carácter transitorio, pues al no haber consecuencias visibles de las mismas, estas no se pueden reportar en detalle, por ello la existencia de estos dos códigos de registro.

En consecuencia, podemos nombrar como verdaderos orígenes de falla más comunes a:

- Contacto o aproximación accidental de los conductores de fase de las redes a consecuencia de fuertes vientos y longitud de vanos muy largos.
- Aisladores rotos o rajados que son origen de falla por acción del agua de las lluvias.
- Descargas atmosféricas no controladas por el escaso número de pararrayos.

**Cuadro 4.6 RESUMEN DE INTERRUPCIONES POR CAUSA/ALIMENTADOR**

CAUSA INTERRUPCION	UR01	UR02	UR04	TOTAL
Ajuste inadecuado de la protección		1		1
Ajuste inadecuado de la protección - Fusible				0
Aves				0
Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto tensión inadecuada)		1		1
Caida de Arbol		2		2
Caida de conductor de red		1		1
Caida de estructura	1	1	1	3
Contacto de red con arbol		2	1	3
Contacto entre conductores		3	1	4
Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	2	13	3	18
Descargas atmosféricas	6	5	4	15
Error de maniobra	2	2	1	5
Falla empalme de red				0
Falla equipo - Interruptor		1		1
Falla equipo (transformador, interruptor, etc.)	1		1	2
Falla sistema interconectado				0
Fuertes vientos	15	12	12	39
Impacto Vehicular		2		2
Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	13	20	4	37
Otras, por falla en componentes sist. potencia - PARARRAYOS				0
Otros fenómenos naturales o ambientales				0
Otros, causados por otra empresa externa				0
Otros, causados por terceros				0
Por expansión o reforzamiento de redes (Otros)	3			3
Por expansión o reforzamiento de redes (Propio)	3	10	5	18
Por Mantenimiento (origen externo)				0
Por mantenimiento (Origen propio)		9	1	10
Sismos			1	1
Vandalismo				0

Estos orígenes de falla se dan mayormente en la zona rural por que las redes están a la intemperie y son afectos a las causas mencionadas anteriormente.

En los alimentadores de la ciudad no se dan estas causas de fallas, debido a que las redes están más protegidas, siendo las interrupciones más comunes las programadas, pero si se dan fallas por contactos accidentales a estructuras, choque de vehículos con postes, etc. La interrupción de energía eléctrica es en la mayoría de los casos a todo el alimentador por falta de una adecuada coordinación entre los equipos.

#### **4.10. TIPO DE FALLAS PRESENTADAS. FALLAS TRANSITORIAS.**

De acuerdo a los cuadros de interrupciones, vistos en el anexo I, se observa que el **62%** de las fallas son temporales o transitorias, y el restante son de origen permanente o programado.

Pese a la naturaleza de estas fallas (temporales) se puede observar que afectan todo el alimentador, esto se debe a la falta de coordinación de los elementos protectores como son fusible-fusible y fusible-interruptor automático, que deberían aislar la falla solo a la zona o red afectada por el defecto, y sólo en último caso disparar el interruptor automático.

Una solución para este tipo de fallas es el reconectador, que en un primer recierre elimina aproximadamente el 80% de las fallas o defectos temporales.

#### 4.11. ENERGÍA DEJADA DE VENDER.

La energía dejada de vender por interrupciones en las redes de Distribución Primaria durante un año de la SET Urubamba representa aproximadamente el 50% (2014) y 100% (2015) de la energía total consumida por toda la SET Urubamba durante un mes. (Cuadros 4.7 y 4.8).

**Cuadro N° 4.7 ENERGIA CONSUMIDA EN EL SISTEMA URUBAMBA**

AÑO	MES	MD kW	EAHP kWh	EAHF kWh	EAT kWh
2014	ENERO	3546.11	328,392.35	823,893.17	1,152,285.53
	FEBRERO	3579.80	355,429.64	825,706.61	1,181,136.25
	MARZO	3620.41	383,171.19	827,001.92	1,210,173.11
	ABRIL	3636.96	416,803.71	829,851.61	1,246,655.32
	MAYO	3645.38	401,327.43	837,882.54	1,239,209.97
	JUNIO	3690.21	407,449.20	850,188.01	1,257,637.21
	JULIO	3687.80	378,088.05	874,151.28	1,252,239.33
	AGOSTO	3700.13	392,588.00	880,498.31	1,273,086.31
	SEPTIEMBRE	3724.50	415,265.82	875,317.06	1,290,582.88
	OCTUBRE	3735.03	426,156.29	881,923.15	1,308,079.45
	NOVIEMBRE	3758.19	422,607.82	892,544.71	1,315,152.53
	DICIEMBRE	3792.49	420,229.43	890,083.62	1,310,313.05
<b>SUB TOTAL 2014</b>			<b>4,747,508.94</b>	<b>10,289,042.01</b>	<b>15,036,550.96</b>
2015	ENERO	3790.98	425,120.12	905,109.24	1,330,229.36
	FEBRERO	3815.65	444,933.08	922,336.89	1,367,269.97
	MARZO	3840.92	455,987.97	944,227.67	1,400,215.64
	ABRIL	3851.15	480,335.60	953,942.51	1,434,278.11
	MAYO	3864.39	447,671.95	979,719.22	1,427,391.16
	JUNIO	3896.28	434,830.95	995,910.62	1,430,741.57
	JULIO	3896.58	449,179.57	995,522.03	1,444,701.60
	AGOSTO	3913.12	473,083.09	1,002,516.71	1,475,599.80
	SEPTIEMBRE	3910.42	498,142.60	1,013,008.74	1,511,151.34
	OCTUBRE	3951.33	478,121.86	1,033,215.61	1,511,337.47
	NOVIEMBRE	3979.91	507,927.21	1,034,122.33	1,542,049.53
	DICIEMBRE	3980.21	499,212.73	1,052,515.76	1,551,728.49
<b>SUB TOTAL 2015</b>			<b>5,594,546.73</b>	<b>11,832,147.31</b>	<b>17,426,694.04</b>
<b>ENERGÍA ACTIVA MES</b>		2014	395,625.75	857,420.17	<b>1,253,045.91</b>
<b>PROMEDIO (KW-h)</b>		2015	466,212.23	986,012.28	<b>1,452,224.50</b>

**Cuadro 4.8 Energía no vendida en el Sistema Urubamba**

<b>ENERGIA NO VENDIDA EN EL SISTEMA URUBAMBA</b>					
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>UR01 kWh</b>	<b>UR02 kWh</b>	<b>UR03 kWh</b>	<b>TOTAL kWh</b>
2014	ENERO		670.05		670.05
	FEBRERO			153.95	153.95
	MARZO	156.90	14,166.24		14,323.14
	ABRIL		4,498.96	1,040.20	5,539.17
	MAYO	762.10	7,148.83		7,910.93
	JUNIO		6,558.04		6,558.04
	JULIO	130.19	85.12		215.31
	AGOSTO	386.31	1,418.90		1,805.21
	SEPTIEMBRE	110.60	3,023.03	865.47	3,999.10
	OCTUBRE	324.48	8,826.00	450.09	9,600.57
	NOVIEMBRE	2957.62	8,818.04	1,049.93	12,825.59
	DICIEMBRE	2378.47	4,998.69	4,146.38	11,523.54
<b>SUB TOTAL 2014</b>			<b>60,211.92</b>	<b>7,706.02</b>	<b>75,124.61</b>
2015	ENERO	61.64	22,566.51		22,628.15
	FEBRERO	138.43	4,063.75	548.94	4,751.12
	MARZO	248.41	12,599.37	1,034.77	13,882.55
	ABRIL	167.91	1,909.74		2,077.65
	MAYO	60.65	2,874.68		2,935.33
	JUNIO	13.80	11,966.10	502.71	12,482.60
	JULIO	25.06	19,705.01		19,730.07
	AGOSTO	44.64		4,580.32	4,624.96
	SEPTIEMBRE	247.42	2,515.60	4,358.97	7,121.99
	OCTUBRE	31.62	12,954.75	1,463.32	14,449.69
	NOVIEMBRE		16,748.32	858.04	17,606.36
	DICIEMBRE	1087.85	15,862.55	30.99	16,981.39
<b>SUB TOTAL 2015</b>			<b>123,766.38</b>	<b>13,378.06</b>	<b>139,271.86</b>
<b>TOTAL ENERGÍA NO VENDIDA (KWH)</b>					<b>214,396.47</b>

## **CAPITULO V**

### **5. PROPUESTAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN**

#### **5.1. INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se presentan las propuestas de protección consistentes en el incremento de equipos de protección en ubicaciones óptimas, así como modificaciones de los valores tanto en los relés de las salidas como en los valores de los fusibles a través de todos los alimentadores. También se indica en los cuadros la reubicación de algunos equipos, la eliminación de otros por no cumplir con su función o ser redundante.

Adicionalmente se presenta los seteos o determinación de los parámetros de configuración de los nuevos equipos como son los relés de los reconectores, y los valores nominales de los seccionadores automáticos (seccionalizers).

Finalmente se presenta los gráficos de coordinación, para los principales equipos de cada alimentador y las principales derivaciones de los mismos.

#### **5.2. PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES.**

Las propuestas de protección de los alimentadores en estudio, se pueden dividir en 5 partes, descritos en el orden del flujo de carga y separado por tipo de equipos propuestos.

La propuesta, considera primeramente aislar o asegurar la red troncal en la cual solamente debieran operar equipos de alta performance (Interruptores o Reconectores), los seccionamientos de línea tendrán solo fines de Operación y no de protección. Del mismo modo, para asegurar la independencia de las troncales, cada derivación deberá tener un equipo de protección que la separe de la troncal.

Se propone también el uso de seccionadores de tres etapas para la menor afectación de red en los casos de fallas transitorias por descarga, contacto de animales o caída de ramas sobre las líneas, dado que es una de las causas típicas en la zona.

En la mayoría de casos, el esquema de protección corresponde al del “Fusible protector”; pero en algunos casos por cuestiones de accesibilidad se utiliza el esquema de “Fusible Protegido”, lo cual únicamente es posible en la coordinación Reconector-Fusible,

considerando la posibilidad de despeje de fallas transitorias y reposición inicial con la activación de un ciclo de recierre.

En los equipos existentes, se propone un ajuste de protecciones basado en la simplicidad y escalonamiento, tomando como referencia la protección del equipo más importante que es el transformador de potencia, que en ningún caso sobrepasará el 120% de la corriente nominal, con ese valor se tiene un rango elevado de corrientes para el escalamiento de protecciones que para el presente estudio simplifica el criterio al no considerar fallas simultáneas en ubicaciones diferentes.

Para el caso de los alimentadores más inestables por el número de interrupciones al año, así como para derivaciones importantes que sobrepasen la corriente de la capacidad del fusible (Valor Típico máximo) se propone la implementación de reconectores automáticos con capacidad de configuración de recierre para despeje de fallas transitorias y con mando remoto.

#### **5.2.1. PROPUESTAS DE PROTECCIÓN CON INTERRUPTORES.**

La empresa ELECTRO SUR ESTE, cuenta en la salida de cada uno de los alimentadores de 10 KV con interruptores de potencia (celdas) que le permiten cortar el servicio en condiciones normales o de falla. Dichos interruptores cuentan con relés tipo SEL 351 que controlan todas sus funciones; para el lado de 22.9 KV, se cuenta con Recloser marca ABB tipo OVR-3 con unidades electrónicas PCD 2000; sin embargo, las funciones de estos relés han sido programadas sin tener a consideración la protección aguas abajo con las que cuentan los diversos alimentadores.

A razón de esto es que se propone el cambio de algunos parámetros de ajuste de los relés que consideran la coordinación con los equipos de protección ubicados aguas abajo del interruptor. Las funciones de protección activadas para estos relés son 50/51 para fallas entre fases, y 50N/51N para fallas a tierra.

*Queda señalar que los relés mencionados cuentan con la capacidad de ordenar un recierre a los interruptores Esta función deberá ser activada para los relés de los alimentadores UR01 y UR04 a los cuales se les ha considerado la implementación de seccionalizadores.*

Se muestran las curvas actuales (lado izquierdo) y la curva propuesta (lado derecho) de acuerdo a la variación de los ajustes de seteo vistos en el respectivo cuadro a la derecha de las curvas del relé. Estas características pertenecen al relé de los alimentadores en 10 KV. (UR01 y UR02) y en 22.9 KV (UR04) y buscan ilustrar las variaciones en la curva del relé con el cambio de sus ajustes, tanto para fase-fase y fase-tierra respectivamente.

### **5.2.2. PROPUESTA DE PROTECCIÓN CON RECONECTADORES.**

En las líneas primarias del Sistema Eléctrico Urubamba ocurre una gran cantidad de fallas temporales especialmente en los alimentadores UR01 (Maras), UR02 (Sector Ollantaytambo) y UR04 (Yucay) que presentan un gran recorrido brindando servicio a zonas rurales. Se puede dar solución a dichas fallas temporales instalando equipos reconectadores, que por sus funciones de apertura y recierre es que pueden eliminar dichas fallas temporales.

Para la determinación de las ubicaciones de las protecciones se han definido los siguientes criterios:

- Las redes troncales se comportarán como unidades continuas, por lo que no contarán con puntos de seccionamiento, y en todo caso, si de considerarse necesario por longitud o carga, deberán considerar mando/control a distancia.
- Para aislar las troncales de las fallas de derivaciones se instalarán protecciones Cut-Out en todas y cada una de las derivaciones, con fusibles de capacidades definidas en los resultados del estudio, que no estén por debajo de los valores resultantes del flujo de potencia en máxima demanda, más el factor de seguridad por corrientes de Inserción, etc.
- En caso de tener ramales de gran longitud y porcentaje de carga del alimentador se instalarán Reconectadores en ubicaciones que cumplan el criterio determinado (Accesibilidad, Comunicación, Protección de carga, etc).A continuación, se detalla la propuesta de protección con reconectadores.

### **Alimentador UR01**

- Para el alimentador UR01 se propone implementar la función de reconexión en la salida del alimentador (interruptor en celda) con dos recierres por ser un alimentador rural.
- Considerando que la carga más importante de este alimentador lo conforma la localidad de Maras, se debe aislar el resto de la carga para mantener el servicio de esta demanda concentrada, siendo la potencia total del alimentador 2320 KVA y la carga de la derivación 1110 KVA, lo cual significa el 48% de la carga; por lo que también se propone la instalación de un reconector adicional en la derivación a Cruzpata – Racchi. La propuesta de seteo se presenta en el cuadro N° 5-16.

### **Alimentador UR02**

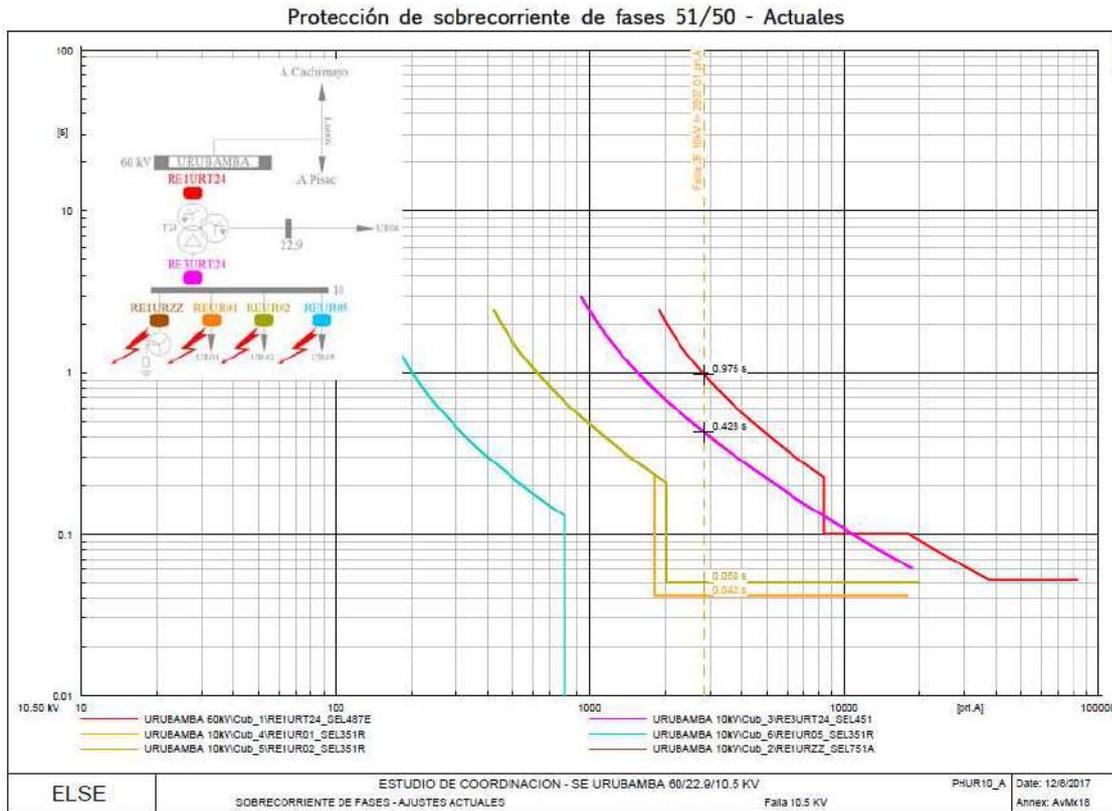
- Para el alimentador UR02 no se considera la activación de la función de recierre en la Subestación de Potencia por tratarse del suministro de una zona Urbana (Urubamba).
- Anteriormente, existía el alimentador UR03 que suministraba servicio a Ollantaytambo y alrededores, que ahora se han conjuncionado en un solo alimentador UR02, es por ello que se debe mantener la selectividad de estas zonas, por lo cual se debe instalar Reconectores en cada una de estas ternas.
- Así mismo se propone la instalación de dos reconectadores, el primero en la derivación a Huilloc (11.4% de la carga, pero 32.6% de la longitud de red), y el segundo pasando la localidad de Ollantaytambo en el sector de Rumira (17.6% de la carga, pero 22.9% de la longitud de red). Los parámetros de seteo se muestran en el cuadro N° 5-17.

### **Alimentador UR04**

- Para el alimentador UR04, ya se cuenta con un reconector al inicio del alimentador, al cual se debe redefinir el seteo de protecciones.
- Considerando la presencia de un cliente importante (hotel Salabella 1MVA), con la finalidad de proteger el suministro, se propone la instalación de un reconector

a medio tramo, aproximadamente en el sector de Sillacancha. Los parámetros de seteo se muestran en el (cuadro 5.18).

La ubicación de todos los reconectores puede observarse en los diagramas GIS en los siguientes gráficos.



**Figura 5.1** Curvas de protección entre fases actual y propuesta

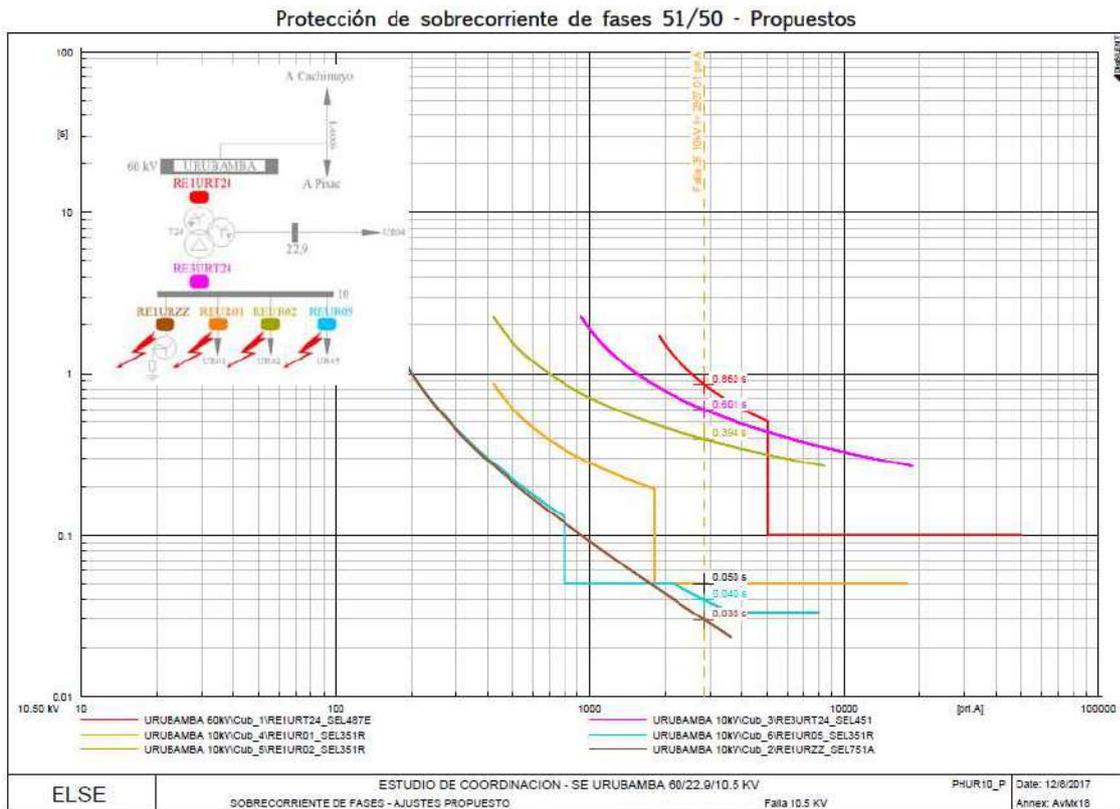


Figura 5.1.1 Curvas de protección entre fases actual y propuesta

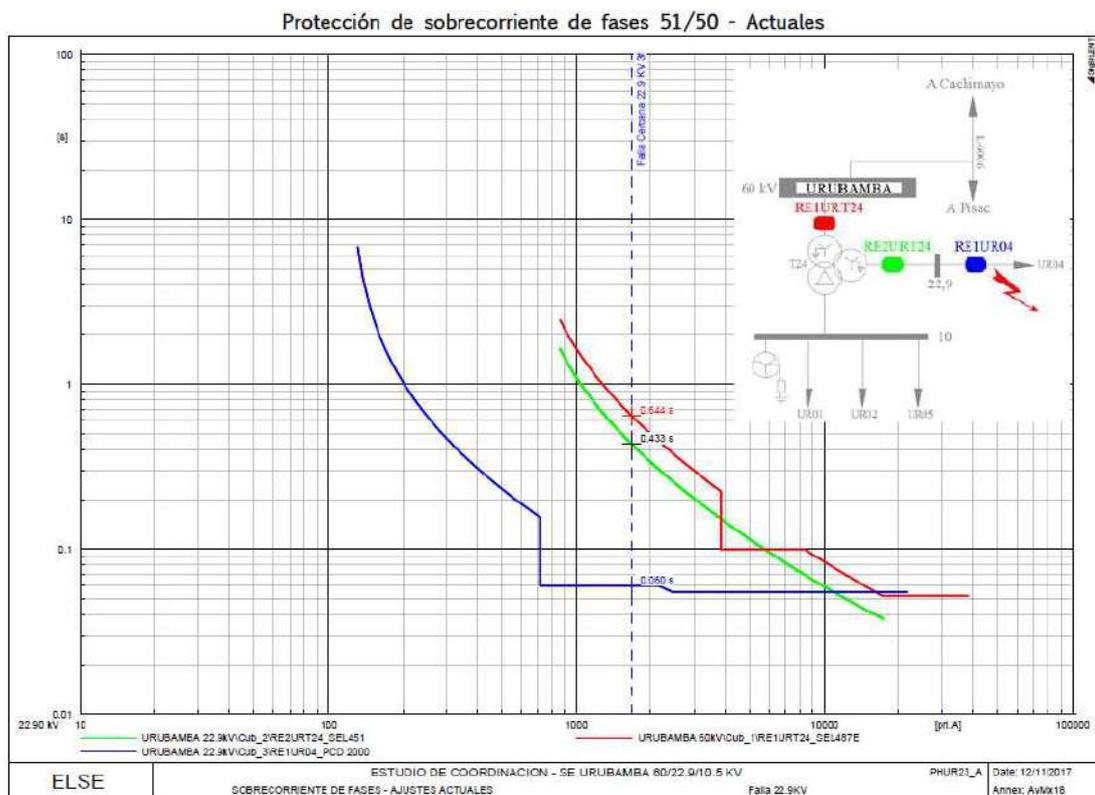


Figura 5.2. Curvas de protección entre fases actual y propuesta para el lado 22.9 KV.

Protección de sobrecorriente de fases 51/50 - Propuestos

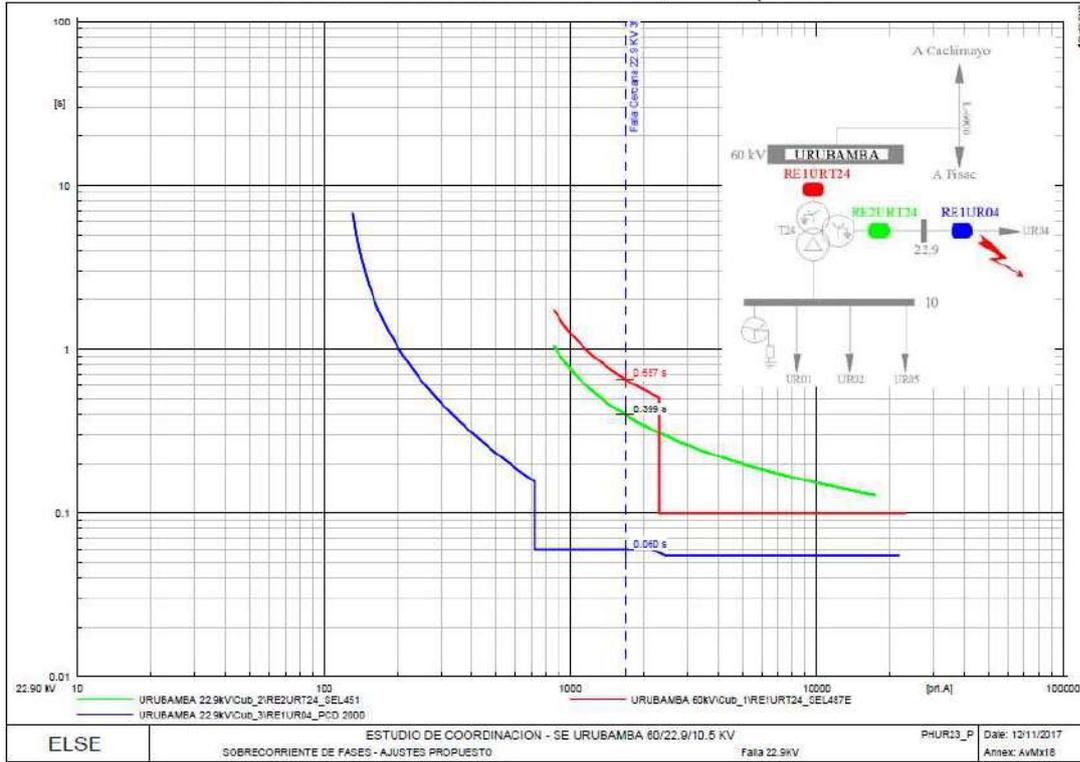


Figura 5.2.1 Curvas de protección entre fases actual y propuesta para el lado 22.9 KV.

5.3. AJUSTES EQUIPOS DE PROTECCION

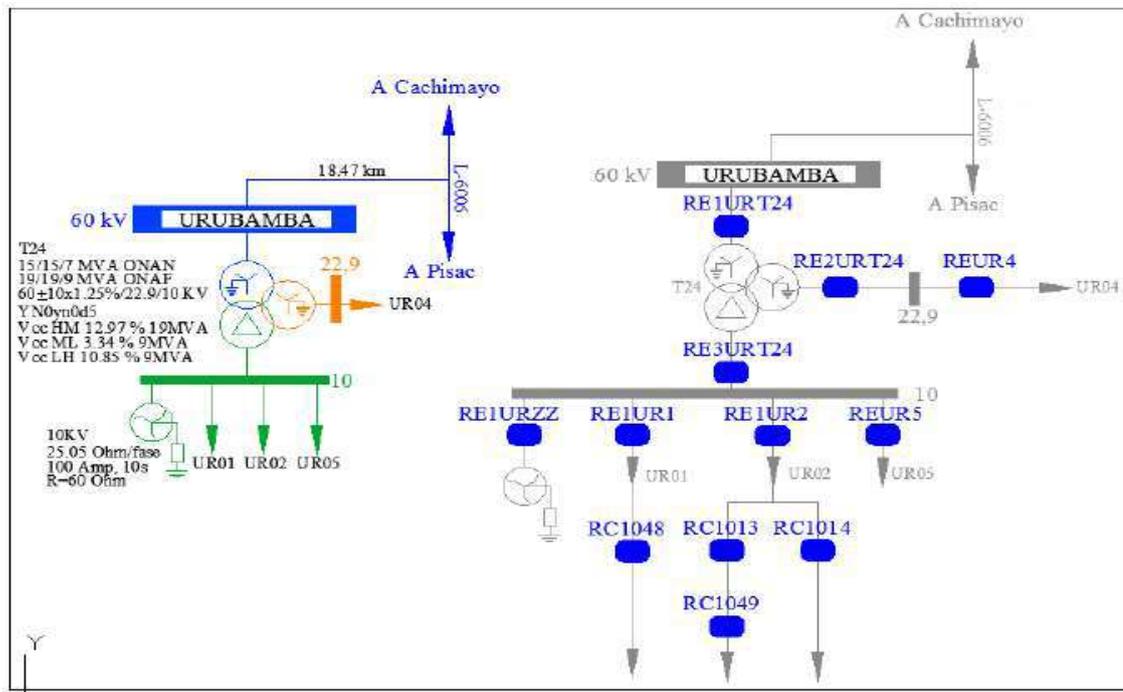


Figura 5.3 Equipos de protección.

## RELES DE PROTECCION

**Cuadro 5.1 Reles de protección.**

S. E. URUBAMBA								
COD. RELE	EQUIPO PROTEGIDO	KV	MARCA	TIPO	FUNCIONES	CT	VT	OBSERVACIONES
RE1URT24	T24 - TRANSF. DE POTENCIA 19/199 MVA	60.00	SEL	487E	87T	200/5		Ok
RE2URT24		22.90	SEL	451	50,51P , 50,51N	500/5		Ok
RE3URT24		10.50	SEL	451	50,51P , 50,51N	550/5		OK
RE1URZZ	ZigZag	10.50	SEL	751A	50,51P , 50,51N	100/5		OK
RE1UR01	Salida a Maras Moray	10.50	SEL	351A	50,51, 50N/51N, 79	400/1		OK
RE1UR02	Salida a Urubamba	10.50	SEL	351A	50,51, 50N/51N, 79	400/1		OK
RE1UR03	Reserva	22.90	ABB	PCD2000	50,51, 50N/51N, 79	--		**Bloqueado
RE1UR04	Salida a Yucay	22.90	ABB	PCD2000	50,51, 50N/51N, 79	200/1		OK
RE1UR05	Salida a Hotel	10.50	SEL	351A	50,51, 50N/51N, 79	400/1		OK
RE1UR06	Reserva	22.90	ABB	PCD2000	50,51, 50N/51N, 80	--		**Bloqueado

## RECONECTADORES AUTOMATICOS

**Cuadro 5.2 Reconnectores automaticos.**

S. E. URUBAMBA								
COD. RELE	ALIMENTADOR	KV	MARCA	TIPO	FUNCIONES	CT	VT	OBSERVACIONES
RC1048	Salida UR01	10.5	SEL	351R	50,51P , 50,51N, 79	1/1	--	
RC1013	Salida UR02	10.5	NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	1/1	--	
RC1014			NOJA	RC10	50,51P , 50,51N, 79	1/1	--	
RC1049			FTU	S100	50,51P , 50,51N, 79	1/1	--	

## Ajustes actuales – Sobrecorriente de Fases

**Cuadro N° 5.3 Sobrecorriente de fases actuales.**

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I <sup>&gt;</sup>		TMS	Curva	I <sup>&gt;&gt;</sup>		t <sup>&gt;&gt;</sup>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1URT24	SEL	487E	60.00	200/5	5.48	219.2	0.09	IEC-VI	36.60	1464	0.10	--
RE2URT24	SEL	451	22.90	500/5	5.75	575.0	0.060	IEC-VI	--	--	--	--
RE3URT24	SEL	451	10.50	550/5	5.65	621.5	0.11	IEC-VI	--	--	--	--
RE1URZZ	SEL	751A	10.50	100/5	--	--	--	--	--	--	--	--
RE1UR01	SEL	351A	10.50	400/1	0.70	280	0.09	IEC-VI	4.50	1800	0.04	--
RE1UR02	SEL	351A	10.50	400/1	0.70	280	0.09	IEC-VI	5.00	2000	0.05	--
RE1UR03	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--
RE1UR04	ABB	PCD2000	22.90	200/1	0.60	120	0.05	IEC-VI	3.50	720.00	0.05	--
RE1UR05	SEL	351A	10.50	400/1	0.30	120	0.05	IEC-VI	2.00	800.00	0.00	--
RE1UR06	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	KV	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I <sup>&gt;</sup>		TMS	Curva	I <sup>&gt;&gt;</sup>		t <sup>&gt;&gt;</sup>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1048	SEL	351R	UR01	10.5								
RC1013	NOJA	RC10	UR02	10.5								
RC1014	NOJA	RC10										
RC1049	FTU	S100										

## Ajustes actuales – Sobrecorriente de Tierra

**Cuadro 5.4 Sobrecorriente de tierra actuales.**

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1URT24	SEL	487E	60.00	200/5	1.85	74.0	0.33	IEC-VI	--	--	--	--
RE2URT24	SEL	451	22.90	500/5	1.90	190.0	0.310	IEC-VI	--	--	--	--
RE3URT24	SEL	451	10.50	550/5	--	--	--	--	0.90	99	0.20	--
RE1URZZ	SEL	751A	10.50	100/5	1.10	22	0.08	IEC-VI	--	--	--	--
RE1UR01	SEL	351A	10.50	400/1	0.04	16	0.07	IEC-VI	--	--	--	--
RE1UR02	SEL	351A	10.50	400/1	0.06	24	0.07	IEC-VI	0.17	68	0.07	--
RE1UR03	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--
RE1UR04	ABB	PCD2000	22.90	200/1	0.25	50	0.05	IEC-VI	0.31	62.50	0.00	--
RE1UR05	SEL	351A	10.50	400/1	0.04	16	0.05	IEC-VI	0.17	68.00	0.00	--
RE1UR06	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	KV	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1048	SEL	351R	UR01	10.5								2R+Lock
RC1013	NOJA	RC10	UR02	10.5								2R+Lock
RC1014	NOJA	RC10										2R+Lock
RC1049	FTU	S100										

## Ajustes propuestos – Sobrecorriente de Fases

**Cuadro 5.5 Sobrecorriente de fases propuesto**

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1URT24	SEL	487E	60.00	200/5	5.48	219.2	0.10	IEC-NI	2200	880	0.10	--
RE2URT24	SEL	451	22.90	500/5	5.75	575.0	0.060	IEC-NI	--	--	--	--
RE3URT24	SEL	451	10.50	550/5	5.65	621.5	0.13	IEC-NI	--	--	--	--
RE1URZZ	SEL	751A	10.50	100/5	6.00	120	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE1UR01	SEL	351A	10.50	400/1	0.70	280	0.05	IEC-NI	4.50	1800	0.05	--
RE1UR02	SEL	351A	10.50	400/1	0.70	280	0.13	IEC-NI	--	--	--	--
RE1UR03	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--
RE1UR04	ABB	PCD2000	22.90	200/1	0.60	120	0.05	IEC-VI	3.50	720.00	0.05	--
RE1UR05	SEL	351A	10.50	400/1	0.30	120	0.05	IEC-VI	2.00	800.00	0.05	--
RE1UR06	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	KV	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1048	SEL	351R	UR01	10.5	100.00	100	0.05	IEC-NI	400.00	400	0.05	2R+Lock
RC1013	NOJA	RC10	UR02	10.5	280.00	280.0	0.06	IEC-NI	1200.00	1200	0.05	2R+Lock
RC1014	NOJA	RC10			280.00	280.0	0.06	IEC-NI	1200.00	1200	0.05	2R+Lock
RC1049	FTU	S100			50.00	50	0.05	IEC-VI	--	--	--	2R+Lock

## Ajustes propuestos – Sobrecorriente de Tierra

**Cuadro 5.5 Sobrecorriente de tierra propuesto**

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RE1URT24	SEL	487E	60.00	200/5	1.50	60.0	0.16	IEC-NI	--	--	--	--
RE2URT24	SEL	451	22.90	500/5	1.90	190.0	0.090	IEC-NI	--	--	--	--
RE3URT24	SEL	451	10.50	550/5	--	--	--	--	0.50	55	0.05	--
RE1URZZ	SEL	751A	10.50	100/5	1.10	22	0.14	IEC-NI	--	--	--	--
RE1UR01	SEL	351A	10.50	400/1	0.05	20	0.09	IEC-NI	--	--	--	--
RE1UR02	SEL	351A	10.50	400/1	0.05	20	0.07	IEC-NI	--	--	--	--
RE1UR03	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--
RE1UR04	ABB	PCD2000	22.90	200/1	0.30	60	0.05	IEC-VI	--	--	--	--
RE1UR05	SEL	351A	10.50	400/1	0.04	16	0.05	IEC-VI	0.17	68.00	0.05	--
RE1UR06	ABB	PCD2000	22.90	--	--	--	--	--	--	--	--	--

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTO												
COD. RELE	MARCA	TIPO	AL	KV	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
					Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
					I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
					Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim		
RC1048	SEL	351R	UR01	10.5	20.00	20	0.05	IEC-NI	60.00	60	0.05	2R+Lock
RC1013	NOJA	RC10	UR02	10.5	16.00	16.0	0.06	IEC-NI	65.00	65	0.05	2R+Lock
RC1014	NOJA	RC10			16.00	16.0	0.05	IEC-NI	65.00	65	0.05	2R+Lock
RC1049	FTU	S100			10.00	10	0.05	IEC-VI	30.00	30	0.05	2R+Lock

### 5.3. PROPUESTA DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES EN LAS DERIVACIONES

Es necesaria la ubicación de fusibles adecuadamente elegidos en las derivaciones, a razón de aislar las zonas con presencia de falla y proteger aquellas en las cuales no ha ocurrido una falla. Esta acción al igual que el uso de seccionadores busca mejorar los criterios de selectividad en la coordinación de protección. Seguidamente se tiene los cuadros con la propuesta de protección con fusibles en las redes troncales y derivaciones con una adecuada coordinación entre los mismos y los relés de los reconectores e interruptores. La codificación de los equipos de protección es la siguiente:

S: Seccionador electrónico restablecible (Seccionador)

F: Seccionador Fusible tipo Cut Out

C: Seccionador tipo Cuchilla

**Cuadro 5.6 Fusibles seleccionados en troncales.**

<b>FUSIBLES SELECCIONADOS EN TRONCALES</b>				
<b>ALIMENTAL UR-01</b>				
ITEM	NODO DE UBICACION	FUSIBLE SELECCIONADO	CODIGO DEL FUSIBLE	CÁLCULOS DE COORDINACIÓN
1	ESE008NMT002257	10K	F-MT002257	CC-001
2	ESE008NMT002245	10K	F-MT002245	CC-002
3	ESE008NMT002130	15K	F-MT002130	CC-003
4	ESE008NMT002216	15K	F-MT002216	CC-006
5	ESE008NMT005815	5K	F-MT005815	CC-005
6	ESE008NMT002218	5K	F-MT002218	CC-005
7	ESE008NMT002220	5K	F-MT002220	CC-005
8	ESE008NMT001788	10K	F-MT001788	CC-004
9	ESE008NMT002240	25K	F-MT002240	CC-007
10	ESE008NMT002046	40K	F-MT002046	CC-008
11	ESE008NMT006202	15K	F-MT006202	CC-010
12	ESE008NMT004635	40K	F-MT004635	CC-012
13	ESE008NMT001863	15K	F-MT001863	CC-013
14	ESE008NMT001751	65K	F-MT001751	CC-014
15	ESE008NMT005830	10K	F-MT005830	CC-009
16	ESE008NMT001732	25K	F-MT001732	CC-011

### 5.4. PROPUESTAS DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones a razón de su potencia y tensión en el lado primario deben contar con fusibles adecuadamente elegidos y que además cumplan con los criterios de velocidad de corte de acuerdo al caso. En los cuadros siguientes se presenta la propuesta de protección con fusibles para cada una de las subestaciones.

**Cuadro 5.7 Fusible seleccionados para subestaciones.**

<b>CUADRO N° 5-1A</b>					
<b>FUSIBLES SELECCIONADOS PARA SUBESTACIONES</b>					
<b>ALIMENTADOR :</b>		<b>UR-01</b>			
<b>ITEM</b>	<b>CODIGO DE SUBESTACION</b>	<b>POTENCIA DE PLACA</b>	<b>NODO DE UBICACION</b>	<b>FUSIBLE SELECCIONADO</b>	<b>CODIGO DE FUSIBLE</b>
1	80158	25	MT0080158	2K	F-SED80158
2	80156	25	MT0080156	2K	F-SED80156
3	80157	25	MT0080157	5K	F-SED80157
4	80154	25	MT0080154	2K	F-SED80154
5	80155	37.5	MT0080155	6K	F-SED80155
6	80167	50	MT0080167	6K	F-SED80167
7	80168	100	MT0080168	8K	F-SED80168
8	80165	15	MT0080165	3K	F-SED80165
9	80164	25	MT0080164	2K	F-SED80164
10	80166	100	MT0080166	8K	F-SED80166
11	80162	25	MT0080162	2K	F-SED80162
12	80159	25	MT0080159	5K	F-SED80159
13	80161	25	MT0080161	5K	F-SED80161
14	80288	10	MT0080288	2K	F-SED80288
15	80289	40	MT0080289	6K	F-SED80289
16	80160	25	MT0080160	5K	F-SED80160
17	80152	15	MT0080152	3K	F-SED80152
18	80163	50	MT0080163	6K	F-SED80163
19	80153	25	MT0080153	2K	F-SED80153
20	80148	100	MT0080148	8K	F-SED80148
21	80151	50	MT0080151	6K	F-SED80151
22	80150	50	MT0080150	6K	F-SED80150
23	80146	25	MT0080146	2K	F-SED80146
24	80149	25	MT0080149	2K	F-SED80149
25	80145	25	MT0080145	2K	F-SED80145
26	80147	25	MT0080147	2K	F-SED80147
27	80128	37.5	MT0080128	3K	F-SED80128
28	80135	10	MT0080135	2K	F-SED80135
29	80134	50	MT0080134	6K	F-SED80134
30	80130	25	MT0080130	2K	F-SED80130
31	80510	37.5	MT0080510	3K	F-SED80510
32	80554	15	MT0080554	3K	F-SED80554
33	80133	25	MT0080133	5K	F-SED80133
34	80131	50	MT0080131	6K	F-SED80131
35	80132	50	MT0080132	6K	F-SED80132
36	80136	25	MT0080136	2K	F-SED80136
37	80139	50	MT0080139	6K	F-SED80139
38	80137	80	MT0080137	6K	F-SED80137
39	80140	80	MT0080140	6K	F-SED80140
40	80138	25	MT0080138	5K	F-SED80138
41	80497	10	MT0080497	2K	F-SED80497
42	80496	100	MT0080496	8K	F-SED80496
43	80141	10	MT0080141	2K	F-SED80141
44	80282	25	MT0080282	5K	F-SED80282
45	80556	100	MT0080556	8K	F-SED80556
46	80557	25	MT0080557	5K	F-SED80557
47	80560	25	MT0080560	2K	F-SED80560
48	80144	50	MT0080144	6K	F-SED80144
49	80527	10	MT0080527	2K	F-SED80527
50	80491	10	MT0080491	2K	F-SED80491
51	80494	15	MT0080494	3K	F-SED80494
52	80495	25	MT0080495	5K	F-SED80495

**Cuadro 5.7.1 Fusible seleccionados para subestaciones.**

<b>CUADRO N° 5-2A</b>					
<b>FUSIBLES SELECCIONADOS PARA SUBESTACIONES</b>					
<b>ALIMENTADOR :</b>		<b>UR-02</b>			
<b>ITEM</b>	<b>CODIGO DE SUBESTACION</b>	<b>POTENCIA DE PLACA</b>	<b>NODO DE UBICACION</b>	<b>FUSIBLE SELECCIONADO</b>	<b>CODIGO DE FUSIBLE</b>
1	80245	25	MT0080245	5K	F-SED80245
2	80246	50	MT0080246	6K	F-SED80246
3	80247	50	MT0080247	6K	F-SED80247
4	80283	10	MT0080283	2K	F-SED80283
5	80244	40	MT0080244	3K	F-SED80244
6	80243	125	MT0080243	8K	F-SED80243
7	80511	100	MT0080511	8K	F-SED80511
8	80237	100	MT0080237	8K	F-SED80237
9	80238	75	MT0080238	6K	F-SED80238
10	80275	25	MT0080275	2K	F-SED80275
11	80234	100	MT0080234	8K	F-SED80234
12	80235	100	MT0080235	8K	F-SED80235
13	80236	100	MT0080236	8K	F-SED80236
14	80241	100	MT0080241	8K	F-SED80241
15	80239	100	MT0080239	8K	F-SED80239
16	80230	100	MT0080230	8K	F-SED80230
17	80240	50	MT0080240	6K	F-SED80240
18	80229	100	MT0080229	8K	F-SED80229

**Cuadro 5.7.2 Fusible seleccionados para subestaciones.**

<b>FUSIBLES SELECCIONADOS PARA SUBESTACIONES</b>					
<b>ALIMENTADOR :</b>		<b>UR-04</b>			
<b>ITEM</b>	<b>CODIGO DE SUBESTACION</b>	<b>POTENCIA DE PLACA</b>	<b>NODO DE UBICACION</b>	<b>FUSIBLE SELECCIONADO</b>	<b>CODIGO DE FUSIBLE</b>
1	80272	25	MT0080272	1K	F-SED80272
2	80273	25	MT0080273	1K	F-SED80273
3	80269	25	MT0080269	1K	F-SED80269
4	80271	25	MT0080271	1K	F-SED80271
5	80274	25	MT0080274	1K	F-SED80274
6	80267	50	MT0080267	2K	F-SED80267
7	80268	50	MT0080268	2K	F-SED80268
8	80270	25	MT0080270	1K	F-SED80270
9	80264	25	MT0080264	1K	F-SED80264
10	80265	25	MT0080265	1K	F-SED80265
11	80266	25	MT0080266	2K	F-SED80266
12	80262	50	MT0080262	2K	F-SED80262
13	80263	80	MT0080263	5K	F-SED80263
14	80260	50	MT0080260	2K	FSED80260
15	80261	50	MT0080261	2K	F-SED80261
16	80256	75	MT0080256	3K	F-SED80256
17	80257	25	MT0080257	1K	F-SED80257
18	80258	25	MT0080258	2K	F-SED80258
19	80259	80	MT0080259	5K	F-SED80259
20	80255	100	MT0080255	5K	F-SED80255
21	80252	100	MT0080252	5K	F-SED80252
22	80253	200	MT0080253	8K	F-SED80253
23	80254	80	MT0080254	5K	F-SED80254
24	80249	50	MT0080249	2K	F-SED80249
25	80248	50	MT0080248	2K	F-SED80248
26	80250	50	MT0080250	5K	F-SED80250
27	80469	50	MT0080469	2K	F-SED80469
28	80484	10	MT0080484	1K	F-SED80484

## **5.5. COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.**

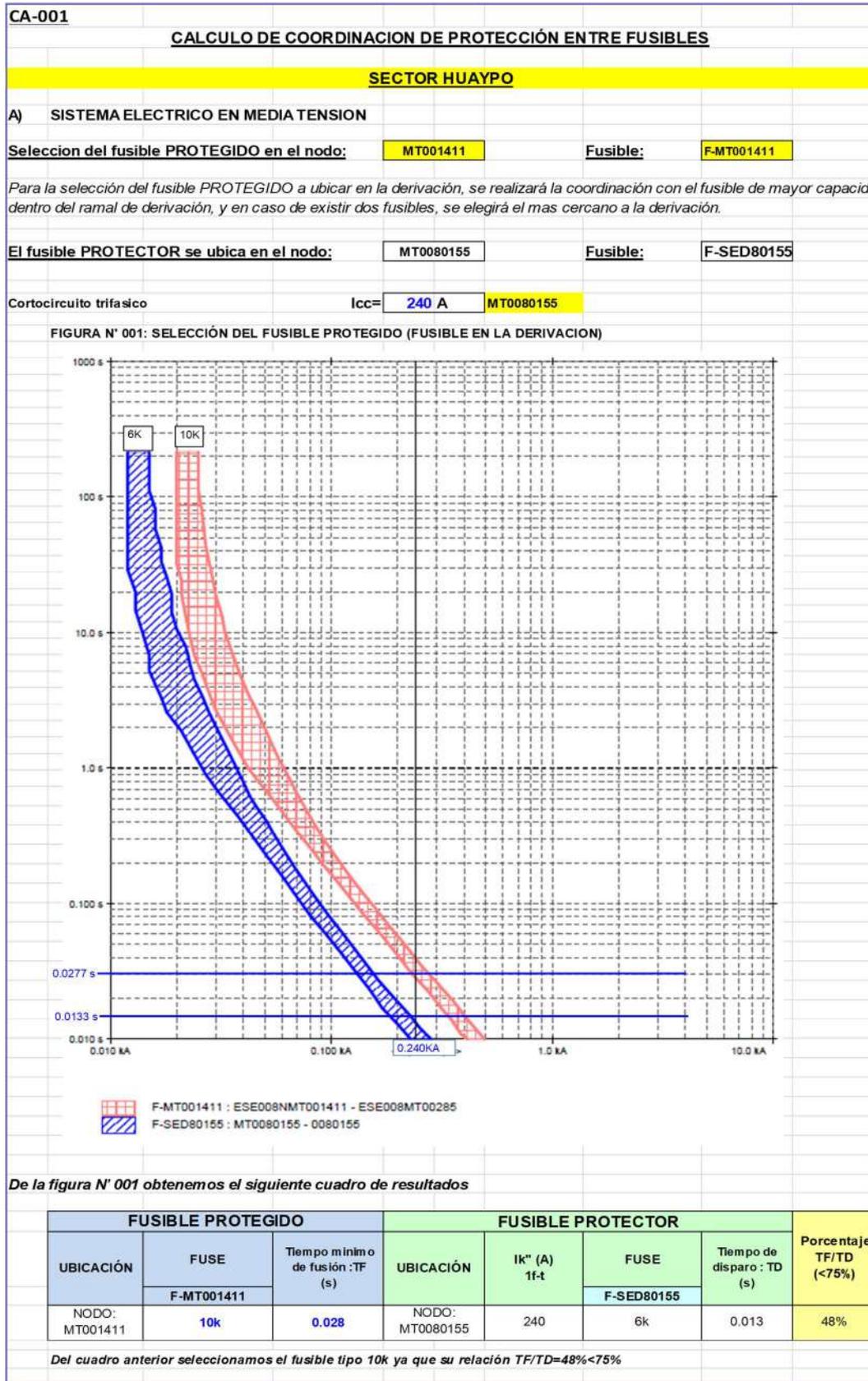
Los fusibles de protección en el lado primario con los que cuenta cada una de las subestaciones debe coordinar con los fusibles ubicados en las derivaciones y redes troncales, y estos a su vez con los equipos de protección (interruptores o reconectadores) ubicados en el punto inicial de cada alimentador. En el Anexo IV se detalla las características de coordinación de protección de los equipos pertenecientes a cada uno de los alimentadores.

### **➤ *Gráficos de Selectividad.***

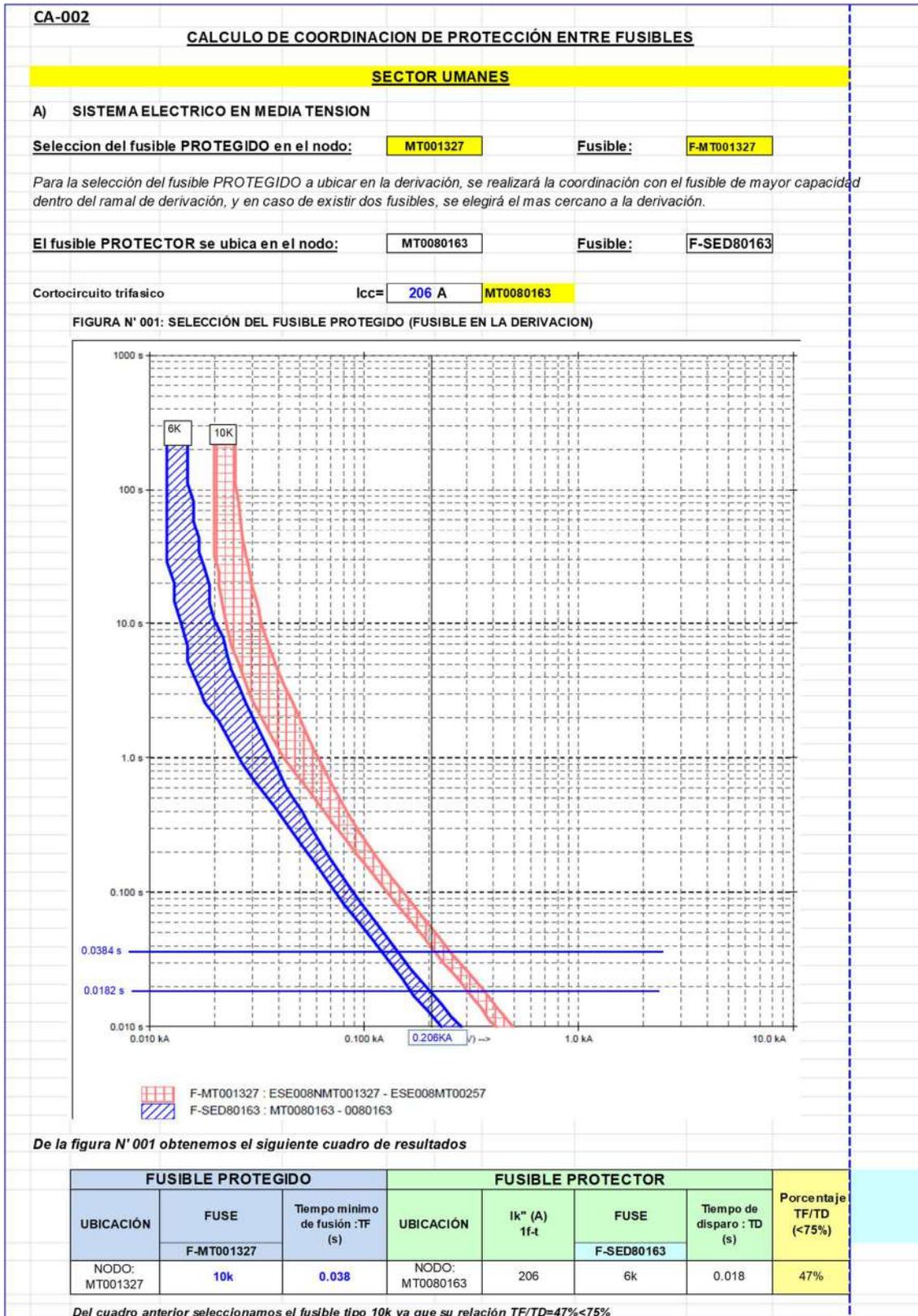
Las características de coordinación de los equipos de protección deben verse reflejados en los gráficos de selectividad, que por sus características tiempo-corriente brindan una mejor idea del comportamiento de los equipos en caso de una sobrecorriente. En los siguientes gráficos se presentan los más importantes gráficos de selectividad por alimentador.

## ALIMENTADOR UR01

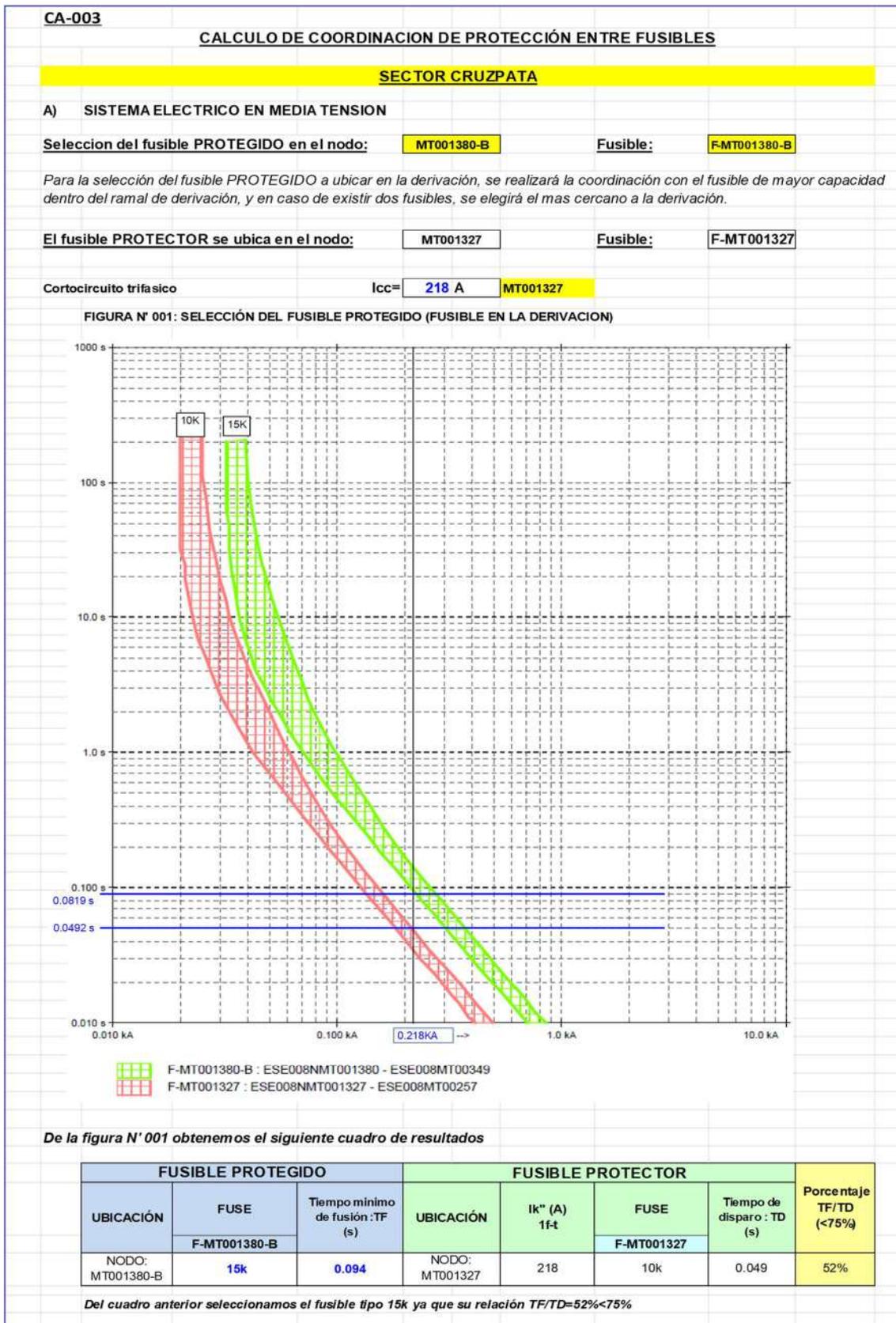
**Gráfico 5.1 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR01).**



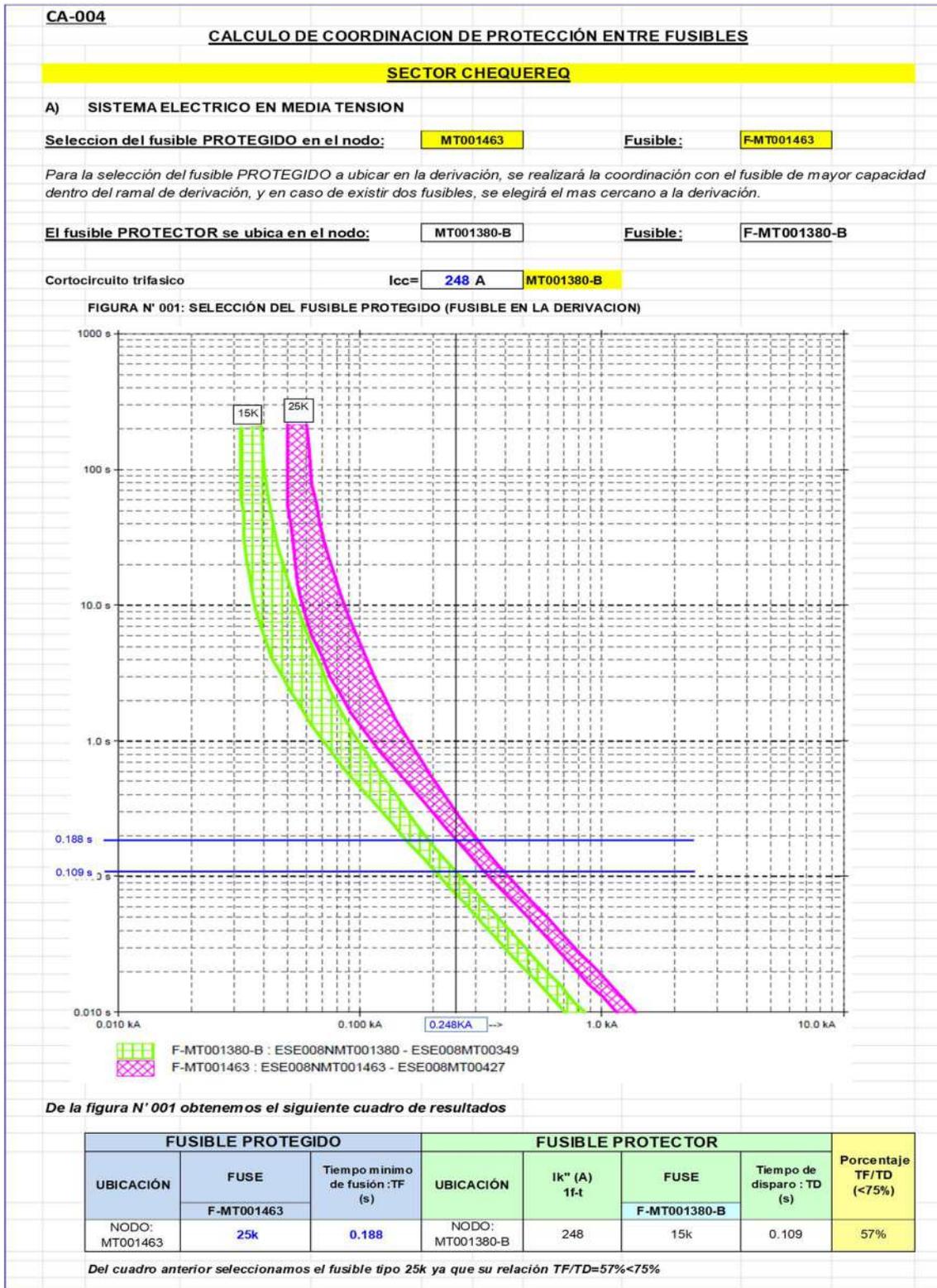
**Gráfico 5.1.1 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR01).**



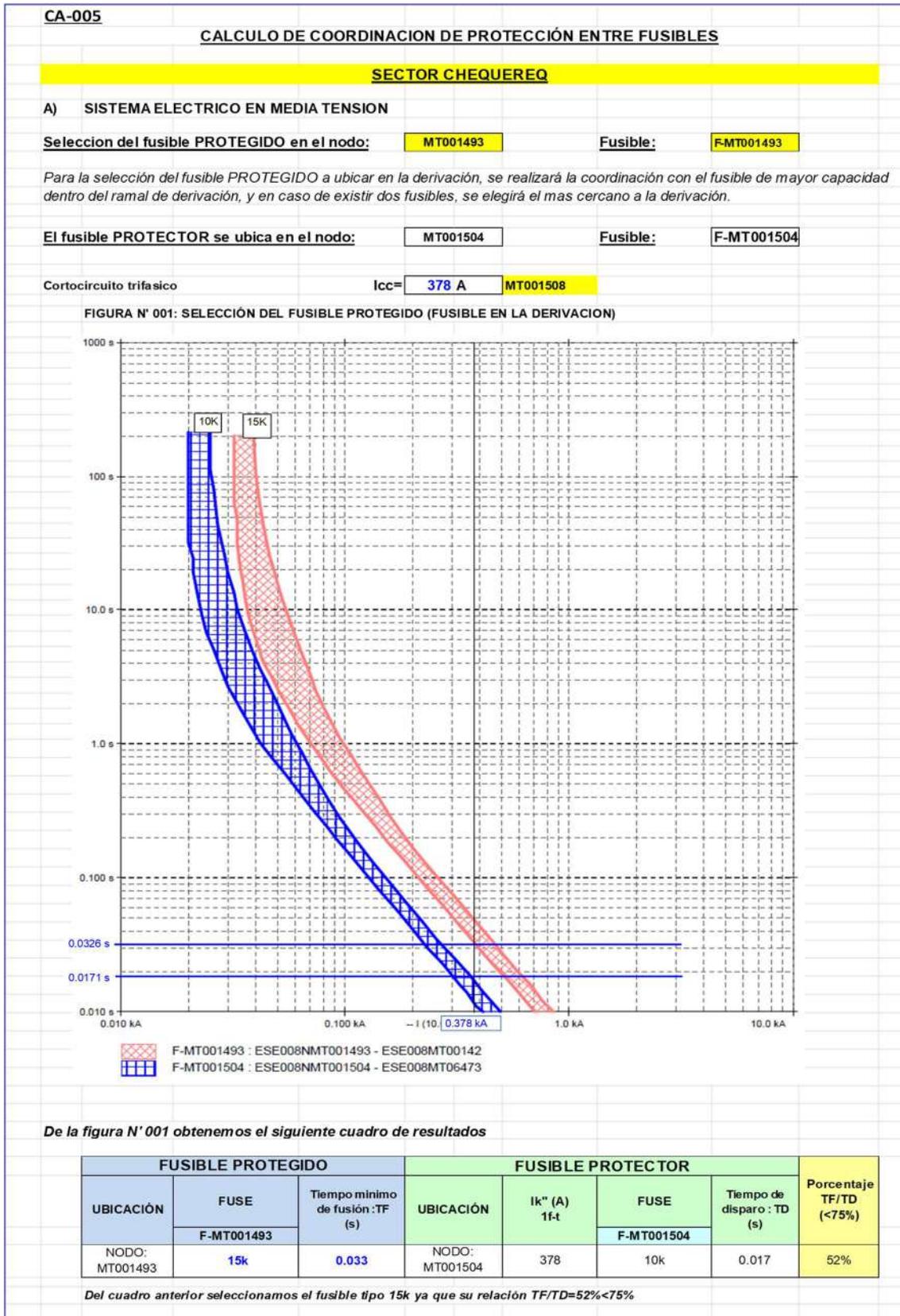
**Gráfico 5.1.2 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR01).**



**Gráfico 5.1.3 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR01).**

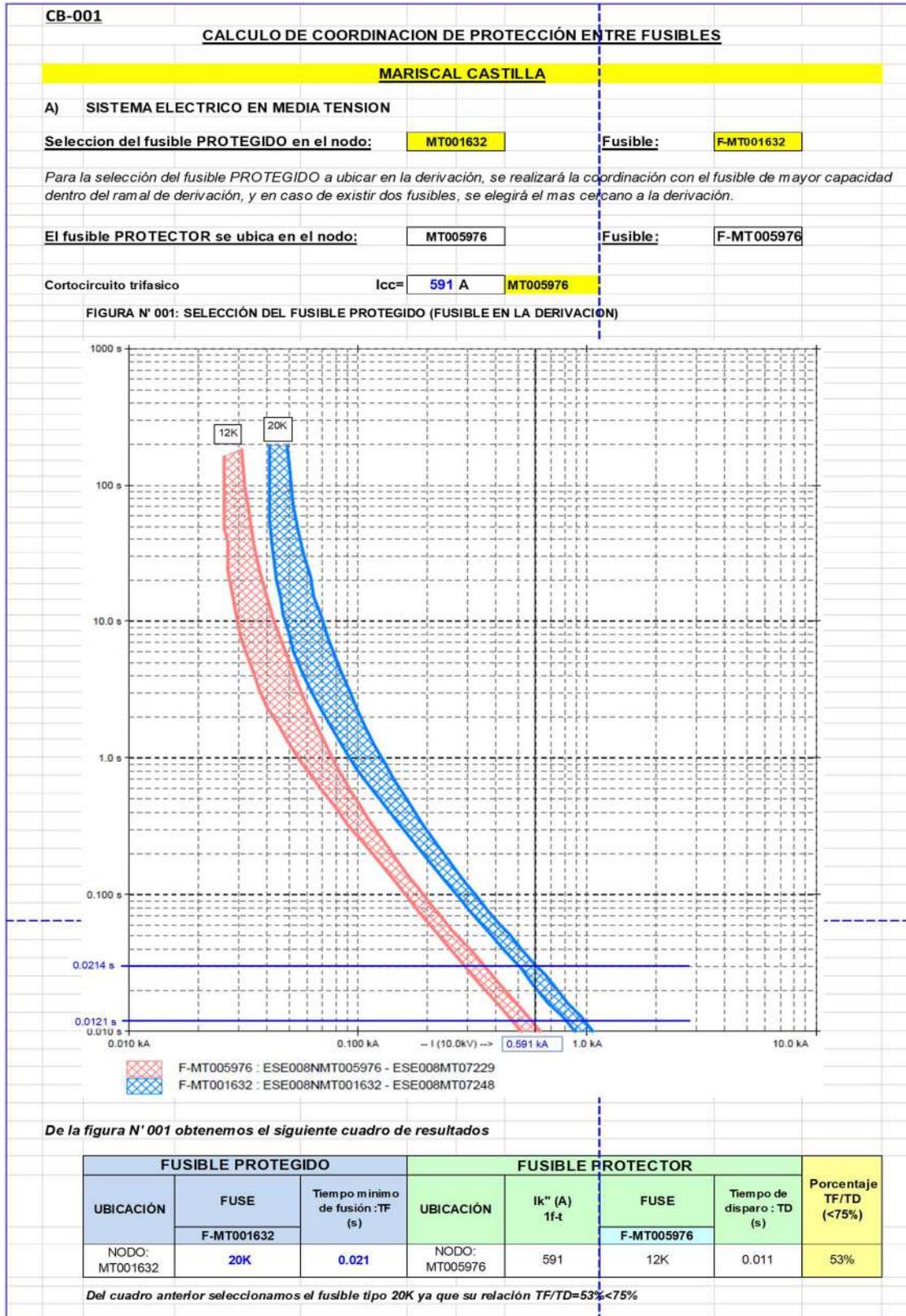


**Gráfico 5.1.4 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR01).**



## ALIMENTADOR UR02

**Gráfico 5.2 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR02).**



**Gráfico 5.2.1 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR02).**

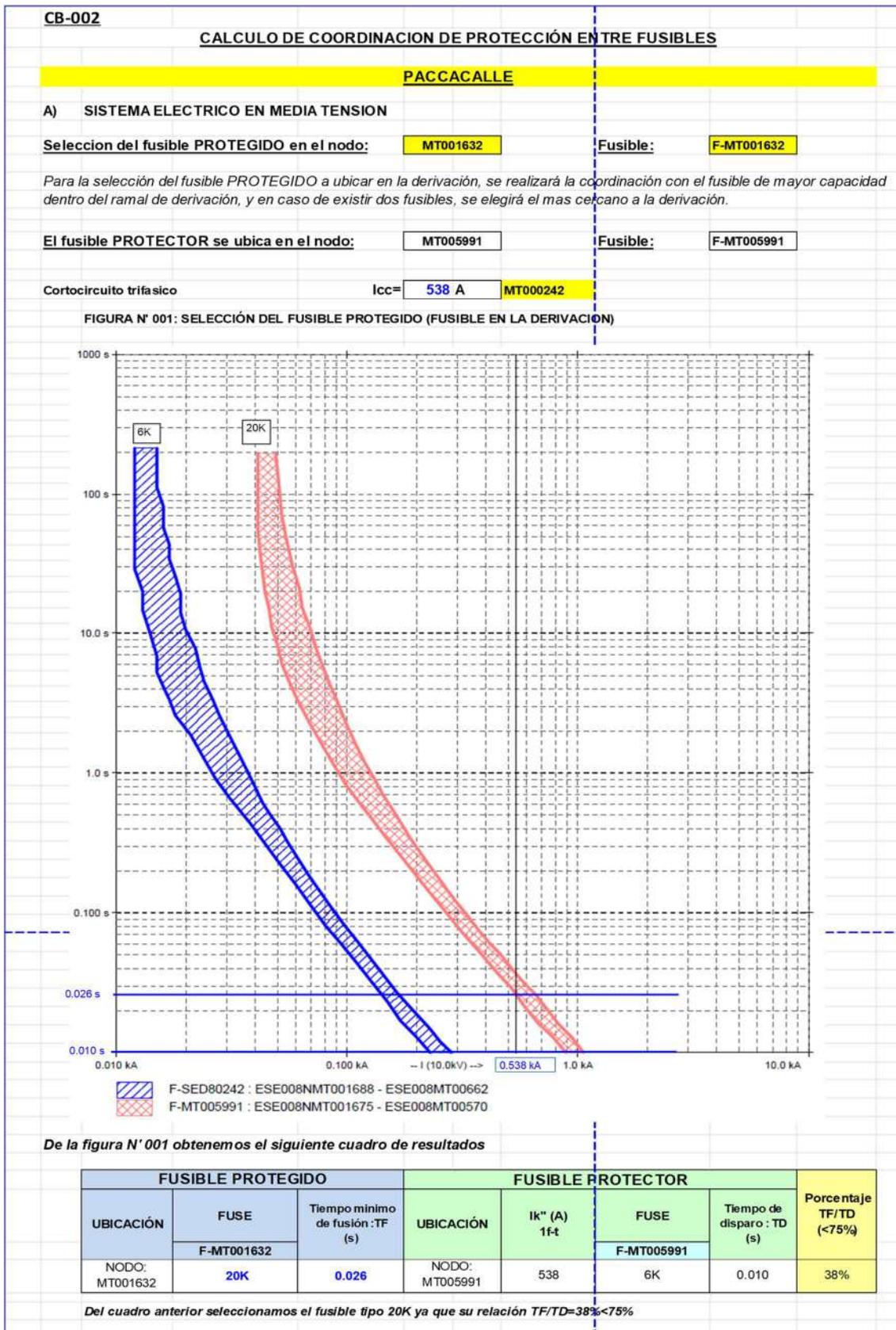
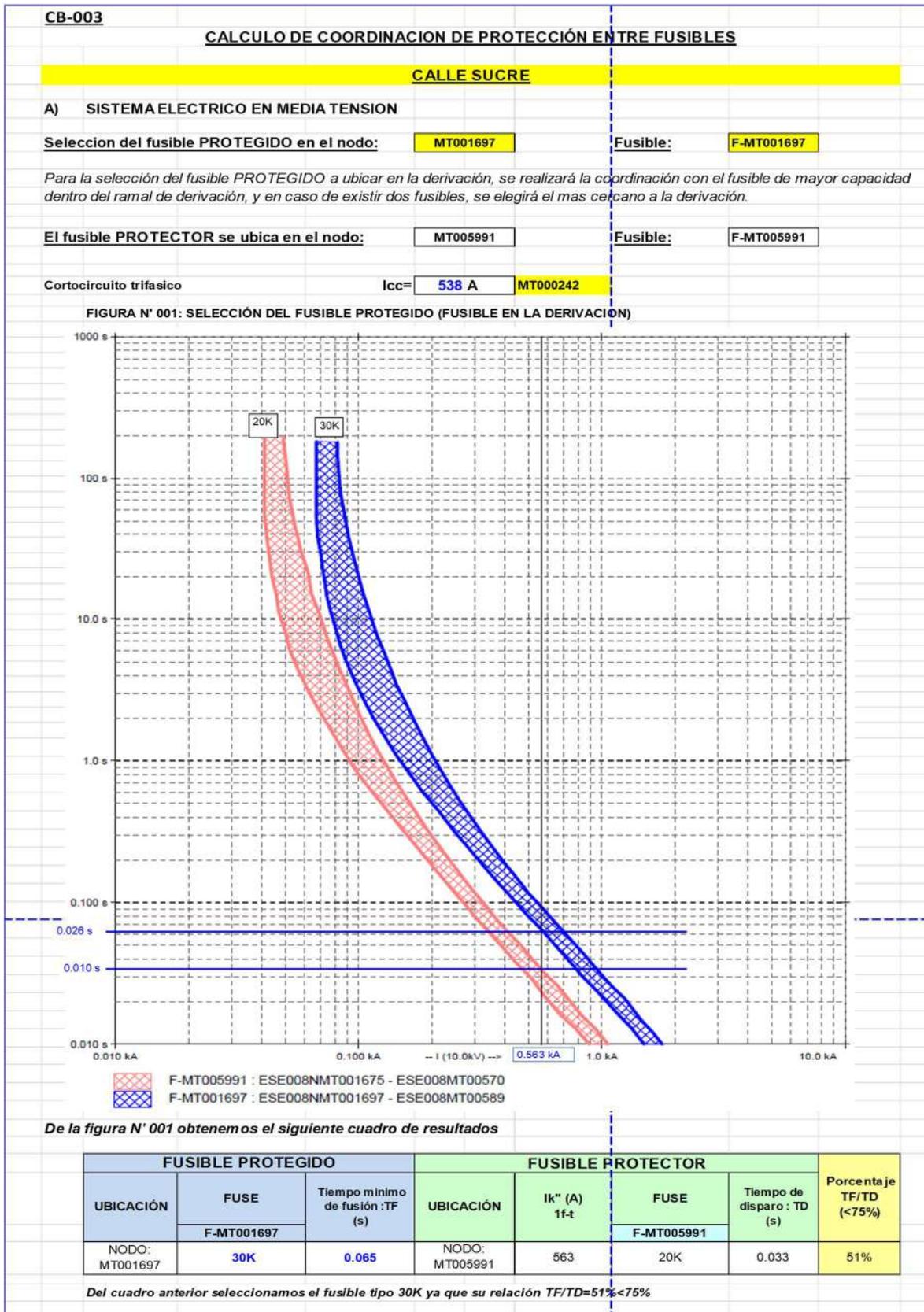


Gráfico 5.2.2 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR02).



## ALIMENTADOR UR04

**Gráfico 5.3 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR04).**

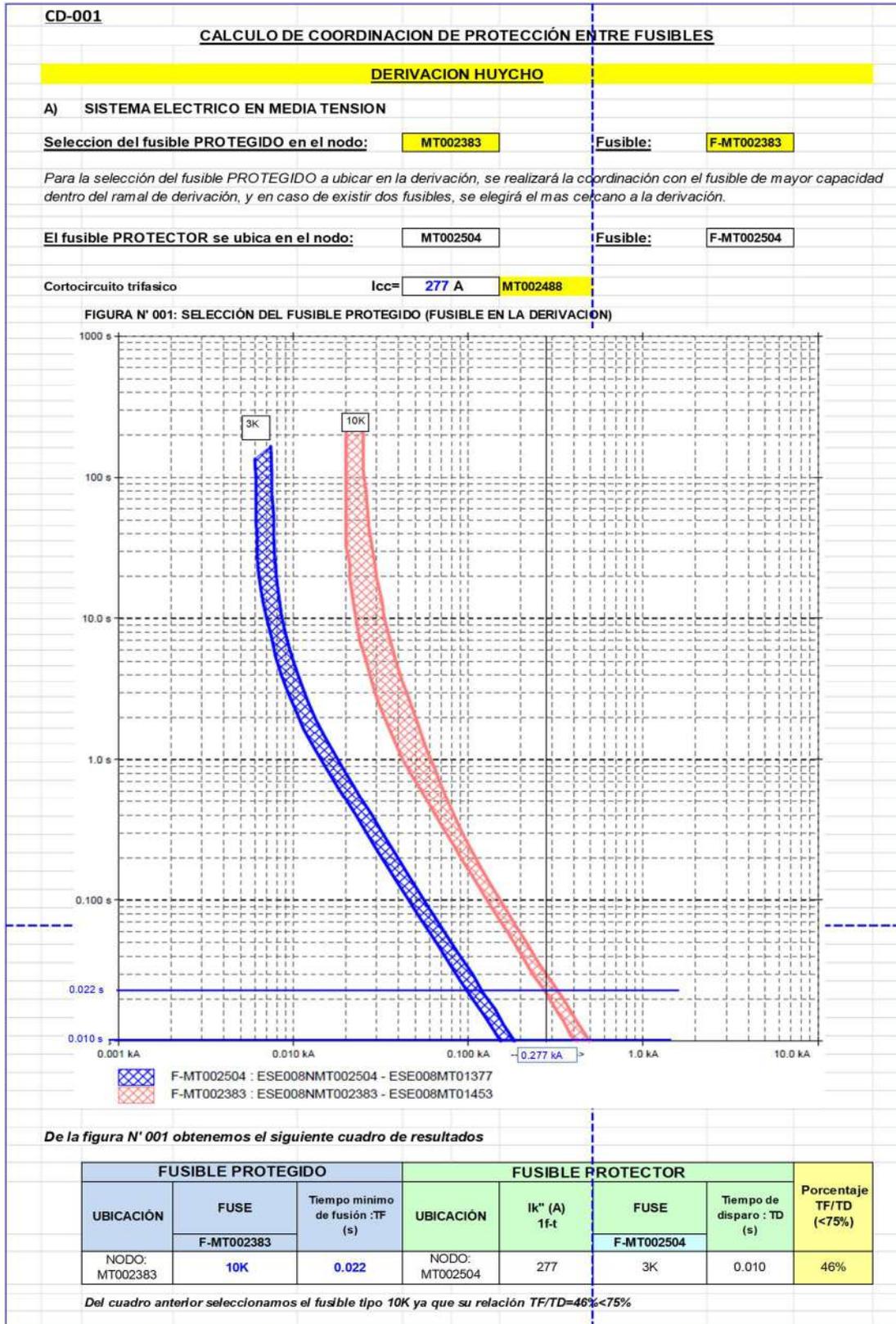
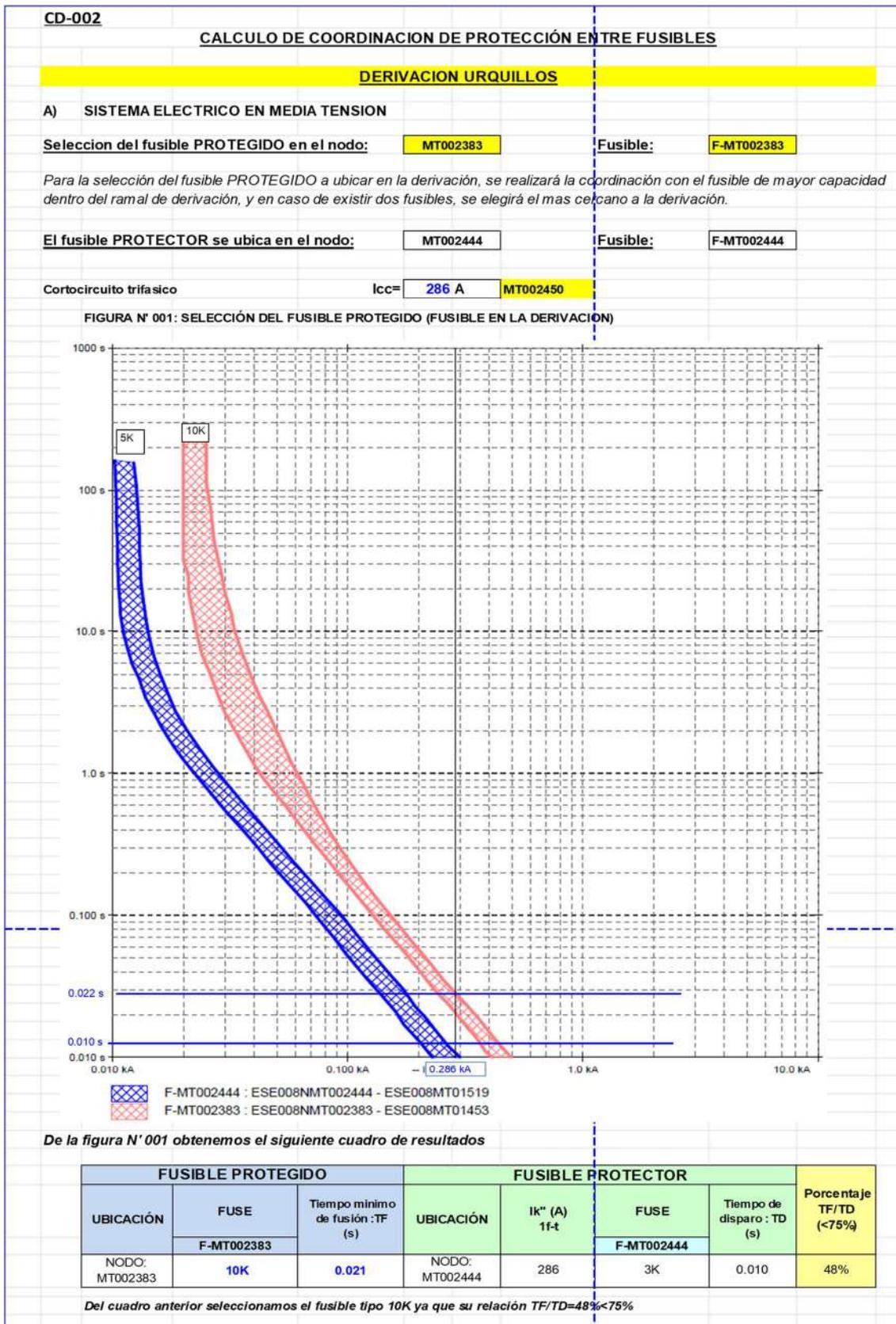
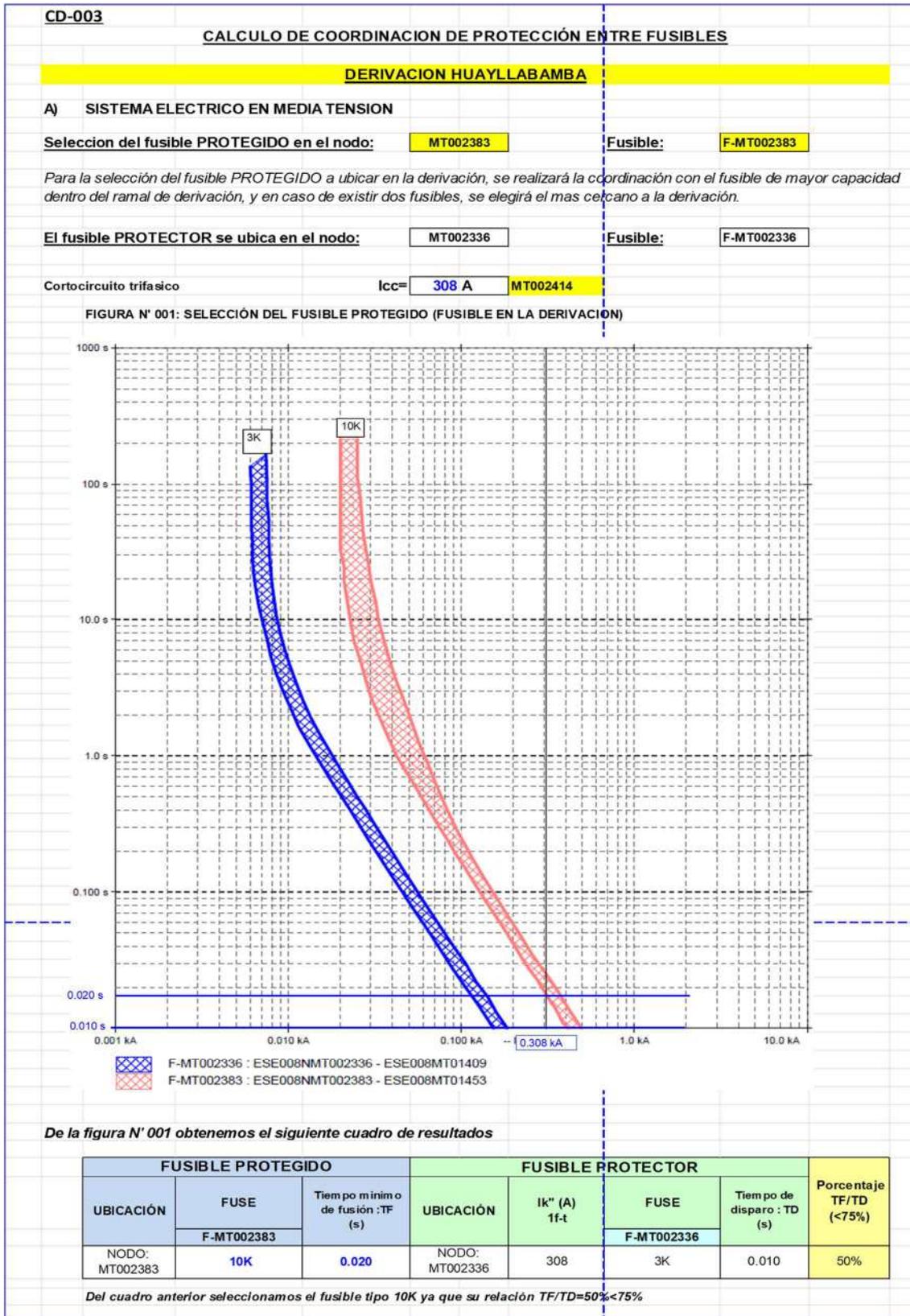


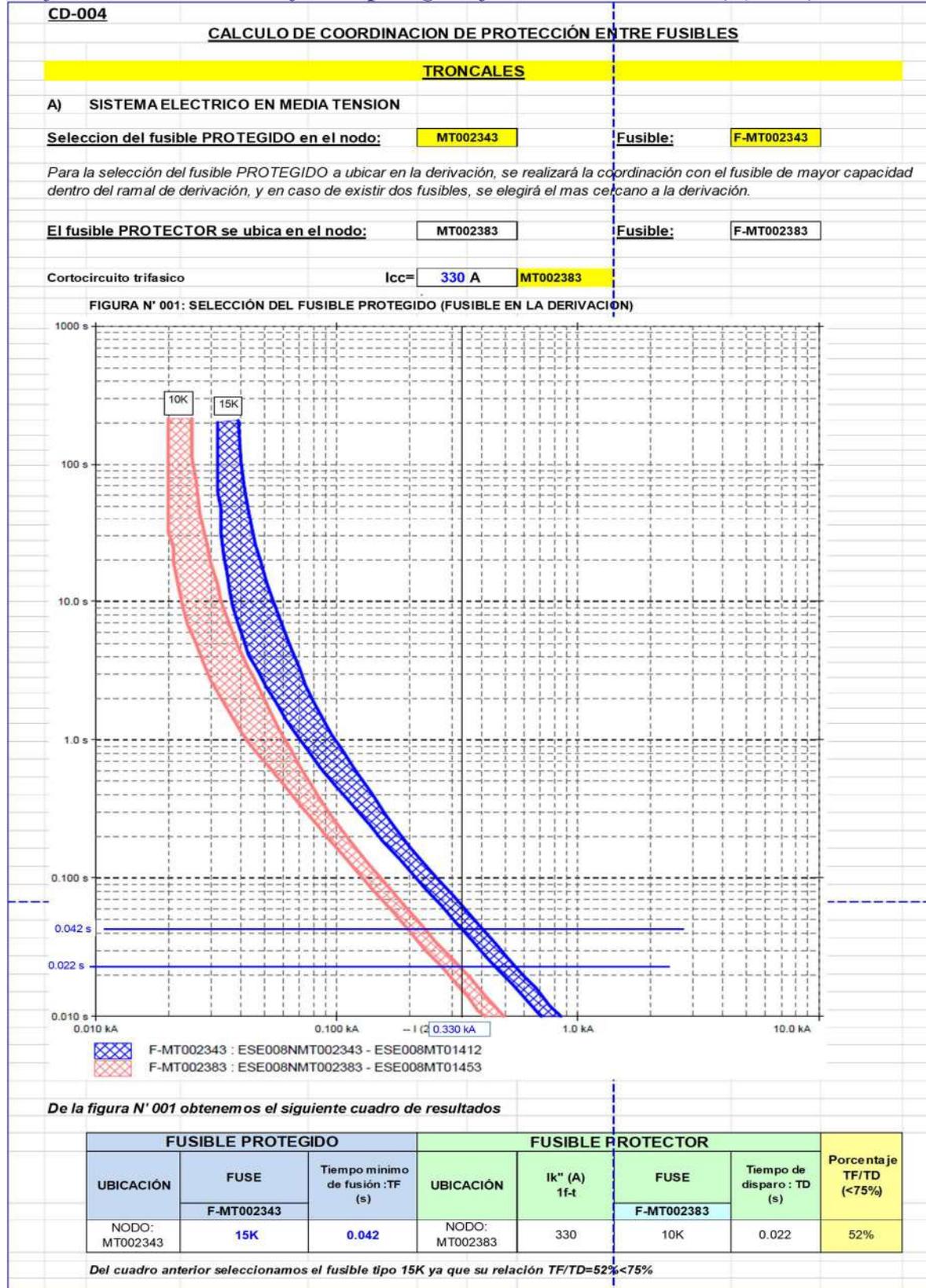
Gráfico 5.3.1 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR04).



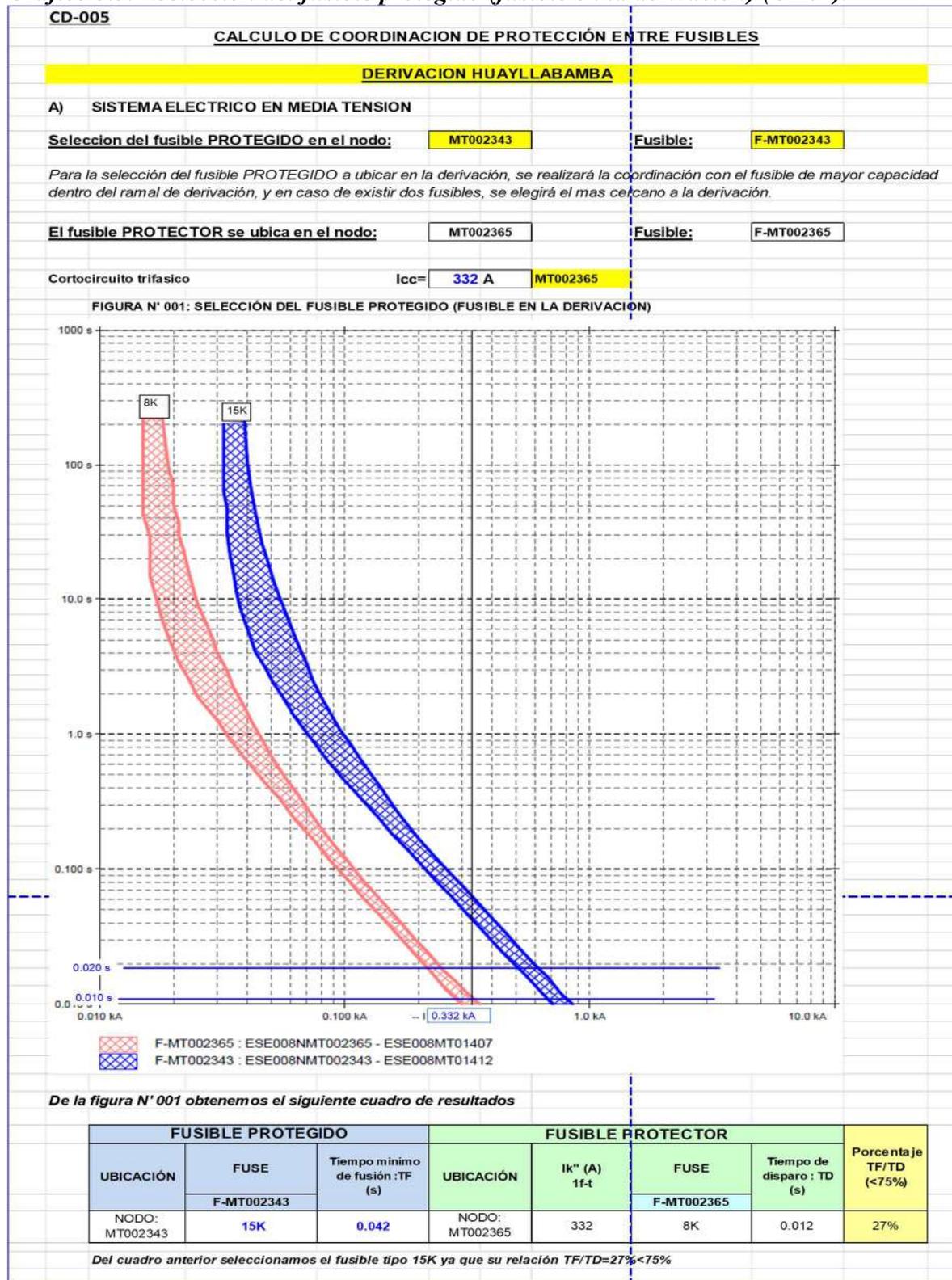
**Gráfico 5.3.2 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR04).**



**Gráfico 5.3.3 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR04).**



**Gráfico 5.3.4 Selección del fusible protegido (fusible en la derivación) (UR04).**



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

1. De la evaluación operativa del sistema integrado de distribución de la base de datos del ArcGIS de Electro Sur Este S.A.A. de los alimentadores UR0, UR02 y UR04 se concluye que estas están bien actualizadas, ya que se verificó en campo la ubicación y especificaciones técnicas de los elementos de la red de distribución primaria de dichos alimentadores, los cuales coincidían con la información facilitada por la oficina del SID de Electro Sur Este S.A.A., por lo tanto la información brindada nos permitió realizar la simulación de la coordinación de los equipos de protección en los alimentadores UR01, UR02 y UR04 de una manera correcta y semejante a lo real.
2. Las fallas permanentes tienen un gran efecto en la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del Sistema Eléctrico de Urubamba en 10 kV, ya que estas son las que producen interrupciones de mayor tiempo y con afección a una mayor cantidad de usuarios, asimismo reducen la vida útil de los elementos que componen las redes de distribución eléctrica primaria, elevan los índices de SAIFI y SAIDI y no permiten que haya continuidad en el servicio de energía eléctrica en estos alimentadores.
3. El método desarrollado para evaluar la confiabilidad nos dió a conocer que la confiabilidad en los alimentadores UR01, UR02 y UR04 del Sistema Eléctrico Urubamba en 10 kV y 22.9 KV es bastante regular ya que, si bien presentan pocas interrupciones a comparación de otros alimentadores, estas duran demasiado tiempo y afectan a muchos usuarios debido a lo cual los índices de SAIFI y SAIDI en ambos casos supera el valor de 5, el cual es elevado. El presente estudio permitirá reducir las interrupciones y garantizar una mayor continuidad y selectividad del servicio de energía eléctrica en los distintos alimentadores.
4. Los equipos de protección y su correcta coordinación permiten reducir y/o minimizar el efecto de las fallas en las redes eléctricas objeto de estudio, más no así evitar o prevenir las fallas y las interrupciones dando un ajuste de los equipos de protección de los interruptores en las salidas de los alimentadores.

## RECOMENDACIONES

1. La actualización de las redes de distribución se debe hacer en forma continua y en un solo programa que abarque no solo una base de datos gráfica sino también tablas que tengan fácil enlace con otros programas.
2. Se recomienda no implementar más de dos fusibles en serie por la difícil coordinación de los mismos.
3. La empresa distribuidora debe realizar un registro de interrupciones más minucioso, de modo que sea posible conocer puntualmente los verdaderos orígenes de las fallas y poder realizar un análisis de la correcta operación de los sistemas de protección.
4. Es necesario que exista un stock permanente de fusibles en almacén y este proporcione los requeridos a las cuadrillas de operarios de manera oportuna.
5. Se recomienda rotular la correcta identificación del valor del fusible que debe estar en cada seccionador fusible de las subestaciones de distribución y de las redes, de modo que se evite perder la coordinación de protección al momento del cambio de un fusible.
6. Se recomienda la realización de un estudio para el funcionamiento de los alimentadores en anillos normalmente cerrados, con la implementación de nuevos equipos de protección que garanticen un óptimo funcionamiento.
7. Debido al continuo crecimiento de las redes, se recomienda realizar una actualización continua del estudio de coordinación de protección, debiéndose contar con personal debidamente capacitado en el tema.

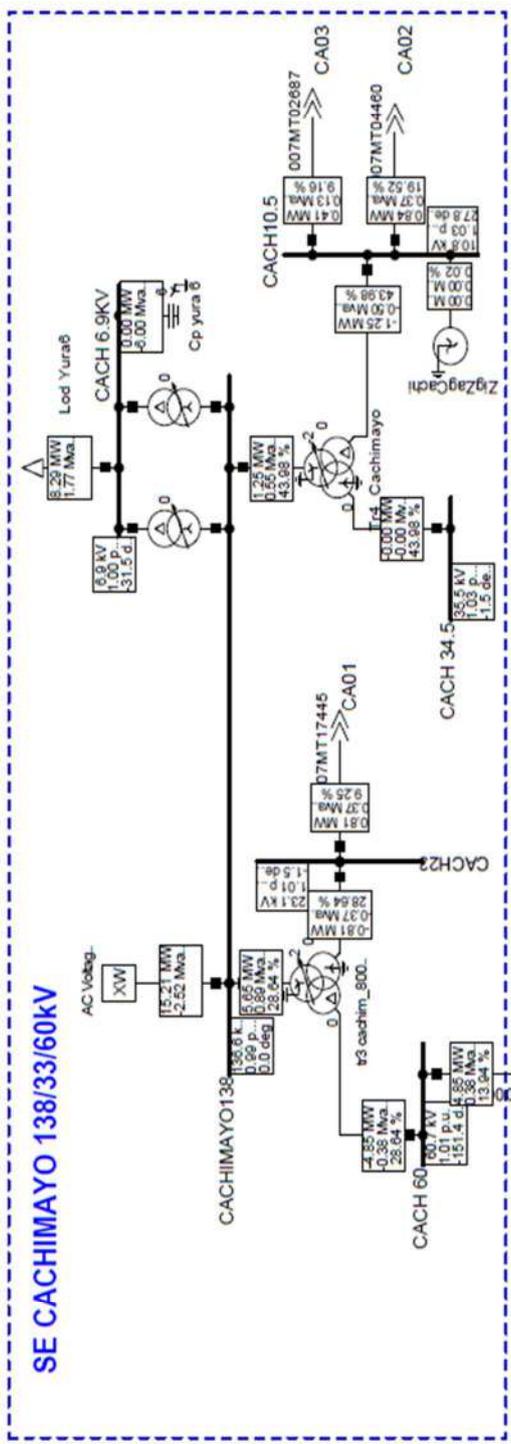
## BIBLIOGRAFÍA

- Arce Lazo, E. S. (2010). Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación Machala propiedad de la corporación nacional de electricidad S.A. - regional El Oro. *Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca*. Cuenca - Ecuador.
- Barboza Aiquipa, J. C. (2018). Estudio de coordinación de protección de la red de distribución en 22.9 kV del alimentador AN-05 Andahuaylas-Apurímac. *Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco*. Cusco - Perú. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12918/3956>
- Boylestad, R. L. (2004). *Introducción al Análisis de Circuitos; Capacitores, Potencia CA*. México: PEARSON Educación.
- Chanatasig Guanoluisa, L. E. (2016). Coordinación de Protecciones de Alimentadores Primarios 13.5 kV de la S.E. de Pujuli para la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi Quito. *Escuela Politécnica Nacional*. Quito - Ecuador.
- Comite de Operación Economica del Sistema Interconectado Nacional. (julio de 2014). *Criterios de ajuste y coordinación del SEIN*. Obtenido de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescostruts/download.do?nodeId=b957d7f4-8553-40f6-b85a-e019714e41a1#:~:text=CRITERIOS%20DE%20AJUSTE%20Y%20COORDINACI%C3%93N,m%C3%ADnima%20tensi%C3%B3n%206.6%20Funci%C3%B3n%20Sincronismo>.
- Díaz Navas, S. R., & Ludizaca Gónzales, J. P. (2010). Coordinación del Sistema de Protecciones del Alimentador 124 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. Considerando la Incorporación de la Red Subterránea en el Centro Histórico de la Ciudad de Quito. *Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca*. Cuenca - Ecuador.
- Garcés, A., Gómez Carmona, O., & González Arias, A. (junio de 2008). Mejoramiento de la confiabilidad en sistemas de distribución mediante reconfiguración de alimentadores primarios. *Universidad Tecnológica de Pereira*. Colombia.
- Grainger, J. J., & Stevenson Jr., W. D. (1996). *Fallas Simétricas. En Análisis de Sistemas de Potencia*. México : McGRAW-HILL.
- Meche Ccolque, M. A., & Vargas Velasquez, W. F. (2015). Ampliación del Sistema Eléctrico y Mejoramiento de la Confiabilidad del Alimentador SM-03, Vilcabamba, La Convención-Cusco. *Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco*. Cusco - Perú.

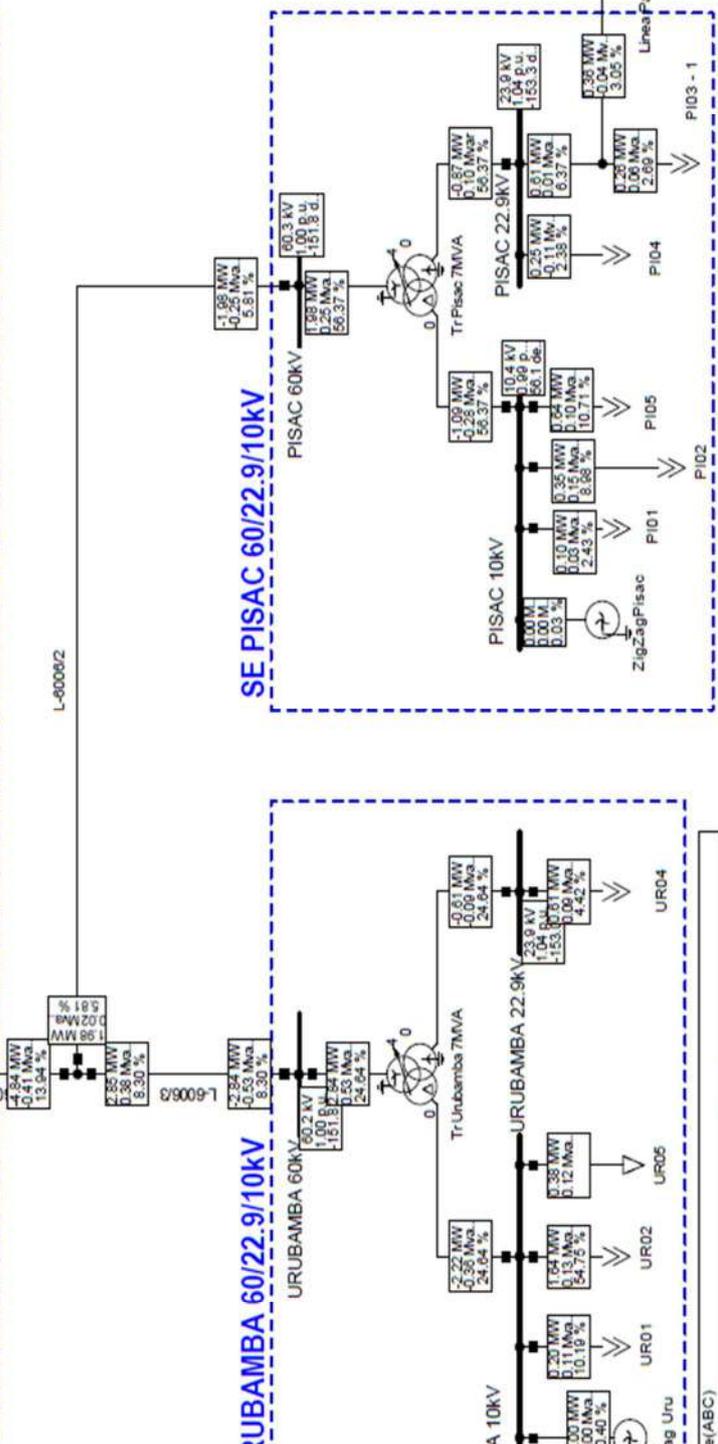
- Norma D. S. 020-97-EM. (09 de octubre de 1997). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*.
- Norma R.M. 091-2002-EM/VME. (11 de febrero de 2002). Condensadores de Potencia. Norma DGE Terminología en Electricidad. *Ministerio de Energía y Minas*.
- Norma R.M. 091-2002-EM/VME. (11 de febrero de 2002). Operación. Norma DGE Terminología en Electricidad. *Ministerio de Energía y Minas*.
- Norma R.M. 091-2002-EM/VME. (11 de febrero de 2002). Planificación y Administración de la Red. Norma DGE Terminología en Electricidad. *Ministerio de Energía y Minas*.
- Norma R.M. 091-2002-EM/VME. (11 de febrero de 2002). Subestaciones. Norma DGE Terminología en Electricidad. *Ministerio de Energía y Minas*.
- Norma R.M. 091-2002-EM/VME. (11 de febrero de 2002). Tarifación de la Electricidad. Norma DGE Terminología en Electricidad. *Ministerio de Energía y Minas*.
- Norma R.M. 091-2002-EM/VME. (11 de febrero de 2002). Terminología Básica. Norma DGE Terminología en Electricidad. *Ministerio de Energía y Minas*.
- Norma RC 211-2020-OS/CD. (22 de diciembre de 2020). Anexo 13. Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*.
- Norma RC-074-2004-OS/CD. (13 de abril de 2004). Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos. *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*.
- Ordaza Fernández, R. E. (2019). Mejoramiento de la confiabilidad implantando un sistema de generación distribuida en los sistemas eléctricos críticos de la Empresa Electrocentro S.A. Huancayo. *Universidad Nacional del Centro del Perú*. Huancayo - Perú.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2020). *Mapa Energético Minero*. Obtenido de <https://gisem.osinergmin.gob.pe/>
- Ramírez Castaño, S. (2003). Protección de sistemas eléctricos. Sede Manizales. *Universidad Nacional de Colombia*. Colombia. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7094>
- Sayas Poma, L., & Jané La Torre, E. (diciembre de 2016). *Impacto de la aplicación de Redes Inteligentes en los índices de confiabilidad en sistemas eléctricos*. Obtenido de SMARTGRIDSINFO.ES: <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-impacto-aplicacion-redes-inteligentes-indices-confiabilidad-sistemas-electricos>

- Toro Giraldo, C., Hincapié Isaza, R. A., & Gallego R., R. A. (agosto de 2011). Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos - Ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica. *Universidad Tecnológica de Pereira*. Colombia.
- Yamoza Rodriguez, J. D. (2007). Estudio de Protecciones en el Sistema de Distribución de la C.A. Eleggua Filial de la E.D.C. *Universidad Simon Bolívar* . Caracas - Venezuela.
- Zevallos, M. V. (1982). *Flujo de Carga en Teoría y Problemas de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Lima, UNI.



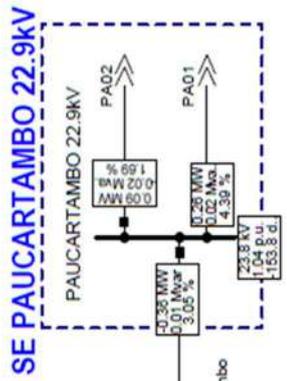


**SE CACHIMAYO 138/33/60kV**



**SE URUBAMBA 60/22.9/10kV**

**SE PISAC 60/22.9/10kV**



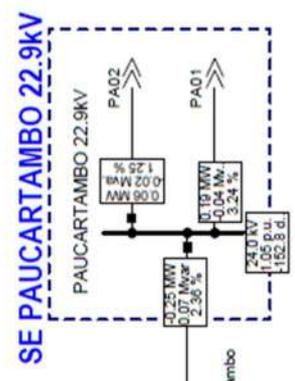
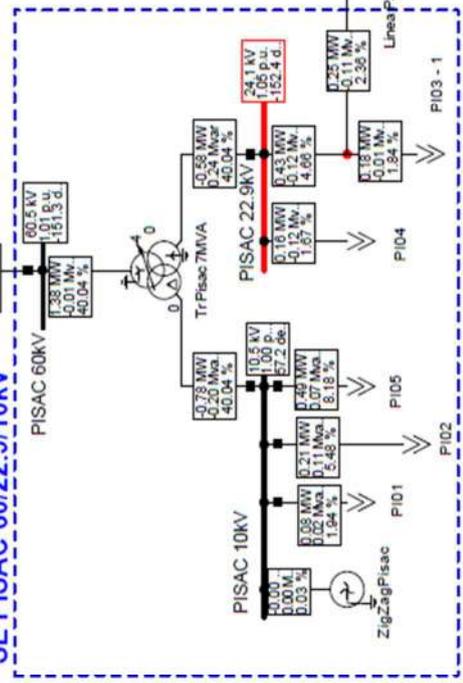
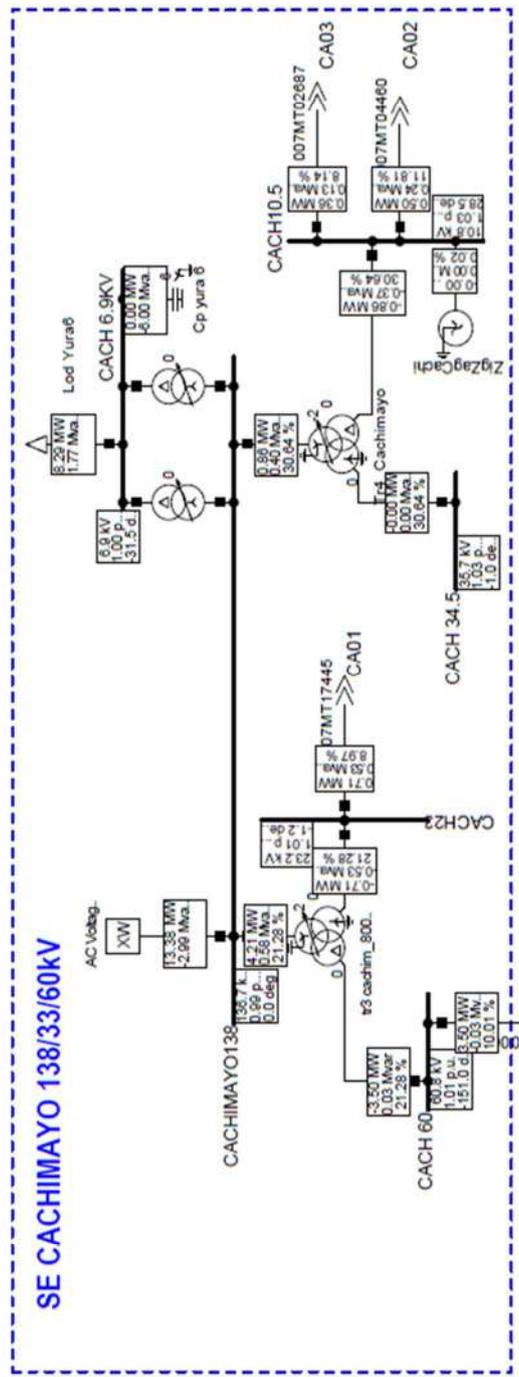
**SE PAUCARTAMBO 22.9kV**

Load Flow 3-phase(ABC)

Nodes	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power [MW]
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power [Mvar]
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN	Project: ELSE
SISTEMA ELECTRICO VALLE SAGRADO	Graphic: AvMed18
FLUJO DE POTENCIA	Date: 12/13/2017
Avenida Media Demanda 2018	Annex: 2018

PowerFactory 15.1.7



**SE CACHIMAYO 138/33/60kV**

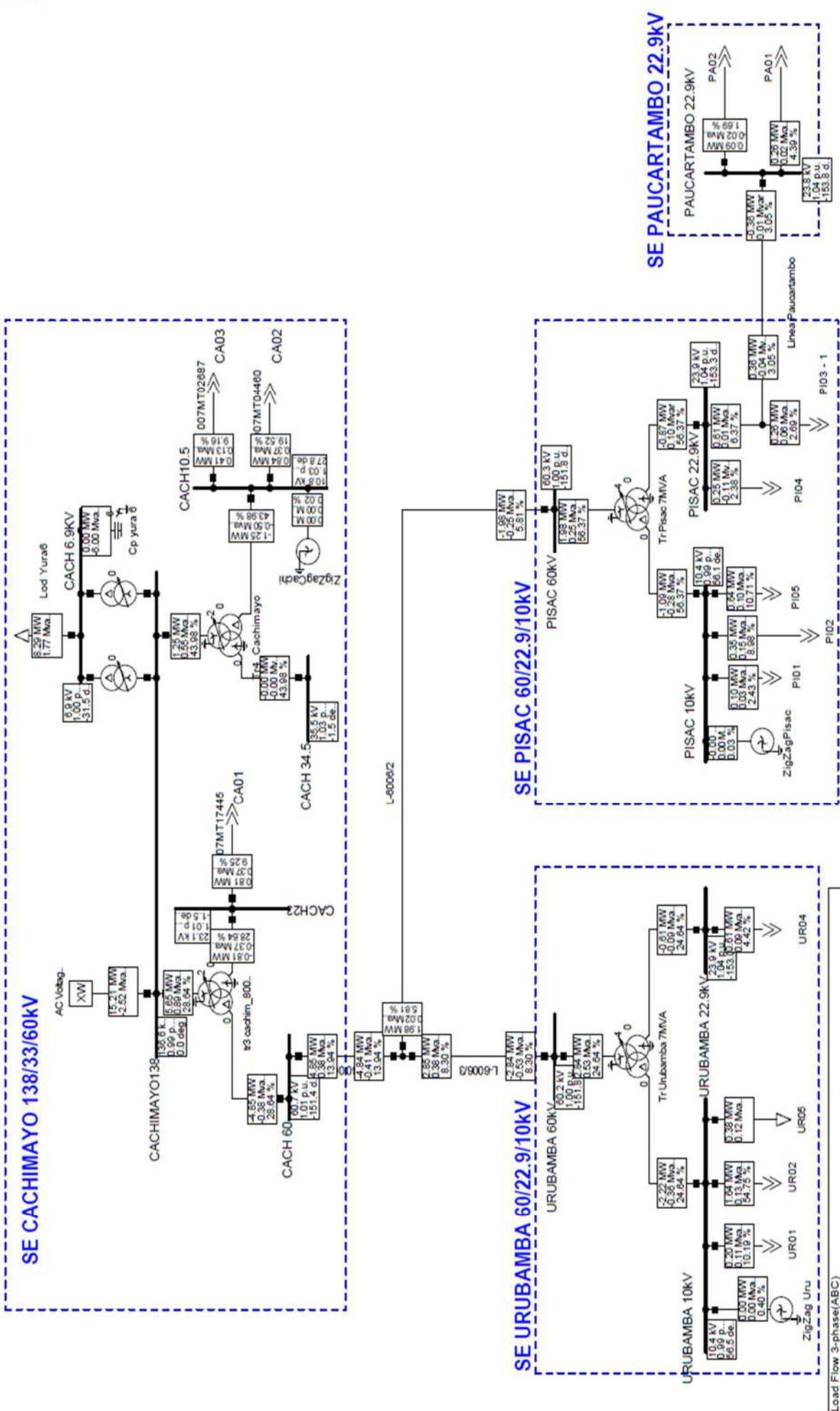
**SE URUBAMBA 60/22.9/10kV**

**SE PAUCARTAMBO 22.9kV**

Nodes	Branches
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Total Active Power [MW]
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Total Reactive Power [Mvar]
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN		Project: ELSE
SISTEMA ELECTRICO VALLE SAGRADO		Graphic: AvMin18
FLUJO DE POTENCIA		Date: 12/13/2017
Avenida Mínima Demanda 2018		Annex: 2018

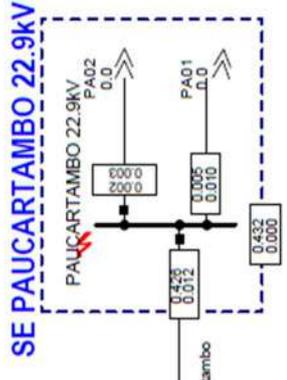
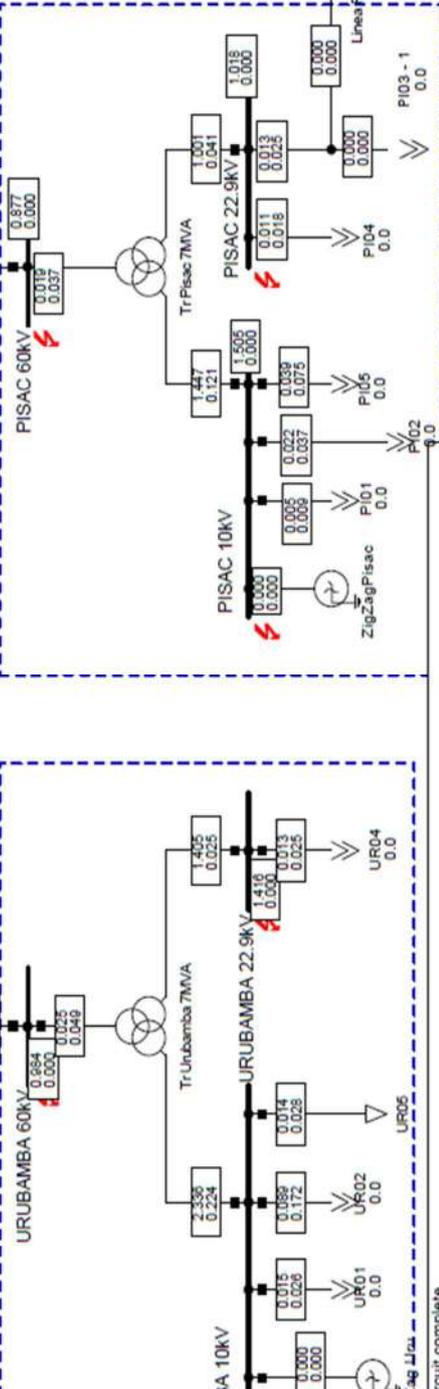
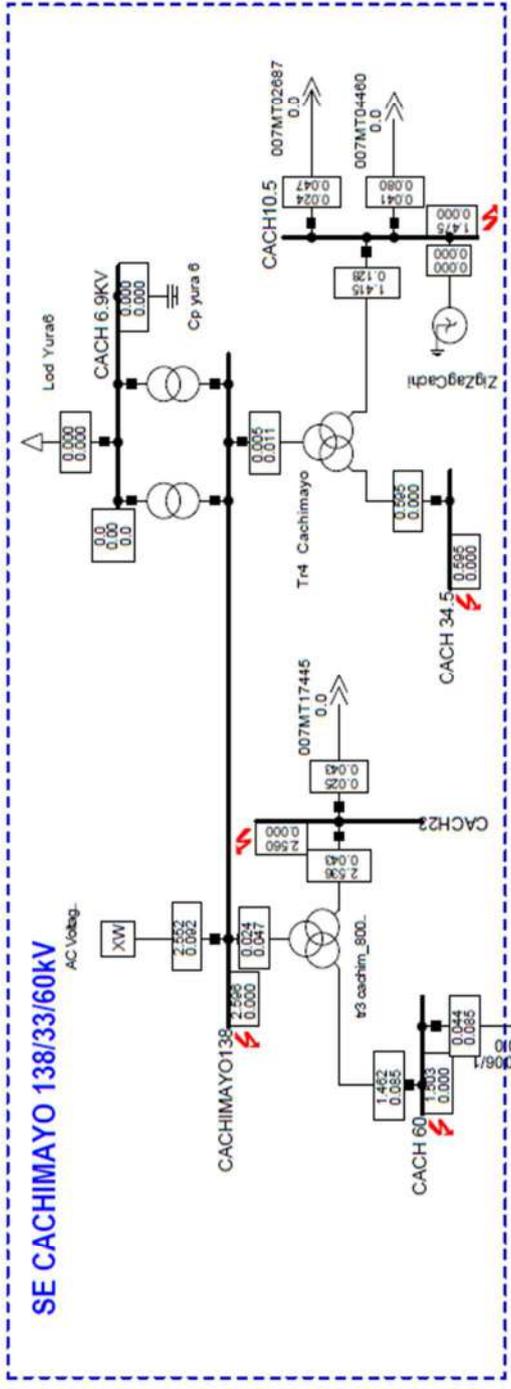




ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN		Project: ELSE	
SISTEMA ELÉCTRICO VALLE SAGRADO		Graphic: EsMed18	
FLUJO DE POTENCIA		Date: 12/13/2017	
Estadje Media Demanda 2018		Annex: 2018	
PowerFactory 15.1.7			
Branches		Total Active Power [MW]	
Nodes		Total Reactive Power [Mvar]	
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]		Loading [%]	
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]			
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]			







2-Phase Short-Circuit complete

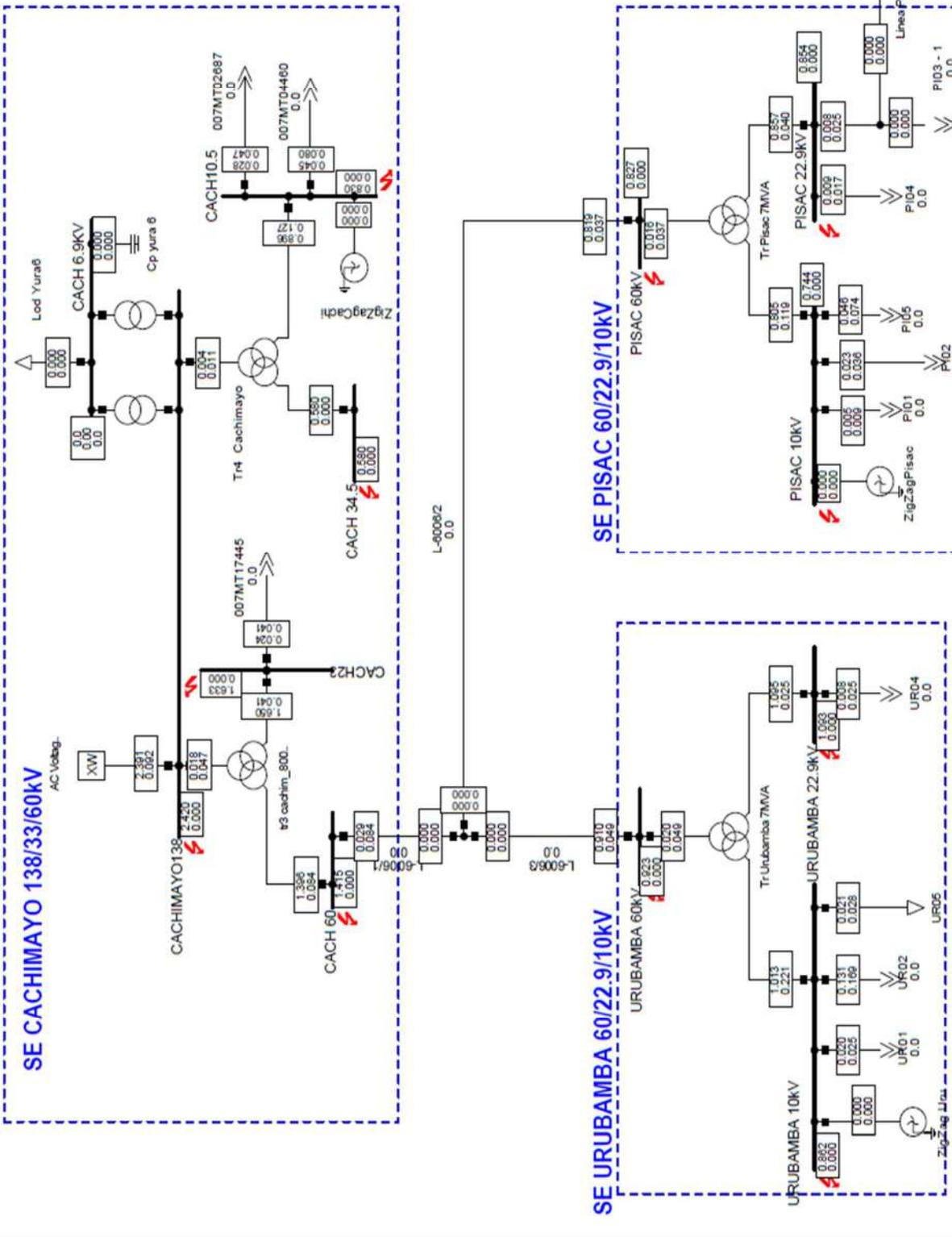
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]
	Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]

Branches

Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Circuit Current B [kA]

ELSE

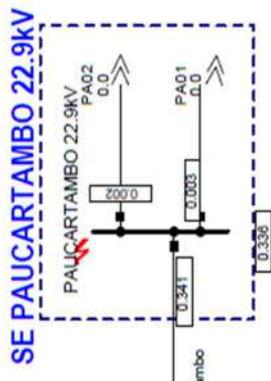
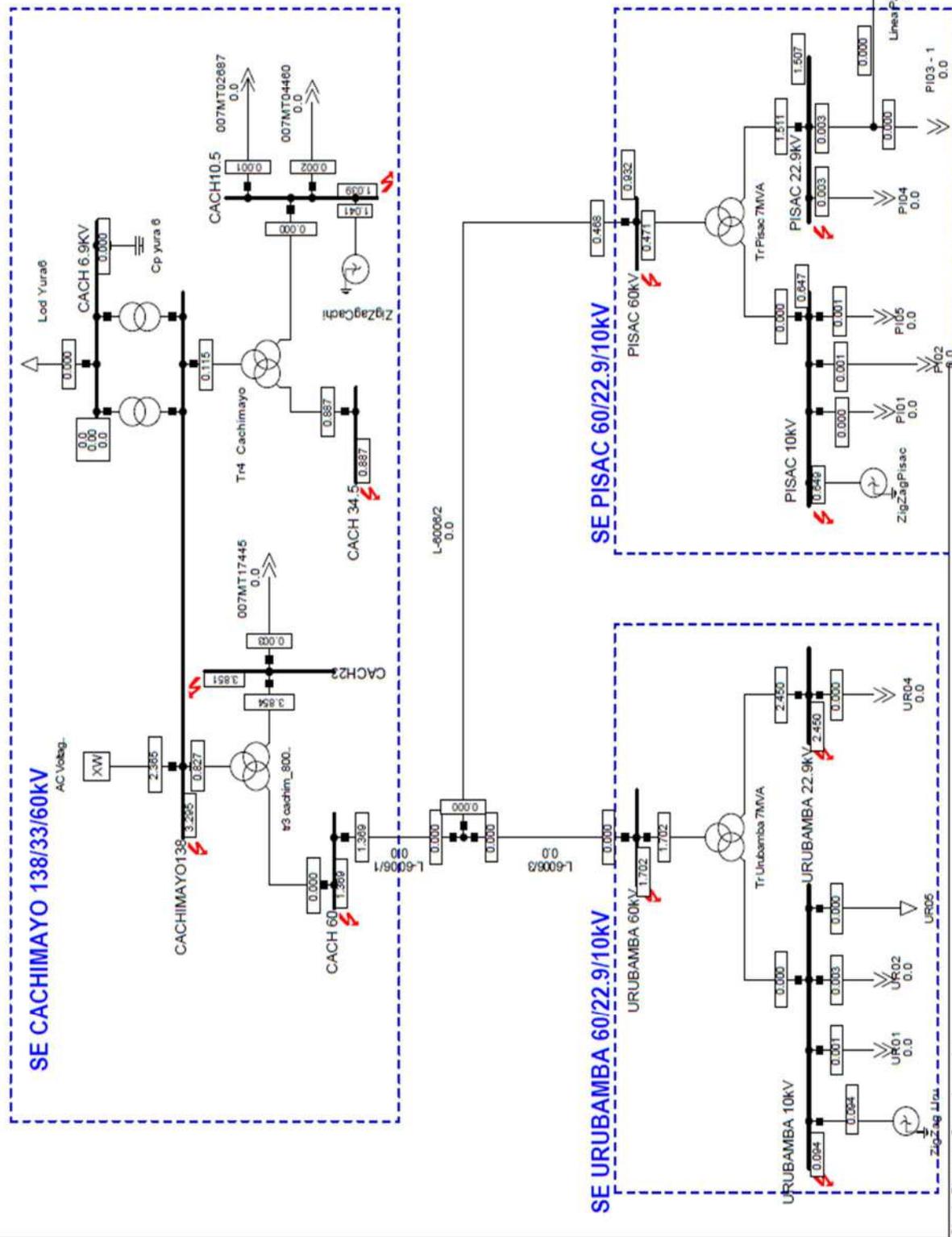
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN	
SISTEMA ELECTRICO VALLE SAGRADO	
NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	
Avenida Maxima 2018 - Falla Bifasica Rf=0 ohm	
Project: ELSE	Graphic: AvMax18-2f-00
Date: 12/13/2017	Annex: 2018



2-Phase Short-Circuit complete		Branches	
Short Circuit Nodes	Nodes	Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Circuit Current B [kA]
Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]		
Positive-Sequence Current A [kA]	Positive-Sequence Current A [kA]		
Positive-Sequence Current B [kA]	Positive-Sequence Current B [kA]		
Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]		
Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]		

<b>ELSE</b>		<b>ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCION</b>	
PowerFactory 15.1.7		SISTEMA ELECTRICO VALLE SAGRADO	
NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO		Avenda Maxima 2018 - Falla Bifásica Rf=0 ohm	
Project: ELSE		Graphic: AvMax18-2f-10	
Date: 12/19/2017		Annex: 2018	



ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN		Project: ELSE
SISTEMA ELECTRICO VALLE SAGRADO		Graphic: AVMax18-1f00
NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO		Date: 12/13/2017
Avenida Maxima 2018 - Falla Monofásica Rf=0 ohm		Anner: 2018
ELSE		
PowerFactory 15.1.7		
Single Phase to Ground complete	Nodes	Branches
3*10 [kA]	Line to Line Positive-Sequence Voltage, Magnitude [kV]	3*10 [kA]
	Positive-Sequence Voltage, Magnitude [p.u.]	
	Positive-Sequence Voltage, Angle [deg]	

