

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y

MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**ANALISIS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCION DE LA COORDINACION DE
PROTECCION DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION CON GENERACION
DISTRIBUIDA DEL SISTEMA ELECTRICO DE TAMBURCO APURIMAC-2019**

PRESENTADO POR:

Br. RUSSEL EDILSON CUSIPUMA GALLEGOS

Br. ROYER ITTO VILLAVICENCIO RAMON

**PARA OPTAR AL TITULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

Dr. EDGAR ZACARÍAS ALARCÓN VALDIVIA

CUSCO – PERÚ

2023

INFORME DE ORIGINALIDAD

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

El que suscribe, Asesor del trabajo de investigación/tesis titulada: ANÁLISIS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION CON GENERACION DISTRIBUIDA DEL SISTEMA ELECTRIKO DE TAMBURIO APURIMAC-2019

presentado por: RUSSEL EDILSON CUSIPUTA GALEGOS con DNI Nro.: 47527845 presentado por: ROYER ITO VILLANILLENCO RANON con DNI Nro.: 43908790 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 3 %.

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.	X
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 página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 11 de diciembre de 2024


Firma

Post firma Edgar Exama Alvaron Valdivia

Nro. de DNI 238211221

ORCID del Asesor 0000-0002-9168-7535

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.

2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: 27259:414840323

ROYER & RUSSEL CUSIPUMA & VILLAVICENCIO

ANALISIS Y ALTERNATIVAS DE SOLUCION DE LA COORDINACION DE PROTECCION DE ALIMENTADORES DE M...

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:414840323

Fecha de entrega

10 dic 2024, 9:20 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

10 dic 2024, 9:25 p.m. GMT-5

Nombre de archivo

TESIS_RUSSEL EDILSON CUSIPUMA GALLEGOS Y ROYER ITTO VILLAVICENCIO RAMON.pdf

Tamaño de archivo

3.1 MB

137 Páginas

34,096 Palabras

186,972 Caracteres




3% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- ▶ Bibliografía
- ▶ Texto citado
- ▶ Texto mencionado
- ▶ Coincidencias menores (menos de 30 palabras)

Fuentes principales

- 3%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

Dedicatoria

A Dios, por haberme dado la vida y todas las bendiciones otorgadas en todo momento. Esta tesis está dedicada en especial a mi adorada madre Teresa Jesusa Gallegos Oros, que con su amor y sacrificio fue el pilar fundamental en mi vida. A mis hermanas Frishiany y Leny, por su apoyo incondicional y brindarme la fuerza moral para concluir mis metas. A mi novia Yanela, por entenderme y estar siempre a mi lado, en especial a mi querido hijo Edans Jhadiel por ser mi motivo de inspiración y a toda mi familia en general por su apoyo, cariño y sus palabras de aliento. A mis amigos Fredy, Royer, Alex, Victor, Saul, Ebert y amigos en general que fueron parte y motivo de mis logros personales, por brindarme su apoyo en los malos y buenos momentos y motivarme siempre en la culminación de este proyecto. A la memoria de mi amigo Yoel

Russel Edilson Cusipuma Gallegos

Dedicado a mis padres Gregoria y Jorge, por ser pilar fundamental en mi vida quienes desde niño han fomentado en mí valores y me han brindado la oportunidad de recibir los mejores estudios, y en esta etapa universitaria por su apoyo moral fue vital para culminar con éxito mi carrera. A mi madre por su bendición diaria a lo largo de este proyecto de investigación., por brindarme el soporte emocional, moral durante el proceso de la culminación de mi tesis. A mis hermanos Félix, Pool, Wilber y a mi familia en general. Por el apoyo incondicional, en los momentos más duros de mi vida

También dedicado con mucho amor a mi novia Norka y nuestra hija Mía Katsumi por ser Notas de motivación e inspiración para poder superarme cada día y así luchar para brindarles un futuro mejor junto a mi familia.

Royer Itto Villavicencio Ramon

RESUMEN

El objetivo principal de la tesis de investigación, “Análisis y alternativas de solución de la coordinación de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida del sistema eléctrico de Tamburco Apurímac-2019”, es evaluar la coordinación del sistema protección de los alimentadores de MT Tamburco con generación distribuida, que responda adecuadamente ante fallas en las redes adyacentes, mejorando la calidad de suministro de servicio eléctrico. Para lo cual se realiza un análisis de la operación del sistema de protección actual en los alimentadores MT de Tamburco-07, utilizando información técnica generada por la empresa concesionaria Electro Sur Este SAA. Para luego analizar las alternativas de solución que mejoren la operación del sistema de protección. Y así finalmente, aplicar la alternativa seleccionada a los casos que mayor corriente de falla presente el alimentador TA-07.

Se plantea la problemática existente, la concepción del mismo, hipótesis y los objetivos: general, que emanan del planteamiento del problema.

Se enfoca en el marco teórico, donde definimos los conceptos básicos necesarios para el estudio de coordinación de protecciones en sistemas eléctricos. También se presentan términos de acuerdo a la normativa actual y nacional.

Se plantean dos posibles alternativas de solución basadas en el análisis de falla y la evaluación actual del sistema de protección. La primera consiste en realizar el reajuste de protección 50/51/50N/51N y como segunda alternativa consiste en la implementación de las funciones de protección 67/67N.

Palabras Clave: Tamburco, Generación Distribuida, Coordinación de Protección, Media tensión.

CONTENIDO

RESUMEN	IV
CAPÍTULO I: GENERALIDADES.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ZONA DE ESTUDIO Y APLICACIÓN	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	9
<i>1.4.1 Problema Central.....</i>	<i>9</i>
<i>1.4.2 Problemas específicos.....</i>	<i>9</i>
1.5 OBJETIVOS	9
<i>1.5.1 Objetivo General.....</i>	<i>9</i>
<i>1.5.2 Objetivos Específicos.....</i>	<i>10</i>
1.6 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO.....	10
1.7 ALCANCES Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO.....	11
<i>1.7.1 Alcances.....</i>	<i>11</i>
<i>1.7.2 Limitaciones.....</i>	<i>11</i>
1.8 HIPÓTESIS	11
<i>1.8.1 Hipótesis General.....</i>	<i>11</i>
<i>1.8.2 Hipótesis Específicas.....</i>	<i>12</i>
1.9 VARIABLES E INDICADORES	12
1.10 METODOLOGÍA.....	13
<i>1.10.1 Tipo de investigación.....</i>	<i>13</i>
<i>1.10.2 Nivel de investigación.....</i>	<i>13</i>

<i>1.10.3 Método de Investigación</i>	13
<i>1.10.4 Diseño de la Investigación</i>	14
<i>1.10.5 Población y Muestra</i>	14
<i>1.10.6 Técnicas de Recolección de Datos</i>	14
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	18
2.1 INTRODUCCIÓN	18
2.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS	18
<i>2.2.1 Objetivo de un sistema de protección</i>	18
<i>2.2.2 Coordinación de Protección Eléctrica</i>	18
<i>2.2.3 Utilidad de un Estudio de Coordinación de Protección Eléctrica</i>	19
2.3 INCIDENCIAS CONTRA LAS QUE HAY QUE PROTEGER UN SISTEMA ELÉCTRICO:	20
2.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA	21
2.5 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	21
<i>2.5.1 Consideraciones primarias</i>	22
2.6 COORDINACIÓN DE LOS INTERVALOS DE TIEMPO.....	22
2.7 CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES	23
2.8 SENSIBILIDAD	23
2.9 SELECTIVIDAD	24
2.10 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	24
<i>2.10.1 Protecciones Primarias</i>	24
<i>2.10.2 Protecciones de Respaldo</i>	25
2.11 SEGURIDAD.....	26
2.12 CALIDAD DE SUMINISTRO	28

2.13 TIEMPO DE DURACIÓN DE INTERRUPCIONES ELÉCTRICAS	28
2.13.1 Número de interrupciones.....	29
2.13.2 Otros indicadores de calidad de suministro	29
2.13.3 Criterios para la Evaluación de los Indicadores.....	30
2.14 FALLAS DEL SISTEMA POR SOBRETENSIONES	32
2.14.1 Sobretensiones	32
2.14.2 Sobretensiones permanentes.....	33
2.14.3 Sobretensiones transitorias.....	33
2.14.4 Causas de Fallas en Redes de Energía Eléctrica	33
2.14.5 Ocurrencia de Fallas	35
2.14.6 Tipificación de Fallas	35
2.14.7 Ocurrencia De Tipos De Falla	38
2.15 CATEGORÍA DE FALLAS.....	38
2.15.1 Fallas permanentes.....	38
2.15.2 Fallas Transitorias.....	39
2.15.3 Fallas Semipermanentes	39
2.16 PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	39
2.16.1 Objetivos del Sistema de Protección de Alimentadores de Media Tensión Con Generación Distribuida del Sistema Eléctrico	40
2.16.2 Equipos de Protección en Redes de Distribución.....	40
2.17. PROTECCIÓN DE REDES CONTRA SOBRE CORRIENTE.....	42
2.17.1 Protección de Sobre corriente no Direccional (50, 51, 50N, 51N).....	42
2.17.2 Protección Sobre corriente Direccional.....	43

2.17.3 <i>Funciones del Sistema de Protección de Sobre corriente</i>	44
2.17.4 <i>Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas.</i>	45
2.18 PREVENIR CONTRA DAÑO AL EQUIPO.....	45
2.18.1 <i>Condiciones a Cumplir del Sistema de Protección de Sobre corriente</i>	46
2.19 CRITERIOS GENERALES DE AJUSTES Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	46
2.19.1 <i>Ajustes de Relé Sobre corriente Direccional</i>	47
2.19.2 <i>Recierres en Redes de Distribución</i>	49
2.20 DEFINICIONES	50
CAPÍTULO III: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL	51
3.1 INTRODUCCIÓN	51
3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTUDIO	51
3.2.1 <i>Subestación de Tamburco</i>	52
3.2.2 <i>Mini central hidráulica Matara</i>	53
3.3 OPERACIÓN DE LA S.E. TAMBURCO CON GD EN AMT TA07	54
3.4 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL	54
3.4.1 <i>Subestación de Tamburco</i>	55
3.4.2 <i>Análisis del Comportamiento de la Corriente con y sin Generación Distribuida</i>	56
3.4.3 <i>Análisis del Comportamiento de la Corriente del Alimentador TA07</i>	57
3.4.4 <i>Análisis Del Comportamiento Del Sistema Ante Fallas En Redes Adyacentes</i>	60
3.4.5 <i>Análisis del comportamiento del alimentador ante fallas.</i>	61
3.5 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLA	64
3.5.1 <i>Análisis de falla en el alimentador TA07</i>	64
3.5.2 <i>Análisis de desconexión del AMT TA07</i>	68

3.5.3 Conclusiones.....	70
3.6 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL.....	70
3.6.1 Evaluación de coordinación de protección alimentador TA05 de la S.E. Tamburco.	71
3.6.2 Evaluación de Protección AMT TA07 de la S.E. Tamburco.....	74
3.7 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR TA07 SIN INSERCIÓN DE GD.	77
3.8 EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	78
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE PROTECCIÓN.....	79
4.1 INTRODUCCIÓN	79
4.2 RELÉ SEL 351.....	79
4.2.1 Características y Beneficios	80
4.2. 2 funciones de Protección.....	81
4.3 VERIFICACIÓN DE VARIABLES DEL PROBLEMA	82
4.4 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	83
4.4.1 Alternativa 01: reajuste de protección 50/51/50N/51N.....	83
4.4.2 Alternativa 02: Implementación de Protección 67/67N	85
ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS.....	88
4.5 CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO IV	89
CAPÍTULO V APLICACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	90
5.1 INTRODUCCIÓN	90
5.2 AJUSTES DE PROTECCIÓN DEL AMT TA07	90
5.2.1 Ajuste de curvas de sobre corriente.....	90
5.2.2 Configuración de Disparos para Relés 67 Y 67N.....	93
5.2.3 Configuración de Direccionalidad de 67 Y 67N.....	95

	X
5.3 MODELAMIENTO DE LA RED EN DIGSILENT	97
5.3.1 Creación de Base de Datos para Protecciones	98
5.3.2 Incorporación del Relé de Sobre corriente.....	98
5.3.3 Ajustes de Protección.....	98
Verificación de la Actuación de Protección.	99
5.4 DETERMINACIÓN DE RESULTADOS AMT TA07	99
5.4.1 Resultados Referidos al Sistema de Protección.....	99
5.4.2 Resultados en Cuanto a Calidad de Suministro	103
5.5 MEJORAMIENTO DE LOS INDICADORES SAIFI Y SAIDI DEL AMT TA-07.....	104
FUENTE. DATOS BRINDADOS POR ELSE	107
CONCLUSIONES	108
RECOMENDACIONES	109
REFERENCIAS.....	110
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	112
ANEXOS.....	114
DIAGRAMA DE CONEXIÓN RELÉ SEL-351 PARA DIFERENTES APLICACIONES	114
DIAGRAMA UNIFILAR GIS DEL ALIMENTADOR TA-07	115
INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL ALIMENTADOR TA-07 DURANTE EL AÑO 2019	116

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1 *ÁMBITO DE ESTUDIO. S.E. AT/MT Y MINI C.H. DE ELSE* ----- 2

TABLA 2 *DESCONEXIONES DEL AMT TA07 POR FALLAS EXTERNAS O ADYACENTES A ELLA.*
PERIODO 2015 - 2019 ----- 7

TABLA 3 *REPORTE DE INTERRUPCIONES DEL ALIMENTADOR TA 07* ----- 8

TABLA 4 *VARIABLES DEPENDIENTES E INDICADORES* -----12

TABLA 5 *VARIABLES INTERVINIENTES E INDICADORES* -----13

TABLA 6 *VARIABLES INDEPENDIENTES E INDICADORES* -----13

TABLA 7 *MATRIZ DE CONSISTENCIA* -----16

TABLA 8 *VALORES PARA CURVAS DE RELÉ DE SOBRE CORRIENTE* -----27

TABLA 9 *VALORES LÍMITES, INDICADORES Y TOLERANCIA* -----30

TABLA 10 *TIPO DE INSTALACIÓN QUE SALIÓ*-----31

TABLA 11 *TIPO DE INSTALACIÓN DONDE SE ORIGINÓ LA INTERRUPCIÓN*-----31

TABLA 12 *NATURALEZA DE LA INTERRUPCIÓN*-----31

TABLA 13 *TAZA DE OCURRENCIA DE FALLA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO*-----35

TABLA 14 *PROMEDIO DE FALLAS DE ACUERDO AL TIPO (1 ϕ , 2 ϕ ó 3 ϕ)*-----38

TABLA 15 *REGISTROS DE TIEMPO MUERTO* -----50

TABLA 16 *PARÁMETROS DE LOS GENERADORES DE LA MINI C.H. MATARA* -----53

TABLA 17 *AJUSTES DE PROTECCIÓN DE 50, 51, 50N Y 51N EN LA S.E. TAMBURCO* -----55

TABLA 18 *FLUJO DE CARGA AMT'S DE LA S.E TAMBURCO DE 13.2kV Y 22.9kV CON GD* -----58

TABLA 19 *FLUJO DE CARGA AMT'S DE LA S.E TAMBURCO DE 13.2kV Y 22.9kV SIN GD* -----60

TABLA 20 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL AMT TA07, CON Y SIN GD, ANTE FALLAS EXTERNAS -----	62
TABLA 21 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL AMT TA07 ANTE FALLAS -----	64
TABLA 22DESCONEXIONES DEL AMT TA07 POR FALLAS EXTERNAS O ADYACENTES A ELLA. PERIODO 2019 -----	65
TABLA 23 FLUJO EN ALIMENTADORES TA05 Y TA07 ANTES DE LA DESCONEXIÓN -----	67
TABLA 24 POTENCIA GENERADA EN C.H. MATARA ANTES DE LA DESCONEXIÓN DEL ALIMENTADOR TA07 - 10/6/2019 09:04 HORAS -----	67
TABLA 25 ACTUACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DE TA05 Y TA07 EN S.E. TAMBURCO ----	68
TABLA 26 REGISTRO DE ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN DEL AMT TA07 Y CORRIENTES DE APORTE POR LA GD POR FALLAS EXTERNAS -----	76
TABLA 27 AJUSTE DE 50, 51, 50N Y 51N PARA TA07 SIN GD -----	78
TABLA 28 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN -----	88
TABLA 29 AJUSTE ACTUAL DE 50, 51, 50N Y 51N PARA TA07 -----	92
TABLA 30 AJUSTE PROPUESTO DE 50, 51, 50N Y 51N PARA TA07 -----	92
TABLA 31 ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR TA07 Y CORRIENTES DE APORTE DE LA GD PARA DIFERENTES FALLAS EXTERNAS -----	102
TABLA 32 INDICADORES SAIFI Y SAIDI PARA EL SECTOR TÍPICO 6 (SER) -----	103
TABLA 33 SAIFI Y SAIDI DEL SISTEMA ELÉCTRICO TA-07 -----	103
TABLA 34 MEJORA DEL INDICADOR SAIFI POR AÑOS DEL AMT TA-07 -----	104
TABLA 35 MEJORA DEL INDICADOR SAIDI POR AÑOS DEL AMT TA-07 -----	104

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1	ÁMBITO DE ESTUDIO	3
FIGURA 2	CASO DE ESTUDIO, ALIMENTADOR TA-07 (TAMBURCO-ABANCAY-APURÍMAC)	4
FIGURA 3	ALIMENTADOR TA-07 EN LA RED 1 Y 2	5
FIGURA 4	REPRESENTACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SEGÚN: UBICACIÓN DE LA FALLA (A) Y SEGÚN CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (B) [6]	20
FIGURA 5	TIPOS DE CURVAS PARA RELÉS DE SOBRE CORRIENTE	26
FIGURA 6	DIAGRAMA DEL CIRCUITO DEL PUNTO DE FALLA	36
FIGURA 7	DIAGRAMA DE FALLA MONOFÁSICA	36
FIGURA 8	DIAGRAMA DE FALLA BIFÁSICA	37
FIGURA 9	DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA	37
FIGURA 10	DIAGRAMA DE UNA FALLA TRIFÁSICA	38
FIGURA 11	SEÑAL DE FALLA Y LOS EQUIPOS QUE INTERVIENEN	40
FIGURA 12	CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE.	43
FIGURA 13	BIDIRECCIONALIDAD DE LA CORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	44
FIGURA 14	CARACTERÍSTICA DE LA OPERACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRE CORRIENTE Y AJUSTE	48
FIGURA 15	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SEIN ÁREA SUR ESTE Y UBICACIÓN DE LA GD	52
FIGURA 16	S.E. TAMBURCO Y MINI C.H. MATARA	54
FIGURA 17	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA S.E. TAMBURCO	56
FIGURA 18	FLUJO DE CARGA AMT'S DE LA S.E TAMBURCO DE 13.2kV Y 22.9kV CON GD	57
FIGURA 19	FLUJO DE CARGA AMT'S DE LA S.E TAMBURCO DE 13.2kV Y 22.9kV SIN GD.	59
FIGURA 20	DIAGRAMA UNIFILAR S.E. TAMBURCO. UBICACIÓN DE FALLA EN TA05 Y TA07	69

FIGURA 21 REGISTRO OSCILO GRÁFICO (FASES RST). DESCONEXIÓN DEL ALIMENTADOR TA05 POR FALLA BIFÁSICA, PERIODO 19/01/2019 LAS 17:01 HORAS -----	69
FIGURA 22 OSCILO GRÁFICO. DESCONEXIÓN DEL ALIMENTADOR TA07 EN FALLA BIFÁSICA, FASES R Y S, PERIODO 19/01/2019 A LAS 17:01 HORAS -----	70
FIGURA 23 SIMULACIÓN DE FALLA BIFÁSICA EN ALIMENTADOR TA05 PARA SU EVALUACIÓN --	72
FIGURA 24 CURVA DE ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE EN EL ALIMENTADOR TA05 EN S.E. TAMBURCO -----	73
FIGURA 25 AJUSTE DEL RELÉ SEL-351, PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR TA07 EN S.E. TAMBURCO -----	74
FIGURA 26 COORDINACIÓN DE LOS ALIMENTADORES TA05, TA07 Y BARRA DE 22.9 kV DE LA S.E. TAMBURCO Y CORRIENTES DE FALLA -----	75
FIGURA 27 CURVAS DE COORDINACIÓN DE LOS AMT TA07 Y BARRA DE 22.9 kV Y CORRIENTES DE FALLA -----	78
FIGURA 28 RELÉ SEL-351 -----	80
FIGURA 29 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL RELÉ SEL-351 -----	81
FIGURA 30 FUNCIONES GENERALES DEL RELÉ SEL-351 -----	82
FIGURA 31 DESPLAZAMIENTO DE LA CURVA DE COORDINACIÓN DE SOBRE CORRIENTE -----	84
FIGURA 32 DIAGRAMA UNIFILAR S.E. TAMBURCO. FALLA EN TA05 EXTERNO AL AMT TA07 --	85
FIGURA 33 AJUSTES DEL RELÉ SEL-351, DEL ALIMENTADOR TA07 -----	86
FIGURA 34 AJUSTE ACTUAL DEL ELEMENTO DIRECCIONAL DEL RELÉ SEL-351, PROTECCIÓN DEL AMT TA07 -----	87
FIGURA 35 CONFIGURACIÓN ACTUAL DE LA LOGICA DE DISPARO DEL RELE SEL-351 EN EL SOFTWARE ASSELERATOR -----	93

FIGURA 36 PROPUESTA DE CONFIGURACIÓN DEL RELÉ SEL-351 PARA LAS FUNCIONES DE 67 Y 67N94	
FIGURA 37 PROPUESTA DE CURVA DE SOBRE CORRIENTE DE LÍNEA CON LA NUEVA LÓGICA DE DISPARO DEL RELÉ SEL-351 -----	95
FIGURA 38 AJUSTES DEL RELÉ SEL-351. ELEMENTO DIRECCIONAL HABILITADO E23: Y -----	96
FIGURA 39 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONFIGURACIÓN ACTUAL DE PROTECCIÓN AMT TA07 --	97
FIGURA 40 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONFIGURACIÓN PROPUESTA DE PROTECCIÓN 67, 67N --	97
FIGURA 41 FALLA BIFÁSICA (RS) ALIMENTADOR TA05, CORRIENTES DE FALLA Y APORTE POR LA GD	100
FIGURA 42 COORDINACIÓN 50/51 DE TA05, TA07 Y TA22.9 kV. CORRIENTE DE FALLA Y DE APORTE POR LA GD -----	101
FIGURA 43 RESUMEN DE AJUSTES DE PROTECCIÓN DEL AMT TA07 -----	105

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

1.1 Introducción

El sistema eléctrico Tamburco está conformado por miles de kilómetros de redes de distribución, subestaciones y otros equipos dispersos sobre su área geográfica. La misión principal de este sistema eléctrico es suministrar energía eléctrica a todos los usuarios domésticos, comerciales e industriales, y garantizar un servicio continuo de energía ante una falla en algún punto del sistema.

Predecir con exactitud la ocurrencia de una falla en el sistema es imposible, pero con una adecuada selección y coordinación de las protecciones se puede garantizar el suministro continuo de energía.

Hoy en día existen subestaciones de transformación conectadas a mini centrales eléctricas (generación distribuida), donde existen problemas de selectividad de protección del sistema, teniendo como consecuencia interrupciones del servicio eléctrico de manera intempestiva.

En tal sentido surge la necesidad de realizar un estudio de coordinación de protección en el sistema eléctrico Tamburco en 13.2kV y 22.9kV, con la finalidad de proveer un servicio continuo, estable, de calidad y alta confiabilidad durante su operación, con base a la correcta selectividad y coordinación de los equipos de protección para el sistema.

Para el desarrollo de la presente tesis se tiene como estructura: el planteamiento del problema, objetivos, justificación de estudio, seguido de las hipótesis y el marco metodológico. Finalmente se encuentran las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

En esta investigación, se expone la problemática actual en los sistemas de protección de los alimentadores (AMT) cuando se hace la inserción de generación distribuida, para lo cual se

hace el análisis en la subestación eléctrica de transformación (AT/MT). Ámbito comprendido dentro de la concesión de la empresa distribuidora ELSE S.A.A.

1.2 Zona de Estudio y Aplicación

El ámbito de estudio corresponde al sistema de eléctrico de **media tensión con generación distribuida del sistema eléctrico de Tamburco Apurímac**, de la entidad concesionaria Electro Sur Este S.A.A., estrictamente las subestaciones eléctricas de transformación de Alta a Media Tensión (AT/MT) donde además están conectados las mini centrales hidráulicas generación distribuida (GD). En tabla 1 se detalla las subestaciones con generación distribuida (GD) que están en las regiones de Tamburco-Abancay-Apurímac.

Tabla 1

Ámbito de Estudio. S.E. AT/MT y Mini C.H. de ELSE

Región	Subestación de Transformación AT/MT	Código de Alimentador de MT	Nivel Tensión (kV)	Mini Central Hidráulica	Potencia Nominal (MW)
Apurímac	Andahuaylas	AN-04	22.9	Huancaray	0.42
		AN-07	22.9	Chumbao	1.90
	Chacapunte	CP-01	22.9	Poccohuanca	0.20
	Chuquibambilla	CQ-03	22.9	Vilcabamba	0.40
			22.9	Mancahuara	1.50
			22.9	Matara	1.60
	Tamburco	TA-07	22.9	Lambrama	0.10
			22.9	Hercca	0.90

Fuente. Tomado de Electro Sur Este S.A.A.

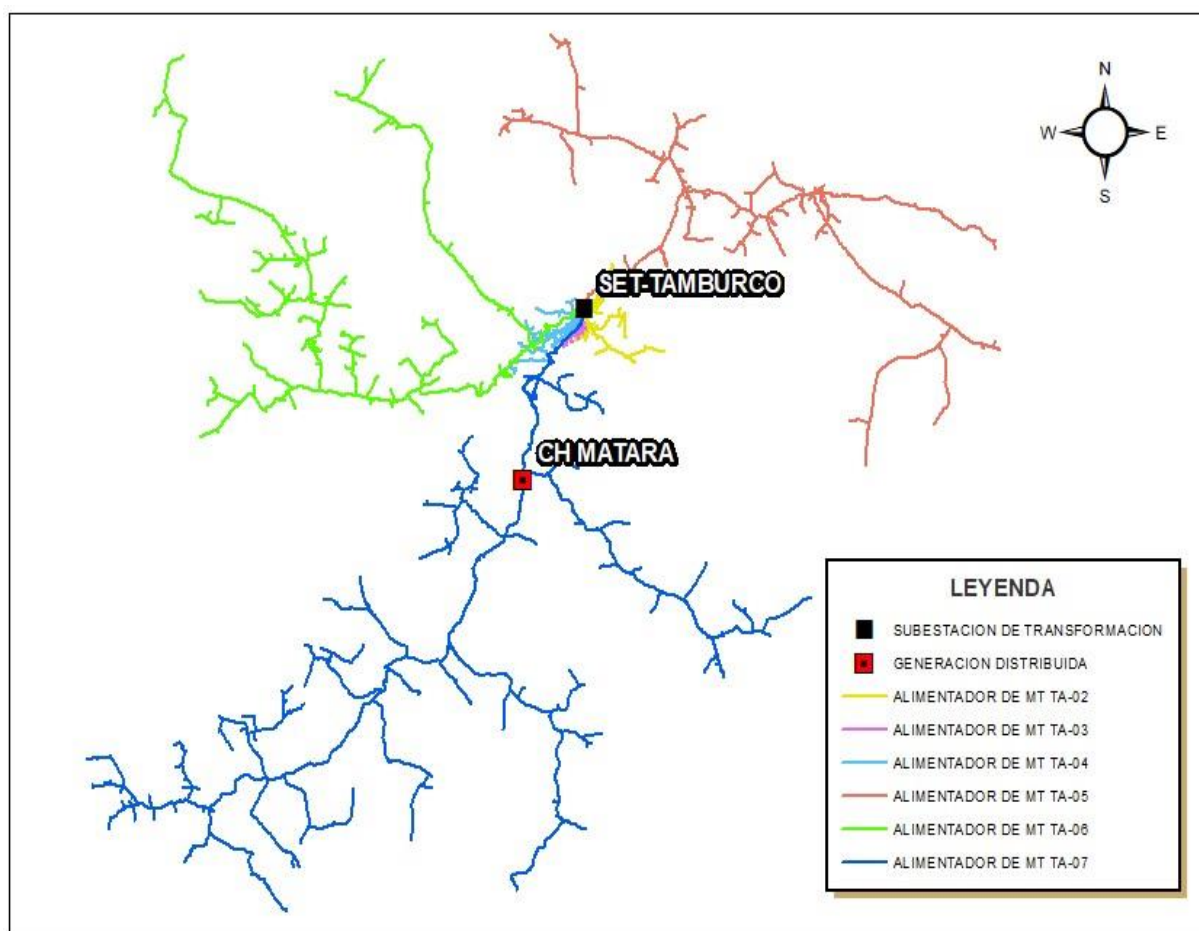
Las subestaciones indicadas arriba tienen conectados mini centrales (Generación Distribuida-GD) a través de las redes de distribución en media tensión (MT) y estas vienen a ser

el ámbito de estudio. La tabla 1 muestra generación distribuida existente en el departamento de Apurímac

La figura 1, muestra el ámbito de estudio, el cual corresponde a las mini centrales hidráulicas conectadas a las subestaciones mediante las redes de media tensión (MT).

Figura 1

Ámbito de Estudio

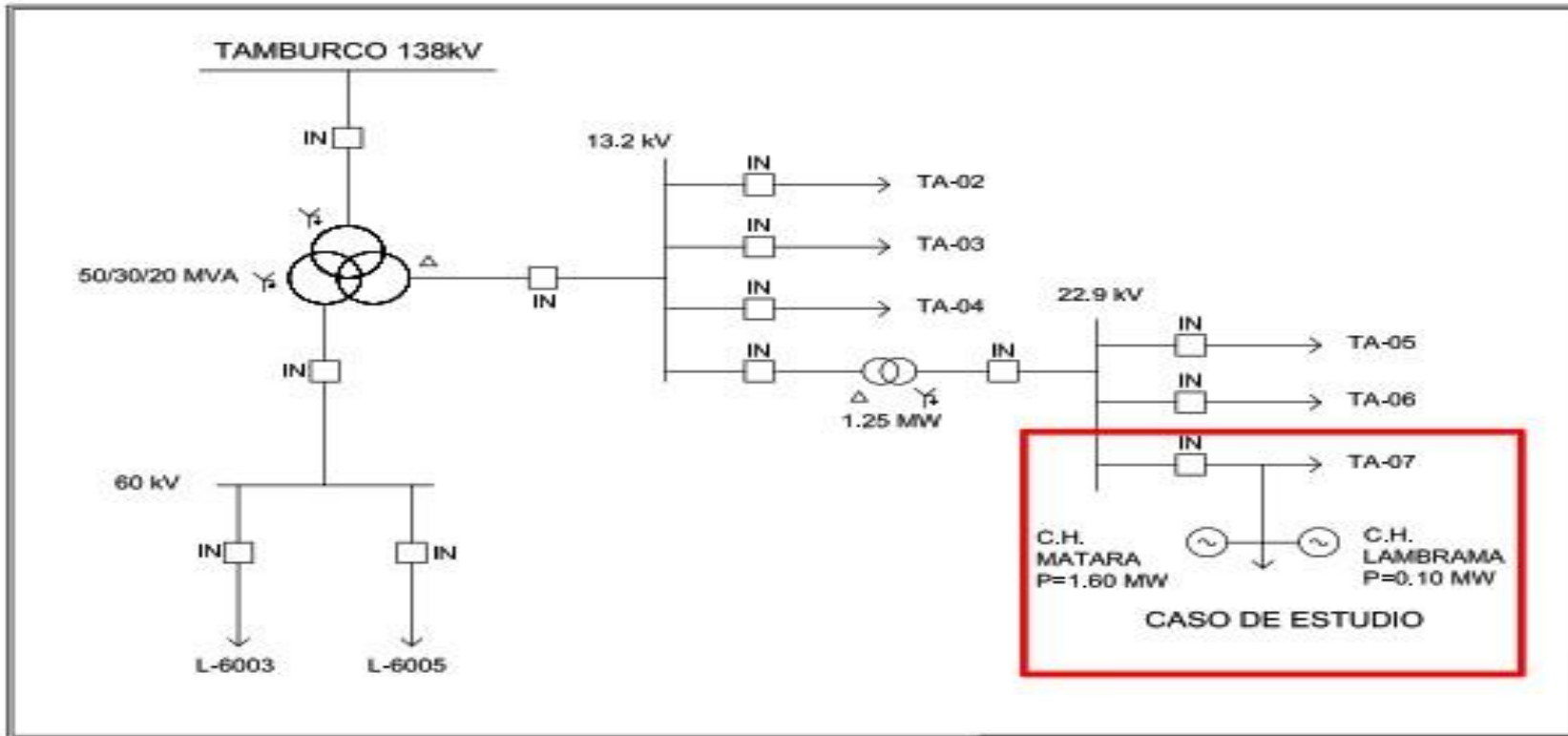


Fuente. Tomado de Electro Sur Este S.A.A. – Oficina de Centro de Control

Para el presente estudio se tomaron como punto de aplicación: Alimentador TA-07 (ver Fig. 2)

Figura 2

Caso de Estudio, Alimentador TA-07 (Tamburco-Abancay-Apurímac)



Fuente. Tomada de Electro Sur Este S.A.A. elaboración propia

1.3 Planteamiento del Problema

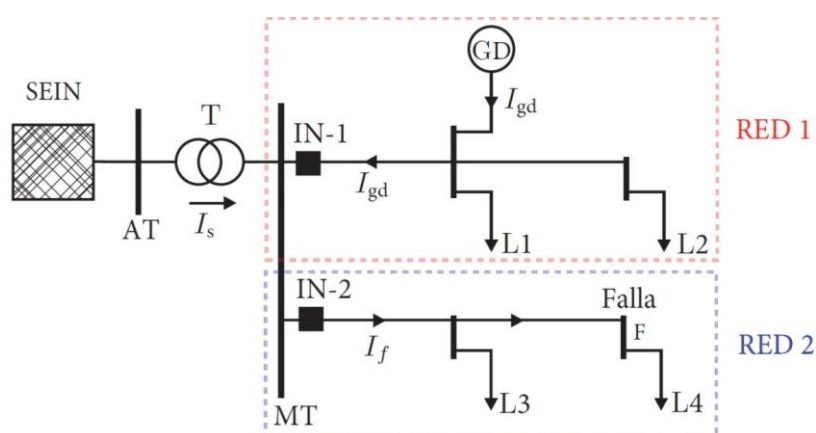
Al momento de diseñar las redes eléctricas y las subestaciones de AT/MT se planteó al sistema de redes de MT como elementos netamente radiales, esto significa que existe una sola fuente de alimentación, generándose por esa razón que el flujo de carga eléctrica tengo una sola dirección o sentido, así como también las corrientes, aporten a las fallas en un solo sentido, teniendo en cuenta ese criterio, se considera la colocación y puesta en marcha los sistemas de protección en cada una de las subestaciones del sistema eléctrico de ELSE.

Luego esto se cambió con la configuración de las líneas en media tensión y todas las redes eléctricas, generado por las distintas ampliaciones y ejecuciones de infraestructura pensadas a largo plazo, entre esos están las conexiones de las mini centrales hidráulicas (C.H.) a las redes de MT.

Estas modificaciones en la configuración de topología en el sistema eléctrico, provoco que las redes de MT tuvieran dos puntos de alimentación llamados también nodos: la primera vendría a ser Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, cuya alimentación se da a través de la sub estación de transformación AT/MT y, el segundo punto de alimentación se da por la inserción de la mini central hidráulica (GD). Por tal motivo el flujo de carga que se presenta en el S.E., se da en ambas direcciones, dependiendo de las capacidades de carga generadas por la generación distribuida y la carga de dicha red de MT.

Figura 3

Alimentador TA-07 en la Red 1 y 2



Fuente. elaboración propia

Teniendo en cuenta que en las redes eléctricas se presentan fallas debido a cortocircuitos, provocados principalmente por factores variados: el contacto de árboles con los conductores energizados, descargas atmosféricas que provocan arcos eléctricos, falla de aislamiento en aisladores por contaminación superficial y en muchos casos por vandalismo son causas comunes

que inciden en las fallas. Dichos eventos son conocidas como fallas de fase a tierra, fallas fase a fase y fallas trifásicas.

motivo que ocasionará interrupciones en el servicio eléctrico que conlleva a una mala calidad de suministro, debido a lo anterior se debe contar con una metodología que describa la forma de seleccionar los dispositivos, su calibración, mejor coordinación de los equipos de protección para que operen en forma selectiva.

Como se puede mostrar en la tabla 2 , 3 y 4, donde se presenta estadísticas sistematizada de la empresa suministradora de servicio eléctrico ELSE, en ella efectivamente la TA07 se desconecta a pesar que las causa de falla se presenta en otro AMT, es decir las causas están en la adyacencia de la TA07, lo que hace presumir que dichas caídas, puede ser ocasionados por varios factores a causa de una mala coordinación y ajuste de los equipos de protección, además de una deficiente selectividad de los equipos protección. El hecho es que actualmente el sistema de protección no actúa adecuadamente y se genera interrupción en el suministro de energía.

Esta situación no debería presentarse en las operaciones normales del servicio eléctrico, el equipo protector debería dispararse en las correspondientes áreas de los sucesos y no afectar otras TA, como sucede con la TA07, que falla cuando sucede algo en las TA adyacentes, esto perjudica a una gran cantidad de clientes, así como significan gastos para la empresa suministradora de electricidad, generando malestar entre los clientes , así como perdidas tanto a la suministradoras de electricidad, como a clientes que dependen de la electricidad para ejercer una labor comercial e industrial.

A continuación, se presenta la tabla 2, que detalla estos hechos: según la información suministrada por la empresa suministradora de servicio eléctrico, se puede notar que la mayoría de las fallas presentadas en TA07, tienen su origen en otros TA, lo que debe ser un indicador que existe un problema de coordinación en el sistema eléctrico y que quizás tenga que ver, con el sistema de protección de alimentadores de media tensión.

Tabla 2

Desconexiones del AMT TA07 por fallas externas o adyacentes a ella. Periodo 2015 - 2019

Inicio de falla dd/mm/aa aahh:mm	Fin de falla dd/mm/aa aahh:mm	Duración [h]:mm	Usuarios Afectados	Origen - Falla	causa	Descripción del evento
30/01/2015 20:15	30/01/2015 20:26	0:11	4067	TA02	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA02, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica.
02/05/2015 08:23	02/05/2015 08:45	0:22	7902	TA06	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en AMT TA06, por choque de automóvil con estructura, registrándose falla bifásica, RS
21/06/2015 18:11	21/06/2015 22:00	3:49	3595	TA06	Impacto Vehicular	Desconexión TA07 por falla en el AMT TA06, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, RS
07/09/2015 16:52	07/09/2015 17:05	0:13	4629	TA06	Caída de estructura	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA06, por caída de poste de MT. Se registró falla trifásica.
10/11/2015 16:46	10/11/2015 17:10	0:24	5409	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase T
17/11/2015 18:08	17/11/2015 19:15	1:07	9164	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
19/11/2015 11:43	19/11/2015 11:54	0:11	9164	TA06	Fuertes vientos	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS
24/11/2015 16:01	24/11/2015 16:05	0:04	3740	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase T
25/11/2015 18:58	25/11/2015 19:14	0:16	11098	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
29/11/2015 17:27	29/11/2015 17:30	0:03	5416	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase S
03/03/2016 12:27	03/03/2016 12:31	0:04	10401	TA06	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA06 por descargas atmosféricas. Se registró falla monofásica, fase R
18/03/2016 10:35	18/03/2016 10:46	0:11	11234	TA05	Fuertes vientos	Desconexión TA07 por falla del AMT TA06 por inclemencias climáticas en el sector. Registrándose falla fases ST
27/04/2016 16:55	27/04/2016 17:33	0:38	10045	TA03	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA03, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla trifásica.
11/05/2016 07:36	11/05/2016 07:43	0:07	5542	TA04	Error de maniobra	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA04, por error de maniobra, cierre desccionador a tierra en celda. Se registró falla trifásica a tierra.
10/06/2016 09:04	10/06/2016 10:00	0:56	30949	TA04	Impacto Vehicular	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA03, por colisión de vehículo con estructura, se registró falla bifásica, ST

31/08/2016 15:29	31/08/2016 15:37	0:08	11372	TA05	Fuertes vientos	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA05 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS
07/09/2016 06:36	07/09/2016 06:59	0:23	11370	TA05	Caída de Árbol	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por caída de árbol sobre la red, se registra falla bifásica, ST
26/10/2016 16:57	26/10/2016 17:04	0:07	10551	TA06	Sismos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por sismos, se registró falla bifásica, fases ST
21/11/2016 22:31	21/11/2016 22:33	0:02	11488	TA05	Fuertes vientos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA05 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases RS
04/01/2018 15:00	04/01/2018 15:02	0:02	11148	TA06	Fuertes vientos	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA06 por fuertes vientos en el sector. Se registró falla bifásica, fases ST
19/01/2019 17:01	19/01/2019 17:04	0:02	13608	TA05	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMTTA05 por descargas atmosféricas. Se registró falla bifásica, fases RS
3/11/2019 5:30	3/11/2019 5:32	0:02	6986	TA04	Descargas atmosféricas	Desconecta TA07 por falla en el AMT TA04 por probables descargas atmosféricas en la zona.

Fuente. Tomada de Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 3

Reporte de Interrupciones del Alimentador TA 07

Alimentador	Causa	Tipo (No Programado)	FH/Inicio	FH/Fin	Descripción
TA-07	Caída de Árbol	NP-Acción de terceros	7/09/2016 6:36:00 a. m.	7/09/2016 6:59:00 a. m.	Se desconectó AMT TA-05 y TA-07 por caída de árbol sobre línea de media tensión ocasionado por terceros.
	Otras, por falla en componentes del SP	NP -Falla	31/08/2016 3:29:00 p. m.	31/08/2016 3:37:00 p. m.	Se desconectó simultáneamente AMT TA-05 y TA-07 por falla bifásica en AMT TA-07, cierre exitoso.
	Otras, por falla en componentes del SP	NP-Falla	28/06/2016 8:34:00 a. m.	28/06/2016 8:40:00 a. m.	Aperturar interruptor de la barra de 22.9kv en la SET de Tamburco por falla en el AMT TA-07.
	Caída de estructura	NP-Falla	7/09/2015 4:52:00 p. m.	7/09/2015 5:05:00 p. m.	Se desconectaron los AMT TA-05, TA-06 y TA-07
	Otras, por falla en componentes del SP	NP-Falla	21/06/2015 6:11:00 p. m.	21/06/2015 10:00:00 p. m.	Apertura interruptor TA-07 debido a la caída de poste en AMT TA-06. Apertura interruptor TA-06 y afecta a los alimentadores TA-05 y TA-07

Fuente. Tomada de Electro Sur Este S.A.A. nos muestra los tipos de interrupciones en TA-07

De la tabla 3, se observa que la ocurrencia de fallas en redes MT adyacentes (alimentadores TA-05; TA-06), al parecer no existe selectividad en el sistema y ocurre la

desconexión del alimentador TA-07. A pesar que las causas de la falla no ocurren en el TA-07. Lo que es un indicador que el sistema no está funcionando adecuadamente

Debido a esto, surge la necesidad de diagnosticar la situación presentada, mejorarla, quizás sea necesario replantear y/o implementar una nueva coordinación del sistema protección de alimentadores de media tensión (AMT) con generación distribuida, atendiendo la continuidad de servicio eléctrico de dicho AMT.

En el escenario percibido previamente, surgen problemas relacionados a la calidad del servicio, en otras palabras, se observa discontinuidad del suministro de electricidad., lo cual es perjudicial para los usuarios. Finalmente, las implicancias se representan en pérdidas económicas para la empresa concesionaria y para los usuarios que son los directamente afectados por la ausencia de servicio.

1.4 Formulación del Problema

1.4.1 Problema Central.

¿Porque se da la mala coordinación en el sistema de protección del alimentador TA-07 cuando ocurren fallas transitorias o fallas permanentes en el AMT adyacentes al TA-07 lo cual repercute al AMT TA -07, generando una mala calidad de suministro?

1.4.2 Problemas específicos.

¿Cómo analizar la mala coordinación de los sistemas de protección en el AMT TA-07, cuando ocurren fallas transitorias o permanentes en alimentadores adyacentes al AMT TA-07?

¿Cuáles son los métodos y alternativas de solución que pueden aplicarse a la mala coordinación de la red de protección de alimentadores de Media Tensión TA07?

¿Cuál es la alternativa más adecuada para aplicar en la solución del problema planteado con coordinación del sistema de protección de alimentadores de Media Tensión TA07?

1.5 Objetivos

1.51 Objetivo General.

Desarrollar un análisis y alternativas de solución para la mala coordinación del sistema de protecciones del AMT TA-07 cuando ocurre fallas transitorias o fallas permanentes en alimentadores adyacentes al AMT TA-07 lo cual repercute al AMT TA -07, generando una mala calidad de suministro.

1.5.2 Objetivos Específicos.

Analizar las principales fallas de la mala coordinación en los alimentadores adyacentes al AMT TA-07 para que no afecte al TA-07, cuando ocurra fallas, realizando un análisis para la identificación de las posibles razones de las fallas presentada en las redes de MT.

Aplicar los métodos y alternativas de solución adecuadas, para mejorar la operación del sistema de protección en los alimentadores de MT.

Determinar e implementar nuevas funciones de protección en los relés, y planteando su aplicación se mejorará la situación presentada de falla en los alimentadores de MT de TA-07 y en las redes de MT adyacentes.

1.6 Justificación e Importancia del Estudio

Actualmente no existe un estudio de coordinación con el equipamiento existente y con la incorporación de las mini centrales hidráulicas como generación distribuida.

Los estudios existentes basados en coordinar el sistema de protección consideran las redes de MT netamente radiales, olvidando el aporte del corriente hacia la falla por parte de la generación distribuida.

Las interrupciones no necesarias son a causa de la actuación inapropiada del sistema de protección, por la que requiere la realización de un nuevo estudio de coordinación de protección dada la importancia de brindar un servicio de calidad de suministro. La cual conlleva a mitigar la cantidad de interrupciones y esto se consigue mediante mejores maniobras de los equipos de protección.

Además, la NTCSE en su título 6, subtítulo 6.1 (Interrupciones) indica que La Calidad de Suministro requiere una continuidad del servicio eléctrico a los Usuarios, en otras palabras, conforme a las interrupciones del servicio. De no hacerse el presente estudio el número de interrupciones por fallas de este tipo se mantendrá y muy probablemente estas se irán en aumento.

Actualmente no se cuenta con una normativa para la inserción o conexión de GD a las redes de distribución, ya sean en MT o BT, sin embargo, existen estudios de operación de la GD que comprenden la protección de la misma central es decir ante fallas internas o externas a la instalación. El impacto que se considera es normalmente positivo ya que las mini centrales regulan los niveles de tensión y operan de forma aislada cuando no se cuenta con suministro de energía del sistema interconectado, el impacto negativo no es tan analizado pues el aporte en condiciones

de falla se suele despreciar, porque la potencia de cortocircuito del sistema interconectado es mucho mayor que de la GD.

1.7 Alcances y Limitaciones del Estudio

1.7.1 Alcances.

El estudio está enfocado en la búsqueda de alternativas de solución, cuyo objetivo es mitigar las desconexiones innecesarias de suministro apoyados con la inserción de generación distribuida ante la presencia de fallas en las redes contiguas.

Además, la investigación pretende, generar procesos que permitan llevar a cabo una adecuada coordinación de protección en los diferentes alimentadores de MT con inserción de GD del sector de concesión de ELSE concerniente al Alimentador TA 07.

El estudio y evaluación del actual sistema de protección se desarrollará únicamente en las S.E. que también están alimentadas por GD. Además, se busca analizar la operatividad del sistema actual de protección, así también buscar eventos que demuestren la problemática actual.

Durante el análisis y búsqueda de alternativas de solución, se propondrá precisar los criterios y mejores ajustes en los valores de coordinación, las cuales deben de implementarse en los diferentes equipos de protección. De tal manera una vez insertada la GD la operación y actuación sean adecuadas en el funcionamiento de la red. Además, en un programa computacional (DIgSILENT Power System 15.1.7) se realizarán simulaciones en diferentes momentos y eventos así conseguir el mejor comportamiento en los sistemas de protección con los ajustes respectivos propuestos para las diferentes fallas que se puedan presentar.

1.7.2 Limitaciones.

Por la limitada información que se tiene de los diferentes eventos ocurridos, así como: El punto de falla, datos oscilo gráficos, y secuencia cronológica de los eventos.

Las pretensiones del estudio se limitarán a desarrollar la coordinación de protección de las subestaciones eléctricas AT/MT del área incumbencia del mismo, según se desprende de los puntos ya expresados con anterioridad, este estudio puede ser aplicado a situaciones similares a la presentada que cuenten con generación distribuida.

1.8 Hipótesis

1.81 Hipótesis General.

Desarrollando un buen análisis y alternativas de solución se obtendrá una buena coordinación en los sistemas de protecciones de los alimentadores adyacentes al AMT TA-07 y

TA-07 cuando ocurre fallas transitorias o fallas permanentes en el AMT adyacentes, lo cual ya no repercutirá al AMT TA-07, lo cual generará una buena calidad de suministro.

1.8.2 Hipótesis Específicas.

Analizando e identificando los problemas existentes con la implementación del programa de simulación para análisis de sistemas eléctricos Power Factory DIgSILENT permitirá presentar unas diversas soluciones a las fallas ocurridas en el AMT-TA07.

Una de las alternativas de solución planteadas, viene a ser el reajuste de protección 50/51/50N/51 que permitirán una buena coordinación de protección en los AMT adyacentes al TA-07 y TA-07.

El determinar la alternativa más adecuada, que es la Implementación de las funciones de protección 67/67N permitirá realizar una apropiada coordinación del sistema de protección y minimizará las fallas en la red MT-TA07, generando una mejor calidad en el servicio eléctrico.

1.9 Variables e Indicadores

Debe entenderse que el objetivo es mejorar dos aspectos, la calidad de suministro y la coordinación de protección, mediante la búsqueda de un correcto ajuste de los equipos de protección así evitar que se registre fallas en las redes adyacentes a la red con inserción de GD. Por la que, en la respectiva investigación, se presenta variables: Independientes, intervinientes y dependientes.

Tabla 4

Variables Dependientes e Indicadores

Variables dependientes	Indicadores
Coordinación del sistema de protección	Selectividad (s, A)
	Sensibilidad (A)
	Seguridad (Actuación: Si, No)
Calidad de suministro	Tiempo duración de interrupción de las interrupciones (h)
	Número de interrupciones (interrupciones/semestre)

Fuente. Elaboración propia

Tabla 5***Variables Intervinientes e Indicadores***

Variables intervinientes	Indicadores
Topología de la red	Impedancia equivalente (Ω)
Demanda afectada	Potencia activa (MW)
Potencia de cortocircuito	Potencia (MVA)

Fuente: Elaboración propia. La tabla nos muestra las variables intervinientes.

Tabla 6***Variables independientes e indicadores***

Variables independientes	Indicadores
Ajuste del sistema de protección	Tiempos de ajuste (ms, s) Corrientes de ajuste (A)
Fallas en las redes	Corrientes de falla (kA, A) Sobretensión

Fuente. Elaboración propia. La tabla nos muestra las variables independientes.

1.10 Metodología***1.10.1 Tipo de investigación.***

El trabajo de investigación presentada que tiene por finalidad la búsqueda de la mejor alternativa de solución en la coordinación de sistemas de protección en los ATM con GD, se englobará dentro el estudio de una investigación de tipo aplicada, ya que tiene por objetivo aportar a una buena comprensión de la problemática actual del sistema protección de las redes con inserción de GD. (Álvarez, 2015), como también se puede inferir que pertenece a una investigación de técnico aplicada (Cañihua, 2010) puesto que plantea soluciones factibles y concretas a la problemática existente.

1.10.2 Nivel de investigación.

Para este estudio investigativo contempla el nivel Explicativo, puesto que en su estudio contempla principalmente la identificación del problema, posteriormente aclarar las causas y circunstancias en que éste se da y, qué efectos trae consigo. (Prado G, s/f)

1.10.3 Método de Investigación.

En conformidad con la bibliografía revisada, en el presente estudio se utilizará un método mixto que surge de la combinación de los métodos deductivo e inductivo, ya que el estudio empieza en determinadas situaciones que son evidencia del sistema eléctrico en la actualidad,

dichas características ayudarán a determinar conceptos generales concernientes a consecuencias y efectos, en este sentido, acompañado de bases teóricas, tales como las fallas que ocurren en las redes adyacentes a la red con GD, si no son atendidas en un tiempo prudente es posible que originen una serie de problemáticas en el suministro, en este instante se infiere la relación causal.

1.10.4 Diseño de la Investigación

El estudio realizado en esta investigación propone un diseño de enfoque Experimental, ya que busca la mejora en la operación de los sistemas de protección, utilizando las variables mediante los indicadores, en este caso tiempo de actuación del relé y corriente de arranque, ajustes que serán programados en los equipos de protección, lo cual tendrá como resultado la mejora en la calidad de suministro. (Cañihua, 2010). También se realizarán simulaciones de los sistemas de protección en diferentes tiempos y eventos que se presentan en la actualidad mediante la utilización del DIgSILENT (POWER FACTORY).

1.10.5 Población y Muestra

La población está conformada por las subestaciones: Tamburco, las características, la configuración y disposición de cada una de las mini centrales hidráulicas, además del sistema de protección.

tomándose como muestra, la data obtenida en este estudio, estos son: Los ajustes de coordinación de protección. También será necesario el conocimiento de los equipos de protección que lo conforman.

1.10.6 Técnicas de Recolección de Datos

Para concretar esta investigación fue necesaria la utilización de datos del sistema eléctrico, características del sistema y tipos de equipos que conforman la estructura de la red, para lo cual se utilizó la siguiente técnica de recolección de datos:

1.10.6.1 Recopilación Documental

“El estudio precisará de información contenida en estudios, normas, datos técnicos, diagramas unifilares, ajustes de protección actuales, eventos registrados en el AMT y, la empresa involucrada ELSE; todas relacionados al ámbito y muestras del estudio” (ANDER-EGG, 1982).

1.10.6.2 Procesamiento de Datos

Tomando en cuenta los objetivos de la investigación como, por ejemplo: El estudio del sistema de protección actual, la data será procesados mediante el uso de hojas de cálculo, con el fin de establecer la ocurrencia de fallas en el AMT. También se llevarán a cabo simulaciones sobre

el procesamiento de los ajustes del sistema de protección, la cual la realizaremos en un software especializado. Además de realizarán el procesamiento y edición de datos, imágenes. Para lo cual se hará uso de diferentes herramientas informáticas: ArcGIS, AutoCAD, Excel y DIGSILENT.

Tabla 7

Matriz de Consistencia

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	ALCANCES
<p style="text-align: center;">Problema central</p> <p>¿Porque se da la mala coordinación en el sistema de protección del alimentador TA-07 cuando ocurren fallas transitorias o fallas permanentes en el AMT adyacentes al TA-07 lo cual repercuta al AMT TA -07, generando una mala calidad de suministro?</p> <p style="text-align: center;">Problemas específicos</p> <p>¿Cómo analizar la mala coordinación de los sistemas de protección en el AMT TA-07, cuando ocurren fallas transitorias o permanentes en</p>	<p style="text-align: center;">Objetivo general</p> <p>Desarrollar un análisis y alternativas de solución para la mala coordinación de los sistemas de protecciones de los alimentadores TA-05 y TA-07 cuando ocurre fallas transitorias o fallas permanentes en el AMT TA-05 lo cual repercuta al AMT TA -07, generando una mala calidad de suministro.</p> <p style="text-align: center;">Objetivos específicos</p> <p>1. Analizar las principales fallas de la mala coordinación en los alimentadores adyacentes al AMT TA-07, para que no afecte al TA-07</p>	<p style="text-align: center;">Hipótesis</p> <p>Desarrollando un buen análisis y alternativas de solución se obtendrá una buena coordinación en los sistemas de protecciones de los alimentadores adyacentes al AMT TA-07 y TA-07 cuando ocurre fallas transitorias o fallas permanentes en el AMT adyacentes, lo cual ya no repercutirá al AMT TA-07, lo cual generará una buena calidad de suministro.</p> <p style="text-align: center;">Hipótesis específicas</p> <p>1. analizando e identificando los problemas existentes con la implementación del programa de simulación para análisis de sistemas</p>	<p style="text-align: center;">Alcances</p> <p>El estudio está enfocado en la búsqueda de alternativas de solución, cuyo objetivo es mitigar las desconexiones innecesarias de suministro apoyados con la inserción de generación distribuida ante la presencia de fallas en las redes contiguas.</p> <p>Además, la investigación pretende, generar procesos que permitan llevar a cabo una adecuada coordinación de protección en los diferentes alimentadores de MT con inserción de GD del sector de concesión de ELSE concerniente al Alimentador TA 07</p> <p>El análisis de las alternativas de solución, buscará las opciones que se tienen para evitar las desconexiones por fallas en estaciones contiguas de la red del sistema de</p>

<p>alimentadores adyacentes al AMT TA-07?</p> <p>¿Cuáles son los métodos y alternativas de solución que pueden aplicarse a la mala coordinación de la red de protección de alimentadores de Media Tensión TA07?</p> <p>¿Cuál es la alternativa más adecuada para aplicar en la solución del problema planteado con coordinación del sistema de protección de alimentadores de Media Tensión TA07?</p>	<p>cuando ocurra fallas, realizando un análisis para la identificación de las posibles razones de las fallas presentada en las redes de MT.</p> <p>2 aplicar los métodos y alternativas de solución adecuadas, para mejorar la operación del sistema de protección en los alimentadores de MT.</p> <p>3.Determinar e implementar nuevas funciones de protección en los relés, y planteando su aplicación se mejorará la situación presentada de falla en los alimentadores de MT de TA-07 y en las redes de MT adyacentes</p>	<p>eléctricos Power Factory DiGSILENT permitirá presentar unas diversas soluciones a las fallas ocurridas en el AMT-TA07.</p> <p>2. una de las alternativas de solución planteadas, viene a ser el reajuste de protección 50/51/50N/51 que permitirán una buena coordinación de protección en los AMT adyacentes al TA-07 y TA-07.</p> <p>3.El determinar la alternativa más adecuada, que es la Implementación de las funciones de protección 67/67N permitirá realizar una apropiada coordinación del sistema de protección y minimizará las fallas en la red TM-TA07, generando una mejor calidad en el servicio eléctrico.</p>	<p>protección en los alimentadores de MT/AT07 ante fallas en las redes de MT contiguas</p> <p>El estudio pretenderá, generar alternativas o métodos que permitan establecer las posibles soluciones, para realizar una coordinación adecuada del sistema de protección en las Alimentadores de MT con generación distribuida del área de concesión de Electro Sur Este del Alimentador TA-07.</p> <p>se realizarán simulaciones en diferentes momentos y eventos así conseguir el mejor comportamiento en los sistemas de protección con los ajustes respectivos propuestos para las diferentes fallas que se puedan presentar.</p>
---	---	---	---

Fuente. Elaboración propia, el tema es el análisis y alternativas de solución de la coordinación de protección de alimentadores de media tensión con generación distribuida del sistema eléctrico de Tamburco apurímac-2019

Capítulo II: Marco Teórico

2.1 Introducción

En este capítulo se desarrolla el marco conceptual, la cual se tomará como base para el desarrollo de la investigación sobre coordinación de protección, razón por lo cual se adoptarán conceptos generales, terminologías, normativas y bibliografías concernientes al tema en estudio.

Las ideas, conceptos y demás criterios están orientados a la búsqueda de soluciones de la problemática presentada en la coordinación de protección en los sistemas de distribución con generación distribuida. Esto implica señalar la importancia de poseer los ajustes correctos y coherentes en un sistema de coordinación de protección. Además de comprender el por qué y cómo. Se original las fallas en las redes para buscar la mejor solución de las problemáticas que se presentan en la coordinación de protección.

Para lo cual se utiliza conceptos y términos referenciados con las bibliografías respectivas al Análisis y Alternativas de Solución de la Coordinación de Protección de Alimentadores de Media Tensión con Generación Distribuida del Sistema Eléctrico de Tamburco Apurímac-2019

2.2 Protecciones Eléctricas

Toda red eléctrica de potencia tiene un sistema de protecciones eléctricas con la finalidad de despejar las fallas, cuando suceda alguna contingencia que pueda poner en peligro la red eléctrica. Para que un sistema de protección marche requiere un trabajo minucioso y tedioso, en el cual todos los elementos de protección deben trabajar en forma sincronizada, los aspectos fundamentales respecto a las protecciones eléctricas deben estar claros para emprender este trabajo.

2.2.1 *Objetivo de un sistema de protección*

El objetivo principal de un sistema eléctrico de protección es evitar daño tanto a los equipos como a las personas, el reducir a los daños a los elementos del sistema de coordinación de protección y reducir los lapsos de la interrupción del servicio cuando se presentan fallas por diversas causas error humano, situaciones externas, sobre carga, recalentamientos, entre otros que puedan actuar sobre el sistema. (Grid, 2011, pág. 26)

2.2.2 *Coordinación de Protección Eléctrica*

La coordinación de protecciones eléctrica, es una manifestación secuenciada de la corriente por la que se activan los sistemas de protección en los alimentadores, las cuales son provocadas

por una sobrecarga o una falla eléctrica, aislando una mínima parte de la red para menguar la caídas del servicio eléctrico. Una adecuada sincronización de protecciones gestara el cuidar la integridad de las personas, disminuyendo a su vez cualquier afectación a los equipos y manteniendo la continuidad operacional gracias a la selectividad y seguridad de los elementos de protección.

2.2.3 Utilidad de un Estudio de Coordinación de Protección Eléctrica

Un análisis de coordinación de protecciones determina como se están comportando los elementos del sistema de protección con la finalidad de buscar la mínima afectación de la continuidad operacional de la red eléctrica ante los eventos de corto circuito presentados velando siempre por la integridad de las personas y evitar los daños materiales. El análisis realizado durante la investigación debe dar un resultado óptimo para un ajuste correcto de los dispositivos de protección.

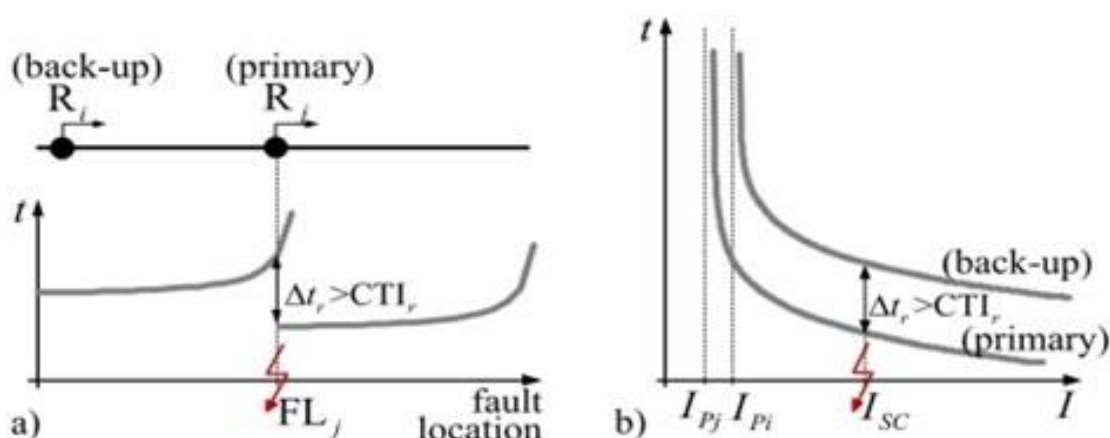
Los análisis de coordinación de protección pueden ser desarrollados mediante programas computacionales de ingeniería eléctrica, diseñados con parámetros que cumplan con los estándares nacionales e internacionales, como la normativa americana ANSI, IEC que puedan aplicarse, y utilizarse para estudios de ingeniería eléctrica. La forma cómo actúan las protecciones de sobre corriente son presentadas de forma estándar y gráficamente en las llamadas hojas de coordinación.

Cada uno de los dispositivos del sistema eléctrico se pueden presentar en una hoja de coordinación, este software hace posible establecer la relación gráficamente, las curvas de cómo se comporta las protecciones y las curvas de afectaciones a los dispositivos protegidos. Permiten definir el comportamiento de los dispositivos de protección con la finalidad de obtener los objetivos de un estudio de coordinación de protecciones.

Por Ejemplo, en la fig. 4; se aprecia de forma gráfica que los intervalos de tiempo durante la coordinación (CTI, *Coordination Interval Time*) cumplen con los ajustes de coordinación. Así podemos observar los tiempos de operación de los relés de acuerdo al sitio donde está la falla o lugar del corto circuito.

Figura 4

Representación de la coordinación de protecciones según: ubicación de la falla (a) y según corriente de cortocircuito (b) [6]



Fuente. Tomada de B. Polajžer, M. Pintarič, M. Rošer and G. Štumberger, “Protection of MV Closed- Loop Distribution Networks With Bi-Directional Overcurrent Relays and GOOSE Communications,”

Un sistema eléctrico debe estar concebido, diseñado y mantenido para protegerse a sí mismo, uno de sus objetivos fundamentales es prevenir accidentes que puedan afectar a los seres humanos, los sistemas de protección en su diseño deben establecer como función primordial el ofrecer condiciones adecuadas de seguridad para las personas, sus propiedades y el mismo sistema en lo que se refiere a los distintos sucesos o fenómenos eléctricos.

Los elementos eléctricos de protección deben estar adecuadamente calibrado con la finalidad que su capacidad de interrupción funciones correctamente en el momento de presentarse las fallas eléctricas, cuando se habla de coordinación se hace referencia a la selección o ajuste (o ambos) de cada uno de los dispositivos de protección que tienen como finalidad aislar la parte del sistema cuando se presentan fallas o anomalías en el sistema.

2.3 Incidencias contra las que hay que proteger un sistema eléctrico:

Cortocircuito. Pueden ser originados por diversas razones, por un mal aislamiento demasiada humedad, efectos mecánicos, malos contactos, influencia externa, por falla del equipo y se recalienta produciendo el corto circuito, sobrecargas en los equipos, mala calibración, entre otros o mala utilización. Los cortocircuitos pueden ser entre dos conductores de fase, entre otras (Kinderman, T. 2010).

Sobrecargas. Esta se genera por la conexión de equipos con cargas mayores a la puede soportar o por sumar más equipos de los planteados en el diseño original. Quizás también podrían ser originadas por una instalación o mantenimiento no adecuado, no seguir los procedimientos y

pasos indicados en manual de operaciones, éstas pueden manifestarse cuando el equipo arranque, en el momento de acelerar y o que la ventilación esté obstruida. (Kinderman, T. 2010).

Se necesita aplicar los **dispositivos de protección, con la finalidad de poder** aislar los cortocircuitos y las sobrecargas y estos dispositivos deben tener la aplicación que logre detectar cuando un flujo corriente no es normal y fluye por el circuito, estos dispositivos deben operar de manera normal limitando los efectos de la falla únicamente a la zona donde sucedió y no afectar el resto del sistema. Como viene sucediendo con el AT07

Existen tres **tipos** de elementos que fundamentalmente están diseñados con la finalidad de detectar sobre corrientes esto son:

Relevadores.

Interruptores automáticos.

Fusibles.

2.4 Consideraciones de diseño de protección eléctrica

Para poder diseñar un adecuado sistema de protección y coordinación, se deberá tomar en cuenta los siguientes factores, demanda de carga, corriente de cortocircuito que se presentará en caso de que pudiera ocurrir una falla, ajustes y las curvas tiempo-corriente. El poder coordinar las protecciones requieren que existe una aplicación secuencial de la corriente con la que actúan los elementos de protección en una red eléctrica, estos deben responder a cualquier falla o sobrecarga, procediendo a aislar solo a un número mínimo de equipo del servicio eléctrico.

2.5 Coordinación de protecciones de un sistema eléctrico

Realizar un análisis de coordinación de protecciones debe comenzar inicialmente organizando los tiempos de respuesta tomando en cuenta las curvas tiempo-corriente de cada equipo conectada en serie a partir de los componentes de la fuente.

La finalidad del sistema de protección es establecer las propiedades, y rangos, del ajuste que requiere los elementos de protección para contra restar la sobre corriente que aseguren que cuando exista una falla por pequeña que esta sea en la red, se corte el servicio, como también se restablezca una vez el sistema de protección aislé la falla.

2.5.1 Consideraciones primarias

Para un correcto análisis de falla tener presente los protocolos establecidos de acuerdo a norma, para cuyo caso se tomará como base las corrientes de cortocircuito para lo cual es importante tener conocimiento de lo siguiente:

Corriente de cortocircuito máxima y mínima momentánea (primer ciclo).

Corriente de cortocircuito máxima y mínima (5 ciclos a 2 s).

Corriente de falla a tierra máxima y mínima.

2.6 Coordinación de los intervalos de tiempo.

Al graficar las curvas obtenidas en la coordinación de protección deben mantener un **lapso de tiempo** entre las curvas de los diferentes equipos de protección como también tener orden para asegurar que operen **secuencialmente de manera correcta** en los dispositivos, para **Coordinar el sistema eléctrico**, se tomaran en cuenta los siguientes protocolos: en el momento que necesite una interrupción ordenada con la finalidad minimizar los riesgos de seguridad personal, además de equipos, se puede establecer protocolos de coordinación fundamentado en dos escenarios; la primera coordinar ajustes de protecciones frente a cortocircuitos, usando un indicador de sobrecarga basado en procedimiento de monitoreo.

Se puede decir que la Coordinación (selectiva): consiste en localizar una condición de sobre corriente con la finalidad de circunscribir interrupciones del circuito o del dispositivo afectado, lo que se puede hacer seleccionando los equipos de protección contra sobre corriente y sus ajustes o valores nominales.

Por consiguiente, se puede decir que una adecuada sincronización entre los equipos de protección contra fallas y sobre corrientes, es lo correcto, ya que permite proteger a las personas que interactúan con un sistema eléctrico, y también evitar desconexiones y pérdidas innecesarias de servicio. Estas desconexiones y pedidas del servicio vienen produciéndose el AT07, causando descontentos y perdidas económica, lo que hace presumir que no hay una adecuada coordinación en el sistema de protección de la red eléctrica.

Un estudio de coordinación de protecciones se desarrolla bajo los siguientes principios:

Debe permitir las operaciones “normal” de la red eléctrica. El Sistema de protecciones debe “programarse” de modo que se le permita diferencial entre las condiciones operacionales normales y condiciones de falla de corto circuito.

Debe desconectar un dispositivo con falla lo más rápido posible.

Si la protección primaria, no opera, por alguna causa, la protección de respaldo debe estar programada para operar rápidamente, ya que de esta forma se garantiza la protección de los equipos, aunque la protección primaria no se haya disparado.

Esta forma de operar debe programarse en todos los niveles de protección ubicadas aguas arriba referente a las protecciones primarias, extendiéndose y encontrarse con la acometida, donde los dispositivos de protección o protección-interrupción deben actuar hasta así realizar la desconexión del sistema.

Dicha sincronización en los dispositivos tanto de protección primaria y de protección de respaldo deben impedir que el sistema eléctrico sea afectado.

2.7 Características de las protecciones

Hay diferentes acepciones al referirse a protecciones eléctricas, estas constituyen características propias de la protección; los más notables son: sensibilidad, selectividad, seguridad, coordinación, zonas de protección, relés primarios y de respaldo.

2.8 Sensibilidad

La sensibilidad es la habilidad del sistema eléctrico de identificar una condición anormal, que sobrepasa valores límites en relación con lo que se consideran operacionalmente normal para el sistema. Se tiene como lógico que las protecciones eléctricas tengan la sensibilidad adecuada que permita detectar condiciones anormales, pero al mismo tiempo no debe ser tan sensibles que bajos condiciones normales se interrumpa el servicio de la red eléctrica (Kinderman, T. 2010.pág. 6 y 9)

Se encuentra referida al mínimo número de actuantes que se ajustan al relé a fin de determinar una situación irregular. (ISA, Julio del 2000, pág. 31)

La sensibilidad de un sistema es importante para que este pueda desempeñar sus misiones. En situaciones como: la detección de perturbaciones invariables o temporales mediante el recoser propio de la subestación o el interruptor potencial, logrando la prevención la incineración de fusibles colocados en lugares lejanos a causa de perturbaciones temporales que presentan.

No obstante, si el circuito de alimentación central es cargado y de gran longitud, de manera que necesita punto elevado de disparo destinado al interruptor potencial perteneciente a la subestación. Se percibirá sensibilidad insuficiente para estos puntos alejados; además, la instalación de un recloser o reclosers en la parte troncal será de vital importancia a fin de cubrir la

función del alimentador. Consiguientemente, las áreas a proteger tienen que ser nuevamente establecidas.

2.9 Selectividad

En lo que respecta a la selectividad, este está referido al diseño estratégico en los cuales las protecciones más adyacentes a una falla operarán para remover los componentes afectados para despejarla., lo que hace necesario el ajuste de los equipos de protecciones, para lograr la selectividad necesaria que permita cortar exclusivamente los componentes con fallas. Para este fin se determinan zonas de protección, que son espacios del sistema donde, en la que una falla, su sensibilidad respecto a dicha falla será mayor. Comprende la acción de aclarar las perturbaciones mediante los relés contiguos a este, impidiendo que otros sectores del sistema o los demás circuitos salgan. (ISA, Julio del 2000, pág. 30)

La selectividad en un sistema debe ser coordinada, de tal modo que el mecanismo de protección de mayor aproximación a una perturbación inalterable tenga que desbrozarla. Cuando dos mecanismos de protección o más están en serie, únicamente el mecanismo más próximo a la perturbación tiene el deber de operar en una perturbación invariable. (ISA, Julio del 2000)

2.10 Estructura de un Sistema de Protección.

Las funciones ejecutadas por los sistemas de protección son fundamentales, razón por la cual es recomendable suminístrale de una estructura la cual impida que un evento de falla en los equipos de protección desproteja al SEP y provoque interrupciones y caídas de suministro.

Un análisis técnico aconsejaría cubrir mediante equipos de respaldo el posible fallo de los equipos de protección principales. Sin embargo, en casos como el de la protección de líneas aéreas que soportan estadísticamente alrededor del 90 % de las fallas que ocurren en un SEP, el establecimiento de sistemas de respaldo resulta imprescindible. Por esta razón, el sistema de protección de la red se estructura en base a protecciones primarias y Protecciones de respaldo. (Ramirez Alanis, 2005)

2.10.1 Protecciones Primarias.

“Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla” (Ramirez Alanis, 2005).

Con el fin de optimizar sus prestaciones, el SEP se divide en zonas de protección primaria definidas en torno a cada elemento importante. Cada zona se traslapa con sus adyacentes

con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. El traslape entre dos zonas se establece alrededor del interruptor común a ambas que sirve de separación entre los dos elementos contiguos correspondientes. (Ramirez Alanis, 2005)

Cuando se produce una falla en el interior de una zona las protecciones primarias correspondientes deben disparar los interruptores pertenecientes a la misma, pero solamente éstos y ninguno más debe ser disparado para despejar la falla. Únicamente en el caso, poco probable pero posible, de que la falla se produzca en la zona traslapada, la actuación de las protecciones primarias puede llevar a desconectar un área más amplia que la estrictamente necesaria para aislar la falla. (Ramirez Alanis, 2005)

2.10.2 Protecciones de Respaldo.

Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre si las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, entre otros, en uno y otro tipo de protección. (Ramirez Alanis, 2005)

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores. Se denomina protección de respaldo local a aquella que se ubica en la misma subestación que la protección primaria correspondiente. (Ramirez Alanis, 2005)

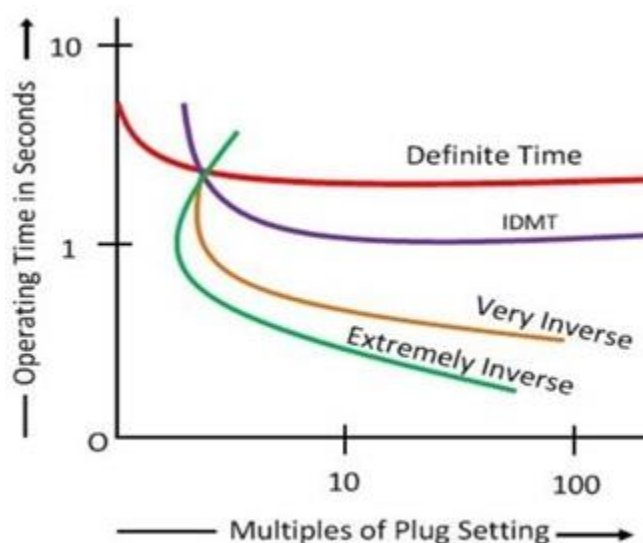
Finalmente, es necesario señalar que una misma protección puede desempeñar funciones de protección primaria para un determinado elemento y, al mismo tiempo, funciones de protección de respaldo para otro elemento. Asimismo, cuando las protecciones primarias se encuentran fuera de servicio debido a tareas de reparación o mantenimiento, las protecciones de respaldo correspondientes se convierten en protección primaria frente a las fallas que puedan producirse. (Ramirez Alanis, 2005).

2.11 Seguridad.

“Es el nivel de certidumbre de que conjunto de relés iniciara a operar correctamente sin presencia de perturbaciones, en otras palabras, sin la aparición de disparos equivocados” (ISA, Julio del 2000, pág. 30).

Figura 5

Tipos de curvas para relés de sobre corriente



La seguridad del sistema se evidencia ante operaciones engañosas, de tal modo que vuelva a energizar al circuito en el momento de obtener una carga adecuada, armónica, de carga fría y demás condiciones o transitoria estable que no dañen los elementos o a los seres vivos.

Fuente. Tomada Labein T. (2007). Guía Básica de la Generación Distribuida.

Entre tanto los sistemas de protección de respaldo son relés que se ubican fuera del sector de protección primario, pero ubicándose en una zona adyacente a ella. Las cuales se ajustan para reaccionar ante eventos de falla o corto circuito dentro del sector de protección primaria. Razón por la cual se refiere que los ajustes coordinación de protección correctamente cuando el funcionamiento es preciso tanto del sistema de protección primaria y a su vez el sistema de respaldo, por la que se habla de una operación selectiva.

La curva para un relé de sobre corriente temporizado se representa mediante la ecuación

$$T_{op} = TDS * K / (I_f / I_{pickup})^{\alpha - 1}$$

Para lo cual

TDS: Time Dial Setting,

I_f : corriente de falla,

I_{pickUp} : corriente de inicio de operación

K y α : constantes que se ajustan para obtener curvas.

En la tab. 7 observamos valores de K y α de acuerdo a los estándares IEC 60255 para diferentes curvas. (Grid, 2011, pág. 114)

Tabla 8

Valores Para Curvas de Relé de Sobre Corriente

Tipo de curva	K	α
Estándar Inverso	0,14	0.02
Muy Inverso	13,45	1
Extremadamente Inverso	80.00	2
Tiempo Inverso largo	120.00	1

Fuente. Tomado de Norma IEC 60255

En la Tabla 7 se muestran la cantidad correspondiente a una curva de relé para sobre corriente de acuerdo a tipo de curva K α si es inversa estándar 0,14 y 0.02 Very Inverse 13,5 y 1 si es Extremely Inverse 80 y 2 Long Time Inverse 120 y 1, respectivamente

La propiedad de tiempo inverso en los relés de sobre corriente lo convierte en muy adecuado para redes de distribución. Ya que en las redes de distribución la corriente de falla está supeditada fundamentalmente a la parte donde se localiza la falla y muy rara vez es afectada por modificaciones en la generación o en la red de transmisión de AT (Grid, 2011, pág. 259)

Otro aspecto de importancia consiste en que se puede incorporar en sistemas de protecciones de sobre corriente direccionales, los cuales se activan en base a la corriente que fluye en una dirección específica por el relé. Además, a pesar de que los coeficientes mostrados con anterioridad determinaran el modelo de la curva, existen 2 ajustes que tienen efecto sobre el relé y su curva de sobre corriente, la corriente de Pick up (IP pickup), como el TDS. Realizando los ajustes necesarios del IP pickup el relé tendrá una sensibilidad precisa para localizar diferentes fallas que se puedan presentar, pero tampoco será suficiente para una operación con carga máxima esperada. resumiendo, los ajustes de TDS confía en lograr selectividad del relé en comparación a los otros relés que se encuentren próximos (Grid, 2011, pág. 269)

Razón por la cual, debe llevarse una nueva evaluación de coordinación de protección, en el momento que esos cambios produzcan variaciones de corriente de cortocircuito, ya se deba a la existencia de una topología nueva en la red o carga en el sistema. Para conseguir una buena coordinación de protecciones, las protecciones primarias y de respaldo deben trabajar en conjunto.

La protección primaria se ajusta para que reaccione inmediatamente y buscar que solo una pequeña parte del sistema sea desconectada ante la presencia de una falla. Así mismo los sistemas de protección de respaldo entraran en funcionamiento siempre y cuando los sistemas primarios de protección no reacciones ante los eventos de fallas.

Motivo por el cual, se realizan ajustes para una operación con un tiempo de retardo entre las protecciones primarias y de respaldo. Esto quiere decir que los sistemas de protección primarias poseen un margen de tiempo adecuado para que reaccione ante falla antes que se dispare el sistema de respaldo. Es fundamental que inicia su operación el sistema de protección primaria, antes que el sistema de respaldo, debido a que si sucediera el caso inverso ocasionaría que gran parte de la red eléctrica se desconecte. Sin embargo, en la realidad existe un trade-off, y la selectividad en el momento de la actuación de la coordinación de protección.

2.12 Calidad de Suministro

Para el correcto análisis de la coordinación de protecciones en el presente estudio se hace uso de normas peruanas, “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)” principalmente en los temas relacionados a la calidad del suministro eléctrico, donde se analizan los siguientes aspectos: el suministro, alumbrado público, calidad del producto y servicio comercial.

Para la aplicación en este trabajo de investigación, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), menciona que: “la calidad del suministro se relaciona directamente con el servicio eléctrico ininterrumpido a los usuarios, en otras palabras, acorde a los cortes del suministro”. (MINEM, Resolución Directoral N° 020-97-EM).

La discontinuidad del servicio de electricidad comprende la ausencia de este en cualquier punto en el que debía hacerse la entrega. Esta falta de suministro es causada por diversos aspectos, entre ellos, por el mantenimiento de la maquinaria, ampliaciones o maniobras que son parte de las instalaciones suministradoras de electricidad, por fallas en su funcionamiento de manera aleatoria, y están incluidas las cuales fueron programadas con la debida anticipación.

2.13 Tiempo de duración de interrupciones eléctricas

Según la normativa presente, los cortes de servicio inferiores a 3 minutos u otras situaciones importantes vinculadas al corte que cuenten con la comprobación y calificación por parte del alto mando de la entidad no son considerados como interrupciones del suministro totales. En la tabla 2 se puede observar, que solo 4 interrupciones estuvieron en el rango de menor a 3

minutos de duración de las 22 interrupciones determinadas en las mismas, lo que constituye el 18,18 % del total interrupciones, el 81,82% deben ser consideradas interrupciones del servicio

2.13.1 Número de interrupciones

La calidad del suministro puede ser evaluado bajo aspectos que cuantifican la cantidad de discontinuidades en el servicio de electricidad, cuanto duran estas y el servicio que no fue brindado gracias a la presente situación.

Una interrupción en el servicio es toda aquella ausencia del suministro de electricidad en un usuario incluyendo, por lo tanto, las cuales fueron debidamente programadas. En lo que respecta al número de interrupciones en el lapso considerado en la tabla No 2, hubo un total de 22 interrupciones de las cuales 18 pueden ser consideradas interrupciones. Las otras 4 no por el tiempo de duración, según la normativa presente.

2.13.2 Otros indicadores de calidad de suministro

2.13.2.1 Indicadores de calidad de suministro

La evaluación de la calidad de suministro tomando en cuenta los indicadores la realizamos tomando en cuenta dos criterios: el primer criterio viene a ser de acuerdo a los usuarios afectados de acuerdo a la normatividad NTCSE Y NTCSE, y el segundo indicador esta dado por el sistema eléctrico afectado, sustentada de acuerdo a la resolución de OSINERG N° 074-2004-OS/CD.

2.13.2.2 Valores Límites e Indicadores

La Tabla 8, presenta datos que representan los valores limite, además de los indicadores de calidad de suministro, las cuales son determinados por el número de usuarios afectados, tomando en cuenta siempre las tolerancias respectivas de cada indicador por cada sector típico.

Tabla 9**Valores Límites, Indicadores y Tolerancia**

Sector	Límites	Indicadores	Tolerancia
2	Por cliente afectado (NTCSE)	N: número de interrupciones por cliente semestralmente. D: Duración de las interrupciones por usuario semestralmente.	8 /semes. 13 hs/semes.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: promedio de las interrupciones del sistema eléctrico por cliente. SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por cliente semestralmente	5 /año 9 hs/año
3	Por cliente afectado (NTCSE)	N: número de interrupciones por cliente semestralmente. D: Duración promedio de las interrupciones por cliente semestralmente	8 /semes. 13 hs/semes.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: promedio de las interrupciones del sistema eléctrico por clientes SAIDI: Duración promedio de las interrupciones del sistema eléctrico por cliente	7/año 12 hs/año
4, 5 y SER	Por cliente afectado (NTCSER)	NIC: N° de interrupciones promedio por cliente y por semestre. DIC: Duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente por semestre	10 /semes. 25 y 40 hs/semes.
	Por sistema eléctrico	SAIFI: promedio de las interrupciones del sistema eléctrico por clientes SAIDI: Duración promedio de las interrupciones del sistema eléctrico por cliente	12 y 24/ año 16 y 40 hs/año

Fuente. Tomado de SINERGMIN.

En el presente estudio se valúa netamente a los ATM con generación distribuida, para ver su comportamiento frente a eventos de fallas, además para la evaluación de los indicadores de calidad tomamos en cuenta los indicadores de calidad por sistema eléctrico.

2.13.3 Criterios para la Evaluación de los Indicadores

ELSE como empresa concesionaria tiene la obligación de comunicar los indicadores SAIFI (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario) y SAIDI (Duración Media de Interrupción por Usuario) por cada uno de los sistemas de energía eléctrica y el total de la concesión aplicando las fórmulas detalladas anteriormente. (SAIFI Y SAIDI)

Para nuestro caso de estudio la evaluación será por sistema eléctrico, quiere decir sistemas de media tensión con generación distribuida. Motivo por el cual los criterios de evaluación están asociados a los alimentadores de MT y las redes de MT. Por ende los registros de interrupciones a considerar en el estudio serán aquellas que están asociadas a este tipo de sistema.

Se considera solo los siguientes:

Tabla 10*Tipo de Instalación que Salió*

Código	Descripción
2	Alimentador MT
3	Sección Alimentador

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 11*Tipo de Instalación donde se Originó la Interrupción*

Código	Descripción
3	Alimentador MT
4	Sección Alimentador
5	SED MT/BT

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 12*Naturaleza de la Interrupción*

Código	Descripción
PM	Programado, Mantenimiento
PE	Programado, Expansión o reforzamiento
NF	No programado, Falla
NO	No programado, Operación
NT	No programado, acción de Terceros
NC	No programado, Fenómenos naturales

Fuente. Elaboración Propia

Asimismo, a fin de calcular el SAIDI MT y SAIFI MT, para evaluar la Performance de la Operación se toma en cuenta la sumatoria de los indicadores del año adquiridos es un mes para todo sistema de energía eléctrica

En lo correspondiente al SAIFI MT, Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema, y el SAIDI MT estos se pueden calcular mediante la siguiente ecuación:

Matemáticamente el SAIFI está dado por la ecuación:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{CLIENTES INTERRUMPIDOS}}{\text{TOTAL DE CLIENTES SERVIDOS}} = \frac{\sum Ni}{Nt}$$

Donde:

N_i = cantidad de clientes afectados por la interrupción.

N_t = cantidad de clientes totales servidos por la empresa

SAIDI: Este indicador de confiabilidad refleja la duración total de las interrupciones para el promedio de clientes en un periodo determinado y es medido en horas de interrupción.

Matemáticamente el SAIDI se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$SAIDI = \frac{\sum DURACION DE INTERRUPCIONES DE LOS CLIENTES TOTAL DE CLIENTES SERVIDOS}{N_t} = \frac{\sum r_i N_i}{N_t}$$

Siendo

r_i = duración de la interrupción.

N_i = cantidad de clientes afectados por la interrupción.

N_t = cantidad de clientes totales servidos por la empresa

Fallas en Sistemas Eléctricos

La palabra “**falla**” se refiere a alguna variación no planeada en las componentes que posea un sistema de energía eléctrica de potencia, de la misma manera, perturbación es otro de sus nombres. (Ramírez, 2003, Pág. 66)

Otros autores denominan “**Cortocircuito**” a las fallas en las redes y definen del siguiente modo: sucede cuando dos o más puntos de una red de electricidad que en situaciones previstas funcionan a diferente potencial, tienden a contactarse mediante una diminuta o ausente impedancia. Generalmente, son producidas por fallas de aislamiento, puede ocurrir por múltiples motivos entre los cuales están: sobretensiones (originadas interna y externamente), diferentes efectos de origen mecánico como desplazamientos, deformaciones, roturas, entre otros y por la pérdida de las propiedades aislantes del medio (contaminación, envejecimiento, calentamiento, entre otros. (Gómez, 2002, Pág. 463)

2.14 Fallas del Sistema por Sobretensiones

2.14.1 Sobretensiones

Las sobretensiones son incrementos temporales y significativos del voltaje en un circuito eléctrico, que pueden causar averías eléctricas en diversos dispositivos. Son un fenómeno eléctrico que puede pasar desapercibido, pero tiene el potencial de causar graves daños a los sistemas eléctricos, existen dos tipos de sobretensiones transitorias y las permanentes, sus causas pueden ser diferentes factores, rayos, problemas en la red eléctrica, y cambios repentinos en la demanda de energía.

2.14.2 Sobretensiones permanentes

Son picos de voltaje no tan alto con una duración de varios segundos o incluso minutos, se originan por problemas en la red de suministro eléctrico, que tienen una configuración inadecuada en los transformadores de la red o fallas en el sistema, esto puede generar sobrecalentamiento y daños a equipos y el sistema eléctrico

2.14.3 Sobretensiones transitorias

Las sobretensiones transitorias son el incremento súbito de voltaje, de un periodo muy corto, la cual es mediada entre el conductor y tierra o también entre 2 conductores, esta puede ser provocada por descargas de rayos, también se puede producir por averías en las redes (cortocircuitos) como también por los procesos de conmutación. son picos de voltaje de corta duración, típicamente milisegundos, Pueden tener niveles de voltaje muy altos y son suficientes para dañar o destruir equipos y sistemas eléctricos.

Un sistema de energía eléctrica que tenga buen diseño eventualmente sufre cortocircuitos resultando en corrientes inusualmente altas y existen dispositivos de protección tales como el relés que tiene como deber detectar y dar órdenes a los interruptores involucrados a fin de aislar dichas perturbaciones en el punto correspondiente acompañado de seguridad con el objetivo de lograr una disminución del deterioro de las líneas causada por las altas corrientes que transitan en los circuitos y equipos (Gómez, 2002, pág. 506)

2.14.4 Causas de Fallas en Redes de Energía Eléctrica

(Kinderman, 2010) Pueden ocasionarse perturbaciones en cualquier punto del sistema de energía eléctrica, ya que las circunstancias de aparición son variadas y no pueden ser predichas.

Las perturbaciones pueden presentarse por:

Problemas de Aislamiento.

En los conductores que posee el sistema, las tensiones suelen ser altas es por eso que, es posible que ocurran rupturas de los cables o a tierra debido a causas como:

Obsolescencia del propio material

Material utilizado (no es de buena calidad o es inapropiado) en fabricación

Dificultades en la fabricación

Las estructuras, aisladores, aislamiento propio de los equipos presentan diseño inapropiado.

Problemas Mecánicos.

Problemas que surgen por el medio ambiente y traen consecuencias de origen mecánico en el sistema de electricidad:

Arbustos y árboles

Contaminación

Nieve

Viento, entre otros.

Problemas Eléctricos.

Comprenden los problemas ocasionados propiamente por la naturaleza o provocados por el funcionamiento del sistema.

Tensión alta del Sistemas

Maniobras de apertura o cierre (impulsos)

Descargas originadas por la atmosfera indirectas o directas

Problemas de Naturaleza Térmica.

Ocasionados por las altas temperaturas donde los equipos y cables del sistema se encuentran sometidos, asimismo, dañan el aislamiento, disminuyen su tiempo de uso y son producidos por:

Cortocircuitos

Inestabilidad en la red

Sobretensión de la energía en el sistema

Sobretensiones originadas por la sobrecarga en el sistema

Problemas de Mantenimiento.

Cortar árboles

Adquisición de material sin un control de la calidad adecuado

Fragmentos de reposición inapropiadas

Personal sin capacitación ni entrenamiento

Inapropiadas inspecciones a la red

Los equipos y piezas son sustituidos inapropiadamente

Problemas de Otra Naturaleza

Eventualidades de diversa naturaleza

Acciones del terrorismo

Incendios
 Derrumbes
 Conspiraciones
 Acciones de violencia y vandalismo
 Desbordamiento de aguas

2.14.5 Ocurrencia de Fallas

En la tabla 12, se observa las diferentes perturbaciones propias en cada sector en todo el sistema eléctrico en estudio, los sectores en análisis están representadas por los centros de generación, líneas de transmisión y sub estaciones.

Tabla 13

Taza de Ocurrencia de Falla en un Sistema Eléctrico

Sistema Eléctrico	Ocurrencia de Fallas
Generación	6 %
Líneas de transmisión	88 %
Sub estación	6 %

Fuente. Protección de sistemas eléctricos de potencia de Geraldo Kinderman

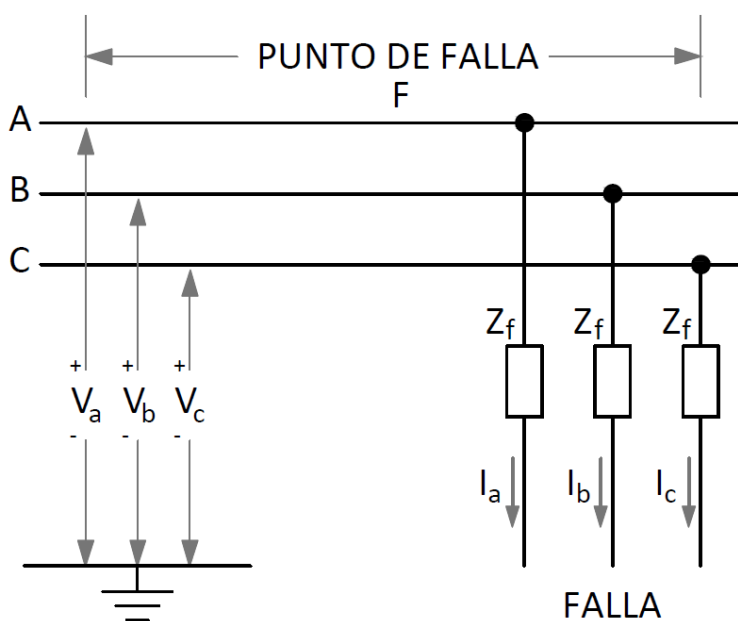
De acuerdo a lo observado se tiene la conclusión que el sector con mayor vulnerabilidad a ocurrencias de fallas viene a ser las líneas de transmisión. Esto debido a su naturaleza, además que su recorrido es grandes distancias, además de recorrer territorios con climas distintas.

2.14.6 Tipificación de Fallas

Para categorizar las fallas en sistemas eléctricos, podemos guiarnos de bibliografías especializadas en el tema de protección de sistemas eléctricos. Aunque, una tipificación más apropiada está dada por: Paul M. Anderson en su libro *Analysis of Faulted Power Systems*. Dicho autor distingue 3 distintas fallas: serie, shunt y fallas simultaneas. Para nuestra investigación solo necesitaremos conocimiento de las fallas shunt pues son eventos de mayor ocurrencia en el sistema eléctrico.

Las perturbaciones en derivación llamadas también como fallas shunt, son aquellas perturbaciones que aparecen con mayor frecuencia. Están relacionadas a los conductores que posee un sistema de electricidad, en otras palabras, el cortocircuito presente entre conductor o conductores a tierra (Anderson, 1995). Estas perturbaciones se caracterizan principalmente por el desplome de tensión y el aumento de corriente que padece.

Figura 6

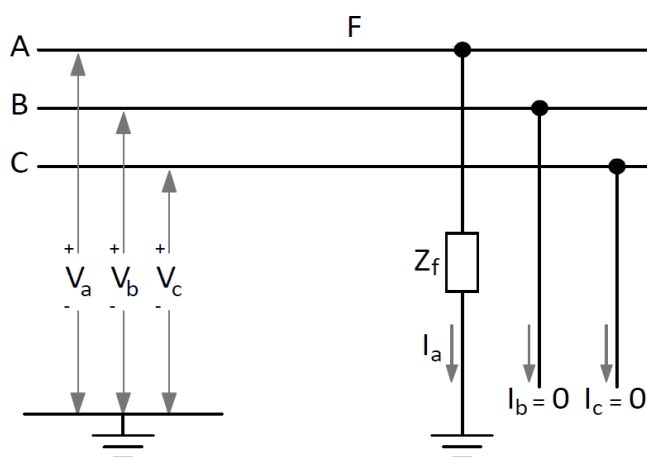
Diagrama del Circuito del Punto de Falla

Fuente. Tomado de Paul M. Anderson 1995 "Analysis of Faulted of Power Systems"

Falla monofásica (1ϕ). Fase – tierra. Falla por influencia de otra AT

Mediante una impedancia Z_f los segmentos hipotéticos se conectan para una perturbación monofásica a tierra desde la fase A tal como se muestra en la figura a continuación:

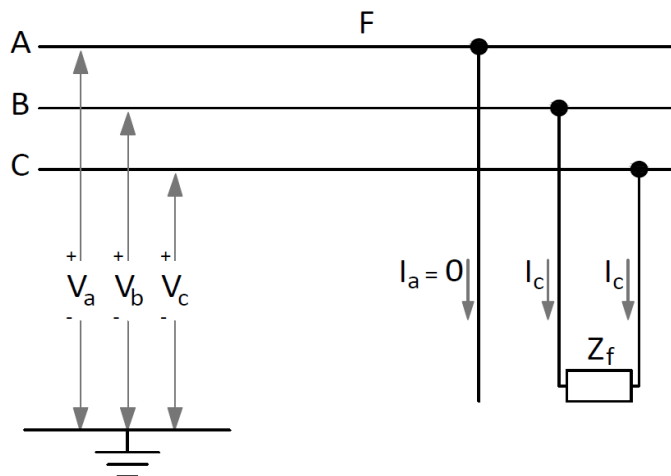
Figura 7

Diagrama de Falla Monofásica

Fuente. Tomado de Paul M. Anderson 1995 "Analysis of Faulted of Power Systems"

Falla bifásica (2ϕ). Fase – fase.

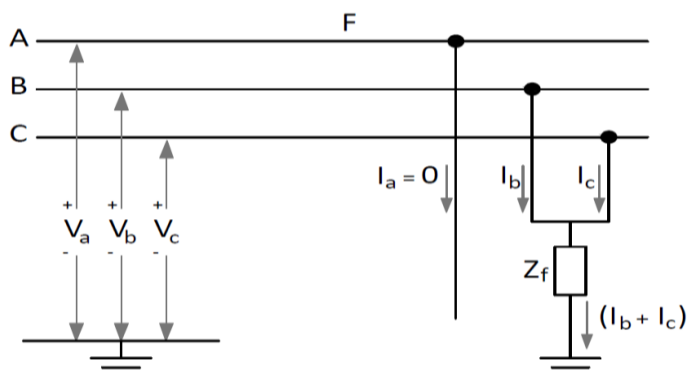
Una falla 2ϕ está representado por los eventos presentados de fase - fase (B y C) unidos mediante una impedancia Z_f , interconectando los segmentos de las líneas en perturbación, que puede ser observado en la siguiente figura 8.

Figura 8**Diagrama de Falla Bifásica**

fuelle. Tomado de Paul M. Anderson 1995 “Analysis of Faulted of Power Systems”

Falla bifásica a tierra. Dos fases – tierra.

En este tipo de fallas se origina por una perturbación de fase - fase a tierra (líneas B y C) por medio de la impedancia Z_f , interconectando los segmentos de las líneas en perturbación, la cual se puede observar en la figura 9

Figura 9**Diagrama de Conexión de una Falla Bifásica a Tierra**

Fuente. Tomado de Paul M. Anderson 1995 “Analysis of Faulted of Power Systems”

Falla trifásica (3φ).

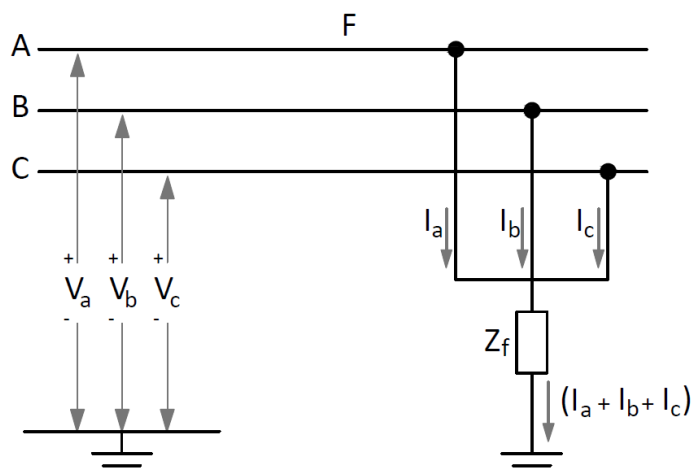
El estudio de este tipo de fallas viene a ser de importancia por diferentes motivos, uno de las razones viene a ser que es un tipo de falla severa por la que se hace necesario la revisión minuciosa que los disyuntores tengan una adecuada capacidad de interrupción.

Otra de las razones es que son fallas que se pueden determinar analíticamente de forma más sencilla, por consiguiente, se pueden calcular. En ciertos casos cuando la información de los eventos es deficiente. La tercera razón vendría a ser que a menudo son asumidas diferentes tipos de falla, la que sino son solucionadas con prontitud se ejecutarán como fallas trifásicas, por lo consiguiente estos tipos de fallas deben de calcularse en adición con las demás fallas.

Una falla 3 ϕ Se puede representar como línea trifásica a tierra conectándose mediante Z_f (impedancia) como se muestra en la fig:

Figura 10

Diagrama de una Falla Trifásica



Fuente. "Analysis of Faulted of Power Systems" - Paul anderson 1995

2.14.7 Ocurrencia De Tipos De Falla

De acuerdo a los resultados de la investigación y consulta bibliográfica las fallas más frecuentes vienen a ser las monofásicas, la falla bifásica ocupa el segundo lugar de mayor ocurrencia, y caso contrario las fallas trifásicas son de menor ocurrencia. En la tabla 13 se observa los niveles de ocurrencia de falla:

Tabla 14

Promedio de Fallas de acuerdo al Tipo (1 ϕ , 2 ϕ ó 3 ϕ)

Tipo de Falla	%
Trifásico	5
Bifásico a tierra	10
Bifásico	15
Monofásico	70

Fuente. Tomado de Westinhouse Electri Corporation 1964

2.15 Categoría de Fallas

2.15.1 Fallas permanentes

Perturbaciones que se mantienen pese a la velocidad de desenergización del circuito o la cantidad de ocasiones de desenergización del circuito (recierre). Se presenta en casos como: las perturbaciones inalterables originadas por arcos entre fases, ramificaciones de árboles encima de la línea, ruptura de conductores que ocasionan roce entre dos o más conductores desprotegidos,

entre otros. Las perturbaciones que se presentan en sistemas debajo de la tierra son permanentes puesto que la pérdida de la conexión, pese a la velocidad con la que se desenergiza, no hará posible la restauración del aislamiento del equipo perturbado (transformadores, cable, equipo de interrupción, entre otros) al nivel tolerable para volver a aplicar 60Hz que constituye el voltaje normal, las rupturas de origen mecánico y el aumento de voltaje causan perturbaciones en el aislamiento que tiene el cable. (Ramírez, 2003, pág. 67).

2.15.2 Fallas Transitorias.

Comprenden perturbaciones que tienen la posibilidad de ser desembrolladas para evitar daños importantes, o a raíz de equipos que desembrollen perturbaciones por sí mismos que actúan con rapidez antes de la ocurrencia de daños. Se presentan en casos como: contactos fugaces, fluctuación de conductores y arcos en el área de los aisladores empezados a causa de descargas de la atmósfera. Las perturbaciones en líneas aéreas son temporales en su mayoría, no obstante, es posible que se vuelvan permanentes de no despejarlas en la brevedad posible, o debido a que se despejen por sí mismas, o a la actuación del sistema de protección para corrientes elevadas. (Ramírez, 2003, pág. 67).

2.15.3 Fallas Semipermanentes

Este tipo de falla en muchos casos y por diferentes autores no son consideradas, por el contrario, eventualmente se presentan en las redes eléctricas. Toma esa denominación por que la causa del evento no se soluciona solo con la inmediata desconexión del sistema. Un ejemplo tenemos la caída de una rama sobre las líneas la cual provocaría una falla semipermanente, pero estas podrían ser retiradas o quemadas esta acción podría tomar tiempo lo que provocaría una actuación retardada del sistema.

De acuerdo a las investigaciones realizadas se tienen resultados que la mayoría de los casos las fallas que se presentan son de naturaleza transitoria representando el 80% y 90%, mientras que solo el 10% a 20% son fallas permanentes o semipermanentes. (Grid, 2011, pág. 14)

2.16 Protección de Sistemas de Distribución

los Sistemas de Protección son aquellas donde se combinan una serie de dispositivos de protección creados para garantizar la pérdida de la conexión de elementos del sistema eléctrico, para notificar este tipo de situaciones o las dos juntas en estados irregulares o previamente determinados. (Grid, 2011, pág. 2-3)

Se define al Sistema de distribución aquel que está compuesto por un alimentador principal de tres fases (troncal) en la subestación que cuente con la protección de un interruptor de restauración o de potencia comprendido por tres polos, circuitos laterales de una o tres fases enlazados mediante fusibles o seccionadores al alimentador más importante. Para este proceso se hace uso de hojas ejecutadas remota o manualmente a fin de cortar y realizar conexiones con alimentadores cercanos en caso de emergencia.

El sistema de protección de alimentadores actúa desconectando el circuito perturbado, sin depender de la ubicación exacta de la perturbación, con el objetivo de obstruir la propagación de dicha perturbación y acortar la duración de equipos comprometidos de manera más directa.

2.16.1 Objetivos del Sistema de Protección de Alimentadores de Media Tensión Con Generación Distribuida del Sistema Eléctrico

Generalmente, un sistema de protección tiene los objetivos enumerados a continuación:

Identificar condiciones de perturbación observado de manera continua los elementos del sistema eléctrico (I, V, P, f, Z: Corriente, tensión, potencia, frecuencia, impedancia; respectivamente). (Ramírez, 2003, pag.65)

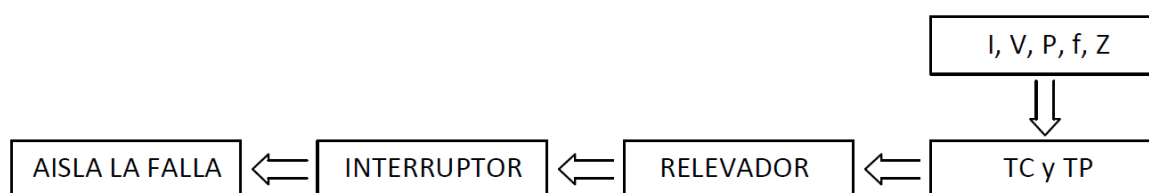
Brindar protección efectiva a la maquinaria y al factor humano

Proteger sin interrupciones el sistema de electricidad, contando con observancia las 24 horas del día.

Disminuir la aparición de perturbaciones con relación a equipos y líneas.

Figura 11

Señal de Falla y los Equipos que Intervienen



Fuente: Elaboración tomando el texto de Samuel Ramírez C. 2003.

2.16.2 Equipos de Protección en Redes de Distribución

La subestación de transformación AT/MT es el lugar de inicio de las redes distribuidoras, razón por la cual todo el equipamiento del sistema de protección principal estará ubicado en la misma S.E., las líneas se conectarán con las barras mediante un interruptor. El equipo de protección tendrá características y disposiciones específicas. Cabe recordar que durante el trayecto de los

alimentadores de MT poseen sus propios sistemas de protección distribuidos en puntos diferentes de su recorrido.

Interruptores

Mecanismo de cierre o abertura que tiene la capacidad de tolerar corrientes de operación elevadas como corrientes normales en el transcurso de un periodo determinado, a causa perturbaciones presentes en un sistema. Es posible abrir o cerrar manual o automáticamente a través de relevadores. Teniendo en cuenta que sean capaces de tolerar mayores corrientes continuamente e interrumpir la corriente. Para operar automáticamente, se hacen uso de los relevadores que se encargan de registrar las circunstancias irregulares ya sean corrientes perturbadas o aumento de la carga ejecutando órdenes al interruptor para que se abra. Estas órdenes son remitidas al interruptor de modo hidráulico, eléctrico, neumático o mecánico. (Ramírez, 2003 Pág. 484).

Recloser o restauradores.

Es un dispositivo que localiza una situación de corriente alta, corta el flujo, pasado un momento específico vuelve a cerrar los contactos, dotando de energía al circuito que está siendo protegido. De seguir existiendo la perturbación, el proceso de cerrar y abrir del recloser es repetido máximo 4 veces. Pasada la última vez, el proceso de abertura permanece rotundamente abierto (Lockout).

Las acciones de cierre y abertura serán explicadas posteriormente (incluyendo dos tipos de procesos, rápidas y tardías respectivamente que facilita la coordinación del recloser junto a otros mecanismos de protección).

Si se trata de una perturbación no permanente que es eliminada luego de las 3 primeras operaciones de abertura, y además el restaurador ya se encuentra calibrado a fin de ejecutar la cuarta abertura, el restaurador vuelve a la postura inicial y está preparado para realizar otro proceso de cierre-abertura, no obstante, si se trata de una perturbación invariable que se somete a todos los ciclos de cierre-abertura hasta conseguir abrirlo, por lo cual es imperativo ejecutar la maniobra de cierre de manera manual (posterior a reparada la perturbación) a fin de restituir la energía del sector de línea protegida. Los reclosers recientes poseen cierre y apertura de tres polos que puede ser controlado electrónicamente y con hexafloruro de azufre, vacío e interrupción en aceite. (Ramírez, 2003, pág.497).

2.17. Protección de Redes Contra Sobre corriente

2.17.1 Protección de Sobre corriente no Direccional (50, 51, 50N, 51N)

Son de fácil operación comparadas a las que existen. Operan de acuerdo a las altas corrientes, radica en el contraste realizado entre la cantidad de intensidad que se usa en la protección y una cantidad referencial. Esta última cantidad es determinada de acuerdo a condiciones aparecidas en el punto de instalación del dispositivo electromagnético, motivo por el cual necesita volver a ser ajustado en armonía con los cambios de la configuración del sistema. Si la intensidad principal es mayor a la intensidad referencial, la protección entra en marcha. Es por eso que dichas protecciones solo se usan en situaciones de intensidad máxima de carga, propias de situaciones estándares del sistema en operación, inferior a la menor intensidad de perturbación.

Para redes de distribución, los equipos de protección de sobre corriente son generalmente relés y fusibles.

El sistema de protección de corriente alta, de acuerdo al tiempo que duran operando, tiene la siguiente clasificación:

Instantáneo (50)

Temporizado (51)

Tiempo Definido (Tiempo fijo)

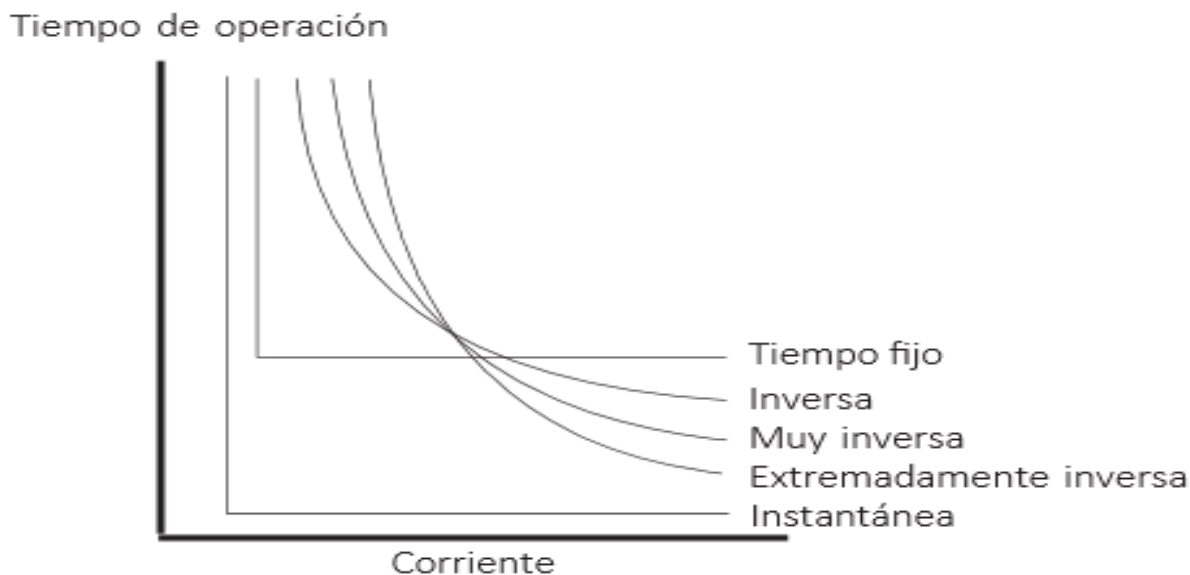
Tiempo Inverso

Inverso de Largo Tiempo

Extremadamente Inverso

Muy Inverso

Normal Inverso

Figura 12***Curvas Características de Protección de Sobre corriente.***

Fuente. Tomado de Antonio Gómez Expósito 2002

Cuando trabajan inmediatamente, en otras palabras, cuando no existe tiempo determinado para retrasar la operación, se conocen como corriente alta instantánea, además se registra a partir de que el valor referencial es superado por la intensidad de entrada.

Una protección de corriente elevada con duración temporizada, es aquella donde se puede ingresar una duración específica a fin de retrasar la operación. En situaciones en las que la duración está separada de la intensidad de entrada se conoce como protección de corriente alta de tiempo determinado.

Las protecciones de duración del retraso es responsabilidad de la intensidad de entrada, se conoce como tiempo inverso. Presentes cuando la intensidad de entrada es superior, disminuye la duración del retraso, por consiguiente, se ve disminuida la duración de operación de la protección.

En la figura 13, es posible observar curvas propias de los diversos modelos de protecciones de corriente alta ya mencionados.

2.17.2 Protección Sobre corriente Direccional

Están conformados por una unidad de corriente alta no direccional (estándar) sumado a otra unidad que tiene la capacidad de encontrar en el sistema partícipe la dirección del flujo potencial en su elemento, la segunda mencionada exige la presencia de una señal referencial a fin de calibrar el punto de la perturbación y consecuentemente encontrar la disponibilidad de operación del relevador. Por lo general, una señal de polarización o referencial es un voltaje, asimismo es posible que sea corriente de apertura.

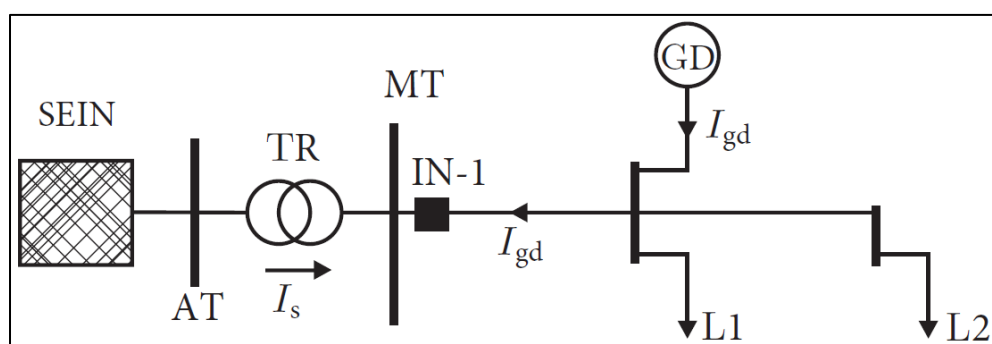
El flujo de corriente es fácilmente entre direcciones dentro de un circuito conformado por CA diferenciado por los relevadores direccionales puesto que está previamente habilitado para esta función, haciendo reconocimiento de las distinciones existentes entre el volumen polarizado y una corriente. La habilidad presente para diferenciar los flujos de corriente entre direcciones está condicionada a la elección de volumen polarizado y el ángulo más elevado del torque.

Este tipo de protección se usa en circunstancias en las cuales es imperativa la protección del sistema ante alguna corriente de perturbación donde es posible que se mueva en las dos direcciones mediante un componente del sistema, asimismo, en situaciones donde proteger una corriente alta de dos direcciones produce pérdida de la conexión de los circuitos sin utilidad. Usualmente, sucede en sistemas que cuenten con múltiples alimentadores y en sistemas enmallados o en anillo.

Los relevadores de corriente alta usados en circunstancias en que la red cuenta con dos Notas de alimentación, es el caso de la GD que puede observarse dentro de la figura 14.

Figura 13

Bidireccionalidad de la Corriente en Redes de Distribución



Fuente. Elaboración propia

2.17.3 Funciones del Sistema de Protección de Sobre corriente

Un sistema de protección tiene como finalidad primordial remover el suministro de la manera más rápida posible ante la presencia de un cortocircuito en alguno de los componentes de un sistema, o si realiza sus operaciones irregularmente. Asimismo, brinda información acerca del tipo de perturbación y su ubicación como otro de sus fines.

Aislar fallas permanentes.

Primeramente, el sistema de protección tiene como función proteger y separar a los segmentos no dañados ante una perturbación invariable de un sistema distribuidor.

De contar con un restaurador o recloser de centro que es usado en alimentadores, su finalidad será el separar el segmento no perturbado ante la aparición de una perturbación

invariable. En estas circunstancias la cantidad de usuarios perjudicados es inmensa, por consiguiente, se está obligado a implementar acciones que conduzcan a la minimización de las perturbaciones en los alimentados de ser invariables.

2.17.4 Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas.

En segundo lugar, otra de sus funciones para proteger de corriente alta, es la de despojar energía lo más pronto posible a las perturbaciones pasajeras a fin de evitar un daño importante que posiblemente ocasione una perturbación invariable. De cumplirse esta función de manera exitosa, los usuarios perciben la ausencia del servicio temporalmente si es que el mecanismo que despoja la energía de la perturbación, pudiendo ser un interruptor de potencia o un recloser (restaurador), lo repara de manera automática a fin de devolver la energía al circuito. No obstante, es imposible anticipar totalmente que las perturbaciones temporales no se conviertan en invariables o sean la Nota de pérdidas del servicio invariables a consecuencia del mínimo lapso temporal solicitado para despojar de energía al circuito con perturbaciones.

Minimizar el tiempo de localización de fallas.

En tercer lugar, se tiene a esta función que entra en acción cuando existes circuitos laterales conectados de manera sólida al alimentador central y no hizo la instalación correspondiente del recloser principal en dicho alimentador, de presentarse una perturbación invariable en el alimentador centra o en alguno de los circuitos laterales forzaría al recloser de la subestación a entrar en operación y posicionarse en “bloqueo” invariable, ocasionando el corte del servicio a los usuarios.

2.18 Prevenir contra daño al equipo.

En cuarto lugar, esta función previene ante perjuicios a la maquinaria no perturbada (transformadores, barras conductoras, cables, entre otros). La curva de daño está presente en cada uno de los factores del sistema distribuidor, de sufrir un aumento, la duración de estos factores será disminuida de manera importante. La combinación de la corriente que la acompaña y la cantidad de tiempo de duración de la perturbación generan dicha curva de daño. Los mecanismos de protección consideran las mencionadas curvas en la coordinación y aplicación ante corrientes altas.

Minimizar la probabilidad de caída de conductores.

En quinto lugar, se encuentra esta función que disminuye posible incineración y caída a tierra del conductor causado por un arqueo en el lugar de perturbación. Determinar valores en

cuanto a la corriente a fin de acortar los daños en dichos conductores en el transcurso de perturbaciones de arco es una tarea de gran dificultad puesto que se hallan diversas circunstancias diferentes afectando este suceso. Incluyendo duración de desbrozo de los mecanismos de protección y su calibre, dirección y velocidad del viento, y valores de corrientes perturbadas.

Minimizar las fallas internas de los equipos.

La sexta función minimiza la posibilidad de la aparición de perturbaciones en máquinas que se encuentran en contacto con agua o similares, como capacitores y transformadores.

Las cantidades enormes de presión, agua, disperso dentro de la maquinaria y fuego son causados por una perturbación disruptiva. La posibilidad de aparición de este tipo de perturbaciones se debe a arcos de gran energía y potencia, se obtuvo este dato previa demostraciones bajo experiencias y evaluaciones, asimismo, podemos disminuir su impacto negativo aplicando correctamente los fusibles que limitan la corriente.

2.18.1 Condiciones a Cumplir del Sistema de Protección de Sobre corriente

En este punto se debe entender el término: Coordinación de protección que comprende el procedimiento para seleccionar las curvas o ajustes propias de mecanismos de protección, de modo que cuando entren en operación sea selectiva y organizadamente, minimizando el tiempo en el que opera y debidamente ordenado a fin de separar de forma adecuada la mínima cantidad del sistema de potencia y disminuir el tiempo de corte de energía al usuario que trajo dicha perturbación. (ISA, Julio del 2000, pág. 13)

La selectividad, seguridad y sensibilidad, funciones específicas que deben ser proporcionadas por los sistemas de protección.

2.19 Criterios Generales de Ajustes y Coordinación de Protección

Instauran las normas que definen una buena coordinación entre los mecanismos mencionados. La importancia radica en las especificaciones de márgenes y rangos de aplicación de los criterios a fin de evitar la obtención de consecuencias negativas. Actualmente, en sistemas distribuidores, coordinar mecanismos se realiza en serie, o en cascada, ya que gran parte de ellos empieza a operar radialmente. En situaciones en las que dos mecanismos de protección o más de ellos se aplican a un sistema, el mecanismo que se encuentra más próximo a la perturbación, con respecto a la Nota alimentadora, es el mecanismo de protección, el que le sigue es conocido como mecanismo protegido o “respaldo”. (Ramírez, 2003, pág.394)

El mecanismo de protección debe contar indispensablemente despejando y operando la corriente alta a fin de evitar que entre a operar el restaurador (al bloqueo) o el fusible se quemé.

2.19.1 Ajustes de Relé Sobre corriente Direccional

Funciones 50/51 y 50N/51N.

La corriente en cada una de las fases es medida constantemente por la protección de la corriente a fin de ubicar las corrientes altas que tengan la posibilidad de ocasionar cortocircuito. La cantidad de tiempo en la que actúa la protección comprende una función del valor propio de la corriente tal como se especifica a continuación. (COES, Julio 2018, pág. 16)

Cuando sucede un evento de falla y los sistemas de protección están calibradas, y estas superan el umbral determinado su operación puede ser instantánea (func. 50) o temporizada (func. 51)

El tiempo de actuación inversa cuya función estará dada por la siguiente expresión:

$$t = TMS \cdot \left[\frac{K}{\left[\frac{I}{I_S} \right]^\alpha} + C \right]$$

Donde:

Ts: Tiempo de actuación del Relé

I: Corriente del Relé

α y K: parámetros define la curva de operación del Relé

t: Corriente de Arranque del Relé

TMS: Constante de ajuste del Relé

C: Constante de ajuste

Los ajustes de un relé son procesos importantes por consiguiente se deben de tener en cuenta los siguientes aspectos:

En situaciones en la que el umbral calibrado sea superado. De este modo, la operación se puede ser temporizada (función 51) o realizada instantáneamente (función 50).

Para la función (51).

El umbral de la corriente de operación del relé. (en la figura es I_P) de acuerdo a la corriente de Arranque del Relé (I_S)

El parámetro ayuda a demarcar la duración de operación de acuerdo a la curva que lo caracteriza (t_p) con relación a la constante de ajuste del Relé (TMS)

Para la función (50).

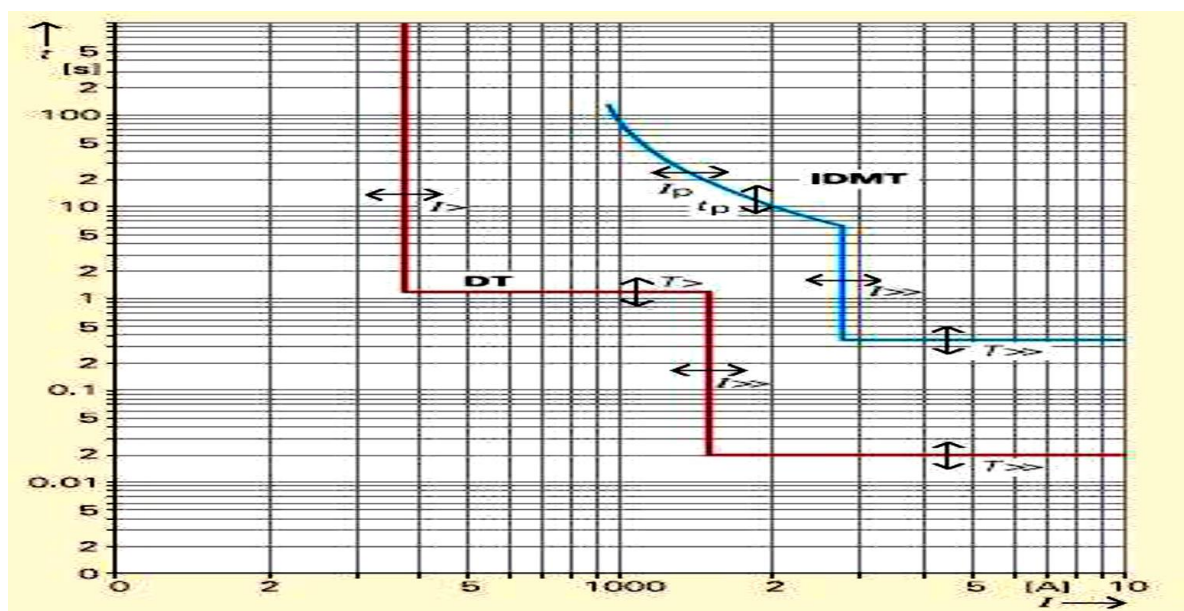
La corriente de arranque del Relé (I_S) siendo el límite de la corriente operativa del relé (tal como se observa en la figura I_{\gg} e $I_{>}$)

Se puede definir el tiempo de acción de resultar conveniente (T_{\gg} y $T_{>}$), incluso tratándose bajo definición de una función fugaz (ANSI 50).

La Figura 18 presenta los ajustes correspondientes al relé de corriente alta de tiempo inverso (51) en combinación con la función instantánea (50) comparado con un relé de corriente alta que posee determinada duración acerca de un par de umbrales operarios (50/51).

Figura 14

Característica de la Operación de los Relés de Sobre corriente y Ajuste



Fuente. Tomado de (COES, Julio 2018, pág. 16)

El tiempo inverso se da conforme a valores de parámetros α y K , que se encuentran relacionados a parámetros propios del relé, de acuerdo a las reglas de IEC y ANSI las cuales dimensionan las curvas en: Extremadamente inverso, muy inverso o normalmente inverso.

Función 67.

Aquí las protecciones de corriente alta direccionales y no direccionales son similares entre sí; no obstante, se tiene la obligación de precisar en qué dirección va el flujo de corriente a fin de que sea adecuadamente protegida. Con motivos de evaluarla numéricamente, el relé debe tener polarización o referencia del procedimiento para calcularla.

Es preferible hacer uso de la tensión puesto que el ángulo permanece de forma constante en el transcurso de una perturbación y normalmente se debe aplicar:

Tensión RS: Corriente fase T

Tensión TR: Corriente fase S:

Tensión ST. Corriente fase R:

Es importante recalcar que el ángulo presente entre las tenciones y corrientes detalladas en de 90° de manera aproximada, de esto modo el valor en cuadratura es considerado a fin de hallarlo. No obstante, el valor está condicionado al vínculo X/R propio del circuito de perturbación, entonces, el ángulo de operación tiene que ser verificado a fin de conseguir el máximo de sensibilidad. (COES, Julio 2018, Pág. 27)

Por consiguiente, el manual de fabricación concerniente al relé debe ser revisado con el objetivo de ajustar el ángulo, puesto que solo algunos de los fabricantes manejan los mismos criterios para realizar el ajuste.

Función 67N.

Las protecciones de corriente alta direccionales y no direccionales son similares entre sí; no obstante, se tiene la obligación de precisar en qué dirección va el flujo de corriente en secuencia negativa o nula a fin de que sea protegida. A fin de efectuar un análisis numérico propio del relé se debe contar con una polarización o referencia para determinarla. La secuencia negativa es mejor para calcular la direccionalidad. En cambio, si se utiliza una tensión de carácter homopolar, este tiene que ser ajustado al ángulo de sensibilidad máximo de acuerdo al sistema puesto a tierra. Estas que se señalan:

Sistema con puesta a tierra mediante resistencia: 0°

Redes de distribución con puesta a tierra de forma directa: -45°

Sistema de transmisión con puesta a tierra de forma directa: -60°

Si se desea realizar un análisis más detallado de perturbación se hace uso de las dos magnitudes correspondientes a la corriente de carácter homopolar y de su tensión, tal que el relé sea de potencia de tipo homopolar. (COES, Julio 2018, Pág. 27)

2.19.2 Recierres en Redes de Distribución

El recierre de un interruptor ocasionado por la apertura o disparo de una línea por una falla, no deberá ser inmediata, primeramente, se tendrá que realizar la verificación que la falla en el sistema haya sido solucionada. En el pasado cuando un interruptor se disparaba por una emergencia o falla y generaba un corte de energía, la red debía ser evaluada minuciosamente antes de ser energizada nuevamente. Dicha práctica en muchos casos retrasaba la reposición del servicio

eléctrico. De acuerdo a los registros obtenidos se tiene la información que 80 a 90 % de los eventos, no son fallas permanentes (GRID, 2011, pág. 14.1).

Tiempo muerto

Para iniciar con el recierre de un interruptor la cual se apertura por la ocurrencia de una falla, se deben de considerar diferentes factores, por ejemplo, el recierre de un interruptor sin considerar un tiempo prudencial se tendrá como resultado negativo en la restauración del servicio. Esto debido a que el recierre inmediato no permitirá que la resistencia del medio dieléctrico se restablezca, es decir que el gas ionizante producido por los arcos eléctricos no tendrá el tiempo suficiente para disiparse. (IEEE, 2002, pág. 8)

Los lapsos de tiempo entre la apertura y el recierre del sistema también conocidos como tiempo muerto difieren en función a diferentes parámetros como la configuración del sistema, niveles de tensión, estabilidad etc. En la tab. 12 se observa los tiempos muertos registrados.

Tabla 15

Registros de Tiempo Muerto

Momento de Tiempo Muerto	Rango de Ajuste (S)
Primera apertura - primer recierre	0 a 5
Segunda apertura - segundo recierre	11 a 20
Tercera apertura - tercer recierre	10 a 30

Fuente. Tomada de IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC

Distribution and Transmission Lines (IEEE, 2002)

2.20 Definiciones

Protección de sobre corriente: cuta función principal es proteger a elementos del sistema eléctrico de cualquier anomalía o falla de cortocircuito que puedan interrumpir el servicio eléctrico, equipos cuyo diseño permite revelar fallas de corto circuito, que producen elevados niveles de corriente.

Protección primaria: llamada también principal o protección-interrupción, tiene la responsabilidad fundamental de proteger el circuito eléctrico.

Protección de respaldo: son aquellos equipos que actúan después del sistema primario, por estas circulan la corriente de falla hacia el elemento en falla, cuya instalación será en serie con la protección principal.

Elementos de interrupción: llamados equipos de conexión y desconexión, cuya función es la interrupción de corrientes de cortocircuito.

Capítulo III: Evaluación del Sistema de Protección Actual

3.1 Introducción

En el presente capítulo se abordará el análisis de la situación actual de los sistemas de protección, que comprende realizar análisis e identificación de las posibles razones de la situación de fallas presentada en las redes de MT de TA-07 que afectan el sistema de protección en los alimentadores de dicha TA. El análisis de falla y la evaluación del sistema de protección actual. Para llegar a realizar el análisis de la situación y conocer las razones de las fallas presentes en el sistema eléctrico objeto de estudios, ya se conoce la situación que es expuesta en la Tabla No 2, donde se reflejan la frecuencia, causas, zona afectada y el origen de las fallas, como la duración de las fallas. después de esto se requiere la implementación del programa de simulación para análisis de sistemas eléctricos **Power Factory DigSILENT** (Versión 15.1.7), software dedicado exclusivamente para la simulación, cuya función es emular el funcionamiento y su comportamiento de las redes tanto en operación o presentando una falla, tienen la capacidad de procesar señales de tensión y corriente, así también poseen la capacidad de evaluación de las oscilaciones de estas durante ocurrencias de fallas y cortos circuitos, extrayendo información útil para el diagnóstico. Describir el sistema eléctrico con la finalidad de conocer más a fondo el sistema eléctrico y sus características, procede a la descripción del sistema de protección actual, con sus respectivos mecanismos de protección.

Con el conocimiento de la red y su protección, se realiza el análisis de la problemática actual tomando como base los eventos de falla suscitados en el año 2015 al 2019.

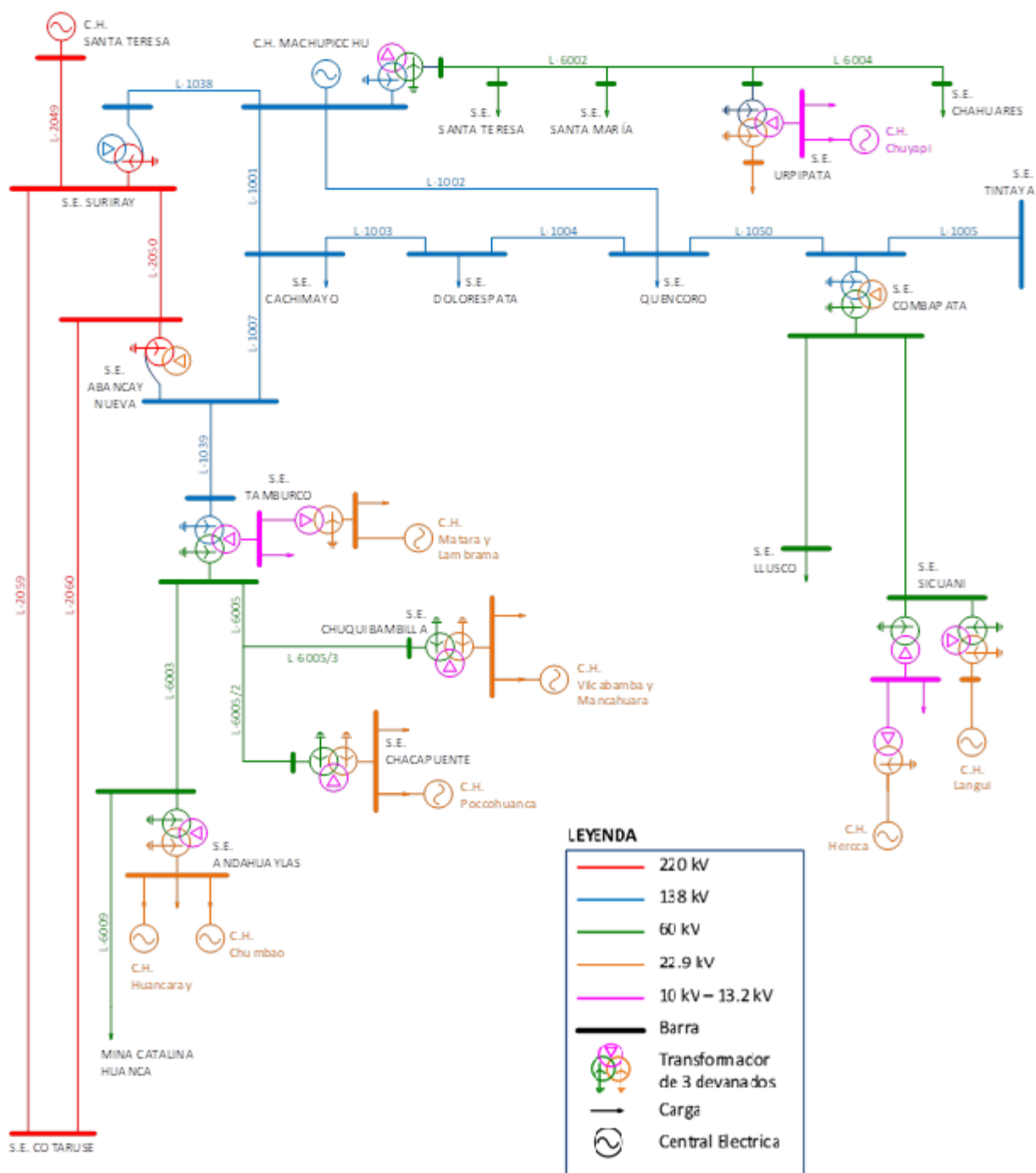
La información obtenida, se fundamenta en la recopilación de datos las cuales fueron brindados por la empresa concesionaria ELECTRO SUR ESTE SAA.

3.2 Descripción del Sistema Eléctrico en Estudio

Al mencionar “SEP” hacemos referencia a todos los elementos que constituyen el sistema eléctrico, incluyendo a los sistemas GD conectadas a dicha red. Están consideradas las redes o el AMT que se encuentra en conexión, la sub estación de transformación que pertenece a AT/MT además de las líneas con elevada tensión que corresponden a líneas de transmisión en 220kV, 138 kV y 66 kV. La fig. 13 presenta un diagrama que posee solo una fila del Área Sur Este del SEIN, asimismo la GD con conexión a grados de tensión de 10kV y 22.9 kV en diversas subestaciones propias de AT/MT.

Figura 15

Diagrama Unifilar del SEIN Área Sur Este y Ubicación de la GD



Fuente. base de datos COES y ELSE

De acuerdo a la fig. 13 observaremos las de líneas de transmisión de 220 kV, 138 kV y 66 kV además de las S.E. que están conectadas al SEIN: La Sub estación de Tintaya en 138 kV como la sub estación de Cotaruse están ubicadas en las regiones de Cusco y Apurímac.

Los sistemas de generación distribuida están conectadas a las líneas de 22.9 kV, a excepción de mini central de Chuyapi la cual tiene conexión con la línea de 10 kV.

3.2.1 Subestación de Tamburco

La Sub estación de Tamburco viene a ser una subestación de transformación, ya que está compuesta por un transformador de potencia cuyas características son: TA T15-161, refrigeración

ONAF, potencia 50/35/12 MVA cuyos niveles de tensión son 138/66/13.2 kV. El SEIN se interconecta por la línea L-1039 por el lado de tensión de 138 Kv.

Por el lado de 66 kV se conectan dos líneas, la línea L-6003 que va en dirección a la sub estación Andahuaylas y la línea L-6005 la cual suministra energía a las S.E. de Chuquibambilla y Chacapunte. Con niveles de tensión 13.2 kV a su vez están interconectadas con cargas mediante tres ATM de media tensión (TA02, TA03 y TA04). también existen cargas conectadas a la línea de 22.9 kV cuyos ATM son 3 (TA05, TA06 y TA07).

Las minicentrales de Lambrama y Matara (GD), se encuentran interconectadas a la S.E. de tamburco mediante el ATM 07 (TA07) con nivel de tensión de 22.9 kV.

En la fig. 14, se observa los parámetros de la Sub estación de Tamburco además de las minis C.H. de Lambrama y Matara.

3.2.2 Mini central hidráulica Matara

La mini central de Matara se encuentra ubicada en el distrito de Lambrama de la región Apurímac, la cual está conectada a la línea del ATM 07 de la Sub estación de Tamburco con un nivel de tensión de 22.9 kV, con un recorrido aproximado de 16 km.

Se encuentra compuesto por tres grupos de generación cuya instalada totaliza 2005 kVA. En la tab. 13 observaremos los parámetros de dichos grupos de generación.

Tabla 16

Parámetros de los Generadores de la Mini C.H. Matara

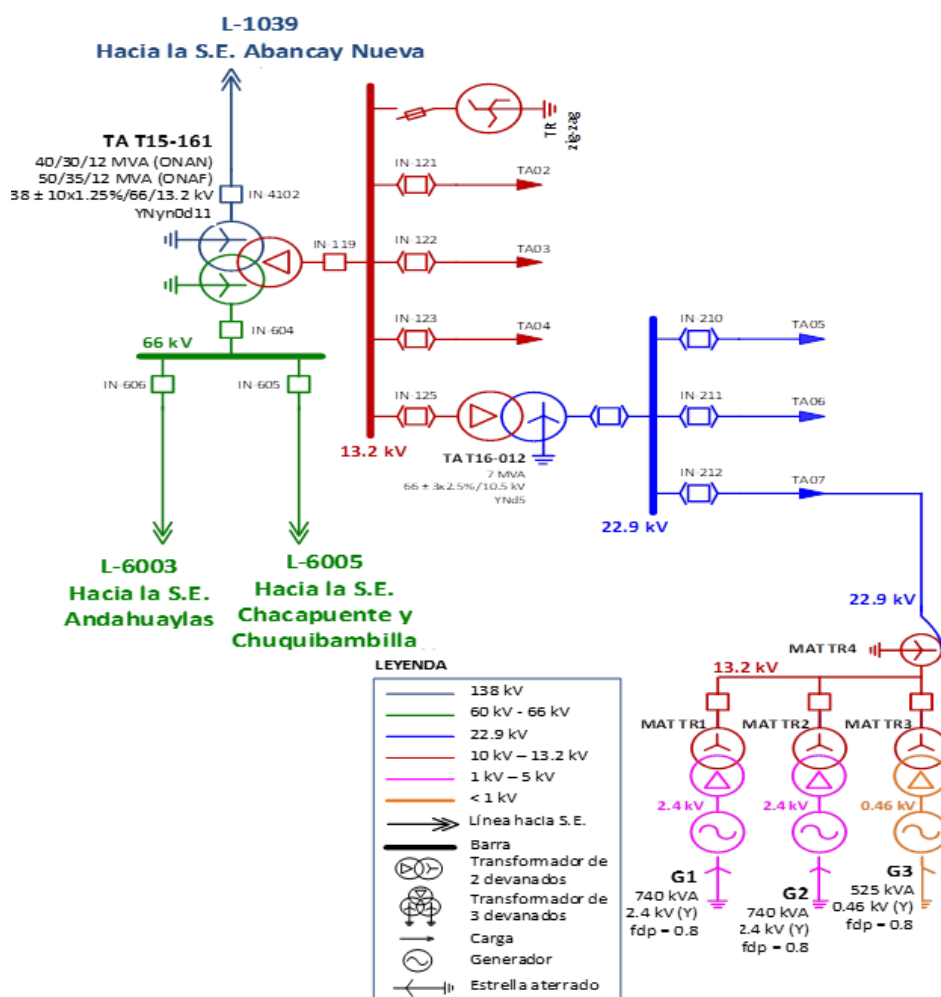
Grupo	Marca	Potencia [kVA]	Factor de potencia	Tensión de fase [kV]	Grupo Conexión	Resistencia Tierra [Ω]
G1	AEG	740	0.8	2.40	NY	93
G2	AEG	740	0.8	2.40	NY	93
G3	AEG	525	0.8	0.46	NY	80
Total		2.005				

Fuente. Elaboración propia con base de datos ELSE.

La tabla nos muestra grupos de generación de la mini C.H. de Matara.

Figura 16

S.E. Tamburco y Mini C.H. Matara



Fuente. base a datos ELSE.

3.3 Operación de la S.E. Tamburco con GD en AMT TA07

La sub estación de Tamburco funciona permanente interconectado al SEIN, mediante la línea Abancay Nueva - Tamburco denominada L-1039, con una tensión de 138 kV. Dicha S.E. abastece de energía en toda la región Apurímac por medio de las 2 líneas con tensiones de 66 kV, también con ATM de media tensión de 13.2 kV y 22.9 kV. estos alimentadores tienen la configuración radial a excepción del alimentador TA07 ya que esta cuenta con la inserción de generación distribuida. Esto significa que posee un flujo de carga bidireccional.

La mini central de Matara puede operar de forma aislada, de forma eventual ya sea por la presencia de ocurrencias de fallas o de cortes programados que interrumpan el suministro de energía, dicha operación la realiza mediante el alimentador TA07.

3.4 Descripción del Sistema de Protección Actual

En este acápite se describe de forma amplia, el sistema de protección de los alimentadores de MT que cuenta generación distribuida, cuya importancia es fundamental para la investigación. La protección de elementos componente como las subestaciones, redes de alta tensión,

transformadores de potencia; pues analizando los registros actuales se observa que no se existe problemas de actuación con la inserción de generación distribuida.

3.4.1 Subestación de Tamburco

El sistema de protección en la S.E. de Tamburco, específicamente en las líneas de 13.2 kV y 22.9 kV, están compuestas por protecciones de sobre corriente no direccional. (fase – tierra, fase – fase) con tiempo definido y/o tiempo inverso. Teniendo en cuenta siempre los ajustes de protección 50, 51, 50N y 51N.

Las barras con niveles de tensión 13.2 kV y de 22.9 kV poseen solo sistemas de protección por sobre corriente (fase – tierra) cuyo disparo es realizado por el interruptor de la barra, considerando el tiempo inverso (51, 51N).

Los ajustes de protección de la subestación Tamburco son indicados a continuación:

Tabla 17

Ajustes de Protección de 50, 51, 50N y 51N en la S.E. Tamburco

Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobre corriente fase a fase					Sobre corriente fase a tierra				
Nivel de tensión	AMT	C	Marca Relé	SERIE	51		50			51N		50N		
					I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>>> pickup [A]	Time[s]
13.2	TA02	00/5	ABB	REX 521	200	.2	IEC-VI	1000	0	50	.2	IEC-VI	500	-
13.2	TA03	00/5	ABB	REX 521	200	.2	IEC-VI	1000	0	50	.2	IEC-VI	500	0
13.2	TA04	00/5	ABB	REX 521	200	.2	IEC-VI	1000	0	50	.2	IEC-VI	500	0
13.2	TA-T16	00/5	SEG	CMP1	50	.2	IEC-VI	-	-	50	.2	IEC-VI	-	-
22.9	TA05	0/5	ABB	REX 521	60	.18	IEC-VI	700	.01	20	.14	IEC-VI	300	0.10
22.9	TA06	0/5	ABB	REX 521	60	.26	IEC-VI	1100	.05	20	.1	IEC-VI	300	0.05
22.9	TA07	0/5	SEL	SEL351A	150	.05	DT	850	.13	18	.14	IEC-VI	200	0.14
22.9	TA-T16	0/5	SEG	CSP2	180	.25	IEC-VI	-	-	30	.25	IEC-VI	-	-

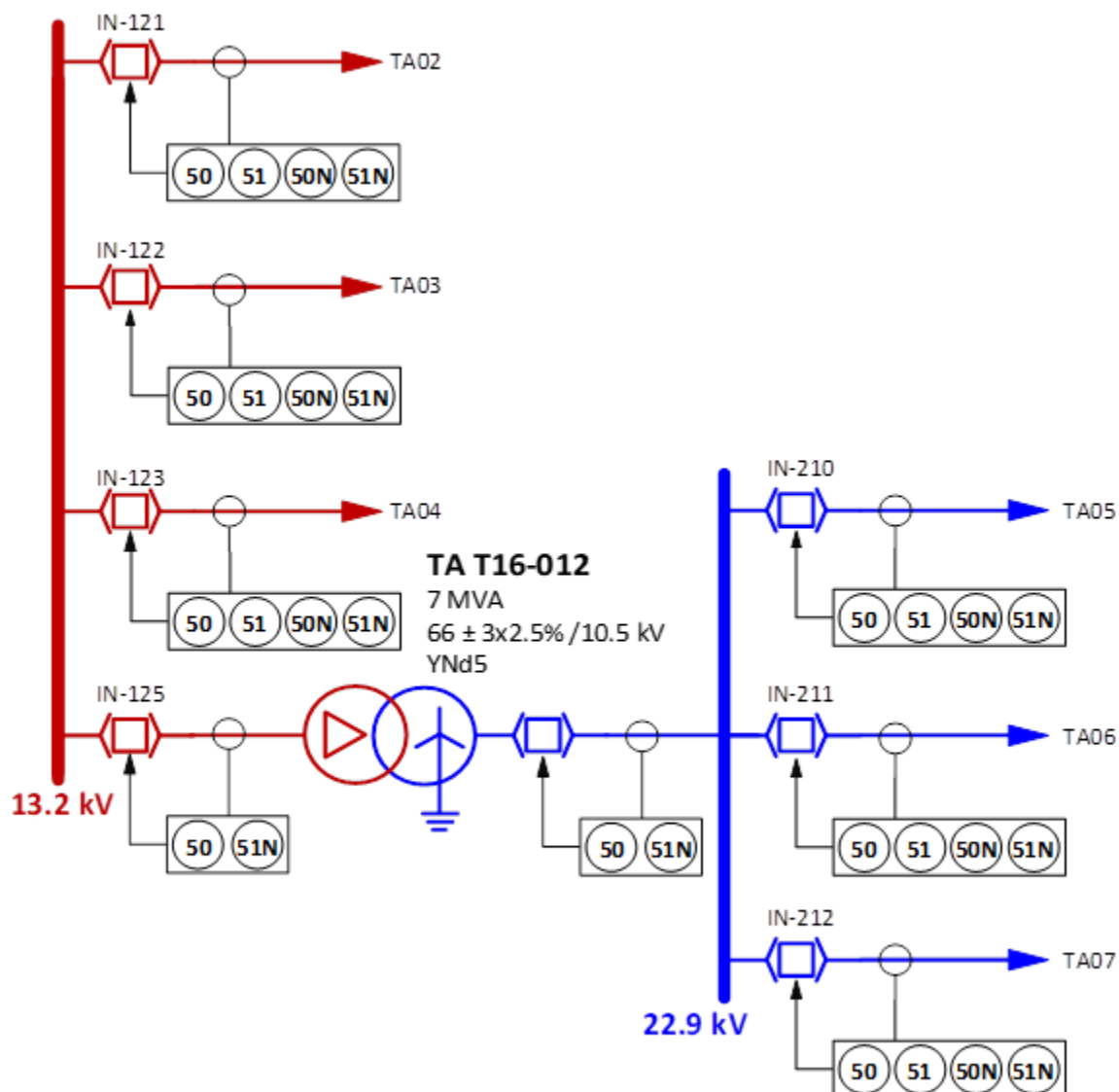
Fuente. Tomada de ELSE S.A.A.

La tabla nos muestra las características de relés en la S.E. Tamburco.

En la fig. 18, observamos la ubicación de los relés acompañado con su respectivo transformador de corriente, además de sus respectivas funciones activadas.

Figura 17

Diagrama Unifilar del Sistema de protección de la S.E. Tamburco



Fuente. base de datos ELSE SAA

3.4.2 Análisis del Comportamiento de la Corriente con y sin Generación Distribuida.

El estudio del comportamiento de la corriente en los AMT de TA07, se realizará en dos escenarios, en el primer caso la realizaremos con flujo de carga del sistema con y sin inserción de la GD. Donde prevemos obtener como resultado los flujo de carga y la direcciones de corriente.

El segundo escenario conlleva el análisis de comportamiento del AMT con inserción de generación distribuida ante diferentes tipos de falla (ϕ , 2ϕ y 3ϕ), suscitadas en el mismo AMT, así también en los alimentadores adyacentes.

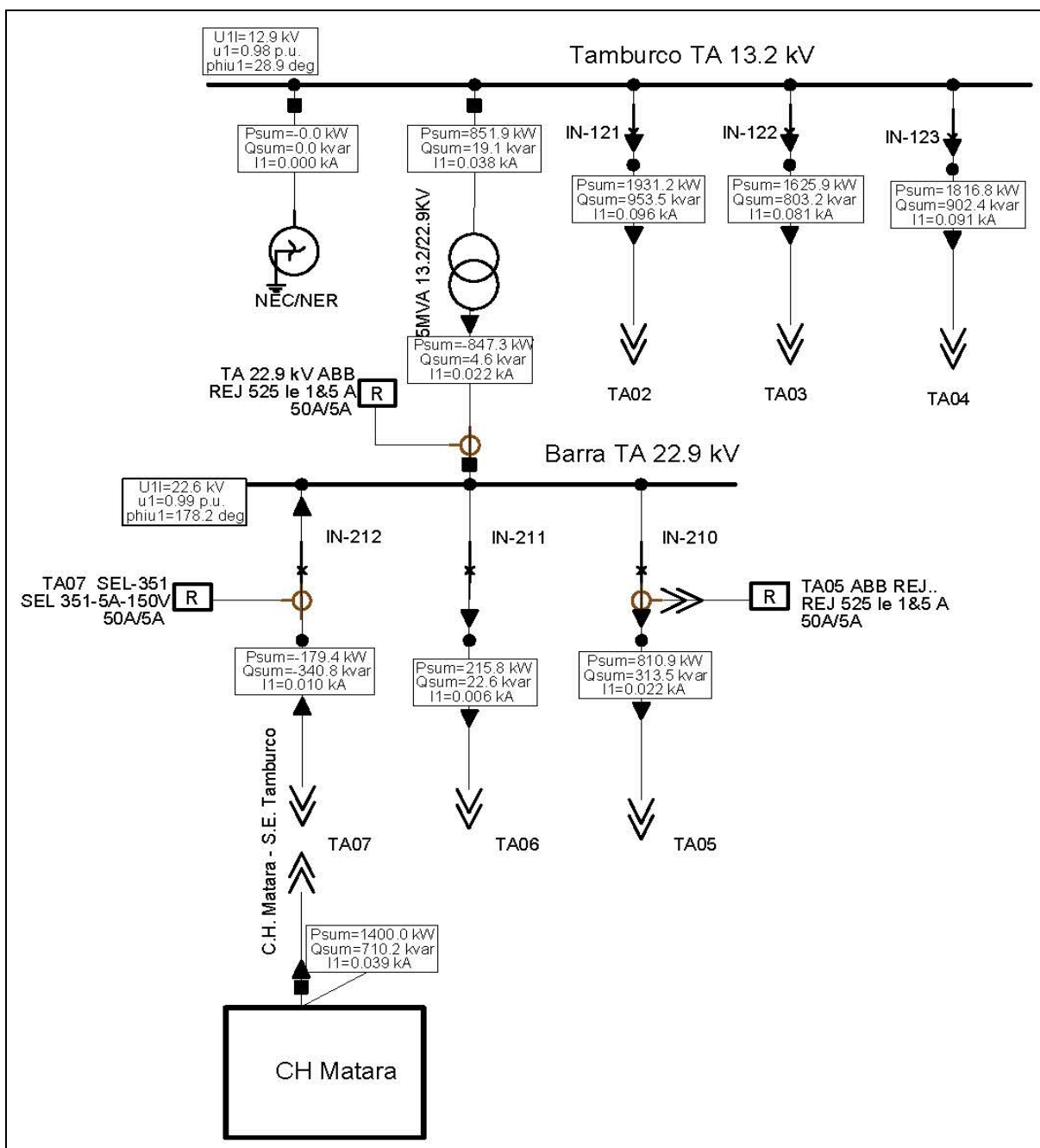
3.4.3 Análisis del Comportamiento de la Corriente del Alimentador TA07

Flujo de carga del sistema.

La fig. 19 y 20 hace notar los flujos de carga de los alimentadores con tensión de 13.2 kV, 22.9 kV pertenecientes a la S.E. de Tamburco con y sin inserción de generación distribuida, analizando el comportamiento de la corriente. una vez descrito el sistema eléctrico objetos de estudio y de hacer el análisis correspondiente a los componentes de protección del mismo, realizado a través del flujo de carga del sistema teniendo generación distribuida o no, en el cual se espera obtener la dirección de la corriente y el flujo de carga, en los dos casos. Para luego analizar el comportamiento del alimentador de la GD, antes las diferentes fallas que se puede presentar, la monofásica, bifásica y trifásica, en los diferentes alimentadores adyacentes al AT07.

Figura 18

Flujo de Carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD



Fuente. Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE.

Tabla 18***Flujo de Carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV con GD***

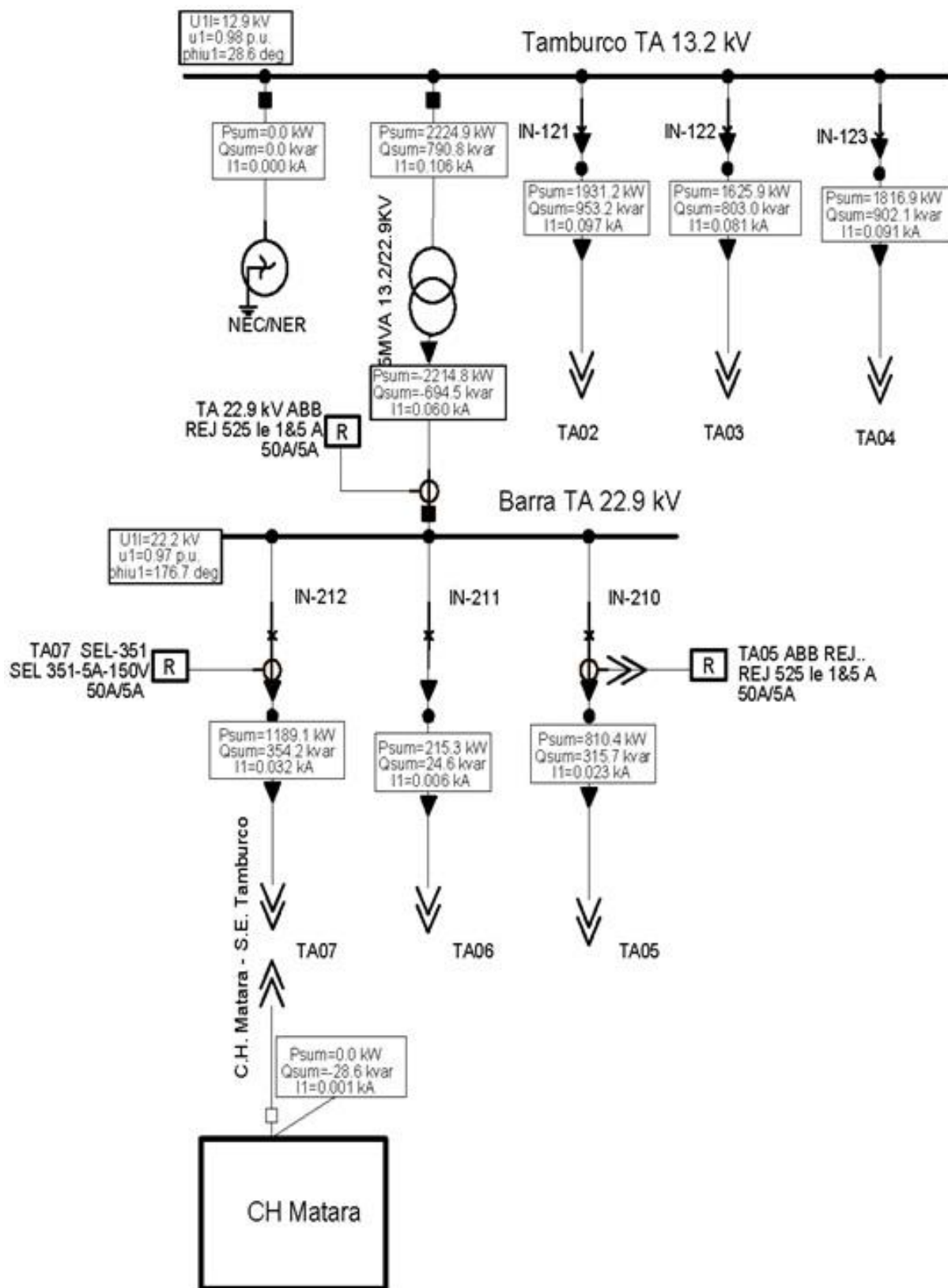
Subestación	Alimentador	Tensión [kV]	corriente (I)[kA]	Pot. Act. [kW]	Pot. Reac. (Q) [kvar]
Tamburco	TA02	13.2	0.096	1931.2	953.5
	TA03	13.2	0.081	1625.9	803.2
	TA04	13.2	0.091	1816.8	902.4
	TA-T16	13.2	0.038	851.9	19.1
	TA05	22.9	0.022	810.9	313.5
	TA06	22.9	0.006	215.0	22.6
	TA07	22.9	0.010	-179.4	-340.8
	TA-T16	22.9	0.022	-847.3	4.6
	GD-CH Matara	22.9	0.039	1400.0	710.2

Fuente. Elaboración propia resultados de simulación.

El aporte de la generación distribuida al sistema da como resultado el incremento de la potencia generada (1400 kW, 0.022 kA), considerando la carga del alimentador TA07 (1200 kW, 0.032 kA). En la fig 20 se muestra los resultados de la simulación de flujo sin la inserción de GD.

Figura 19

Flujo de Carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD.



Fuente: base de datos ELECTRO SUR ESTE SAA

Tabla 19**Flujo de Carga AMT's de la S.E Tamburco de 13.2kV y 22.9kV sin GD**

Subestación	Alimentador	Tensión (V) [kV]	corriente (I) [kA]	Pot. Act. [kW]	Pot. Reac. (Q) [kvar]
Tamburco	TA02	13.2	0.097	1931.2	953.5
	TA03	13.2	0.081	1625.9	803.0
	TA04	13.2	0.091	1816.8	902.4
	TA-T16	13.2	0.106	2224.9	790.8
	TA05	22.9	0.023	810.4	315.7
	TA06	22.9	0.006	215.3	24.6
	TA07	22.9	0.032	1189.1	354.2
	TA-T16	22.9	0.060	-2214.8	-694.5

Fuente. Elaborado en base a datos de simulación. La tabla nos indica flujo de carga sin generación distribuida.

De la tabla 18, se tiene que el Flujo de carga en los alimentadores de 13.2kV y 22.9kV sin inserción de generación distribuida tiene como resultados los siguientes registros 1189.1 kW y 0.032 kA, este sistema es netamente alimentado por la red del SEIN, y se observa que en ambos resultados los signos son positivos, por lo que se ve que el sentido de la corriente es igual tanto en el alimentador como en la red del SEIN.

3.4.4 Análisis Del Comportamiento Del Sistema Ante Fallas En Redes Adyacentes

Las tablas 17 y 18 muestran el comportamiento del sistema ante diversas ocurrencias de falla, dicho estudio fue realizado en el alimentador TA07 ya sea con o sin inserción de generación distribuida. Dando los resultados de las corrientes los nodos en falla, también muestran las corrientes que recorren en el alimentador TA07. Es preciso indicar que los puntos de falla se localizan adyacentes a la barra. La tabla nos muestra fallas externas con generación y sin generación distribuida.

De la tabla 19, se puede indicar que, los registros de las simulaciones de eventos de falla realizados en diferente escenario, y debido a la inserción de generación distribuida das como resultado que las corrientes en el punto de falla son elevadas a comparación del sistema sin GD.

Por otra parte, la corriente de cortocircuito viene a ser superior cuando la localización de los puntos de falla es contigua con la barra (mientras el punto de falla este más próximo a la barra dar como resultado que exista mayor corriente de aporte por el sistema de GD). cuya impedancia

tiende a ser cero en esos casos que la falla se registra cerca de la barra. La corriente que aporta la GD está registrada en la columna aledaña (Corriente TA07 [A] con GD), se observa que para los puntos de fallas próximos a la barra las corrientes contributivas son elevadas, una de las razones viene a ser que poseen un menor recorrido en el trayecto de las líneas de transmisión por consiguientes presentan pérdidas menos de tensión.

Cuando una falla ocurre muy cerca de la barra, la corriente de aporte rebaza al umbral de apertura del sistema de protección del alimentador y este se dispara, lo que hace presumir que el sistema eléctrico no está trabajando de forma adecuada y que existe un mal funcionamiento en algunos de sus dispositivos.

3.4.5 Análisis del comportamiento del alimentador ante fallas.

La tabl. 19 presenta la contribución energética del SEIN y la generación distribuida, durante las ocurrencias de fallas en el alimentador TA07, motivo por el cual tomaremos en cuenta las fallas 3ϕ suscitadas en dos puntos, el primer punto a tomar en cuenta será entre la barra de 22.9 kV y la generación distribuida, el otro punto a evaluar será cualquier punto en el alimentador.

Tabla 20

Análisis del Comportamiento del AMT TA07, con y sin GD, ante Fallas Externas

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla (Externo a TA07)	CON GD		SIN GD		Observación
			Corriente en punto de falla [A]	Corriente TA07 [A]	Corriente en punto de falla [A]	Corriente TA07 [A]	
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV (Rf = 0 Ω)	1464	200	1257	4	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Ipickup I TA07 sin GD normal
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	600	93	566	17	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Ipickup I TA07 sin GD normal
Bifásico (Fases RS)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV (Rf = 0 Ω)	1100	187	927	10	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Ipickup I TA07 sin GD normal
Bifásico Fases (RS)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	789	137	701	17	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Ipickup I TA07 sin GD normal
Trifásica	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV (Rf = 0 Ω)	1260	210	1059	0	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Ipickup I TA07 sin GD normal

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla (Externo a TA07)	CON GD		SIN GD		Observación
			Corriente en punto de falla [A]	Corriente TA07 [A]	Corriente en punto de falla [A]	Corriente TA07 [A]	
Trifásica	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	743	139	680	7	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Ipickup I TA07 sin GD normal
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV (Rf = 0 Ω)	7473	165	7046	10	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Ipickup I TA07 sin GD normal
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	750	35	746	22	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Ipickup I TA07 sin GD normal
Bifásico (Fases RS)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV (Rf = 0 Ω)	4456	188	4195	18	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Ipickup I TA07 sin GD normal
Bifásico Fases (RS)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 (Rf = 10 Ω)	1138	61	1127	24	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Ipickup I TA07 sin GD normal
Trifásica	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV (Rf = 0 Ω)	5095	189	4793	0	If con GD > If sin GD I TA07 GD > I Ipickup I TA07 sin GD normal
Trifásica	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 (Rf = 10 Ω)	758	50	754	11	If con GD > If sin GD I TA07 GD < I Ipickup I TA07 sin GD normal

Fuente. Elaborado en base a datos de simulación.

Tabla 21

Análisis del Comportamiento del AMT TA07 ante Fallas

Tipo de Falla	AMT en Falla	Ubicación de falla en TA07	CON GD		SIN GD		Observación
			Corriente Aporte del SEIN [A]	Corriente Aporte de la GD [A]	Corriente Aporte SEIN [A]	Corriente Aporte de la GD [A]	
Trifásica	TA07 22.9 kV	Entre GD y barra de 22.9 kV.	985	213	990	0	If con GD > If sin GD
Trifásica	TA07 22.9 kV	Punto cualquiera AMT 22.9 kV.	774	191	803	0	If con GD > If sin GD

Fuente. Elaborado en base a datos de simulación.

La tabla 20 nos muestra el comportamiento de TA-07 ante la ocurrencia de fallas. De ella se puede deducir que la corriente en el punto de falla está dada por la corriente aportada por el SEIN y la corriente de la GD., si el sistema de generación distribuida se encuentre cercano al punto de falla la corriente de aporte será mayor. Cabe distinguir que durante la evaluación del sistema de protección en el AMT no se produjeron complicaciones en su actuación.

3.5 Descripción y Análisis de Falla

En la presente sección se procede a realizar la evaluación de ocurrencias de falla en el que los AMT con generación distribuida sufrieron desconexión por fallas externas, esta viene ha ser eventos de falla cercanas al alimentador, como son los casos de la desconexión del alimentador TA07 por falla en el TA05.

3.5.1 Análisis de falla en el alimentador TA07

Sabemos que el alimentador TA07 está conformada por dos mini centrales hidráulicas, Lambrama y Matara, las cuales aporta corrientes de falla especialmente la mini C.H. de Matara, dichas fallas son registradas por los AMT: TA02, TA03, TA04, TA05 o TA06.

Para la comprobación de lo mencionado párrafos arriba se analiza los resultados de la siguiente tabla, cuyos datos forman parte de la estadísticas llevada por la empresa suministradora del servicio eléctrico Electro Sur Este S.A.A, en la misma se detallan las fallas que provocaron la desconexión del alimentador 07 de 22.9 kV en la S.E. Tamburco en el periodo de 2015 al 2019, en todos los casos las fallas sucedieron en alimentadores adyacente al alimentador TA07, no ocurrieron en el alimentador citado, puesto que estas suceden en redes cercanas a ella. Inclusive se pueden suscitar en redes de diferente tensión.

Tabla 22

Desconexiones del AMT TA07 por Fallas Externas o Adyacentes a ella. Periodo 2019

Inicio dd/mm/aaa a hh:mm	Fin dd/mm/aaa a hh:mm	Duración [h]:mm	Clientes Afectados	Origen de Falla	Causa	Descripción del evento
03/03/2019 12:27	03/03/2019 12:31	0:04	10401	TA06	Descargas atmosféricas	Desconexión TA07 por falla en el AMT TA06 por inclemencias climáticas (descargas eléctricas). Registrando falla 1 ϕ , fase R
18/03/2019 10:35	18/03/2019 10:46	0:11	11234	TA05	Fuertes vientos	Desconexión TA07 por falla en alimentador TA06 por vientos fuertes en la zona. Se registrándose falla 2 ϕ , fases ST
27/04/2019 16:55	27/04/2019 17:33	0:38	10045	TA03	Impacto Vehicular	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA03, choque de auto con estructura, registrándose falla 3 ϕ .
11/05/2019 07:36	11/05/2019 07:43	0:07	5542	TA04	Error de maniobra	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA04, error en maniobra en cierre de seccionador a tierra registrándose falla 3 ϕ a tierra.
10/06/2019 09:04	10/06/2019 10:00	0:56	30949	TA04	Impacto Vehicular	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA03, choque de automóvil con estructura, registrándose falla 2 ϕ , ST
31/08/2019 15:29	31/08/2019 15:37	0:08	11372	TA05	Fuertes vientos	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA05 fuertes vientos en la zona. registrándose falla 2 ϕ , fases RS
07/09/2019 06:36	07/09/2019 06:59	0:23	11370	TA05	Caída de Árbol	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA05 caída de árbol en la línea. registrándose falla 2 ϕ , ST

Inicio dd/mm/aaa a hh:mm	Fin dd/mm/aaa a hh:mm	Duración [h]:mm	Client es Afecta dos	Origen de Falla	Causa	Descripción del evento
26/10/2019 16:57	26/10/2019 17:04	0:07	10551	TA06	Sismos	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA06 movimiento sísmicos. registrándose falla 2 ϕ , fases ST
21/11/2019 22:31	21/11/2019 22:33	0:02	11488	TA05	Fuertes vientos	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA05 vientos en la zona. Registrándose falla 2 ϕ , fases RS
04/01/2019 15:00	04/01/2019 15:02	0:02	11148	TA06	Fuertes vientos	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA06 vientos en la zona. Registrándose falla 2 ϕ , fases ST
19/01/2019 17:01	19/01/2019 17:04	0:02	13608	TA05	Descargas atmosféricas	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA05 inclemencias climáticas (descargas eléctricas). registrándose falla 2 ϕ , fases RS
3/11/2019 5:30	3/11/2019 5:32	0:02	6986	TA04	Descargas atmosféricas	Desconexión TA07 por falla en el alimentador TA04 probable descargas eléctricas (inclemencias climáticas) en la zona.

Fuente. Tomada de ELSE SAA. la tabla nos indica ocurrencia de fallas adyacentes al AMT T-07.

Para un correcto estudio de falla debe optar de un evento de falla frecuente, del que se pueda tener mucha información. Para nuestro caso de estudio elegiremos los eventos ocurridos en la fecha y hora de 19/01/2019 17:01 horas. Dicha informes fueron brindadas por el centro de control de ELSE SAA. La cual se describe a continuación:

Descripción general del evento: 19/01/2019 17:01 horas.

Evento	: Desconexión del AMT TA07 por falla en AMT TA05.
Fecha	: sábado, 19 de enero del 2019
Hora Inicio	: 17:01 horas
Equipo	: Alimentadores TA05 y TA07 ambos de 22.9 kV
Propietario	: Electro Sur Este S.A.A
Causa falla	: Descargas atmosféricas

Configuración de los alimentadores pre falla.

Tabla 23

Flujo en alimentadores TA05 y TA07 antes de la Desconexión

Subestación	AMT	Tensión [kV]	Potencia [kW]
Tamburco	TA05	22.9	685.0
	TA07	22.9	-950.0

Fuente: Tomada de ELSE S.A.A. la tabla nos indica la potencia activa

Tabla

24

Potencia Generada en C.H. Matara antes de la Desconexión del alimentador TA07 - 10/6/2019

09:04 horas

Subestación	Grupo	Red de MT	Potencia [MW]
Matara	G1	TA07	540
	G2	TA07	540
	G3	TA07	400
TOTAL			1480

Fuente. Tomada de ELSE S.A.A.

La tabla 23 nos indica la potencia de los grupos de generación ante la desconexión del AMT TA-07, a continuación, se muestra las secuencias de los eventos de fallas

La actuación del sistema de protección se muestra en la tabla No 24, antes los acontecimientos de falla.

Tabla 25

Actuación de los Relés de Protección de TA05 y TA07 en S.E. Tamburco

AMT	Tensión kV	Señalización	Ia	Ib	Ic	In	Interruptor	Estado de interruptor
TA05	22.9	TRIP I>> L1, L2	1075	1060	13	1	IN-210	Abierto
TA07	22.9	TRIP AB	189	170	20	1	IN-212	Abierto

Fuente. Tomada de Electro Sur Este S.A.A.

3.5.2 Análisis de desconexión del AMT TA07.

Siendo las horas 09:04 horas se interrumpen al mismo tiempo los dos alimentadores TA05 Y TA07, ambos de 22.9 kV. El AMT TA05, presento fallas de sobre corriente instantáneo tipo bifásica de las líneas RS (I>>L₁, L₂), razón por la cual sufrieron desconexión por la actuación del sistema de protección; el AMT TA07, sufre desconexión del sistema por actuación del sistema de protección ya que es presenta una falla de sobre corriente en las fases RS.

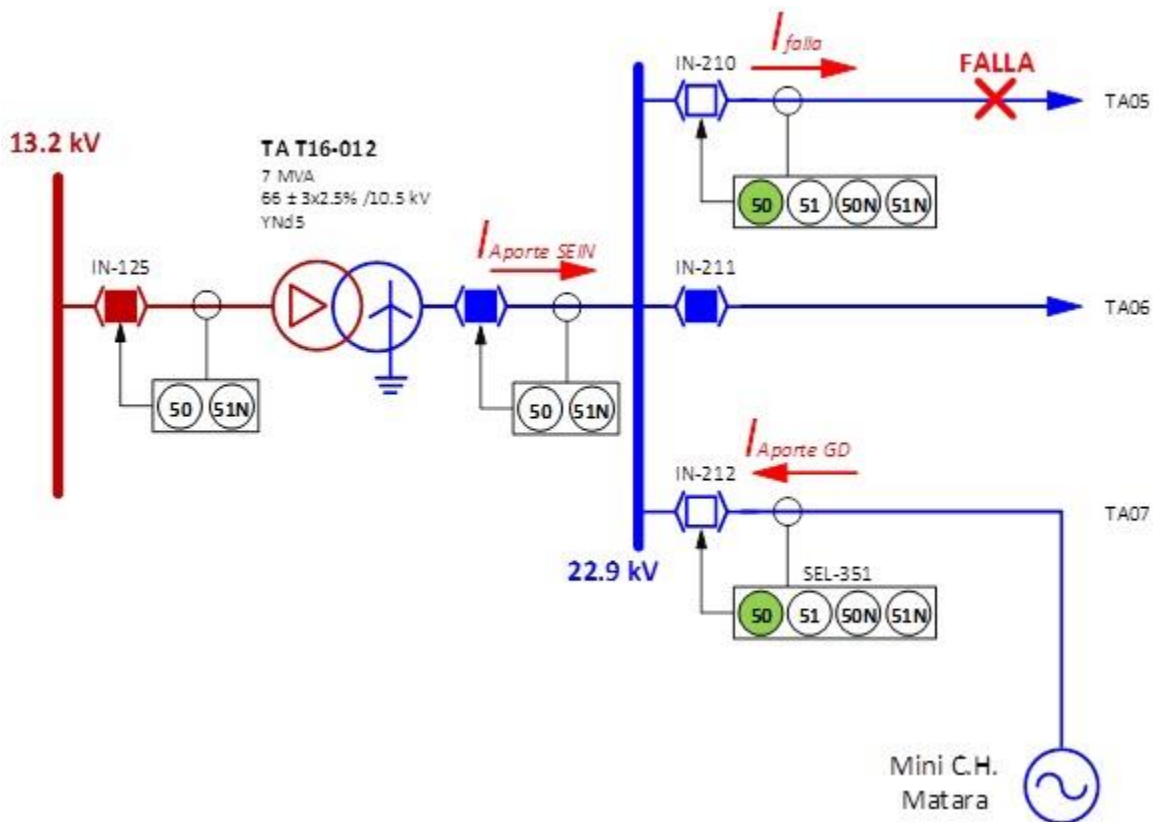
La fig. 21 muestra la unifilar de la Sub estación de Tamburco, donde podemos observar la ubicación exacta donde ocurrió en la fecha del 19 de enero del 2019 a horas 17:01, además se observa que se encuentran abierto los interruptores IN-210 y IN-212 debido a la actuación del sistema de protección de sobre corriente.

La corriente global que se presentan durante la ocurrencia de falla total resulta de la suma de corrientes aportadas en conjunto por el SEIN y el sistema GD (mini C.H. Matara).

$$I_{falla} = I_{Aporte SEIN} + I_{Aporte GD}$$

Figura 20

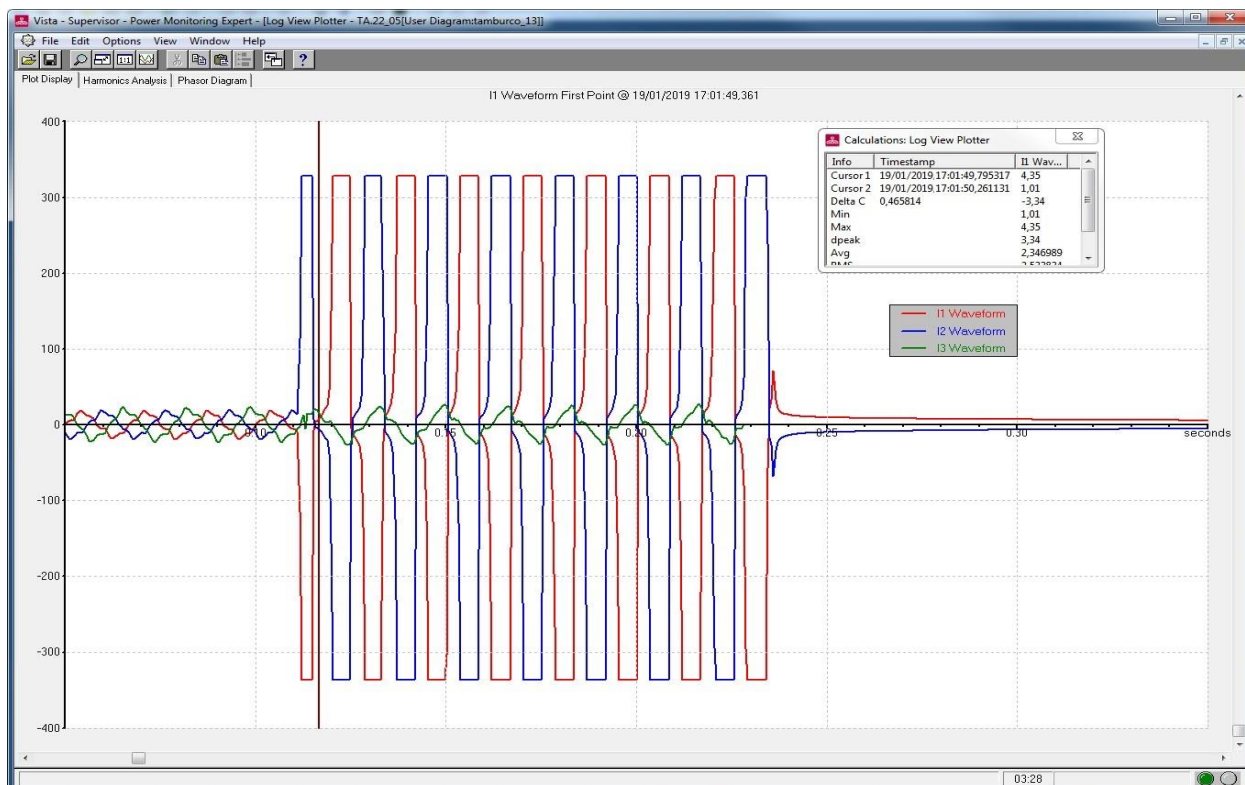
Diagrama Unifilar S.E. Tamburco. Ubicación de falla en TA05 y TA07



Fuente. Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE

Figura 21

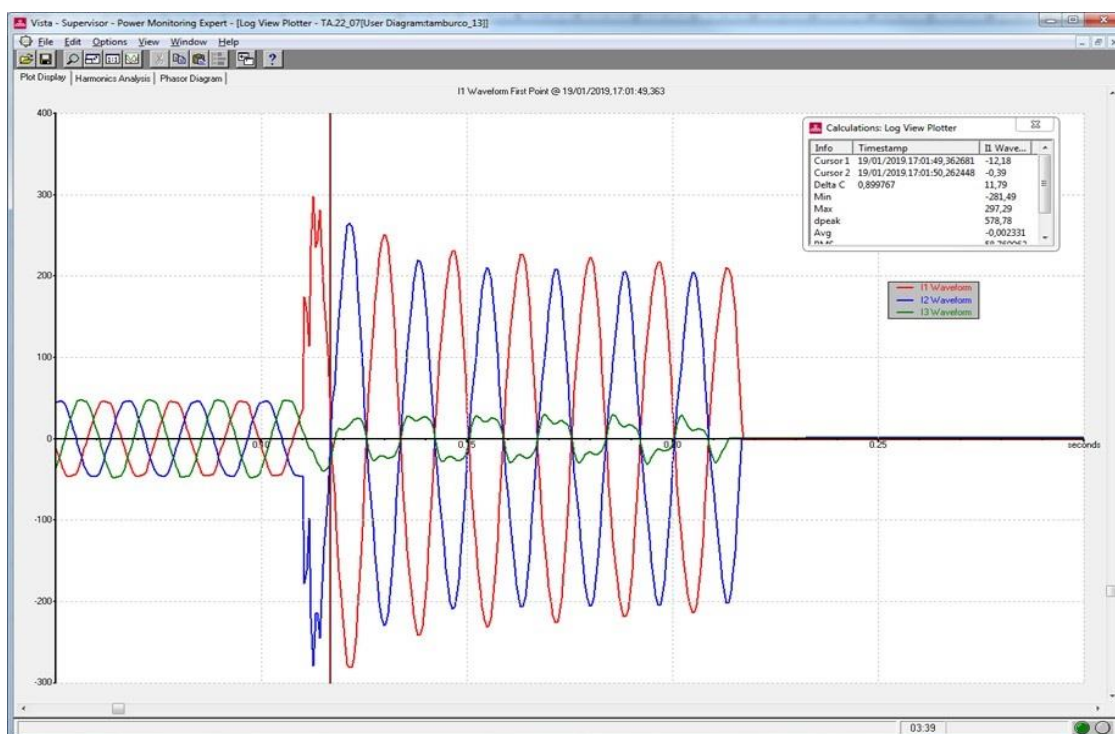
Registro Oscilo gráfico (Fases RST). Desconexión del alimentador TA05 por Falla bifásica, Periodo 19/01/2019 las 17:01 horas



Fuente: Base de datos ELSE S.A.A.

Figura 22

Oscilo gráfico. Desconexión del alimentador TA07 en Falla Bifásica, Fases R y S, periodo 19/01/2019 a las 17:01 horas



Fuente. Base de datos ELSE S.A.A

3.5.3 Conclusiones.

De acuerdo con el análisis de coordinación de protección, la interrupción del AMT TA05 fueron correctas. Siendo correcta la actuación del interruptor IN-210 ya que esta detecto y despejo la falla de sobre corriente.

También se observa en la actuación del sistema de protección en el alimentador AT07, fue incorrecta pues la ocurrencia de falla fue registrada en una red externa. Por tal motivo se hace necesario por la que se produjo esa anomalía, para su corrección y/o intervención de modo que no opere para alimentadores adyacente el tipo de evento analizado. No se detalló del análisis de falla debido a que el sistema se comporta de forma normal actualmente.

3.6 Análisis del Sistema de Protección Actual.

El análisis se llevó a cabo mediante dos aspectos fundamentales como lo son, el Análisis de fallas realizado con anterioridad del Evento de fecha 19/01/2019 a las 17:01 horas. Falla de tipo bifásica, fases R y S, en el AMT TA05, en ese aparte se realizó la descripción detallada de la situación presentada con la activación actuación del sistema de protección específicamente lo referido a corriente de falla el tiempo que acción de los relés de protección del AMT TA05 y TA07

Ahora se procede a realizar la simulación mediante un software

Simulación de la falla en el software DIGSILENT15.1 POWER FACTORY, ocurrencia equivalente al 19/01/2019. Fallas en la fase R y S del alimentador TA05. Para la nueva simulación se tomaras como datos aquellos brindados por la empresa concesionaria del servicio eléctrico en la región.

Evento	: Simulación ocurrencia de falla
Tipo de falla	: Bifásico (R-S)
Equipo en falla	: AMT TA05 - 22.9 kV
Causa	: desconocido
Fases	: R y S
Condiciones previas ¹	: Operación con SEIN y GD

3.6.1 Evaluación de coordinación de protección alimentador TA05 de la S.E. Tamburco.

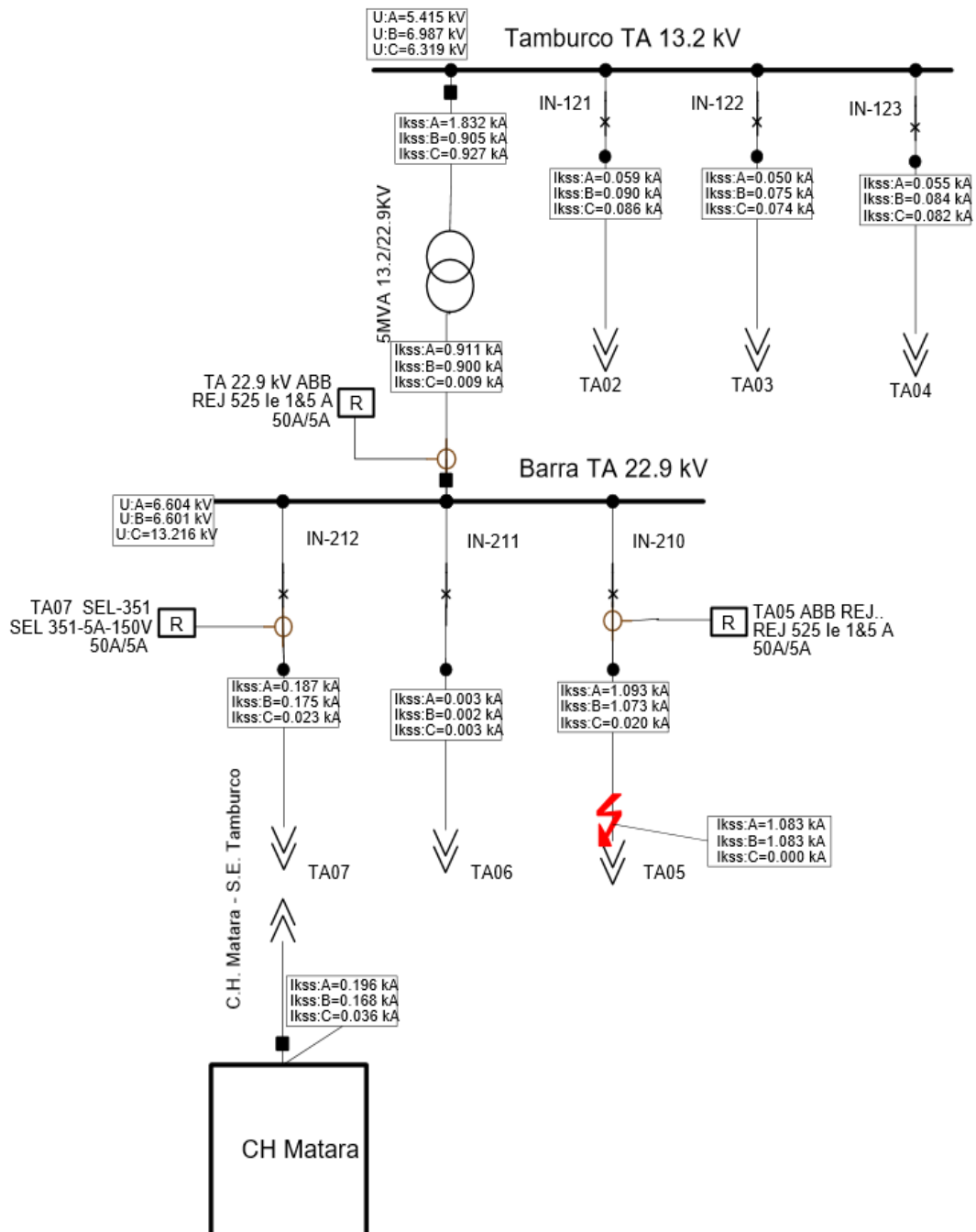
Del análisis anteriormente realizada en el alimentador TA05, se tuvo como conclusión que hubo un correcto funcionamiento de los sistemas de protección, ya que esta detecto y dio la orden de interrupción aislando la falla.

En la fig. 24 observamos curvas que representan la actuación del sistema de protección durante una falla bifásica, el evento suscitado el 19/01/2019 a las 17:01 representa una falla de fase R y S (Bifásica), donde se ve que las corrientes producidas son de 1090 A aproximadamente. La conclusión la corriente de aporte por el sistema de generación distribuida al alimentador TA07 es de 190 A. resultados que aproximadamente, se asemejan a los eventos del 19/01/2019 a 17:01 horas.

En la fig. 25, la curva verde representa la actuación de las funciones de protección 50 y 51, cuya tarea es proteger al alimentador TA05. Así también la curva azul describe la función 51 de la coordinación de protección, la cual pertenece a la barra de 22.9 kV parte de la sub estación de Tamburco. la línea vertical verde simboliza la corriente de falla de 1090 A. en conclusión e interpretando las diferentes curvas se sabe que para una corriente de corto circuito de 1090 A. la protección del alimentador TA05 es la que actúa en primera instancia, actuando en un lapso de tiempo de 40 ms, por lo que a este funcionamiento se le denomina actuación correcta del sistema de protección.

Figura 23

Simulación de Falla Bifásica en alimentador TA05 para su Evaluación

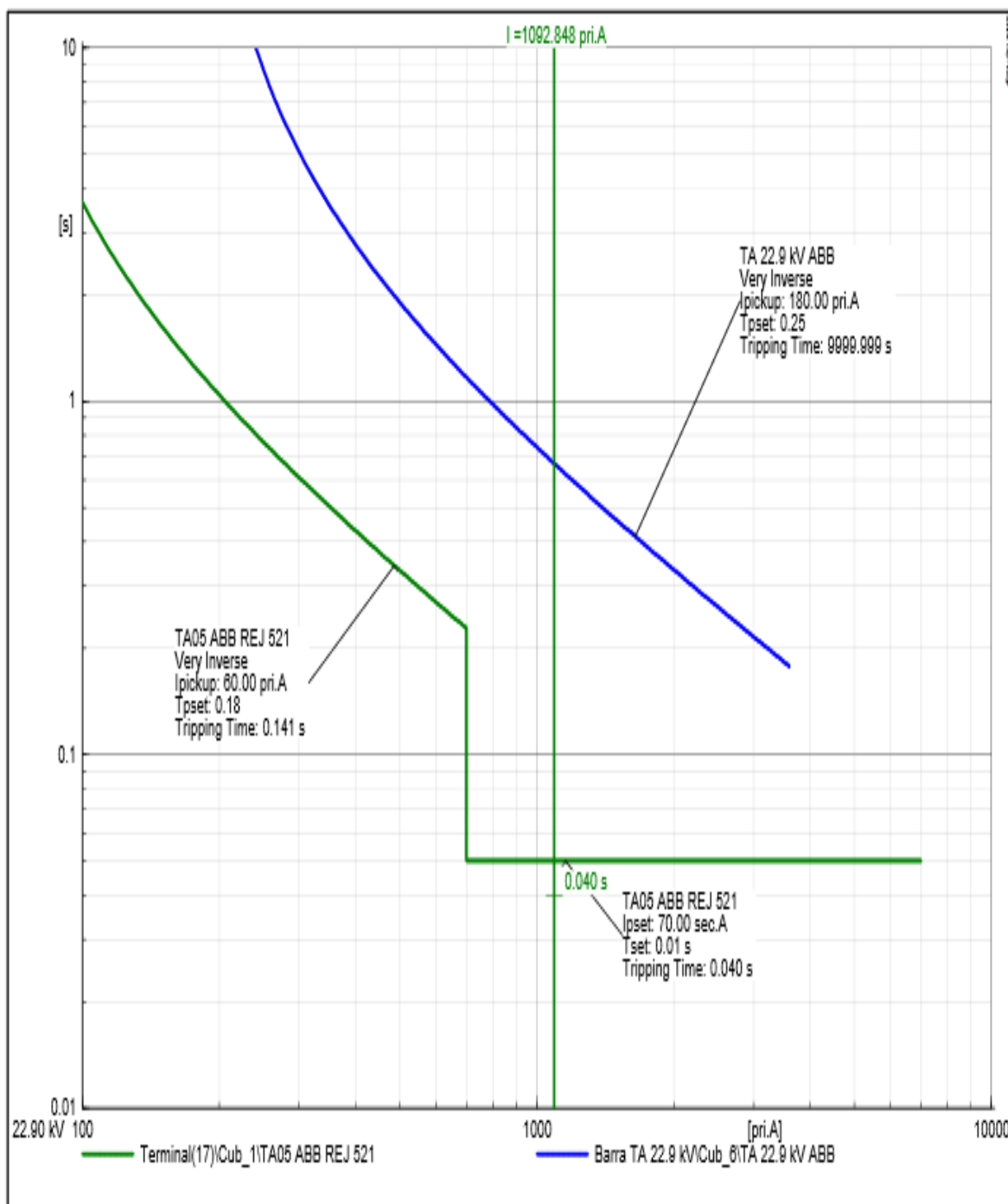


Fuente: Elaboración propia - base a datos ELSE SAA.

Figura 24

Curva de Actuación de Protección de Sobre corriente en el alimentador TA05 en S.E.

Tamburco



Fuente: Elaboración propia – base de datos ELSE SAA.

La figura 25 presenta la curva de actuación de protección de Sobre Corriente de fases del AMT TA05 en la SE Tamburco en donde la línea vertical de color verde nos indica la corriente de falla en el alimentador TA-05, la curva de color VERDE nos representa la curva de actuación del relé de sobre corriente en el AMT TA05 mientras que la AZUL al de la barra de 22.9 kV de la subestación de Tamburco, en la figura podemos observar que la corriente de falla en el AMT TA05 (línea vertical verde) corta en 40ms y por el lugar donde corta la línea vertical en la curva de operación del relé del AMT TA07 podemos ver que fue una actuación instantánea.

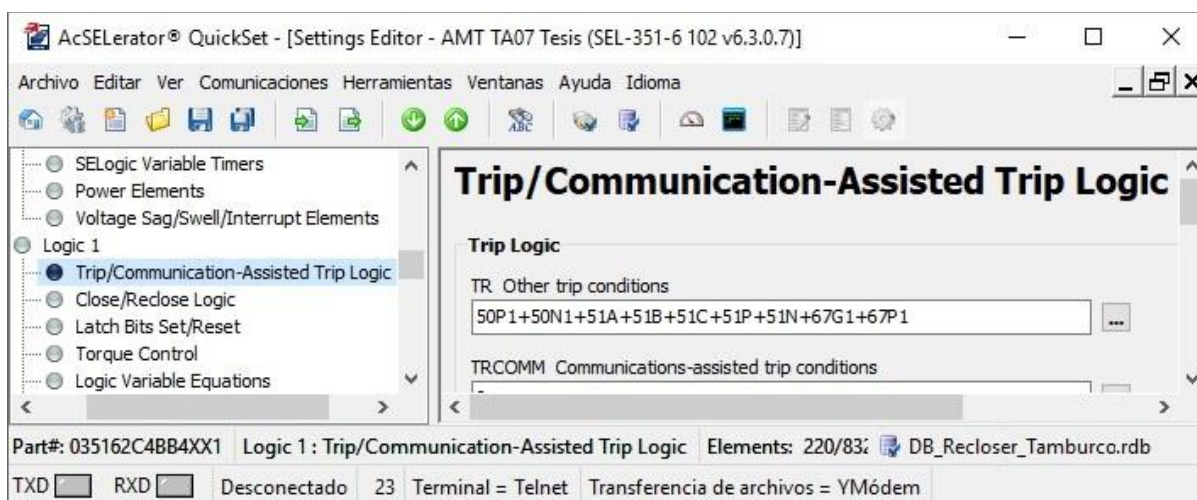
3.6.2 Evaluación de Protección AMT TA07 de la S.E. Tamburco

Observando los resultados de las simulaciones, se ve que el tiempo de respuesta del sistema de protección del alimentador TA07 es de 108 ms (6.5 ciclos), este tiempo de respuesta es conocida como una actuación instantánea y pese a que los ajustes de coordinación de dicho sistema era la de sobre corriente de tiempo inverso, programada a $I_{pickup} = 150$ A (corriente de arranque), curva = DT, DIAL = 0.05, $I_{pickup} = 850$ A (ajuste instantáneo), y temporizada a $T = 0.13$ s.

Examinando los ajustes del relé de protección SEL-351 del alimentador TA07 concluimos que estas están ajustadas ara que la protección actúe de forma inmediata. (Ver figura 26).

Figura 25

Ajuste del Relé SEL-351, Protección del alimentador TA07 en S.E. Tamburco



Fuente: Elaboración propia data del software AcSElertor

La fig. 26 nos muestra la programación Trip Logic (lógica de disparo). Cuya configuración viene a ser:

50P1+50N1+51A+51B+51C+51P+51N+67G1+67P1

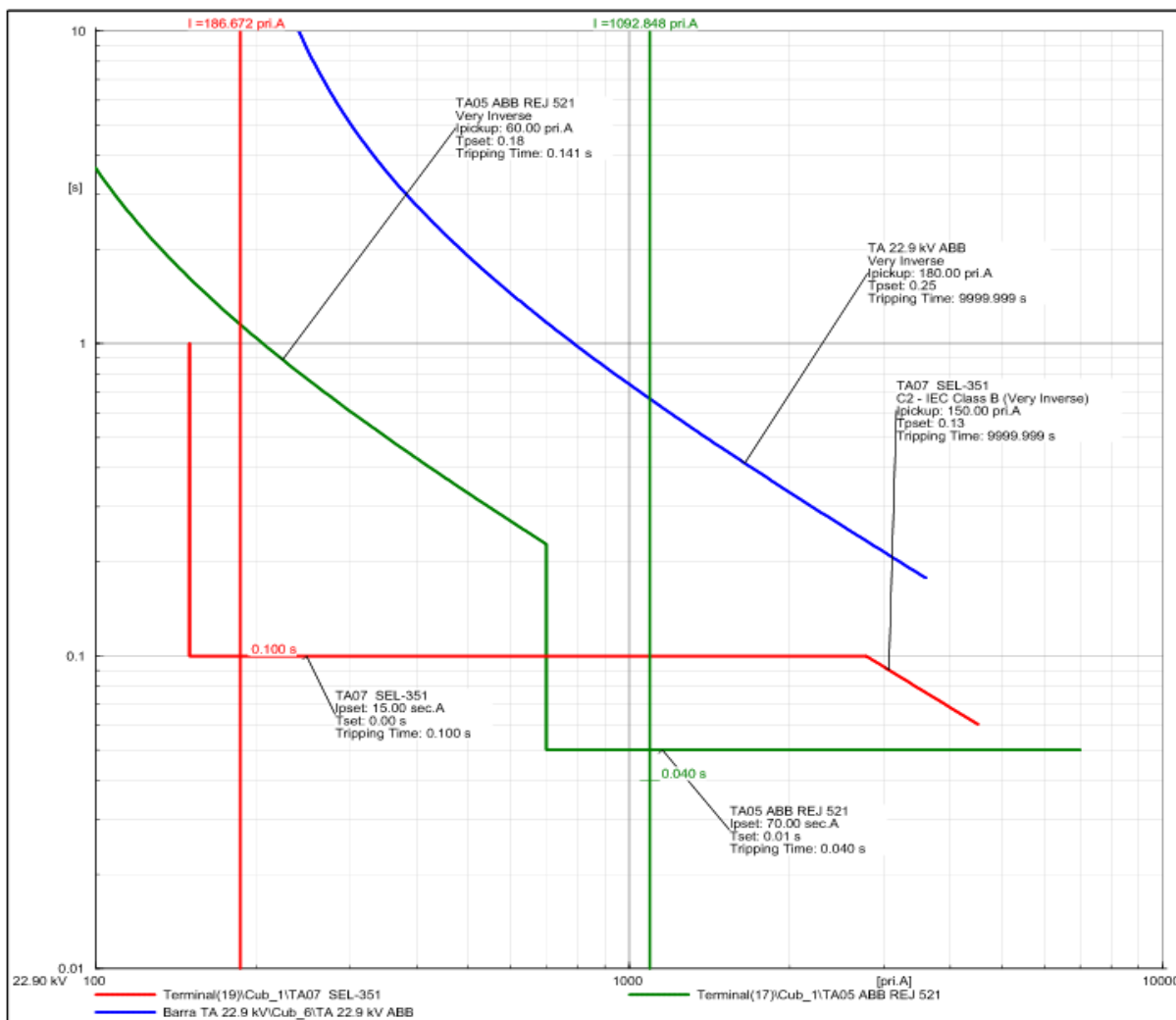
- 50P1 : Nivel 1 elemento de sobre corriente instantáneo
- 50N1 : Nivel 1 elemento de sobre corriente instantáneo del neutro
- 51A : Máxima corriente de fase A ajustado para el arranque de 51AP
- 51P : Máxima corriente de fase ajustado para el arranque 51PP
- 67P1 : Nivel 1 elemento de sobre corriente instantáneo de fases

La fig. 27 presenta la actuación de protección de los alimentadores AT05, AT07, con la actuación del relé de 22.9 kV, representadas mediante curvas. La línea vertical indica sobre corrientes de falla. Tal es así que la curva roja representa el comportamiento del relé en el alimentador AT07, mientras la curva verde identifica el comportamiento del relé del alimentador

TA05S. observándose que la curva roja posee una corriente de 186 A. la cual corta en 100 ms (6 ciclos) por la que se le considera como un ajuste de actuación instantánea.

Figura 26

Coordinación de los alimentadores TA05, TA07 y Barra de 22.9 kV de la S.E. Tamburco y Corrientes de Falla



Fuente: Elaboración propia simulación en DIGSILENT

Verificación de ajustes del AMT TA07 para falla externas, se verifico en la tabla 25

Tabla 26

Registro de Actuación de Protección del AMT TA07 y Corrientes de Aporte por la GD por Fallas Externas

Tipo de Falla	MT en Falla	Ubicación de falla (Externo a TA07)	Corriente en el punto de falla [A]	Corriente Aporte GD (en TA07) [A]	Observación de la actuación de protección de TA07
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1464	200	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50N
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	600	93	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente ($I_{pickup} = 150 \text{ A}$)
Bifásico (Fases RS)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1100	187	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Bifásico Fases (RS)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	789	137	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente ($I_{pickup} = 150 \text{ A}$)
Trifásica	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV ($R_f = 0 \Omega$)	1259	210	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Trifásica	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	662	139	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente ($I_{pickup} = 150 \text{ A}$)
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	7459	165	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA05 ($R_f = 10 \Omega$)	669	35	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente ($I_{pickup} = 150 \text{ A}$)
Bifásico (Fases RS)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	4448	188	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Bifásico Fases (RS)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	1338	61	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente ($I_{pickup} = 150 \text{ A}$)
Trifásica	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV ($R_f = 0 \Omega$)	5085	189	Desconecta AMT TA07 No actúa correctamente. TRIP 50
Trifásica	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 ($R_f = 10 \Omega$)	758	50	No desconecta AMT TA07 Actúa correctamente ($I_{pickup} = 150 \text{ A}$)

Fuente. Elaboración propia, simulación DigSILENT.

La tab. 25 nos muestra los datos obtenidos en las simulaciones en diferentes escenarios de fallas externas, todas ellas suscitadas en el alimentador TA07. Como vemos en el cuadro los resultados de “**Corriente de Aporte con generación distribuida [A]**” expresan valores referidas a la corriente que va desde los sistemas GD hacia los puntos donde se produjeron las fallas externas, es decir fallas en el alimentador AT04 de 13.2 kV, como también al punto de falla del alimentador TA05 de 22.9 kV.

Los eventos de falla que activaron el disparo del relé SEL-351, son aquellas registradas en la barra de 22.9 kV o en la barra de 13.2 kV. Ya que estas se encuentran alejadas de dicho alimentador aproximadamente a 25% de la distancia que los separa.

Por consiguiente, dicha actuación de la coordinación de protección no es apropiada para brindar un servicio sin interrupciones por ciertas razones como son:

De acuerdo a la función del sistema de protección pues no aísla la falla correctamente, sino que interrumpe el servicio en la At adyacente, en este caso el TA07.

En el ámbito de la condición que debe cumplir el sistema de protección, no es segura, pues emitió un disparo erróneo u operó incorrectamente, cuando no existía falla en el AMT TA07, sino en una AT adyacente, Además, la selectividad del sistema de protección falló, pues operó para una falla externa al TA07.

3.7 Evaluación del sistema de protección del alimentador TA07 sin inserción de GD.

Para una evaluación correcta del nivel de protección en el alimentador TA07, se deben de realizar ciertos ajustes por que el sistema presenta la configuración radial además de no contar con el suministro de la generación distribuida. Por la que será necesario hacer ajustes como son.

- **Ajuste de Curvas de Sobre corriente sin GD**

Debemos considerar la máxima demanda del alimentador TA05 con un factor al 50% para poder obtener la corriente de arranque.

En nuestro caso la demanda del alimentador sin generación distribuida será de 1.2 MW con una corriente de 41 A. este ajuste de corriente representa la demanda máxima adicionando el 50%, la cual nos dará como resultado 1.8 MW con un fdp de 0.9. por consiguiente, nuestra corriente I_{pickup} será de 50 A.

Razón por la que se ajusta la corriente instantánea a 850 A., ya que esta soporta fallas de corto circuito trifásico que podrían ocurrir en los puntos de derivación o en los puntos de conexión

de la generación distribuida. De tal manera se debe de considerar los ajustes del alimentador con inserción de G

Tabla 27

Ajuste de 50, 51, 50N y 51N para TA07 sin GD

Datos de la red protegida		Datos del equipo de protección			Sobre corriente fase a fase					Sobre corriente fase a tierra				
					51		50			51N		50N		
Nivel de tensión	AMT	C	Marca Relé	SERIE	I ^{>} pickup [A]	Dial	Curve	I ^{>>} pickup [A]	Time [s]	I ^{o>} pickup [A]	Dial	Curve	I ^{o>>} pickup [A]	Time [s]
22.9	TA07	50/5	SEL	SEL351A	41	0.2	IEC-VI	850	0.05	15	0.14	IEC-VI	150	0.05

Fuente. Elaboración propia base de datos ELSE SAA.

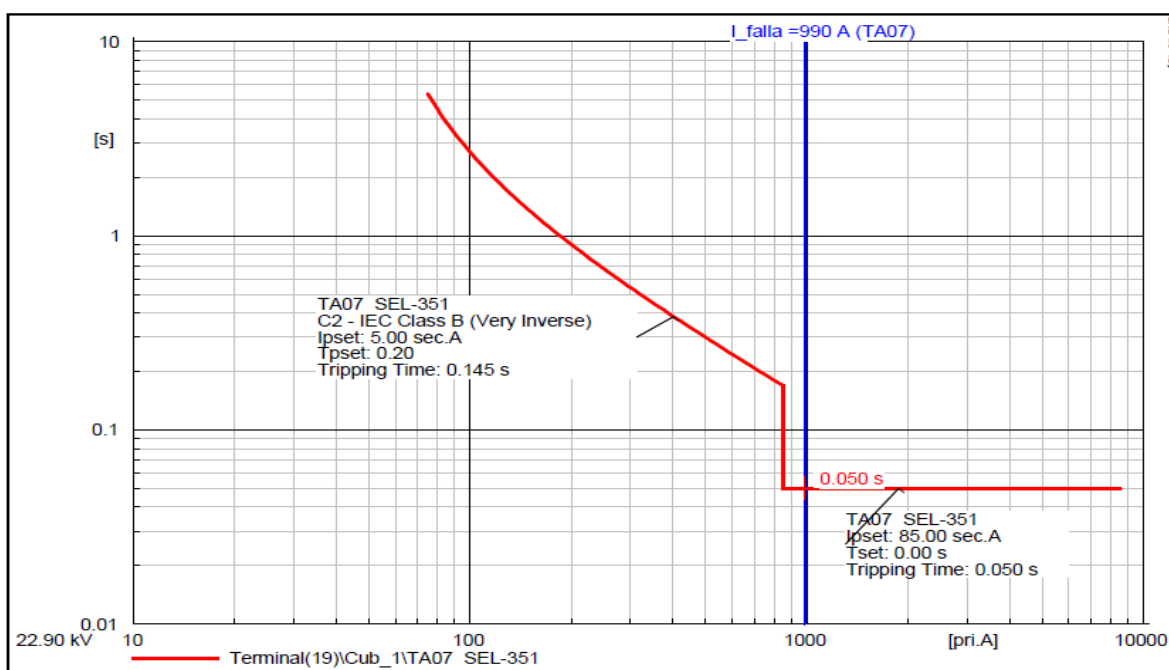
3.8 Evaluación del Sistema de Protección

En resumen, de acuerdo a la tab. 19 del estudio del comportamiento del alimentador TA07 con dos escenarios con y sin generación distribuida, se observa que no se tiene registro alguno de posibles antecedentes de corrientes al producirse fallas en las líneas contiguas. Por lo que se afirma que nuestro sistema de protección actuara correctamente, además se puede afirmar que en la actualidad los ajustes en el relé funcionan de forma correcta.

Además, podemos decir que de acuerdo a los datos de la tab. 20 que el comportamiento del alimentador TA07 durante ocurrencias de fallas sin la inserción de GD el sistema de protección actuara la función 50 con un tiempo de respuesta de 0.05s demostrando que su actuación es correcta.

Figura 27

Curvas de Coordinación de los AMT TA07 y Barra de 22.9 kV y Corrientes de Falla



Fuente. Elaboración propia datos de DIGSILENT

Capítulo IV: Análisis de Alternativas de Protección

4.1 Introducción

En este capítulo desarrollaremos el segundo objetivo que viene a ser las alternativas de solución, con la meta de optimizar la operación de los sistemas de protección en los alimentadores en estudio con inserción de generación distribuida.

En este estudio se presentan 02 posibles alternativas que se originaron de los análisis y evaluación realizada al sistema de protección, esto con la finalidad de lograr una mejora en la protección del sistema: una de las alternativas es el reajuste de las funciones 50/51/50N/51N, y la otra alternativa será realizar ajustes de los relés con nuevas funciones de protección 67/67N.

Esto sin visionar alternativas innovadoras que están usando actualmente que no están dentro del ámbito del estudio pero que deben ser por lo menos propuesta como una alternativa viable en esta investigación

Las alternativas de posible solución a la situación planteada con las fallas del sistema de protección y el funcionamiento no adecuado de este se basa en el estudio de fallas y el sistema de protección en la actualidad. Tema que se estudió ampliamente en el capítulo III.

De esta dos alternativa presentada se debe escoger una con la finalidad de lograr el objetivo de esta investigación, dicha selección coadyuvara con la mejora del sistema de protección del alimentador TA07, para finalmente esgrimir el capítulo final de esta investigación.

Este trabajo analiza o estudia la situación presentada con las fallas del sistema de protección en lo que respecta .al alimentador TA07 y sus alimentadores adyacentes y busca desde ese análisis establecer alternativas de solución a la dicha situación.

4.2 Relé SEL 351

El relé SEL-351 viene a ser un relevador que promete una vasta gama de características de protección para cubrir las necesidades de las líneas y sistemas de distribución. El relevador SEL-351 en cuestión ofrece las siguientes características.

Figura 28

Relé SEL-351

Fuente: Catálogo SELINC relé SEL-351.

4.2.1 Características y Beneficios

Complementa al sistema de protección ante sobre corriente. Cuida las máquinas y la línea de transmisión a través de secuencia negativa, sobre corriente a tierra neutra acompañado de control direccional, puesta a tierra de manera residual y componentes de fase.

Aumento de la seguridad en los componentes de corriente alta debido al bloqueo de segundo de forma armónica; emplea los componentes de bloqueo de segundo de forma armónica a fin de localizar la energización que pertenecen a los transformadores, asimismo bloquea los componentes específicos de disparo hasta la dispersión de circunstancias de energización.

Mejor control del interruptor; supervisa los informes a fin de tener conocimiento del tiempo que durar operando en promedio, el tiempo que duran las operaciones de cierre y disparo recientes, recolección de información importantes de hasta 128 veces en las que opera. Estos datos permiten planificar económica y oportunamente el mantenimiento de dicho interruptor.

Los elementos de falla pertenecientes al interruptor dropout detectan con velocidad el interruptor con perturbaciones mediante los componentes y lógica incluidos en la detección de perturbación.

En resumen, se tienen:

Diversas funciones de protección

Programación de recierre

Software para ajuste del propio relé

Monitoreo

Medición

Localizador de fallas

Lógica de control e integración

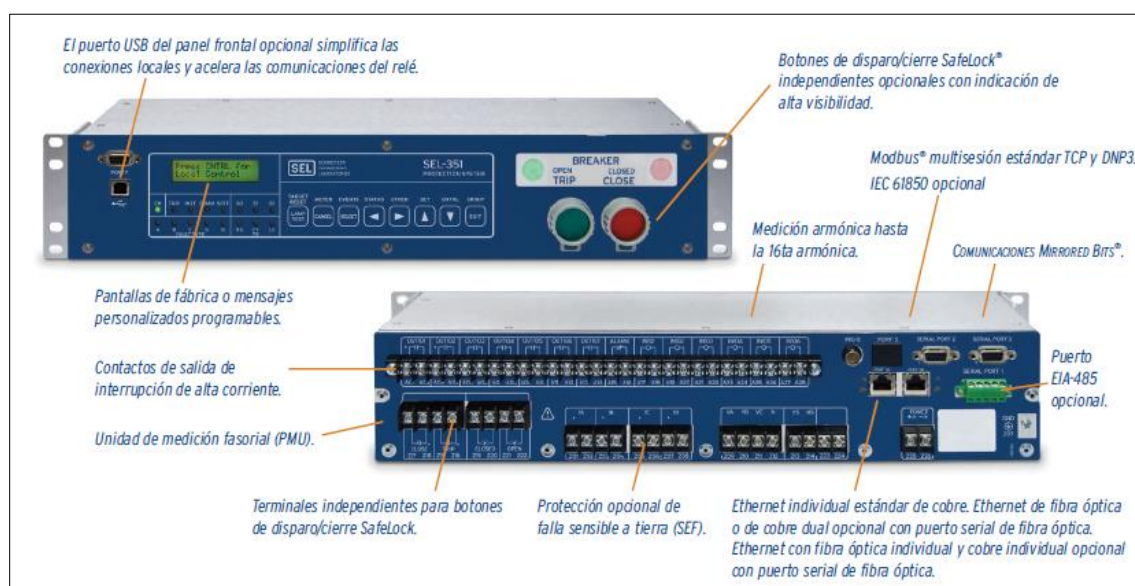
Entradas de voltaje y corriente

Verificador de sincronismo

Registrador de fallas y eventos

Figura 29

Características generales del Relé SEL-351



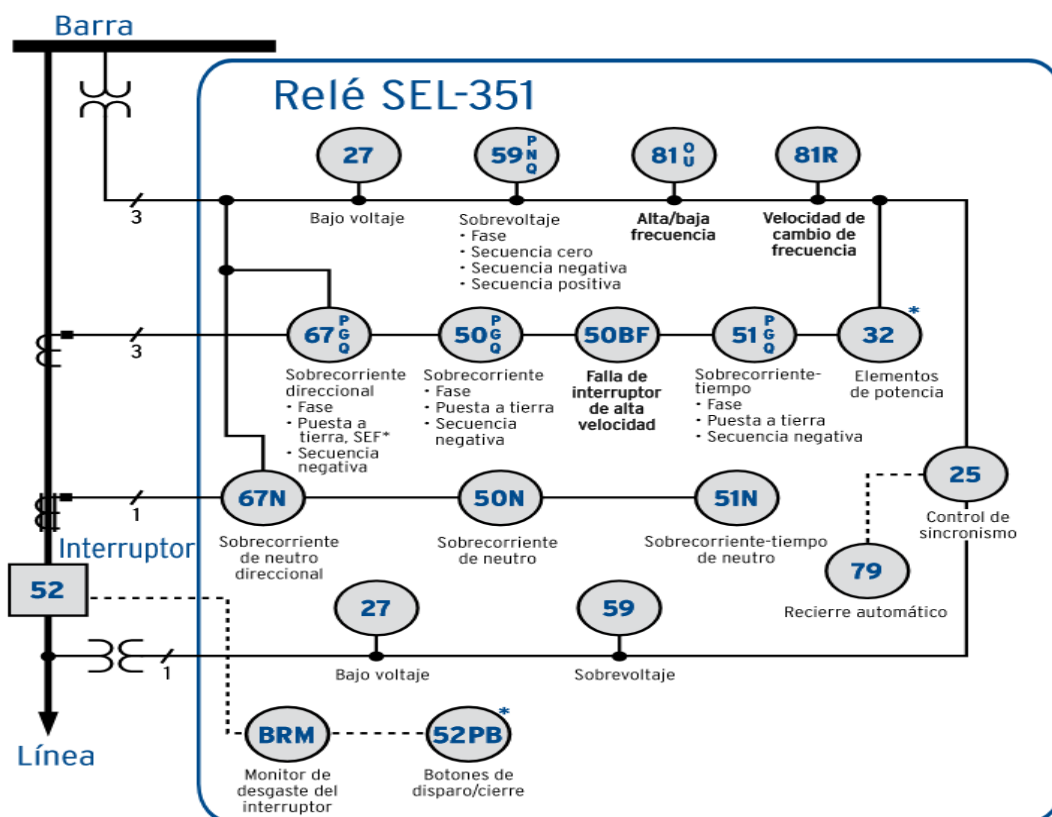
Fuente. Catalogo SELINC relé SEL-351.

4.2. 2 funciones de Protección

En la figura 31 se presentan las funciones de protección del relé digital multifunción SEL-351 y es como sigue:

Figura 30

Funciones Generales del Relé SEL-351



Fuente. Catalogo SELINC funcionamiento del relé SEL-351

4.3 Verificación de Variables del Problema

De acuerdo al estudio planteado, y en el contacto actual del sistema de protección del AMT TA07, se estableció la utilización de dos tipos de variable: las independientes las cuales se identifican con las causas del problema (fallas y ajustes). Y las variables dependientes, en cuyo caso vendrían a ser la selectividad del sistema de protección, sensibilidad, seguridad ya la calidad de servicio.

Los eventos de falla en los alimentadores TA07, actúan negativamente en su funcionamiento, las ocurrencias son de naturaleza externa cuya probabilidad de suceso es alta puesto que existe alrededor de ella otros alimentadores (TA02, TA03, TA04, TA05 y TA06). Y tomando como base los conocimientos del capítulo anterior de la situación actual del sistema de protección del AMTA TA07, una ocurrencia externa de falla activa y verifica el desempeño de la coordinación de protección. Analizando dichos datos se indica que la coordinación es inadecuada, pues ante una ocurrencia no actuara de forma segura ni de forma selectiva.

Además, se debe de conocer que una de las variables en específico las fallas no son posibles de manipular ya que estas ocurrencias son imprevistas e inevitables. Es por ellos que se las conoce como variable independiente. Caso contrario sucede con las variables dependientes como pueden

ser los ajustes de coordinación, que si son maniobrables. Habiendo desarrollados estas premisas se propone 2 posibilidades de solución.

4.4 Planteamiento de Alternativas de Solución

Los relés de la clase SEL-351 pertenecientes al alimentador TA07, también poseen las mismas propiedades de funcionamiento, además, razón por la cual solo realizaremos los estudios de para una solución óptima para una de ellas, en este caso para el alimentador TA07. Ya que este alimentador mantiene operación con la inclusión de GD (hercca y langui), las cuales también se encuentran vinculadas al alimentador SI01, por tanto el análisis de este alimentador será la misma que para el alimentador TA07.

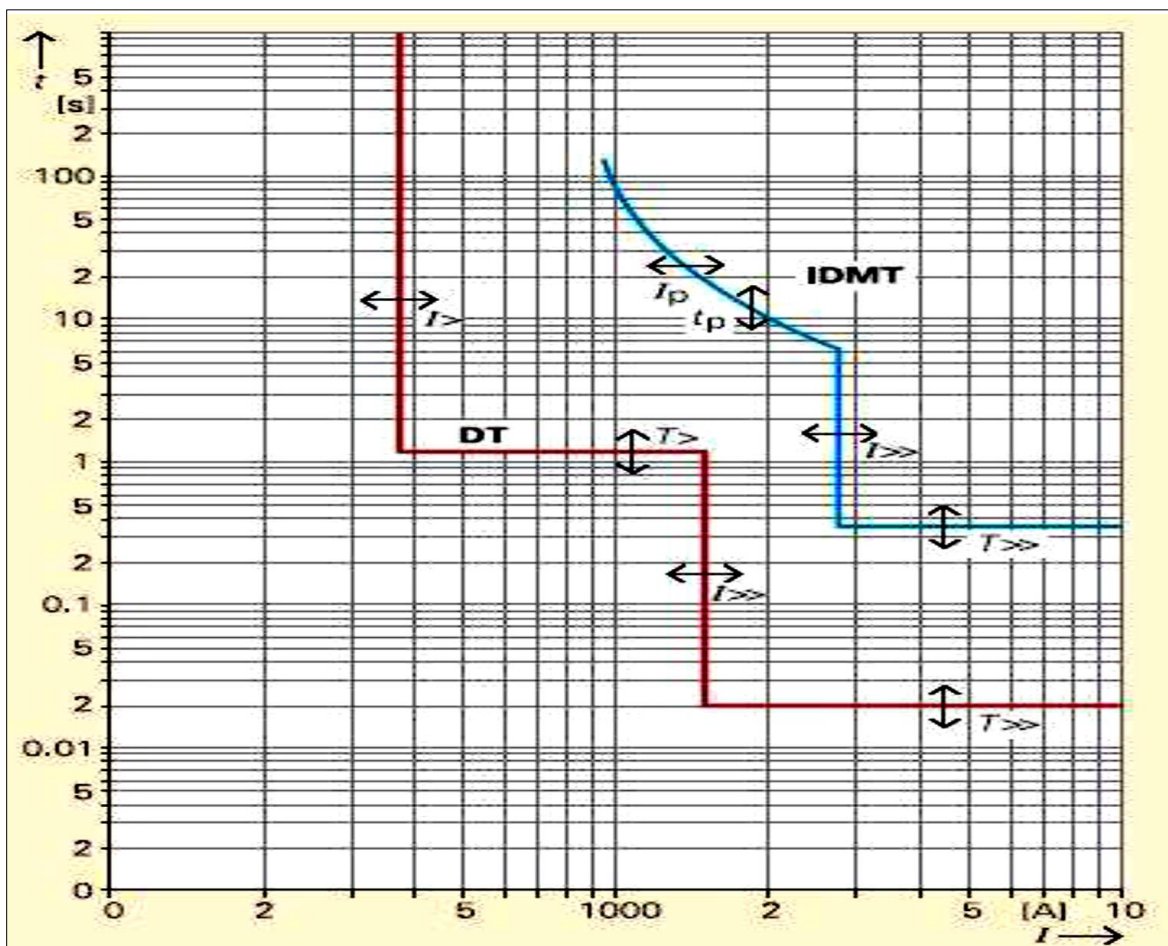
4.4.1 Alternativa 01: reajuste de protección 50/51/50N/51N

De acuerdo a un profundo análisis es posible mejorar los ajustes de protección para el alimentador TA07, con el finde optimizar la sensibilidad, selectividad y seguridad de actuación. Esta consiste en la modificación de 2 parámetros de ajuste que vendrían a ser la pickup (corriente de arranque) y el tiempo de reacción.

Si realizamos los cambios en las corrientes de arranque I_p , $I_{>>}$ e $I_{>}$, se obtendrá un desplazamiento horizontal en el resultado. Esta maniobra lograra una menor o mayor corriente para una actuación precisa. La cual conllevara a una mejor coordinación de protección aguas abajo y aguas arriba.

Los reajustes en los tiempos t_p , $T_{>>}$ y $T_{>}$ se logrará mediante la variación de los TMS en cada curva inversa, y se obtendrá como resultado un desplazamiento vertical, de tal forma variara el tiempo de actuación en la protección del sistema y permitirá la actuación de los demás equipos de acuerdo a las circunstancias del evento de falla.

Figura 31

Desplazamiento de la Curva de Coordinación de Sobre corriente

Fuente. Elaboración propia en base a la referencia (COES, Julio 2018)

Consideraciones para la alternativa 01.

esta alternativa de solución sugiere reajustar la coordinación de protección del TA07 con nivel de tensión 22.9 kV, de tal forma que esta permita una buena coordinación de protección con los demás alimentadores (TA02, TA03, TA04, TA05 Y TA06), cuyo criterio de reacción se considere el funcionamiento de AMT TA07 en cascada con los demás AMTs.

Sabemos que, en cualquier ocurrencia de falla en los demás alimentadores, se presenta en ellos un aporte de corriente desde el alimentador TA07 esto debido a la presencia de generación distribuida. Ya que durante una ocurrencia de falla dicho circuito funciona en cascada (serie). Por ejemplo, supongamos que ocurre un evento de falla en el alimentador TA05, la respuesta más próxima y oportuna debería realizarla la protección del AMT TA05 ya que esta se encuentra más cercana a la falla. El sistema de protección del alimentador TA07 detectara la corriente generada por la generación distribuida que se dirige hacia la falla sin embargo esta no actuara. Con la apertura del sistema.

Ventajas de la alternativa 01.

- No necesita la adición de más equipos de protección.
- Solo necesita la configuración del relé con nuevos ajustes tomando en cuenta las curvas de sobre corriente.
- Incrementa los resultados óptimos en la coordinación de protección entre todos los alimentadores actores en los eventos de falla aguas abajo y aguas arriba.

Desventajas de la alternativa 01.

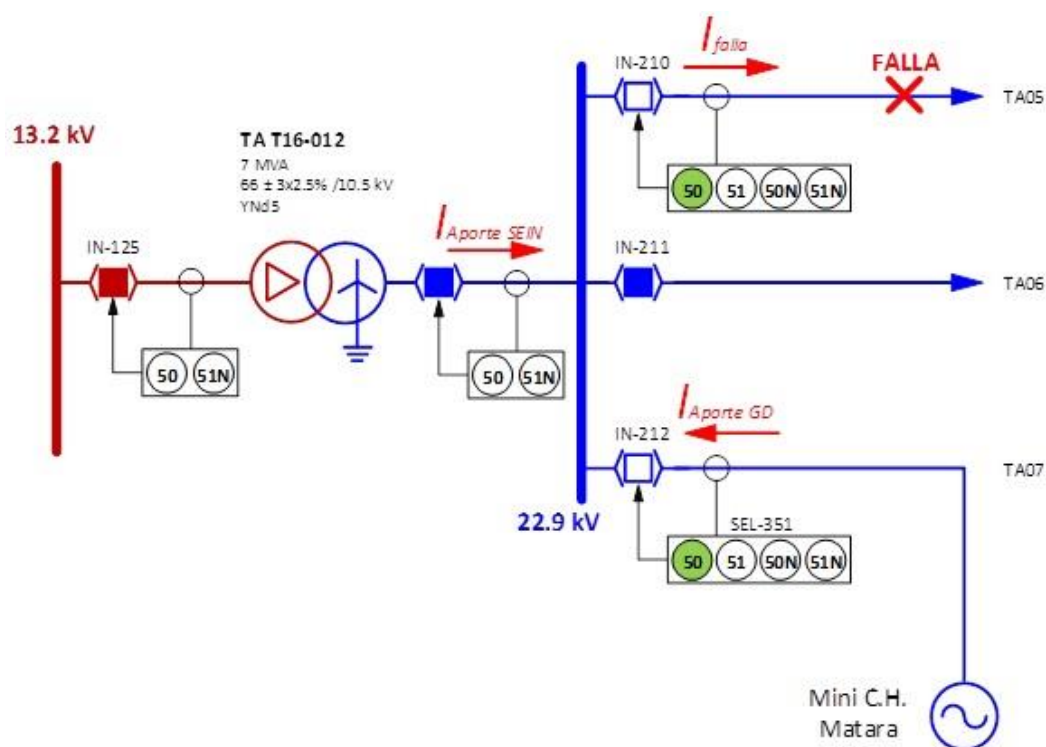
- Necesita garantizarse un lapso de tiempo mayor a 300 ms entre curva y curva planteadas en la coordinación.
- La actuación de protección solo se limita al alimentador TA07, y si se desea mantener con las demás protecciones se tendrían que ajustar la coordinación de protección de los alimentadores contiguos, la cual no conviene porque esta comprometería los sistemas de protección de las barras.

4.4.2 Alternativa 02: Implementación de Protección 67/67N

La segunda alternativa a tomar en cuenta la implementación un sistema de bloques al disparo para que la corriente de cortocircuito que recorre desde el alimentador hacia el exterior. Sumando la corriente que aporta la GD durante la falla ($I_{Aporte\ GD}$), logrando así que la apertura de disparo sea solo en el alimentador TA07 y no en los sistemas externos.

Figura 32

Diagrama Unifilar S.E. Tamburco. Falla en TA05 Externo al AMT TA07

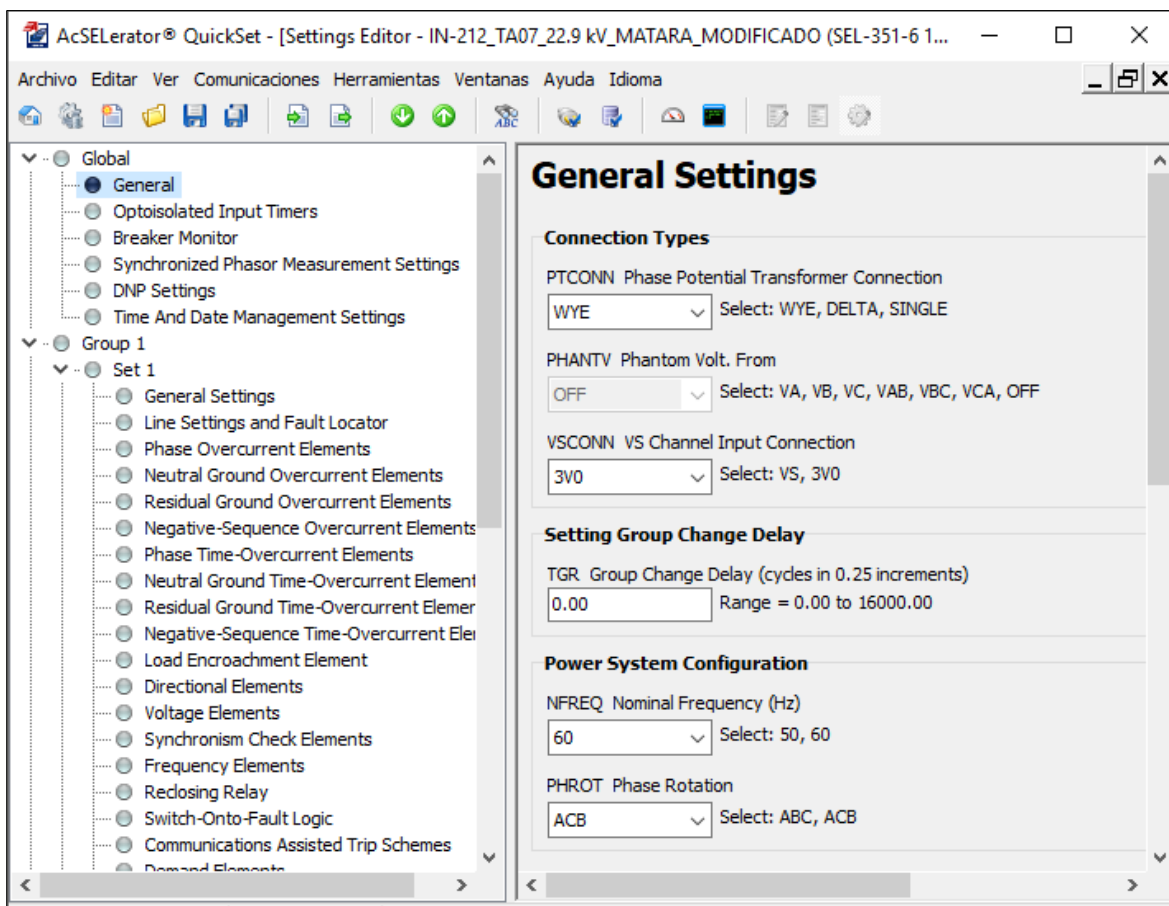


Fuente. Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE.

En la fig. observamos que el relé SEL-351 posee las funciones de 67 y 67N, que detectan sobre corriente direccional de fase a tierra y fase a fase. Donde se nota que dicha función necesita de señales analógicas de tensión de la barra.

Figura 33

Ajustes del relé SEL-351, del Alimentador TA07



Fuente. Elaboración propia base de datos AcSELERator. configuración relé SEL-351.

Consideraciones para la alternativa 02.

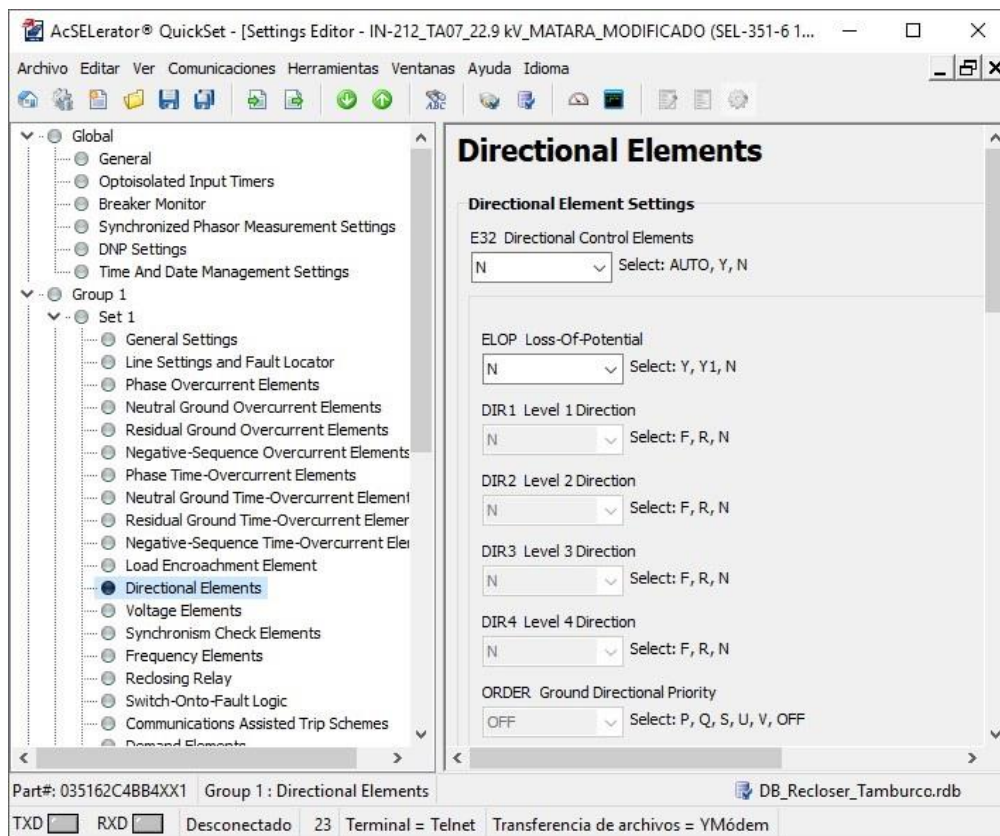
Los relés instalados tienen la capacidad de aceptar las configuraciones y/o ajustes de direccionalidad de corriente.

El elemento direccional (Directional elements) llamada también función direccional no se encuentra activada en los relés SEL351, por tal motivo el sistema no tiene la capacidad de saber la dirección del flujo de corriente.

Los niveles de tensión son necesarias para el control de sincronismo, frecuencia, elementos direccionales polarizados y localización de fallas. Además, son utilizados en la comprobación de voltaje, medición de voltaje y sincronismo.

Figura 34

Ajuste Actual del Elemento Direccional del Relé SEL-351, Protección del AMT TA07



Fuente: Elaboración propia base de datos software AcSELERator ajustes del relé SEL-351

Ventajas de la alternativa 02.

- No se necesita la adquisición de otros equipos de protección.
- Configuración selectiva solo actúa en propias fallas mas no externas.

Gracias a su configuración de la función 67/67N, el dispositivo solo opera en dirección al ajuste realizado ya sea adelante u atrás.

- Es innecesario realizar los cambios de curva de protección, por consiguiente, la coordinación con los demás dispositivos no es alteradas.

Desventajas de la alternativa 02.

- Una de las desventajas notables viene a ser un mal ajuste en la configuración direccional, ya que esta provocaría una mala actuación de los dispositivos de protección.
- Es indispensable contar con señales de tensión para que la respuesta de acción sea la mas correcta.

Análisis Comparativo de las Alternativas

En la tabla 27 se realiza la comparación de ambas alternativas.

Tabla 28

Análisis Comparativo de las Alternativas de Solución

ITEM	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
PLANTEAMIENTO	Ajuste de curva de actuación de sobre corriente, consiste en desplazar la curva de actuación. El criterio consiste en la coordinación entre las curvas de las protecciones de los alimentadores adyacentes.	Bloqueo del disparo actual a través del relé direccional. Plantea que para el ajuste actual de la curva de sobre corriente, se bloquee el disparo para fallas externas al AMT TA07 con la activación del relé direccional
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ No necesita la adición de más equipos de protección. ➤ Solo necesita la configuración del relé con nuevos ajustes tomando en cuenta las curvas de sobre corriente. ➤ Incrementa los resultados óptimos en la coordinación de protección entre todos los alimentadores actores en los eventos de falla aguas abajo y aguas arriba. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ No se necesita la adquisición de otros equipos de protección. ➤ Configuración selectiva solo actúa en propias fallas mas no externas. ➤ Gracias a su configuración de la función. ➤ Es innecesario realizar los cambios de curva de protección, por consiguiente, la coordinación con los demás dispositivos no es alteradas.
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Necesita garantizarse un lapso de tiempo mayor a 300 ms entre curva y curva planteadas en la coordinación. ➤ La actuación de protección solo se limita al alimentador TA07, y si se desea mantener con las demás protecciones se tendrían que ajustar la coordinación de protección de los alimentadores contiguas, la cual no conviene porque esta comprometería los sistemas de protección de las barras. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Una de las desventajas notables viene a ser un mal ajuste en la configuración direccional, ya que esta provocaría una mala actuación de los dispositivos de protección. ➤ Es indispensable contar con señales de tensión para que la respuesta de acción sea la más correcta.

Fuente. Elaboración propia.

Se puede decir que ambas opciones pueden ser buenas opciones de ajuste para la solución de la coordinación de protecciones del alimentador TA07, también se ve que ambos se pueden complementar eso quiere decir que puede ser factible la instalación de ambas alternativas. Aunque se podría considerar como una desventaja el factor de esencialidad, en este caso es el ajuste adecuado a las características propias del sistema de protección eléctrico, el ajuste correcto de la protección para ambos casos.

Habiendo analizado y buscando las alternativas correctas de para la problemática de protección en el alimentador, existe también una tercera consideración a la que no se puso mucho énfasis, que viene a ser la reconfiguración de la topología de la red, quiere decir con una nueva distribución de cargas en los diferentes alimentadores.

4.5 Conclusiones del Capítulo IV

Se realizó la evaluación, a partir del análisis de fallas y de la situación presentada con el sistema de protección actual, la cual fue documentados mediante las estadísticas presentadas por la empresas suplidora del servicio eléctrico y a su vez contratadas con la bibliografía existente sobre sistemas de protección eléctrica y fallas, además del uso de software de simulación (ver capítulo 3), en donde se generaron Tablas que permitieron conocer mejor la situación y aspectos importantes de la misma, así como también relacionar las alternativas posibles de solución y analizarlas. Donde se pudo ver los ajustes generales (ver figura 34) e identificar la conducta presente en la coordinación de protección, de modo que, de surgir alguna perturbación, los componentes de protección se disparen, y tengan la capacidad de desbrozar esta falla con duración mínima y bajo el principio de selección y sensibilidad adecuada , impidiendo que la perturbación se esparza comprometiendo a los demás alimentadores considerablemente y adquiriendo la reacción de los componentes de protección adyacentes.

Capítulo V Aplicación de la Alternativa Seleccionada

5.1 Introducción

El este capítulo desarrollaremos el objetivo 3 de la investigación "Determinar la alternativa más adecuada y sugerir su aplicación para mejorar la situación protección de falla en los alimentadores de MT de TA-07 ante la ocurrencia de fallas en las redes de MT adyacentes" la parte más importante del estudio de acuerdo al objetivo general que es, Desarrollar un plan de análisis de las posibles soluciones al problema presentado con el sistema de protección de alimentadores de MT de TA-07 con la finalidad de determinar la alternativa de solución más adecuada.

Se parte de la información obtenida de las estadísticas de la empresa distribuidora del servicio eléctrico, se ubica teoría y trabajos relacionados con el tema de estudio, se aplica técnicas y métodos de análisis de fallas, así como también se usan software de simulación que permiten recrear modelos del sistemas de protección, esto se hace con la finalidad de confrontar la realidad con los ajustes actuales de protección del alimentador TA07, para buscar las opciones más adecuadas a la situación presentada y determinar cuáles son las alternativas adecuadas a la solución del problema presente en el sistema para una actuación correcta, luego se escoge la alternativa más idónea, se realiza los ajustes necesarios para que el relé de protección actúe correctamente ante fallas externas. Con la finalidad de lograr esta meta, aprovechamos las bondades y capacidades que posee el relé SEL-351, específicamente la cualidad que presenta con la función de sobre corriente direccional (funciones de protección 67/67N) para que sea parte de la protección principal del alimentador TA07 con inserción de GD.

5.2 Ajustes de Protección del AMT TA07

El sistema de protección del alimentador TA07, cuyo componente principal viene a ser el relé SEL-351, cuya programación y ajuste está relacionada a la función de protección 67 y 67N, que se caracteriza por la detección de sobre corriente direccional tanto de falla fase a tierra y fallas de fase a fase. Como parte del estudio se realizará la descripción de dichos ajustes en el sistema.

5.2.1 Ajuste de curvas de sobre corriente

Para realizar los ajustes respectivos de una curva se tomará en cuenta el método gráfico, por tal motivo será necesario conocer la máxima demanda del alimentador y para evitar falsas ocurrencias de falla se tomara en cuenta de la potencia generada e inyectada por parte de la mini central de Matara.

Para nuestro caso de estudio se tiene que la demanda máxima del alimentador TA07 sin generación distribuida con un valor de 1.2 MW, y con la inserción de generación distribuida tendrá un valor de 2.00 MW. y una corriente de 150 A, esta equivaless a 5.3 MW con factor de potencia de 0.9. por consiguiente, los ajustes de la $I_{pickup} = 150 \text{ A}$ y la protección de sobre corriente instantánea con un rango de 850 A. y estos ajustes se considerará adecuadas para el sistema de protección próximas a la barra de 22.9 kV pertenecientes a la Sub estación de TAMBURCO.

Tabla 29

Ajuste ACTUAL de 50, 51, 50N y 51N para TA07

red	equipo de protección				Sobre corriente fase a fase					Sobre corriente fase a tierra				
					51		50			51N		50N		
Nivel de tensión	AMT	C	Marca Relé	Serie	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
22.9	TA07	0/5	SEL	SEL351A	50	0.05	T	50	0.129	18	0.139	EC-VI	200	0.139

Fuente. Base de datos ELSE SAA. Ajustes del relé SEL-351.

Tabla 30

Ajuste Propuesto de 50, 51, 50N y 51N para TA07

red protegida	equipo de protección				Sobre corriente fase a fase					Sobre corriente fase a tierra				
					51		50			51N		50N		
Nivel de tensión	AMT	TC	Marca Relé	Serie	I> pickup [A]	Dial	Curve	I>> pickup [A]	Time [s]	Io> pickup [A]	Dial	Curve	Io>> pickup [A]	Time [s]
22.9	TA07	50/5	SEL	SEL351A	150	0.13	IEC-VI	850	0.05	18	0.14	IEC-VI	200	0.05

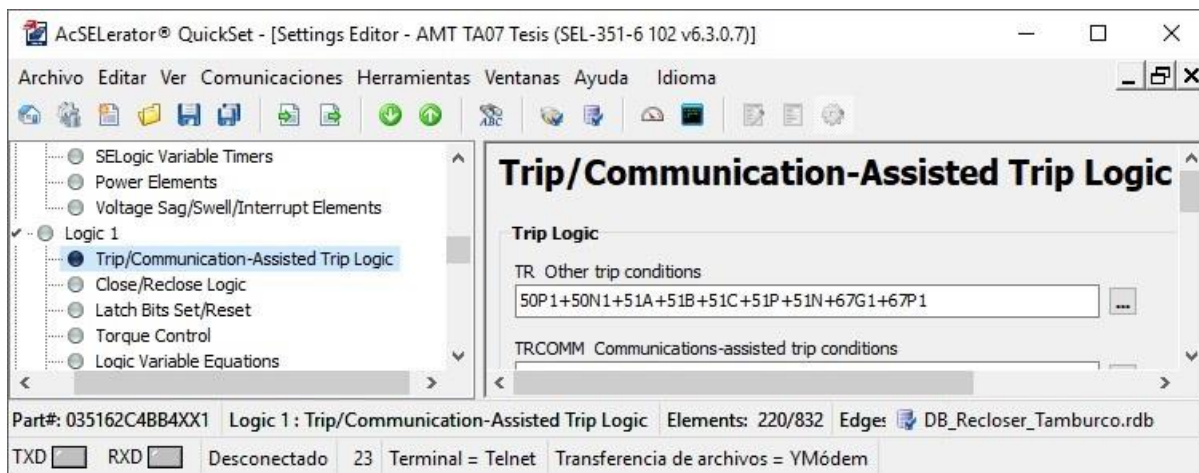
Fuente: Base de datos ELSE SAA propuesta de ajuste del relé SEL-351

5.2.2 Configuración de Disparos para Relés 67 Y 67N

Como se observa en la tab. 29 para la configuración de los relés SEL 351 no es suficientes variar las curvas de ajuste sino también es programar al relé que obedezca a la orden de disparo de acuerdo a las funciones de los sistemas de protección. Todos los ajustes los realizaremos utilizando el software AcSELERator.

Figura 35

Configuración Actual de la Logica de Disparo del Rele SEL-351 en el Software AsSELERator



Fuente: Base de datos AcSELERator configuración de relé SEL-351

La fig. 35 vista anteriormente nos hace ver la configuración del software AcSELERator, para la configuración de la lógica respectiva para el disparo exitoso del relé durante una falla. Observamos que en su programación se debe de seleccionar el grupo en este caso el grupo 1, ya que esta cumple la función de activa de los ajustes. En el Group 1 elegimos Logic 1, a su vez elegimos la opción Trip/Communication-Assisted Trip Logic (Asistente de la lógica de disparo y comunicaciones)

La lógica de disparo nos muestra los diferentes escenarios que se encuentran ya programadas para un correcto disparo, pero también existen otras condiciones a tener presente en la función TR Other trip conditions como son:

50P1+50N1+51A+51B+51C+51P+51N+67G1+67P1

Cada función muestra las corrientes altas de cada fase, como por ejemplo la corriente instantánea de fase a tierra la cuales no son necesarias para nuestro caso, ya que los ajustes de funciones de protección reaccionan a las corrientes direccionales, las funciones temporizadas

Para los ajustes 51 y 51N, y para 50 y 50N que nos instantáneas.

Es así que para un funcionamiento óptimo los ajustes deben de seguir los siguientes patrones.

Other trip conditions: 51PT+51GT+67P1+67G1, dónde:

51PT : Elemento de sobre corriente de fase temporizado

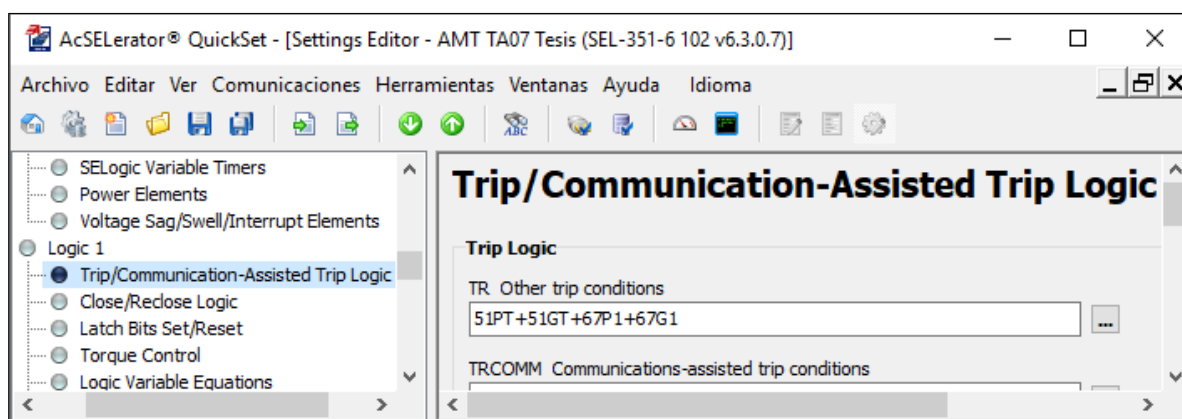
51GT : Elemento de sobre corriente residual de tierra temporizado

67P1 : Elemento de sobre corriente de fase instantáneo, Nivel 1.

67G1 : Elemento de sobre corriente residual de tierra instantáneo, Nivel 1.

Figura 36

Propuesta de configuración del Relé SEL-351 para las Funciones de 67 y 67N

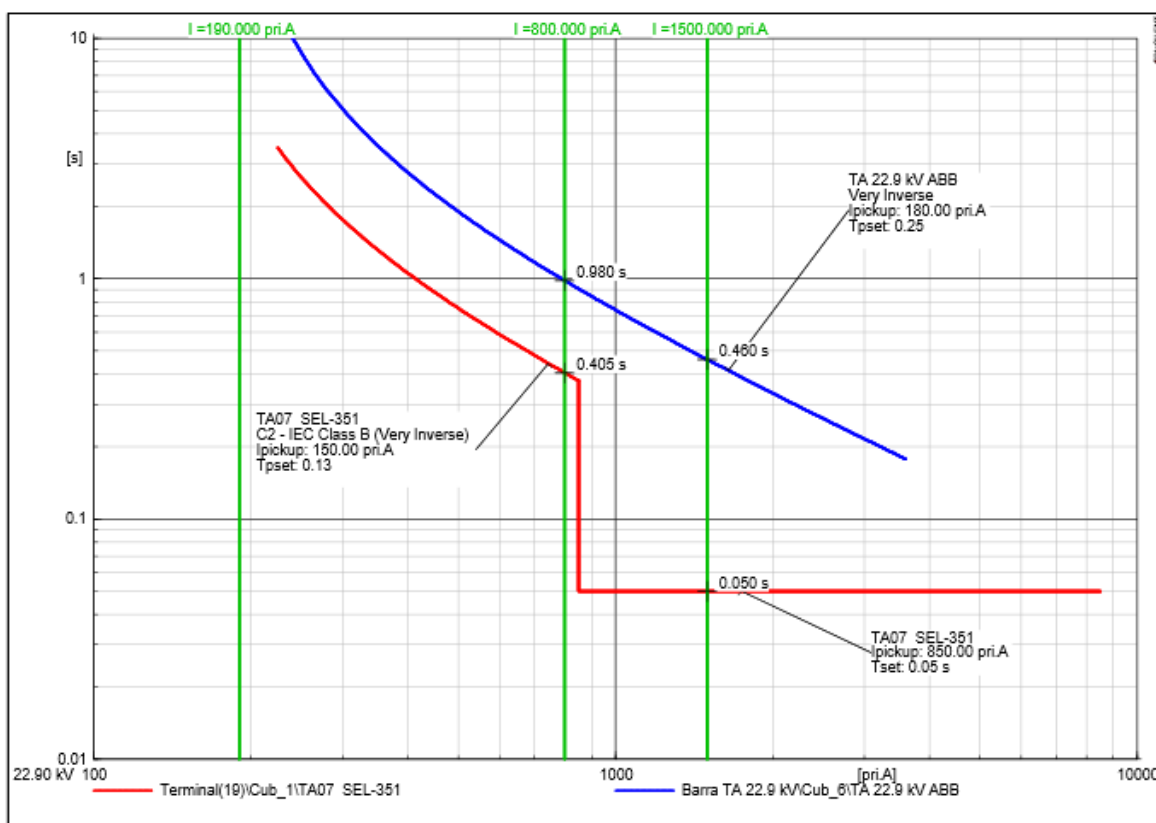


Fuente. Base de datos software AcSELERator.

La Fig. 37 representa los ajustes realizados en la logic de disparo de la funcion: 50, 50N, 51 Y 51N concatenando con las funciones 51PT, 51GT, 67P1 y 67G1 respectivamente. Una vez realizada la configuración de las curvas de actuación tendremos a continuación como se muestra en la fig. 38.

Figura 37

Propuesta de Curva de Sobre corriente de línea con la Nueva Lógica de Disparo del Relé SEL-351



Fuente: elaboración propia simulación DIGSILENT.

Observamos que la curva t y la curva roja representan las curvas de protección de línea planteadas para la protección del alimentador TA07, mientras que la curva azul denota la protección de línea de la barra de la S.E. de Tamburco. así también vemos la representación de las corrientes de falla (líneas verdes) las cuales ayudan e identificar los tiempos de respuesta y apertura del sistema.

5.2.3 Configuración de Direccionalidad de 67 Y 67N

La configuración de las corrientes direccionales del relé o llamado también elemento direccional es habilitada en la opción **E32 (Directional Element Setting)**

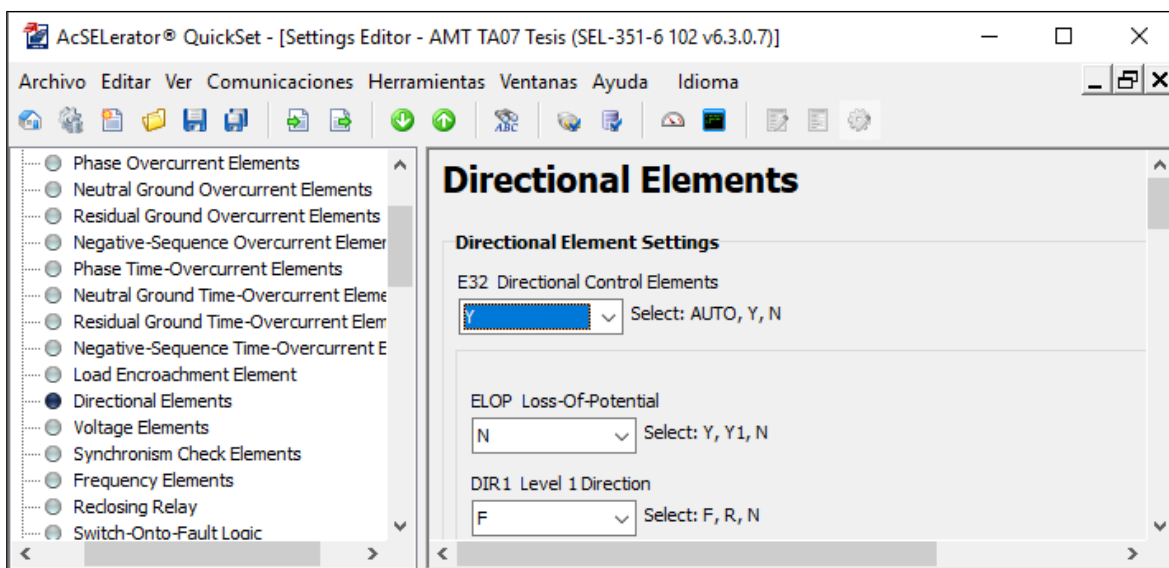
E32 = (Y) pone en funcionamiento el control direccional

E32 = (AUTO) pone en funcionamiento el control direccional, además realiza el ajuste necesario o calcula también las veces necesarias de ajuste del elemento direccional en forma automática.

E32 = (N) inhabilita el control direccional.

Si en el caso que la función de control direccional es ajustada con la funcion con E32 = N, la configuración direccional es inhabilitada y los ajustes realizados queda programados como no direccionales.

Figura 38

Ajustes del Relé SEL-351. Elemento Direccional Habilitado E23: Y

Fuente. Base de datos AcSELErator.

De acuerdo a lo observado el elemento direccional, los umbrales direccionales de secuencia negativa Z2F y Z2R los cuales definirán el rango del relevador para que puede determinar la falla. Es fundamental que los parámetros Z2F y Z2R cumplan con la condición de $Z2R > Z2F$. Cabe mencionar que se debe tener en cuenta los umbrales direccionales trabajan de acuerdo a los siguientes rangos:

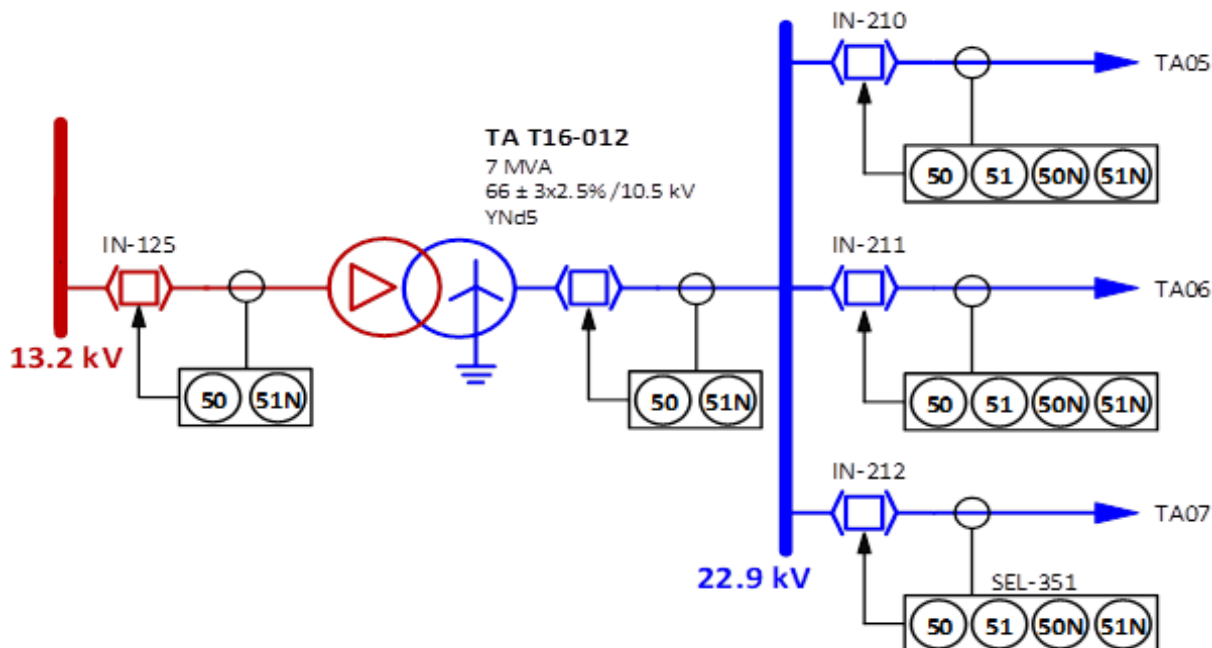
Umbral direccional negativo -128 a 0 Ω secundario (inversa)

Umbral direccional positivo 1 a 128 Ω secundario (adelante)

En la fig. 40 y 41 se muestran los diagramas de la Sub estación de Tamburco presentando la actual y la configuración propuesta para el sistema de protección del alimentador TA07.

Figura 39

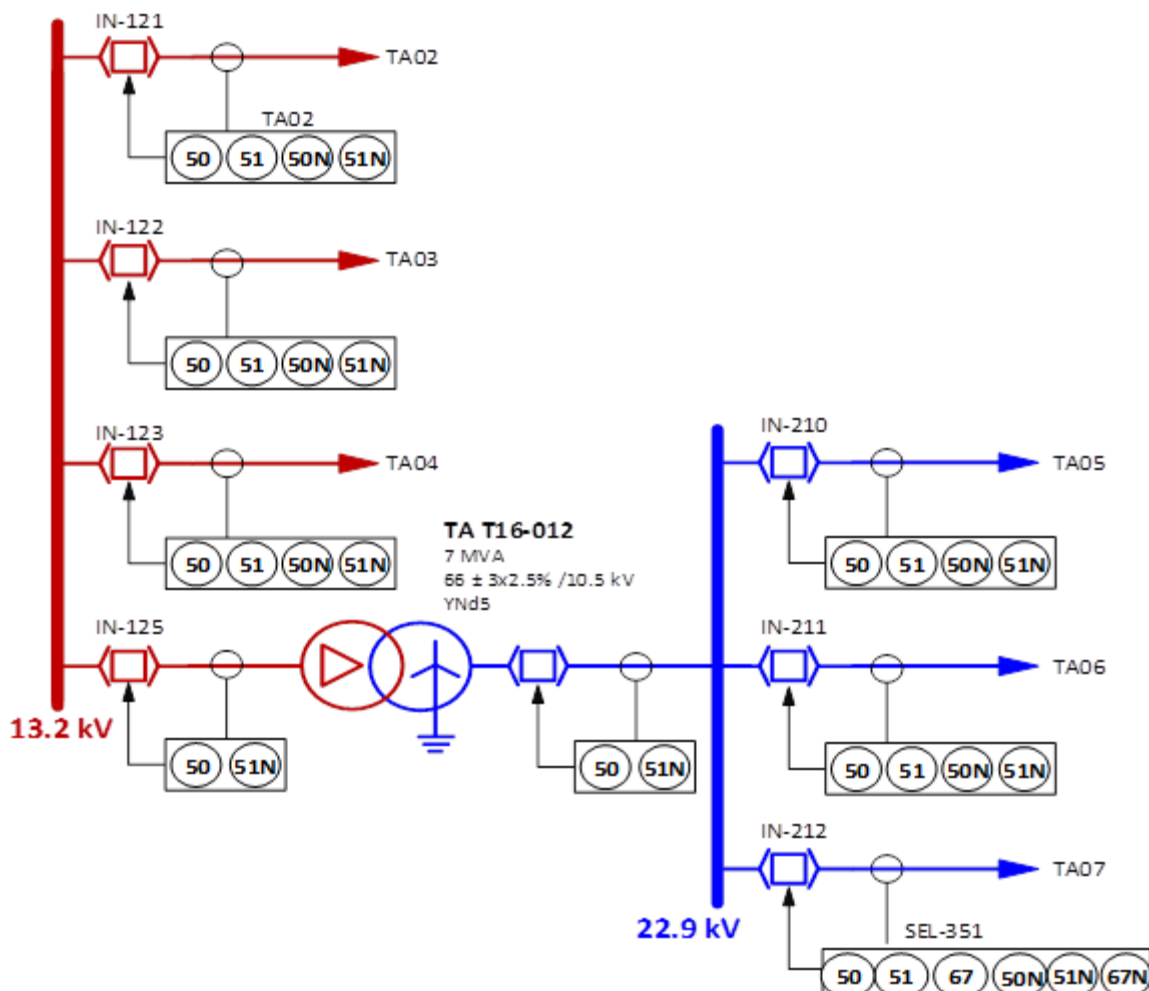
Sistema de Protección Configuración Actual de Protección AMT TA07



Fuente. Elaboración propia en base a datos brindados por ELSE.

Figura 40

Sistema de Protección Configuración Propuesta de Protección 67, 67N



Fuente. Elaboración propia

5.3 Modelamiento de la Red en DIgSILENT

La meta de este trabajo de modelamiento de todo el sistema eléctrico en el software DIgSILENT, es mostrar los procesos principales para poder entender la naturaleza del

funcionamiento de software. A continuación, detallaremos algunos pasos importantes del programa de modelamiento.

Para el caso de simulación de cortocircuito, sistemas de protección y flujo de carga de un sistema eléctrico, como primer paso es tener ya el modelo de toda la red eléctrica de las zonas en estudio, también se puede recurrir a la base de datos del COES para facilitarnos con el modelo del SEIN actualizado. ELECTRO SUR ESTE SAA cuenta en su base datos el modelamiento de las sub estaciones de AT/MT, también posee la información de los alimentadores.

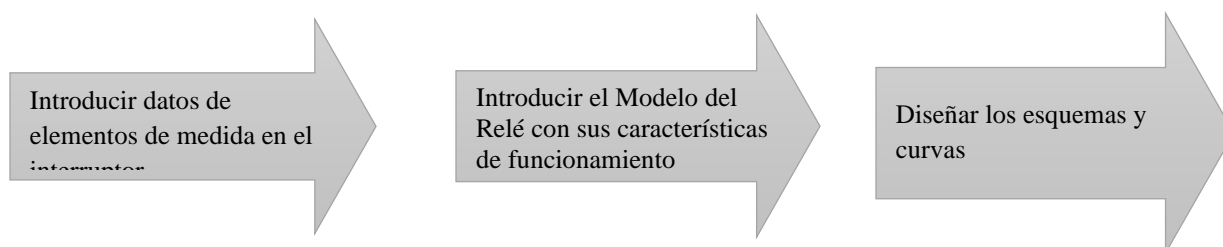
Cuando se trabaja con redes eléctricas externas las cuales simplifican todo la red a una zona de estudio debemos conocer la corriente de corto circuito para el modelamiento y análisis del alimentador TA07, tomamos como base una barra infinita con nivel de tensión de 138 kV perteneciente a la S, E, de Tamburco. los datos de cortocircuito la obtendremos del model SEIN, cuyos datos son aprobados por ELECTRO SUR ESTE SAA.

5.3.1 Creación de Base de Datos para Protecciones

Consiste primeramente en establecer que equipos y datos serán necesarios para dichas simulaciones del sistema de protección. En el caso de nuestra investigación debemos conocer las características del relé de protección, transformador de tensión y transformadores de corriente. En el caso de los transformadores ya sea de tensión o corriente se hace la simulación para hacer el análisis estacionario la cual consiste en conocer su relación de transformación.

5.3.2 Incorporación del Relé de Sobre corriente

Después de creada la base de datos, podemos reproducir el relé de sobre corriente en un entorno donde los ajustes se pueden realizar confiable y rápidamente. A continuación, detallaremos los pasos a seguir:



5.3.3 Ajustes de Protección

Los relés de protección insertados en la simulación deben estar programadas con sus parámetros específicos de cada relé. Y si se presenta protección de sobre corriente estas

dependerán al tipo de curva que presenta, como datos para la curva de tiempo inverso serán considerados la corriente pickup (corriente de arranque) y el dial que representa el recorrido vertical o ajuste de tiempo de respuesta. Por el contrario, para la curva de tiempo definido es necesario programar el tiempo de respuesta temporizado o tiempo instantáneo, y la corriente pickup

Verificación de la Actuación de Protección.

La verificación de resultados de la simulación de distintos eventos de falla, se realiza mediante la visualización del tiempo de respuesta para diferentes cortocircuitos o corrientes de falla además de realizar la interpretación de las curvas tiempo y corriente.

En la actualidad contamos con diferente instrumento de consulta, sobre procedimiento de programación de datos en la simulación de sistemas de protección en el software DIGSILENT. para nuestra investigación se utilizó como material de consulta la tesis presentada por Cristian W. Aguirre con el tema “Estudios eléctricos de sistemas de potencia”.

5.4 Determinación de Resultados AMT TA07

De acuerdo a la investigación realizada los resultados serán definidos tomando en cuenta dos escenarios, el primer escenario está relacionado a la actuación de la coordinación de protección la cual establece el estado de actuación del sistema de protección cuyos datos son registrados estadísticamente por la empresa ELSE SAA empresa distribuidora del servicio. El siguiente aspecto a tomar en cuenta es demostrar los resultados óptimos y comparar con los parámetros de calidad SAIDI y SAIFI.

Cabe precisar que los resultados mostrados y analizados son pertenecientes al sistema de protección del alimentador TA07, ya que el análisis de los demás alimentadores adyacentes y con inserción de GD mantendrían resultados similares.

5.4.1 Resultados Referidos al Sistema de Protección

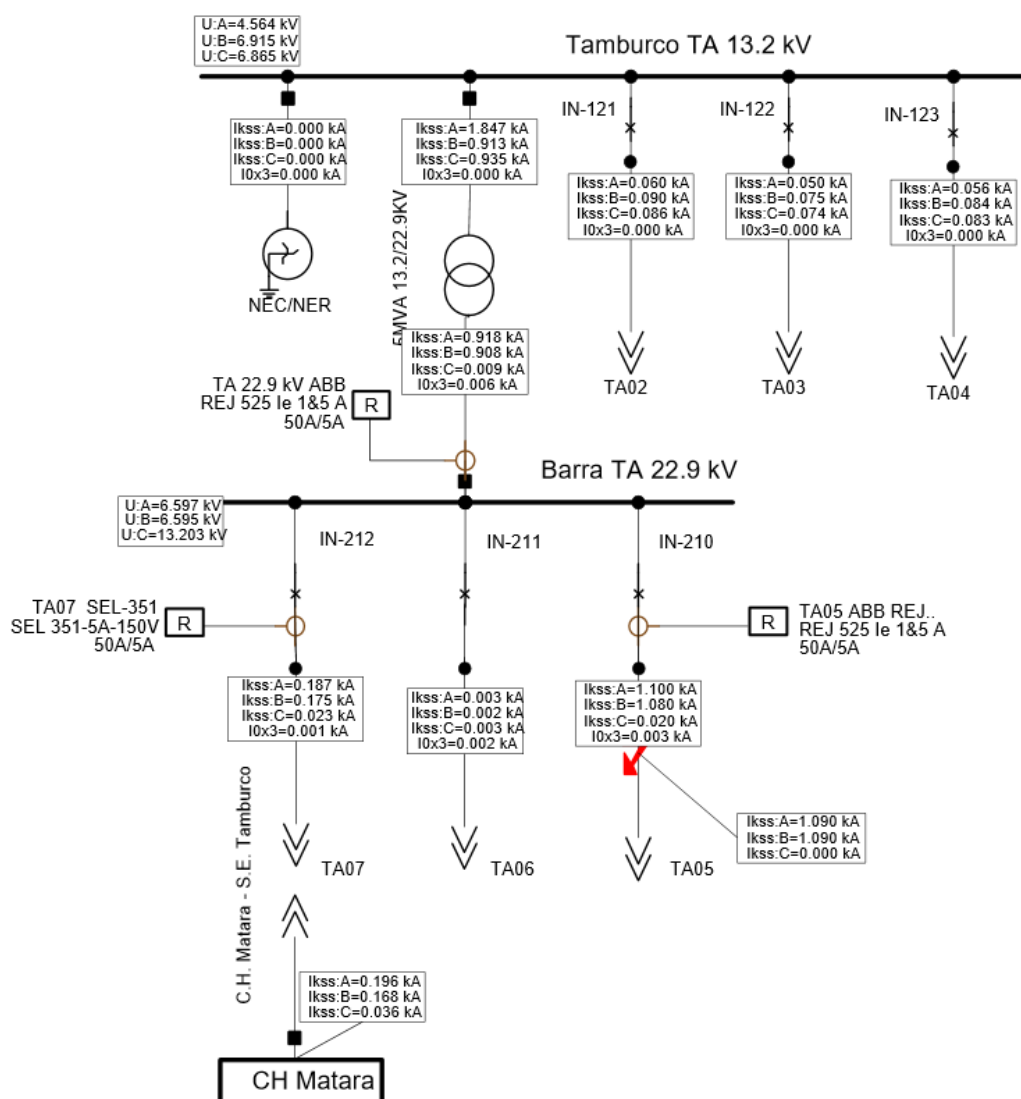
En conclusión, hecha todo el análisis de las alternativas de solución para mejorar el sistema de protección del alimentador TA07, mediante simulaciones de ocurrencias de fallas externas al alimentador antes mencionado, cuyos eventos simulados fueron de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas. Identificando la falla por su intensidad se dice que la primera falla y de categoría severa ocurre en la barra de 22.9 kV, la segunda de categoría no tan severa son la que ocurren en las cercanías o adyacentes al alimentador TA07, e nuestro caso de estudio se eligió al alimentador

TA05 donde presenta el número mayor de eventos de fallas que representan el 25% de fallas de la red troncal.

Evento a simular	: Falla bifásica (RS) en AMT TA05 (y otras fallas, ver tabla 23)
Ubicación de falla	: Alimentador TA05 cercano a la barra de 22.9 kV de S.E. Tamburco
GD	: Conectado a TA07 operando a plena carga. Mini C.H. Matara
Objetivo	: Determinar la corriente de aporte por la GD a través del AMT TA07
Comportamiento	: Corriente de falla en TA05 $I_{kss} = 1100$ A : Corriente de aporte de la GD a la falla a través de TA07 $I_{kss} = 187$ A : Corriente de aporte por el SEIN $I_{kss} = 918$ A
Protección	: Actuación de protección CORRECTA en AMT TA05. TRIP 50 : Operación CORRECTA en AMT TA07. No desconecta, permanece cerrado, si actuara lo haría a un tiempo

Figura 41

Falla Bifásica (RS) alimentador TA05, Corrientes de Falla y Aporte por la GD

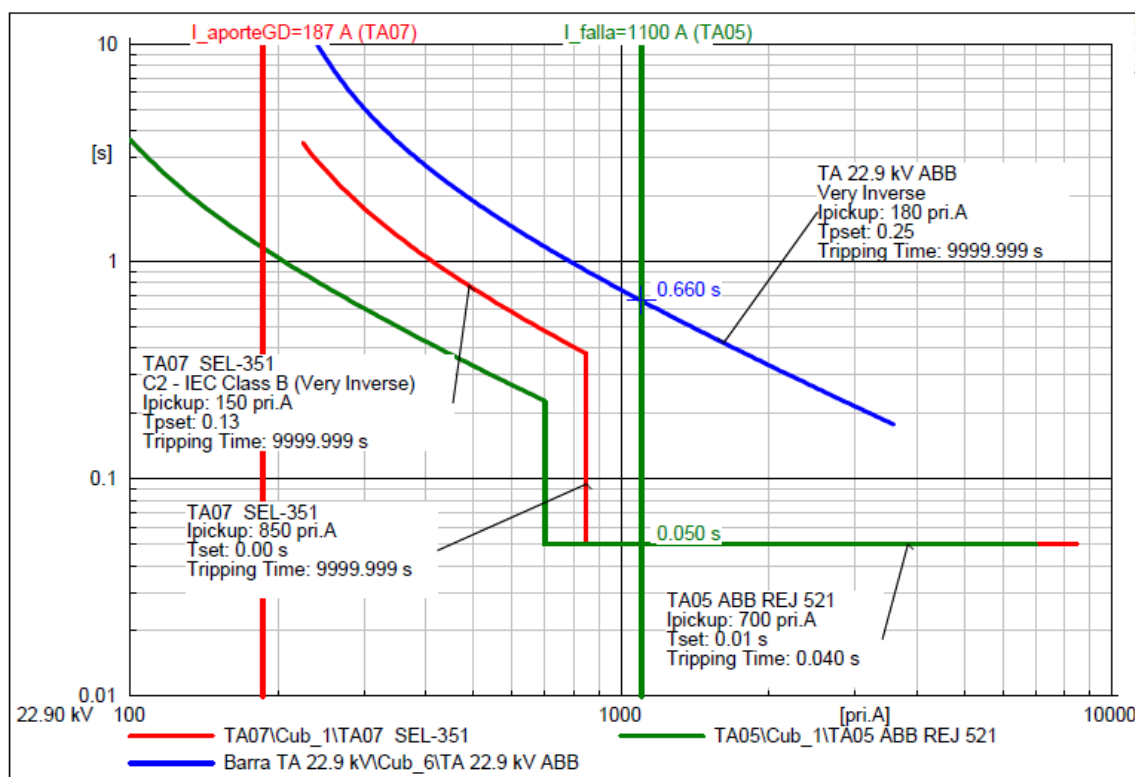


Fuente: Elaboración propia base de datos DIgSILENT

La fig. 43 presenta la simulación correspondiente a un evento de falla de fases (RS), suscitada en el alimentador TA05 y se encuentra adyacente a la barra de la S.E. Tamburco de 22.9 kV. En dicha simulación observamos que tanto la corriente de falla y la corriente inyectada por el sistema GD, tienen una dirección directamente a la falla. Razón por la cual se corrobora la actuación de dichas curvas de coordinación fueron las más óptimas ya que sucedido el evento de falla, el alimentador TA07 no llega a sufrir interrupción alguna comprobando que la corriente aportada por la GD ($I_{GD}=187$ A) es muy baja, lo cual dio como resultado que no disparó los sistemas de protección del alimentador TA07, más al contrario la corriente de falla fue despejada mediante la apertura del sistema del alimentador TA05.

Figura 42

Coordinación 50/51 de TA05, TA07 y TA22.9 kV. Corriente de Falla y de aporte por la GD



Fuente: Elaboración propia DIGSILENT

De acuerdo a la fig. 43, las curvas de corriente y tiempo vienen hacer en conjunto las curvas de ajuste del sistema de protección del alimentador TA07, y la curva azul representa los ajustes del sistema de protección de la barra TAMBURCO DE 22.9 kV, mientras que las curvas del sistema de protección pertenecientes al alimentador TA05 están representadas por las curvas verde.

Por otro lado, verificamos que la línea vertical (verde) corresponde a la corriente de falla del alimentador TA05, presentando un tiempo instantáneo de apertura de 0.05s.

Tabla 31

*Actuación de Protección del alimentador TA07 y Corrientes de Aporte de la GD para**Diferentes Fallas Externas*

Tipo de Falla	MT en Falla	Ubicación de falla (Externo aTA07)	Corriente en el punto de falla [A]	Corriente Aporte GD (en TA07) [A]	Observación de la actuación de protección de TA07 ACTUACIÓN - Despejado
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV (Rf = 0 Ω)	1464	200	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Monofásico (Fase R)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	600	93	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Bifásico (Fases RS)	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV (Rf = 0 Ω)	1100	187	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Bifásico Fases (RS)	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	789	137	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Trifásica	TA05 22.9 kV	Cerca de la barra de 22.9 kV (Rf = 0 Ω)	1260	210	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Trifásica	TA05 22.9 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	743	139	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV (Rf = 0 Ω)	7472	165	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Monofásico (Fase R)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA05 (Rf = 10 Ω)	669	35	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Bifásico (Fases RS)	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV (Rf = 0 Ω)	4456	188	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Bifásico Fases (RS)	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 (Rf = 10 Ω)	1138	61	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Trifásica	TA04 13.2 kV	Cerca de la barra de 13.2 kV (Rf = 0 Ω)	5095	189	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)
Trifásica	TA04 13.2 kV	A 25 % del AMT TA04 (Rf = 10 Ω)	758	50	Optimo. NO apertura TA-07. Falla desviada por TA05. (50N)

Fuente. Elaboración propia registro de datos DIgSILENT.

La tabla nos muestra la corriente de aporte de parte de la GD. Cuando ocurre fallas adyacentes al TA-07. En la tab. 30 se presentan datos obtenidos por la simulación de los diferentes eventos de falla, apreciando el comportamiento en dos escenarios, el primer caso nos presenta un evento de falla cercana a la barra esto debida a que se presenta de forma severa; en el segundo caso

observamos que el 25% de las fallas suceden en la red troncal del alimentador TA07. También podemos observar que las fallas presentadas se localizan en alimentadores de distintas tensiones: AMT TA05 de nivel de tensión 22.9 kV y en el AMT TA04 de nivel de tensión 13.2 kV.

5.4.2 Resultados en Cuanto a Calidad de Suministro

Una vez culminada la evaluación de las alternativas para los ajustes de protección del alimentador TA07, se analizará los resultados en cuanto a los beneficios que se obtendrán en el suministro de servicio, servicio eficiente y de calidad. Quiere decir sustentar las mejoras en los indicadores de calidad. SAIDI Y SAIFI.

En virtud a que la evaluación se realizó específicamente a los alimentadores con inyección de generación distribuida, para evaluar las dimensiones que indican la calidad de servicio, en este estudio tomaremos en cuenta las dimensiones que indican la calidad por sistema de energía eléctrica, es decir valuar los indicadores SAIDI y SAIFI, obedeciendo la Resolución de OSINERG N° 074- 2004 -OS/CD, sobre el procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos. Así como los valores adecuados para estos indicadores de calidad de servicio eléctrico.

Evaluación del SAIFI y SAIDI del AMT TA-07.

La tab. 29 muestra los rangos de tolerancia medidos por año para evaluar y comparar con los indicadores SAIFI Y SAIDI que son indicadores de calidad de suministro, teniendo en cuenta y diferenciando los indicadores de acuerdo a sectores típicos. Sabiendo además que nuestra zona de estudio pertenece al sector típico 6 (SER).

Tabla 32

Indicadores SAIFI Y SAIDI para el Sector Típico 6 (SER)

Sector Típico	Valores límites	Indicadores	Tolerancia
4, 5 y SER	Por sistema eléctrico	SAIFI: Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	12 y 24/ año
		SAIDI: Duración promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico.	16 y 40 horas/año

Fuente. Tomado de OSINERGMIN (Calidad de suministro)-2013

Tabla 33

SAIFI y SAIDI del Sistema Eléctrico TA-07

AÑO	INDICADORES	
	SAIFI	SAIDI
2018	10.15	12.98
2019	8.45	12.43

Fuente. Base de datos ELSE SAA.

De acuerdo a los resultados mostrados en las tablas antes mencionadas, se observa que durante el transcurso de los años los indicadores tuvieron mejoras sustanciales, por ejemplo en los años 2018 y 2019 los indicadores SAIFI tienen valores óptimos, en cambio en los años 2017 AL 2019 los indicadores SAIDI están dentro de los rangos permitidos. Para una evaluación adecuada y cumplir con las metas trazadas se deben comparar los resultados con los rangos de tolerancia permitidos por OSINERG.

5.5 Mejoramiento de los indicadores SAIFI y SAIDI del AMT TA-07

Para conseguir el mejoramiento de los indicadores en la evaluación aplicando ajustes en la coordinación de protección, es decir activando las funciones direccionales 67 y 67N del relé. Con las alternativas de solución aplicadas al sistema de protección se tuvo como respuesta la disminución de los eventos tipo en el alimentador TA07, por tal razón se consiguen mejoras en los indicadores SAIDI Y SAIFI.

Tabla 34

Mejora del Indicador SAIFI por Años del AMT TA-07

AÑO	SAIFI TA07		%
	Actual	Mejorado	
2018	10.15	8.15	19.71
2019	8.45	7.15	15.38

Fuente. Elaboración propia base de datos ELSE SAA

Tabla 35

Mejora del Indicador SAIDI por años del AMT TA-07

AÑO	SAIDI TA07		%
	Actual	Mejorado	
2018	12.98	12.89	0.69
2019	12.43	12.24	1.55

Fuente. Elaboración propia base de datos ELSE SAA

De las tablas 33 y 34, se ve que se tienen mejoras porcentuales.

Figura 43**Resumen de Ajustes de Protección del AMT TA07**

Table Of Contents	
Date Generated Setiembre 21 2019 04:14:08 pm	
Device Information	
<hr/>	
Part Number	035162C4BB4XX1
FID	SEL-351-6-R507-V0-Z102102-D20100315
BFID	SLBT-3CF1-R102-V0-Z100100-D20091207
Config	
Special	
Displayed Setting Groups	
<hr/>	
Group 1	
Settings Legend	
<hr/>	
Visible Setting	
Hidden Setting	
Invalid Setting	

Group 1			
			Top
Setting	Description	Range	Value
RID	Relay Identifier (30 chars)	Range = ASCII string with a maximum length of 30.	S.E. TAMBURCO AMT TA07 22.9 kV
TID	Terminal Identifier (30 chars)	Range = ASCII string with a maximum length of 30.	TA07
CTR	Phase (IA,IB,IC) CT Ratio, CTR:1	Range = 1 to 6000	10
CTRN	Neutral (IN) CT Ratio, CTRN:1	Range = 1 to 10000	10
PTR	Phase (VA,VB,VC) PT Ratio	Range = 1.00 to 10000.00	229.00
PTRS	Synch. Voltage (VS) PT Ratio, PTRS:1	Range = 1.00 to 10000.00	229.00
VNOM	Phase PT Nominal Volt. (L-N)	Range = 25.00 to 300.00, OFF	229.00
Z1MAG	Pos-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	Range = 0.10 to 510.00	2.14
Z1ANG	Pos-Seq Line Impedance Angle (degrees)	Range = 5.00 to 90.00	68.86
Z0MAG	Zero-Seq Line Impedance Magnitude (Ohms secondary)	Range = 0.10 to 510.00	6.38
Z0ANG	Zero-Seq Line Impedance Angle (degrees)	Range = 5.00 to 90.00	72.47
LL	Line Length (unitless)	Range = 0.10 to 999.00	4.84
EFLOC	Fault Location	Select: Y, N	Y
E50P	Phase Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	1
50P1P	Level 1 (Amps secondary)	Range = 0.25 to 100.00, OFF	85.00
67P1D	Level 1 (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00	8.00
50PP1P	Level 1 (Amps secondary)	Range = 1.00 to 170.00, OFF	OFF
E50N	Neutral Ground(channel IN) Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	N
E50G	Residual Ground Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	1
50G1P	Level 1 (Amps secondary)	Range = 0.050 to 100.000, OFF	20.000
67G1D	Level 1 (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00	9.00
E50Q	Negative-Sequence Overcurrent Elements	Select: N, 1-6	N
E51P	Phase Time-Overcurrent Elements	Select: N, 1, 2	1
51PP	Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 16.00, OFF	16.00
51PC	Curve	Select: U1-U5, C1-C5	C2
51PTD	Time Dial	Range = 0.05 to 1.00	0.13
51PRS	Electromechanical Reset Delay	Select: Y, N	N
E51N	Neutral Ground Time-Overcurrent Elements	Select: Y, N	N
E51G	Residual Ground Time-Overcurrent Elements	Select: Y, N	Y
51GP	Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 16.00, OFF	1.80
51GC	Curve	Select: U1-U5, C1-C5	C2
51GTD	Time Dial	Range = 0.05 to 1.00	0.14
51GRS	Electromechanical Reset Delay	Select: Y, N	N
E51Q	Negative-Sequence Time-Overcurrent Elements	Select: Y, N	N
ELOAD	Load Encroachment Elements	Select: Y, N	N
E32	Directional Control Elements	Select: AUTO, Y, N	Y
ELOP	Loss-Of-Potential	Select: Y, Y1, N	N

DIR1	Level 1 Direction	Select: F, R, N	F
DIR2	Level 2 Direction	Select: F, R, N	F
DIR3	Level 3 Direction	Select: F, R, N	F
DIR4	Level 4 Direction	Select: F, R, N	F
ORDER	Ground Directional Priority	Select: P, Q, S, U, V, OFF	OFF
50P32P	Phase Dir. Element 3-Phase PU (Amps secondary)	Range = 0.50 to 10.00	3.00
Z2F	Forward Dir. Z2 Threshold (Ohms secondary)	Range = -128.00 to 128.00	1.08
Z2R	Reverse Dir. Z2 Threshold (Ohms secondary)	Range = -128.00 to 128.00	1.28
50QFP	Forward Dir. 3I2 Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 5.00	0.50
50QRP	Reverse Dir. 3I2 Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 5.00	0.25
a2	Pos-Seq Restraint Factor, I2/I1 (unitless)	Range = 0.02 to 0.50	0.10
k2	Zero-Seq Restraint Factor, I2/I0 (unitless)	Range = 0.10 to 1.20	0.20
EVOLT	Voltage Element	Select: Y, N	N
E25	Synchronism Check	Select: Y, N	N
E81	Frequency Elements	Select: N, 1-6	N
E79	Reclosures	Select: N, 1-4, C1-C4	N
ESOTF	Switch-Onto-Fault	Select: Y, N	N
ECOMM	Comm.-Assisted Trip Scheme	Select: N, POTT, DCUB1, DCUB2, DCB	N
EDEM	Demand Metering Type	Select: THM, ROL	THM
DMTC	Time Constant (minutes)	Select: 5, 10, 15, 30, 60	5
PDEMP	Phase Pickup (Amps secondary)	Range = 0.50 to 16.00, OFF	5.00
NDEMP	Neutral Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.005 to 0.640, OFF	0.060
GDEMP	Residual Ground Pickup (Amps secondary)	Range = 0.10 to 16.00, OFF	1.50
QDEMP	Negative-Sequence Pickup (Amps secondary)	Range = 0.50 to 16.00, OFF	1.50
TDURD	Minimum Trip Duration Time (cycles in 0.25 increments)	Range = 4.00 to 16000.00	9.00
CFD	Close Failure Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 16000.00, OFF	60.00
3POD	Three-Pole Open Time Delay (cycles in 0.25 increments)	Range = 0.00 to 60.00	1.50
50LP	Load Detection Phase Pickup (Amps secondary)	Range = 0.25 to 100.00, OFF	0.25
ESV	SELogic Variable Timers	Select: N, 1-16	N
Group 1			
			Top

Fuente. Datos brindados por ELSE

Conclusiones

Mediante el estudio y evaluación de la situación actual del sistema de protección y la información estadísticas suministradas por la empresa distribuidora del servicio eléctricos, así como el uso del análisis de fallas, teorías existentes sobre el tema y la simulación de casos, se logró Realizar un análisis para la identificación de las posibles razones de la situación de fallas presentada en las redes de MT de TA-07 que afectan el sistema de protección en los alimentadores de dicha TA. Determinándose que el sistema de protección no estaba funcionando adecuadamente. También se pudo establecer que los alimentadores pertenecen a la configuración radial, y cuya inserción de la generación distribuida, originando una inadecuada actuación de sistema de protección, cuando la inyección de corriente de falla por parte de la GD es demasiado elevada., lo cual es incorrecto para el sistema.

Una vez identificado las razones del funcionamiento no adecuado del sistema de protección, se vislumbraron dos posibles soluciones al problema planteado; una de las alternativas de solución plantea ajustar las curvas de protección en la funciones 51 y 51N, para conseguir que el sistema posea mayor sensibilidad y pueda actuar de forma inmediata, la otra alternativa viene a ser la implementación de un ajuste para las funciones 67 y 67N que actual sobre las corrientes direccionales; donde se determinó que la mejor opción viene a ser la implementación de las funciones 67 y 67N, ya que ofrece mayor eficiencia y seguridad en los sistemas protección así asegurando el bienestar de los equipos y garantizar un suministro de calidad. El relé SEL-351 la cual está instalado actualmente cuenta con dichas funciones solo falta su activación y ajustes respectivos. Para el sistema de protección actual se pudo y de esta forma se cumplió con el objetivo dos de la investigación que era; Establecer las alternativas o métodos de solución para mejorar la operación del sistema de protección en los alimentadores de MT con generación distribuida

Con la finalidad de cumplir con el ultimo objetivo; determinar la alternativa más adecuada y sugerir su aplicación para mejorar la situación presentada, falla en los. alimentadores de MT de TA-07 ante la ocurrencia de fallas en las redes de MT adyacentes, se pudo concluir que la coordinación de protección del AMT TA07, con implementación de los nuevos ajustes con las funciones 67 y 67N, brindaran una mejor respuesta ante eventos de falla de alimentadores contiguos en el alimentador TA07 con inyección de generación distribuida.

Recomendaciones

Se recomienda establecer planes para desarrollar análisis de forma constante que permitan determinar las razones de las fallas que se presenten para así tener un mayor conocimiento sobre estas. Así también es recomendable conocer bien las problemáticas que acarrea inyectar generación a la red, por ejemplo, tener en cuenta las corrientes bidireccionales que provocan esta durante una falla. Ya que estas aportan corriente con dirección a la falla.

También se sugiere que las empresas prestadoras de servicio eléctrico tengan mayor ambición en la implementación y automatización de las redes eléctricas con sistemas remotos, y con integración de generación distribuidas, usando la normatividad vigente de la dirección general de electricidad y un mapa de acción generados de los análisis de fallas, que permitan avizorar posibles soluciones a las fallas presentadas.

Se recomienda como alternativa a la solución del problema de coordinación de protección del alimentador TA07, mediante la configuración de ajustes de las funciones 67 y 67N, en los relés SEL-351 que forman parte del sistema de protección de dicho alimentador. Ya que esta ofrece mayor seguridad de respuesta de los sistemas de protección en el alimentados que se encuentra con integración de la GD.

Referencias

- ALVAREZ, J. C (.2015) (Universidad Católica Andrés Bello). *Tipos y Niveles de Investigación*. Caracas - Venezuela: UCAB.
- ANDER-EGG, E. (1982). *La Recopilación Documental*. Caracas - Venezuela: Universidad Nacional Abierta - Dirección de Investigación y Postgrado.
- ANDERSON, P. M. (1995). *Analysis of Faulted of Power Systems*. New York: IEEE PRESS Power Systems Engineering Series.
- Bacallao, E. F., & Bravo de las Casas, M. -I. (2011). *Consideraciones sobre la protección en la interconexión de la generación distribuida al sistema eléctrico de potencia*. Cuba: Instituto Superior Politécnico José Antonio.
- C. S. (Julio 2018). *Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN*.
- Corporation, C. S. (1964). *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*. East Pittsburgh, Pennsylvania.
- Dr. GÓNGORA PRADO, M. (s.f.). *Curso: Proyecto de Investigación Científica*. Lima - Perú: Universidad Nacional Federico Villarreal.
- Geidl, M. (July 2005). *Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art*. Zurich.
- Geraldo KINDERMAN, T. C. (2010). *Cortocircuito*. Lima - Peru: LabPlan.
- GÓMEZ EXPOSITO, A. (2002). *Análisis y Operación de los Sistemas de Energía Eléctrica*. Zevilla: Mc Graw Hill.
- GRID, A. (2011). *Network Protection & Automation Guide, Protective Relays, Measurement & Control*. May.
- IEEE, P. E. (2002). *IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines*. 3 Park Avenue, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- ISA, I. E. (Julio del 2000). *Guías Para el Buen Ajuste y La Coordinación de Protecciones del STN*. Itagüi.
- Labein Tecnalia, F. d. (2007). *Guía Básica de la Generación Distribuida*. Gráficas Elisa, S.A.

Mgt. CAÑIHUA CAYOCUSI, O. (2010). *Curso: Seminario de Tesis*. UNSAAC: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

MINEM, M. d. (Resolución Directoral N° 020-97-EM). *Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE*. Lima.

Polajžer, M. Pintarič, M. Rošer and G. Štumberger, "Protection of MV Closed- Loop Distribution Networks With Bi-Directional Overcurrent Relays and GOOSE Communications," IEEE Access, vol. 7, pp. 165884-165896, 2019

Ramirez Alanis, M. S. (2005). *Proteccion de Sistemas Electricos de Potencia*. Nuevo Leon.

RAMIREZ CASTAÑO, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Universidad Nacional de Colombia Manizales.

Sanchez Soto, C. E. (2014). *Efectos de la Generacion Distribuida Sobre los Sistemas de Proteccion de una Red de Distribucion*. Arequipa.

Thomas Ackermann, G. A. (2001). *Distributed Generation: A definition*. ELSEVIER.

TREBOLLE TREBOLLE, D. (2006). *Tesis de Master: La Generación Distribuida en España*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas Madrid - Instituto de Postgrado y Formación Continua.

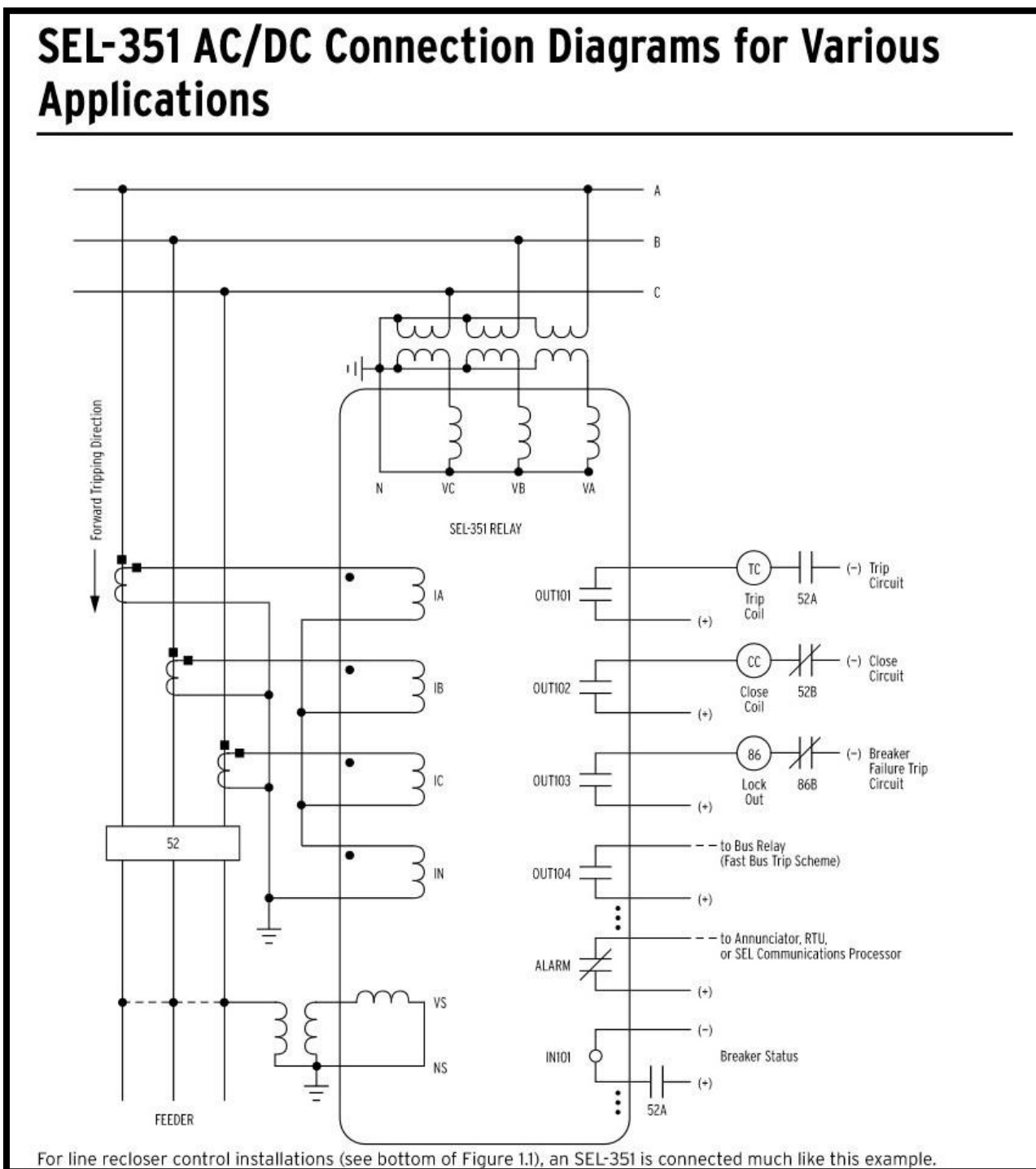
Glosario de Términos

A	: Amperio
AMT	: Alimentador de Media Tensión
IEC C1	: Curva de Operación 1 del Relé: Normalmente Inversa Según IEC
IEC C2	: Curva de Operación 2 del Relé: Muy Inversa Según IEC
IEC C3	: Curva de Operación 3 del Relé: Extremadamente Inversa Según IEC
COES	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
ELSE	: Empresa Distribuidora: Electro Sur Este S.A.A.
IEC	: International Electrotechnical Commission.
I▷	: Sobrecorriente Temporizado de Fases. Notación Según el Standar
IEC I▷▷	: Sobrecorriente Instantáneo de Fases. Notación Según el Standar
IEC Io▷	: Sobrecorriente Temporizado a Tierra. Notación Según el Standar
IEC Io▷▷	: Sobrecorriente Instantáneo a Tierra. Notación Según el Standar
IEC Ipickup	: Valor Ajustado Para la Corriente de Disparo (en el software DIGSILENT)
kA	: Kilo Amperio
kV	: Kilo Voltio
kW	: Kilo Watts
MT	: Media Tensión
NI	: Normal Inverse.
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
NTCSER	: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales
OSINERGMIN:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
PTCONN	: Phase Potencial Transformer Connection
TA-01	: Alimentador de MT Tamburco 01
TA-02	: Alimentador de MT Tamburco 02
TA-05	: Alimentador de MT Tamburco 05
TA-06	: Alimentador de MT Tamburco 06
TA-07	: Alimentador de MT Tamburco 07
TC	: Transformadores de Corriente
TT	: Transformadores de Tensión
SAIDI	: Duración Media de Interrupción por Usuario

SAIFI	: Frecuencia Media de Interrupción por Usuario
S.E.	: Subestación Eléctrica
SED	: Subestación Eléctrica de Distribución
SEIN	: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEL	: Relé De Protección del Fabricante SCHWEITZER
ONAF	: Aceite Con Circulación Natural y Aire con Ventilación Forzada

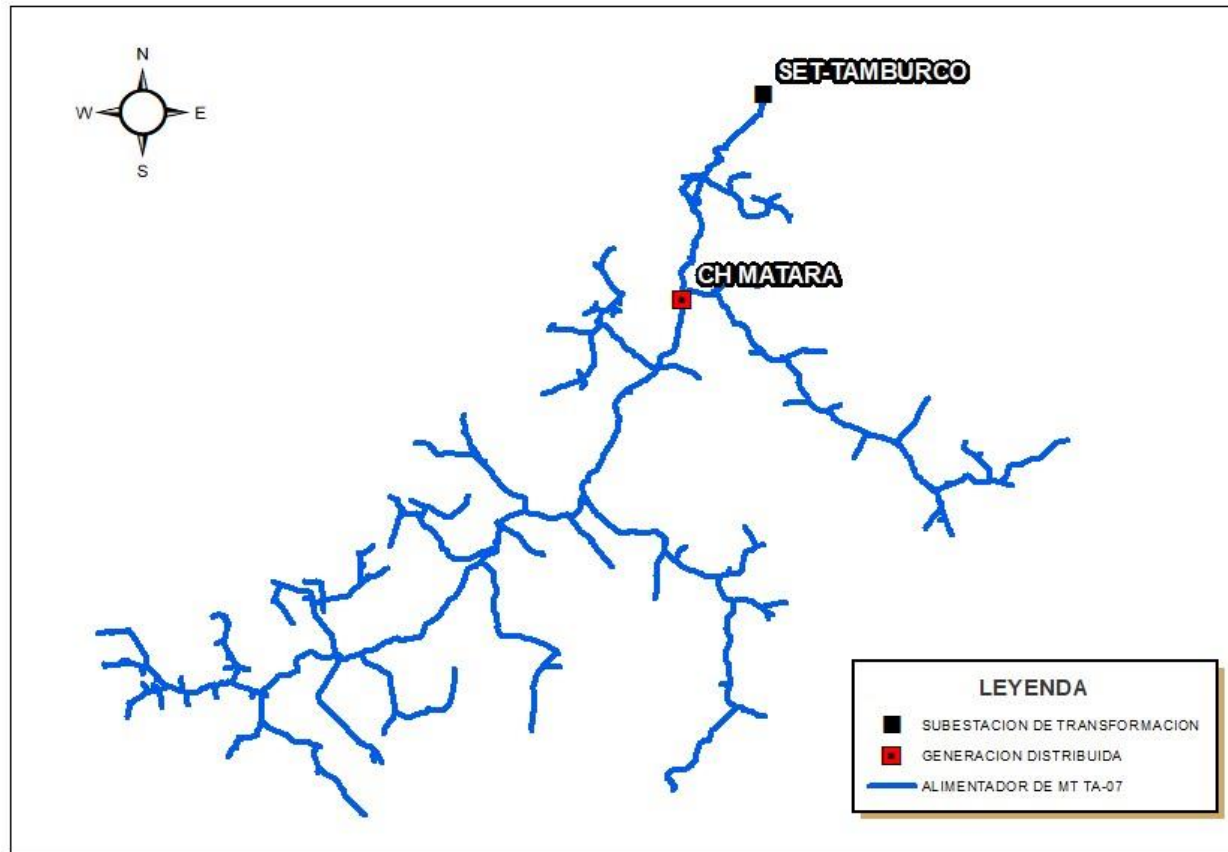
Anexos

Diagrama de Conexión Relé SEL-351 para Diferentes Aplicaciones



Nota: Relé SEL-351R.

Diagrama Unifilar GIS del Alimentador TA-07



Nota: Electro Sur Este S.A.A.

Interrupciones Registradas en el Alimentador TA-07 durante el año 2019

Codigo NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicacion Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duracion	Clientes Afectados
1001300014	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	01/01/2019 19:22	01/01/2019 19:34	0.20	3240
1001300021	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/01/2019 18:25	03/01/2019 18:31	0.10	4063
1001300027	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/01/2019 9:13	05/01/2019 10:14	1.02	4063
1001300042	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	08/01/2019 10:44	08/01/2019 10:58	0.23	4056
1001300049	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	13/01/2019 17:43	13/01/2019 19:13	1.50	4612
1011300024	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/01/2019 14:03	17/01/2019 14:07	0.07	4063
1011300066	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	27/01/2019 20:20	27/01/2019 21:02	0.70	3240
1011300070	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/01/2019 10:55	29/01/2019 11:04	0.15	4067
1011300076	Abancay	Impacto Vehicular	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	30/01/2019 20:15	30/01/2019 20:26	0.18	4067
1011300080	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/02/2019 16:12	02/02/2019 16:24	0.20	4060
1011300115	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Subestación de Distribución	TA070475	02/02/2019 17:00	05/02/2019 17:00	72.00	24
1011300087	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	03/02/2019 9:10	03/02/2019 14:35	5.42	373
1011300091	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	03/02/2019 19:41	04/02/2019 6:35	10.90	3982
1011300119	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	03/02/2019 19:45	06/02/2019 14:00	66.25	54
1011300094	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	04/02/2019 10:40	04/02/2019 11:20	0.67	3982
1011300126	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	08/02/2019 10:30	08/02/2019 18:00	7.50	404
1011300137	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	13/02/2019 17:00	13/02/2019 18:30	1.50	1027

Codigo NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicacion Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duracion	Clientes Afectados
1011300142	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/02/2019 18:50	16/02/2019 18:53	0.05	4067
1001300166	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	20/02/2019 18:02	20/02/2019 18:18	0.27	3240
1001300185	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	25/02/2019 15:08	25/02/2019 15:20	0.20	3331
1001300186	Abancay	Caída de estructura	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	26/02/2019 18:55	26/02/2019 19:00	0.08	3331
1001300205	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	04/03/2019 19:00	04/03/2019 19:28	0.47	3249
1001300227	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	15/03/2019 18:21	15/03/2019 18:30	0.15	3287
1001300264	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/03/2019 17:01	22/03/2019 17:13	0.20	4156
1001300277	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/03/2019 3:07	27/03/2019 3:35	0.47	4160
1001300284	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/04/2019 7:55	02/04/2019 8:09	0.23	4162
1001300309	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	11/04/2019 15:52	11/04/2019 16:50	0.97	4164
1001300325	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/04/2019 0:56	25/04/2019 1:11	0.25	4172
1001300331	Abancay	Impacto Vehicular	No Programada - Acción de terceros	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	02/05/2019 8:23	02/05/2019 8:45	0.37	5640
1001300346	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	09/05/2019 19:34	09/05/2019 19:43	0.15	3303
1001300381	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/06/2019 15:48	06/06/2019 15:55	0.12	4576
1001300388	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/06/2019 15:32	08/06/2019 15:37	0.08	4579
1001300391	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	15/06/2019 18:45	15/06/2019 18:58	0.22	3700
1001300396	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	20/06/2019 11:15	20/06/2019 11:21	0.10	4579

Codigo NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicacion Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duracion	Clientes Afectados
1001300398	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	21/06/2019 18:11	21/06/2019 22:00	3.82	3595
1001300407	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	27/06/2019 18:37	27/06/2019 18:49	0.20	3710
1001300429	Abancay	Animales	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/07/2019 21:15	08/07/2019 21:25	0.17	5640
1001300430	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/07/2019 0:54	09/07/2019 0:58	0.07	4619
1001300432	Abancay	Contacto de red con árbol	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/07/2019 12:50	09/07/2019 13:35	0.75	4619
1001300439	Abancay	Falla terminal de cable	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	15/07/2019 11:07	15/07/2019 11:28	0.35	117
1001300475	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	08/08/2019 16:56	08/08/2019 19:35	2.65	3705
1001300527	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/08/2019 8:24	28/08/2019 8:38	0.23	4815
1001300565	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	05/09/2019 18:35	06/09/2019 16:44	22.15	327
1001300568	Abancay	Caída de estructura	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/09/2019 16:52	07/09/2019 17:05	0.22	4629
1001300580	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	11/09/2019 15:30	11/09/2019 18:30	3.00	407
1001300587	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	14/09/2019 19:45	14/09/2019 20:37	0.87	3709
1001300588	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/09/2019 15:15	15/09/2019 15:42	0.45	5640
1001300598	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	21/09/2019 14:00	21/09/2019 14:48	0.80	4808
1001300599	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	21/09/2019 16:20	21/09/2019 19:54	3.57	5016
1001300637	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	06/10/2019 19:37	06/10/2019 20:03	0.43	5187
1001300642	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/10/2019 8:06	08/10/2019 8:15	0.15	5191

Codigo NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicacion Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duracion	Clientes Afectados
1001300644	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	08/10/2019 15:08	08/10/2019 15:44	0.60	5170
1001300667	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	10/10/2019 10:50	10/10/2019 11:10	0.33	5190
1001300669	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/10/2019 15:26	10/10/2019 15:50	0.40	5211
1001300674	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	12/10/2019 22:39	12/10/2019 22:49	0.17	5211
1001300681	Abancay	Otras, por falla en componentes sist. potencia - AISLADOR	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	19/10/2019 13:18	19/10/2019 13:40	0.37	5218
1001300685	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/10/2019 12:48	21/10/2019 12:51	0.05	5239
1001300687	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	21/10/2019 14:27	21/10/2019 14:39	0.20	5239
1001300695	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	23/10/2019 14:25	23/10/2019 14:50	0.42	5218
1001300696	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	23/10/2019 18:45	23/10/2019 19:17	0.53	4044
1001300720	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	26/10/2019 19:34	26/10/2019 19:52	0.30	5417
1001300721	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	28/10/2019 15:43	28/10/2019 15:50	0.12	5417
1001300727	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	30/10/2019 0:34	30/10/2019 0:42	0.13	5417
1001300732	Abancay	Caída de conductor de red	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	31/10/2019 11:00	31/10/2019 16:55	5.92	267
1001300734	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	02/11/2019 15:59	02/11/2019 16:15	0.27	4235
1001300751	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/11/2019 23:32	07/11/2019 23:37	0.08	5417
1001300756	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2019 15:14	09/11/2019 15:26	0.20	5409
1001300758	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	09/11/2019 20:04	09/11/2019 21:10	1.10	5409

Codigo NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicacion Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duracion	Clientes Afectados
1001300761	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	10/11/2019 16:46	10/11/2019 17:10	0.40	5409
1001300771	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	12/11/2019 15:34	12/11/2019 15:47	0.22	4619
1001300781	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	13/11/2019 9:10	13/11/2019 11:12	2.03	4235
1001300790	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	15/11/2019 18:15	15/11/2019 19:05	0.83	5409
1001300797	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	16/11/2019 16:47	16/11/2019 17:17	0.50	4235
1001300799	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	16/11/2019 22:39	16/11/2019 22:48	0.15	5417
1001300803	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	17/11/2019 18:08	17/11/2019 19:15	1.12	5640
1001300806	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	18/11/2019 13:53	18/11/2019 13:57	0.07	5417
1001300813	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	19/11/2019 11:43	19/11/2019 11:54	0.18	5640
1001300827	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/11/2019 16:44	22/11/2019 16:48	0.07	5417
1001300837	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenómenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	22/11/2019 18:31	22/11/2019 18:42	0.18	4236
1001300841	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	23/11/2019 18:50	23/11/2019 19:18	0.47	4236
1001300908	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	24/11/2019 16:01	24/11/2019 16:05	0.07	5438
1001300831	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	25/11/2019 18:58	25/11/2019 19:14	0.27	5640
1001300876	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	27/11/2019 19:35	27/11/2019 19:44	0.15	5428
1001300881	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	28/11/2019 17:47	28/11/2019 18:10	0.38	4197
1001300882	Abancay	Otras, por falla en componentes del sistema de potencia	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	28/11/2019 19:02	28/11/2019 19:10	0.13	888
1001300886	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	29/11/2019 17:27	29/11/2019 17:30	0.05	5416

Codigo NTCSE	Sucursal	Causa	Tipo	Tipo Origen	Tipo Ubicacion Origen	Origen de Falla	Fecha y Hora (Inicio)	Fecha y Hora (Fin)	Duracion	Clientes Afectados
1001400047	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	02/12/2019 14:16	02/12/2019 15:24	1.13	3369
1001400040	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	05/12/2019 19:08	06/12/2019 5:00	9.87	3984
1001400043	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	07/12/2019 14:23	07/12/2019 17:05	2.70	4216
1001300845	Abancay	Ajuste inadecuado de la protección	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	08/12/2019 8:22	08/12/2019 8:35	0.22	5402
1001400088	Abancay	Descargas atmosféricas	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	13/12/2019 18:42	14/12/2019 0:07	5.42	5499
1001400103	Abancay	Fuertes vientos	No Programada - Fenomenos naturales	Sistema de Distribución	Alimentador de MT	TA07	22/12/2019 20:15	22/12/2019 20:21	0.10	5505
1001300915	Abancay	Otras, por falla en componentes sist. potencia - PARARRAYOS	No Programada - Falla	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	27/12/2019 8:34	27/12/2019 8:51	0.28	5499
1001400113	Abancay	Corte de energía (No incluidos en PM y PE)	No Programada - Operación	Sistema de Distribución	Seccion de linea de MT	TA07	27/12/2019 12:30	27/12/2019 12:55	0.42	4255