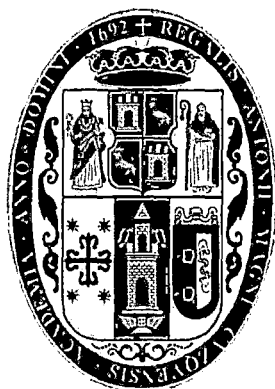


UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA Y
MECÁNICA.

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERA ELÉCTRICA



**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN
LA SUBESTACIÓN DE DOLORESPATA ACORDE A LA
NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSIÓN PARA
EL AÑO 2018”**

TESIS PRESENTADA POR:

- Br. MIGUEL ANGEL VILCA CHOQUE
- Br. JHON EDGAR QUISIYUPANQUI CUSIQUISPE

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

ASESOR:

- ING. MANUEL LAU PACHECO

CUSCO-PERU

2015

TESIS AUSPICIADA POR EL CONSEJO DE INVESTIGACION DE LA UNSAAC.

PRESENTACION

Señor Decano de la Facultad de: Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Mecánica y Minas.
Señores Docentes de la Carrera Profesional de Ingeniería Eléctrica, Miembros del Jurado.

En concordancia y cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos vigente y con el objeto de optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista ponemos a su consideración la presente tesis intitulada: **“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”** ; el mismo que comprende el estudio de coordinación de protecciones tanto para los relés diferenciales y sobrecorriente ubicados en el lado de alta y media tensión de los transformadores , como para los relés de distancia ubicados en las líneas 1003 y 1004.

Esta tesis cuenta con una amplia base de datos obtenidos principalmente gracias a la colaboración del personal que elabora en la empresa de EGEMSA. En lo posterior esta tesis servirá como documento de información y referencia para las demás Subestaciones Eléctricas dentro del Sistema Sur Este.

Por todo esto, esperamos que este trabajo elaborado con esfuerzo y sacrificio tenga la acogida deseada y sirva de consulta para los estudiantes de la Carrera Profesional de Ingeniería Eléctrica, que se interesen por el tema.

Br. Miguel Angel Vilca Choque

Br. Jhon Edgar Quisiyupanqui Cusiquispe

DEDICATORIA

A mi madre Hermenegilda Choque Huillca por ser la mujer que Dios puso en mi camino para que yo fuera cada día mejor quien tuvo el sueño de su vida que yo alcance y tenga lo que ella no pudo y que además dio su vida para que yo sea una mejor persona.

A toda mi familia y amigos en general quienes me brindaron su apoyo y cariño incondicional en los momentos más difíciles en la elaboración de este Trabajo de investigación.

MIGUEL ANGEL VILCA CHOQUE

En primer lugar agradezco a Dios por darme fuerzas en los momentos difíciles que he tenido en mi vida, en segundo lugar a mi madre Simiana Cusiquispe Fuentes que si no fuera por la motivación y apoyo que ella me brindo durante mis años de estudio no hubiera podido acabar mi carrera.

A toda mi familia: mi papa Mario, mi hermano Julio, mi cuñada Roció, mi sobrino Adriano y mi primo Charly por ser un ejemplo de perseverancia y lucha en esta vida ., también agradezco a mis amigos que me impulsaron a seguir con este proyecto de tesis.

JHON EDGAR QUISYUPANQUI CUSIQUISPE

AGRADECIMIENTOS

La elaboración de este trabajo de investigación fue gracias primeramente a nuestro Dios todo poderoso y a la colaboración de muchas personas que de manera desinteresada nos brindaron esa mano amiga, cuando no se contaba con toda la información disponible y que además de conocimientos nos brindaron palabras de ánimo en la elaboración de este trabajo.

A Dios quien nos da la vida y fuerza en las ganas de seguir adelante además de ser él quien puso en nuestro camino personas idóneas para la culminación de este trabajo de investigación.

A nuestro asesor Manuel Lau Pacheco por aceptar conducirnos en este arduo camino y por el apoyo incondicional que nos mostró desde el primer día del asesoramiento.

A los ingenieros de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu (EGEMSA) por la gentileza de haber aportado ideas y conocimientos de la manera más desinteresada además de brindar palabras de aliento cuando todo parecía imposible.

Ing. Jorge Aguilar Villa

Ing. Jhusel Aro Villafuerte

Ing. Henry Homero Huamaní Alonso

Ing. Carlos Meléndez

Ing. Andersen Campos Peña

Br. Gilmar Lopez Huamanraymi

INDICE

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCION	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA	4
1.4. PROBLEMAS ESPECIFICOS	4
1.5. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	5
1.6. OBJETIVOS	5
1.7. VARIABLES E INDICADORES	6
1.8. HIPOTESIS	7
1.9. JUSTIFICACION DEL ESTUDIO	7
1.10. AMBIENTE GEOGRAFICO	13
1.11. ALCANCES	13
1.12. LIMITACIONES	14
1.13. METODOLOGIA DE INVESTIGACION	14

CAPITULO II

FUNDAMENTO TEORICO

2.1. INTRODUCCION	17
2.2. ASPECTOS GENERALES DE LA PROTECCION	18
2.3. TEORIA DE FALLAS	26
2.4. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION	40
2.5. PROTECCION DE TRANSFORMADORES	68
2.6. PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION	75
2.7. TEORÍA DE SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	82
2.8. TEORIA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE	90

CAPITULO III

**EVALUACION DE LA SITUACION ACTUAL DE LA
SUBESTACION DE DOLORESPATA**

3.1. INTRODUCCION	92
3.2. SUBESTACION DE DOLORESPATA	93
3.3. DISPOSICION DE CELDAS DE LA SUBESTACION DOLORESPATA.....	102
3.4. ESTADISTICA DE DESCONEXIONES REGISTRADAS EN LA..... SUBESTACION DE DOLORESPATA	103
3.5. CONCLUSIONES	117

CAPITULO IV

**EVALUACION OPERATIVA DEL SISTEMA ELECTRICO SUR-ESTE
PARA EL AÑO 2018**

4.1. INTRODUCCION	118
4.2. NUEVAS INSTALACIONES EN EL SISTEMA SUR ESTE	118
4.3. NUEVAS INSTALACIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA.....	136
4.4. SIMULACION DE FLUJO DE POTENCIA.....	143
4.5. CALCULO DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO	158
4.6. CONCLUSIONES.....	174

CAPITULO V

**COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA
SUBESTACION DE DOLORESPATA PARA EL AÑO 2018.**

5.1. INTRODUCCION	176
5.2. SISTEMA DE PROTECCION DE LA S.E. DOLORESPATA PARA EL AÑO 2018	176
5.3. SISTEMA DE PROTECCION EN LAS LINEAS DE TRANSMISION PARA EL AÑO 2018.....	178
5.4. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION..... EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA	182
5.5. AJUSTE Y PROTECCION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION	223
DE LAS LINEAS DE TRANSMISION	
5.6. ANALISIS COMPARATIVO DE AJUSTES (ACTUALES-PROPUESTOS)	263
5.7. CONCLUSIONES.....	273

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

INDICE DE FIGURAS

Fig.1.1.-Disposicion actual de la Sub Estación de Dolorespata.....	4
Fig.1.2.- Ubicación geográfica de la S.E. Dolorespata.....	13
Fig.1.3- Esquema de alcances y limitaciones.....	14
Fig.1.4- Pasos del método científico.....	15
Fig.2.1.- Sistema Eléctrico de potencia.....	21
Fig.2.2.- Operación de un Sistema de protección.....	23
Fig.2.3.- Componente asimétrica.....	30
Fig.2.4.- Componente de secuencia.....	30
Fig.2.5.- Componente de secuencia negativa.....	30
Fig.2.6.- Componente de secuencia cero.....	30
Fig.2.7.- Tipos fundamentales de cortocircuitos.....	33
Fig.2.8.- Esquema de falla monofásica.....	34
Fig.2.9.- Conexión de las redes de secuencia en una falla monofásica.....	35
Fig.2.10.- Esquema de falla bifásica a tierra.....	35
Fig.2.11.- Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica.....	36
Fig.2.12.- Esquema de falla bifásica a tierra.....	37
Fig.2.13.- Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica a tierra.....	37
Fig.2.14.- Esquema de falla trifásica sin contacto a tierra.....	38
Fig.2.15.- Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica.....	39
Fig.2.16.- Esquema de falla trifásica con contacto a tierra.....	39
Fig.2.17.- Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica a tierra.....	40

Fig.2.18.- Configuración General de un Sistema de Protección.....	40
Fig.2.19.- Circuitos equivalentes del TC.....	42
Fig.2.20.- Diagrama vectorial del circuito equivalente del TC.....	43
Fig.2.21.- TC tipo estación primario en U.....	45
Fig.2.22.- TC tipo barra pasante.....	45
Fig. 2.23.- Circuitos equivalentes del TP.....	47
Fig. 2.24.- Diagrama vectorial TP para un TP inductivo.....	48
Fig. 2.25.- Esquema de un transformador de potencial de polo aislado.....	49
Fig. 2.26.- Circuito básico de un TP básico capacitivo.....	50
Fig. 2.27.- Circuito equivalente de un TP capacitivo.....	50
Fig. 2.28.- Diagrama vectorial de un TP capacitivo.....	50
Fig. 2.29.- Conexión en Y de TP.....	51
Fig. 2.30.- Conexión Δ abierta para obtener voltaje residual en TP.....	52
Fig. 2.31.- Conexión en V de TP.....	53
Fig. 2.32.- Interruptor de aceite.....	54
Fig. 2.33.- Interruptor de vacío.....	57
Fig.2.34.- Interruptor en (SF6).....	58
Fig.2.35.- Esquema del relé diferencial tipo corriente circulante.....	63
Fig.2.36.- Esquema de voltajes opuestos.....	63
Fig.2.37.- Características de operación tiempo-corriente.....	64
Fig.2.38.- Efecto de las impedancias sobre el nivel de cortocircuito.....	65
Fig.2.39.- Conexión de una protección diferencial de un transformador.....	69
Fig.2.40.- Protección diferencial de transformador, falla interna	69
Fig.2.41.- Protección diferencial de transformador, falla externa.....	70
Fig.2.42.- Protección diferencial con transformador de adaptación.....	71
Fig.2.43.- Diferentes posibilidades de conexión de los relés de tierra en un transformador.....	72

Fig.2.44.- Diferentes posibilidades de conexión de los relés de tierra en un transformador.....	73
Fig.2.45.- Zonas de protección.....	75
Fig.2.46.- Esquema del ejemplo.....	76
Fig.2.47.- Representación del sistema donde se conectó el relé.....	77
Fig.2.48.- Diagrama R-X.....	78
Fig.2.49.- Visualización de un punto de carga en el diagrama R-X.....	79
Fig.2.50.- Impedancia de falla y resistencia del arco en el diagrama R-X.....	81
Fig.2.51.- Diagrama unifilar para explicación de fuentes intermedias.....	81
Fig.2.52.- Proceso de ajuste y coordinación de la protección	88
Fig.2.53.- Curvas características de relés de sobrecorriente.....	91
Fig. 3.1.-Diagrama unifilar de la subestación Dolorespata.....	93
Fig. 3.2.-Esquema de distribución de Energía.....	94
Fig. 3.3.-Rele de protección de la L-1004.....	95
Fig. 3.4.-Rele de protección de la L-1003.....	95
Fig. 3.5.- Relé REX 521.....	97
Fig. 3.6.- Relé MULTILIN.....	98
Fig. 3.7.- Relé de protección del Banco de Condensadores.....	99
Fig. 3.8.- Relé MICOM P632.....	100
Fig. 3.9.-Disposicion de cinco salidas de la Subestación Dolorespata.....	103
Fig. 3.10.-Disposicion celdas del banco de condensadores.....	103
Fig. 3.11.-Estadistica de Desconexiones de la línea L-1003.....	104
Fig. 3.12.-Estadistica de Desconexiones de la Línea L-1004.....	107
Fig. 3.13.-Estadistica de Desconexiones del Transformador TR1.....	108
Fig. 3.14.-Estadistica de Desconexiones del Transformador TR2.....	109
Fig. 3.15.-Estadistica de Desconexiones del Transformador TR3.....	110
Fig. 3.16.-Estadistica de Fallas Totales.....	111

Fig. 3.17.-Totalizado de fallas por alimentador 2009-2013.....	112
Fig. 3.18.-Numero de fallas por año y por alimentador.....	113
Fig. 3.19.- Corriente del Transformador TR2 138/11.5 kV en el lado de 11.5 kV.....	115
Fig. 3.20.- Frecuencia del SEIN en el momento de la falla.....	115
Fig.4.1.- Diagrama Unifilar de la C.H. Machupicchu II.....	120
Fig.4.2.- Diagrama Unifilar de la C.H. Santa Teresa.....	121
Fig.4.3.- Diagrama unifilar de la C.H. Pucara.....	123
Fig.4.4.- Diagrama unifilar de la C.T. Quillabamba.....	124
Fig.4.5.- Diagrama unifilar de la C.H. Vilcanota 2.....	125
Fig.4.6.- Diagrama unifilar de la C.H. Angel I.....	126
Fig.4.7.- Diagrama unifilar de la C.H. Angel II.....	128
Fig.4.8.- Diagrama unifilar de la C.H. Angel III.....	129
Fig.4.9.- Diagrama unifilar de C.T. Puerto Maldonado	131
Fig.4.10.- Diagrama unifilar del S.T. Machu-Aban-Cota.....	132
Fig.4.11.- Diagrama unifilar del S.T. Machu-Quen-Ono-Tin.....	133
Fig.4.12.- Tipos de estructuras de L.T.....	134
Fig.4.13.- Diagrama unifilar del sistema de transmisión.....	135
Fig.4.14.- Diagrama unifilar del sistema de transmisión.....	136
Fig.4.15.- Proyección de demanda en máxima avenida.....	145
Fig.4.16.- Proyección de demanda en mínima avenida.....	145
Fig.4.17.- Proyección de demanda en máximo estiaje.....	147
Fig.4.18.- Proyección de demanda en mínimo estiaje.....	147
Fig.5.1.- Característica cuadrilateral para fallas fase-fase y fase-tierra.....	179
Fig.5.2.- Característica de operación de la función de protección diferencial 87T.....	183
Fig.5.3.- Tiempos de coordinación entre curvas.....	194
Fig.5.4.- Protecciones de fase 50/51-Curvas t-I de fase para TF1.....	202

Fig.5.5.- Protecciones de fase 50/51-Curvas t-l de fase para TF2,TF3.....	203
Fig.5.6.- Protecciones de tierra 50N/51N-Curvas t-l de tierra 138 kV.....	204
Fig.5.7.- Protecciones de tierra 50N/51N.Curvas t-l de tierra 11.5 kV.....	205
Fig.5.8.- Protecciones de fase 50/51-Curvas t-l de fase para TF2,TF3.....	207
Fig.5.9.- Protecciones de tierra 50N/51N-Curvas t-l de tierra 138 kV.....	208
Fig.5.10.- Protecciones de tierra 50N/51N-Curvas t-l de tierra 11.5 kV.....	209
Fig.5.11.- Protecciones de fase –Curvas t-l para TF1.....	211
Fig.5.12.- Protecciones de fase –Curvas t-l para TF2.....	212
Fig.5.13.- Protecciones de tierra-Curvas t-l 138 kV para TF1,TF2.....	213
Fig.5.14.- Protecciones de tierra-Curvas t-l 11.5 kV para TF1,TF2.....	214
Fig.5.15.- Protecciones de fase-Curvas t-l de fase para TF3.....	216
Fig.5.16.- Protecciones de tierra-Curvas t-l de tierra 138 kV para TF3.....	217
Fig.5.17.- Protecciones de tierra-Curvas t-l de tierra 11.5 kV para TF3.....	218
Fig.5.18.- Protecciones de fase-Curvas t-l de fase para TF1.....	220
Fig.5.19.- Protecciones de tierra-Curvas t-l de tierra 138 kV para TF1.....	221
Fig.5.20.- Protecciones de tierra-Curvas t-l de tierra 11.5 kV para TF1.....	222
Fig.5.21.- Falla trifasica al 20% de la linea L-1003.....	236
Fig.5.22.- Falla trifasica al 50% de la linea L-1003.....	237
Fig.5.23.- Falla trifasica al 80% de la linea L-1003.....	238
Fig.5.24.- Falla trifasica al 100% de la linea L-1003.....	239
Fig.5.25.- Falla trifasica al 50% de la linea L-1001.....	240
Fig.5.26.- Falla trifasica al 80% de la linea L-1001.....	241
Fig.5.27.- Falla monofasica al 20% de la linea L-1003.....	243
Fig.5.28.- Falla monofasica al 50% de la linea L-1003.....	244
Fig.5.29.- Falla monofasica al 80% de la linea L-1003.....	245
Fig.5.30.- Falla monofasica al 100% de la linea L-1003.....	246

Fig.5.31.- Falla monofasica al 50% de la linea L-1001.....	247
Fig.5.32.- Falla monofasica al 70% de la linea L-1001.....	248
Fig.5.33.- Falla trifasica al 20% de la linea L-1004.....	250
Fig.5.34.- Falla trifasica al 50% de la linea L-1004.....	251
Fig.5.35.- Falla trifasica al 80% de la linea L-1004.....	252
Fig.5.36.- Falla trifasica al 10% de la linea L-1005/1.....	253
Fig.5.37.- Falla trifasica al 30% de la linea L-1005/1.....	254
Fig.5.38.- Falla trifasica en la barra de Quencoro 138kV.....	255
Fig.5.39.- Falla monofasica al 20% de la linea L-1004.....	257
Fig.5.40.- Falla monofasica al 50% de la linea L-1004.....	258
Fig.5.41.- Falla monofasica al 80% de la linea L-1004.....	259
Fig.5.42.- Falla monofasica al 10% de la linea L-1005/1.....	260
Fig.5.43.- Falla monofasica al 30% de la linea L-1005/1.....	261

INDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1 Expansión de generación-COES	8
Cuadro 1.2.- Plan de transmisión 2014-2016	9
Cuadro 1.3.- Estadística de fallas en 10.6 kV.....	10
Cuadro 1.4.-Estadística de Desconexiones de los Transformadores.....	11
Cuadro 1.5.-Análisis de falla del 13/02/2014.....	12
Cuadro 2.1.-Simbología según norma ANSI/IEEE y IEC/DGE.....	22
Cuadro 2.2.- Conexión de los T/F de potencia y corriente.....	74
Cuadro 3.1.- Nomenclatura de fallas.....	104
Cuadro 3.2.- Nomenclatura de Eventos.....	105
Cuadro 3.3.- Desconexiones de la línea L-1003.....	106
Cuadro 3.4.- Desconexiones de la línea L-1004.....	107
Cuadro 3.5.- Desconexiones del TR1.....	108
Cuadro 3.6.- Desconexiones del TR2.....	109
Cuadro 3.7.- Desconexiones del TR3.....	110
Cuadro 3.8.-Fallas en los alimentadores en 10.6 kV.....	111
Cuadro 3.9.- Numero de fallas por alimentador.....	112
Cuadro 3.10.- Suministros interrumpidos	116
Cuadro 4.1.- Información de la C.H. Machupicchu.....	119
Cuadro 4.2.- Información de la C.H. Santa Teresa.....	120
Cuadro 4.3.- Información de la C.H. Pucará.....	122
Cuadro 4.4.- Información de la C.T. Quillabamba.....	123
Cuadro 4.5.- Información de la C.H. Vilcanota 2.....	124
Cuadro 4.6.- Información de la C.H. Angel I.....	126
Cuadro 4.7.- Información de la C.H. Angel II.....	127
Cuadro 4.8.- Información de la C.H. Angel III.....	128
Cuadro 4.9.- Información de la C.T. Puerto Maldonado.....	130
Cuadro 4.10.- Información de la L.T.(Machupicchu-Abancay-Cotaruse) en 220 kV.....	131
Cuadro 4.11.- Información de la L.T. (Quencoro.-Onocora-Tintaya) en 220 kV.....	133
Cuadro 4.12.- Información de la L.T.(Santa Teresa-Suriray).....	134
Cuadro 4.13.- Información de la L.T. (Pucará-Onocora).....	135
Cuadro 4.14.- Proyección de demanda en Max.Av.....	145
Cuadro 4.15.- Proyección de demanda en Min.Av.....	145
Cuadro 4.16.- Proyección de demanda en Max.Es.....	146

Cuadro 4.17.- Proyección de demanda en Min.Es.....	145
Cuadro 4.18.- Flujo de potencias Mx-Av-2014.....	149
Cuadro 4.19.- Flujo de potencias Mn-Av-2014.....	150
Cuadro 4.20.- Flujo de potencias Mx-Es-2014.....	151
Cuadro 4.21.- Flujo de potencias MnEs-2014.....	152
Cuadro 4.22.- Flujo de potencias Mx-Av-2018.....	154
Cuadro 4.23.- Flujo de potencias Mn-Av-2018.....	155
Cuadro 4.24.- Flujo de potencias Mx-Es-2018.....	155
Cuadro 4.25.- Flujo de potencias Mn-Es-2018.....	157
Cuadro 4.26.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2014.....	160
Cuadro 4.27.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2014.....	162
Cuadro 4.28.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2014.....	163
Cuadro 4.29.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2014.....	165
Cuadro 4.30.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2018.....	167
Cuadro 4.31.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2018.....	169
Cuadro 4.32.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2018.....	170
Cuadro 4.33.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2018.....	173
Cuadro 5.1.- Datos de los relés multifunción (diferencial y sobrecorriente).....	190
Cuadro 5.2.- Cálculo de ajuste para los relés diferenciales.....	191
Cuadro 5.3.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 51-Temporizada.....	195
Cuadro 5.4.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 51-Temporizada.....	195
Cuadro 5.5.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 50-Instantánea.....	195
Cuadro 5.6.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 50-Instantánea.....	195
Cuadro 5.7.- Datos para la protección de sobrecorriente de fase 51-Temporizada.....	197
Cuadro 5.8.- Datos para la protección de sobrecorriente de fase 50-Instantánea.....	197
Cuadro 5.9.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 51N-Temporizada.....	198
Cuadro 5.10.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 51N-Temporizada.....	198
Cuadro 5.11.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 50N-Instantánea.....	199
Cuadro 5.12.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 50N-Instantánea.....	199
Cuadro 5.13.- Datos para la protección de sobrecorriente de tierra 51N-Temporizada.....	200

Cuadro 5.14.- Datos para la protección de sobrecorriente de tierra 50N -Instantánea. . .	200
Cuadro 5.15.- Ajustes de las protecciones de las líneas de interconexión.....	223
Cuadro 5.16.- Coordinación de las protecciones graduadas de las líneas de interconexión	224
Cuadro 5.17.- Datos generales de los relés de distancia.....	225
Cuadro 5.18.- Elementos de medición para la protección de distancia.....	225
Cuadro 5.19.- Criterios para coordinación de protecciones de distancia.....	225
Cuadro 5.20.- Cálculo de resistencias de falla e impedancias de carga.....	227
Cuadro 5.21.- Cálculo de resistencias de falla e impedancias de carga.....	228
Cuadro 5.22.- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.....	228
Cuadro 5.23.- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.....	228
Cuadro 5.24.- Validación de cálculos.....	229
Cuadro 5.25.- Datos generales de los relés de distancia.....	231
Cuadro 5.26.- Elementos de medición para la protección de distancia.....	231
Cuadro 5.27.- Criterios para coordinación de protecciones de distancia.....	231
Cuadro 5.28.- Cálculo de resistencias de falla e impedancias de carga.....	232
Cuadro 5.29.- Cálculo de resistencias de falla e impedancias de carga.....	233
Cuadro 5.30.- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.....	233
Cuadro 5.31.- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.....	233
Cuadro 5.32.- Validación de cálculos.....	234
Cuadro 5.33.- Ajustes actuales de sobrecorriente de fase 50/51.....	253
Cuadro 5.34.- Ajustes propuestos de sobrecorriente de fase 50/51.....	253
Cuadro 5.35.- Ajustes actuales de sobrecorriente de tierra 50N/51N.....	254
Cuadro 5.36.- Ajustes propuestos de sobrecorriente de tierra 50N/51N	254
Cuadro 5.37.- Ajustes actuales para la protección de distancia 21/21N (L-1003).....	255
Cuadro 5.38.- Ajustes propuestos para la protección de distancia 21/21N (L-1003).....	255
Cuadro 5.39.- Ajustes actuales para la protección de distancia 21/21N (L-1004).....	258
Cuadro 5.40.- Ajustes propuestos para la protección de distancia 21/21N (L-1004).....	259
Cuadro 5.41.- Comparativo de sobrecorriente de fases.....	272
Cuadro 5.42.- Comparativo de sobrecorriente de tierra.....	272
Cuadro 5.43.- Comparativo en la función de Distancia de la L-1003.....	272
Cuadro 5.44.- Comparativo en la función de Distancia de la L-1003.....	272

GLOSARIO DE ABREVIATURAS.

EGEMSA: Empresa de Generación Eléctrica S.A.
ELSE S.A: Electro Sur Este S.A.
OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
SEDO: Subestación de Dolorespata.
SE: Subestación.
DGE: Dirección General de Electricidad.
ANSI: American National Standards Institute.
NEMA: National Electrical Manufactures Asociation.
IEC: International Electrotechnical Comision.
IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
S.I: Sistema Internacional de Unidades.
TC: Transformador de Corriente.
TP: Transformador de Potencial.
SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.
SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition.
L.T: Línea de Transmisión.
C.H: Central Hidroeléctrica.
C.T: Central Térmica.
SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
COES: Comité de Operación Económica del Sistema.
Osinergmin: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
ABB: Asea Brown Boveri.
GE: General Electric.
PO: Power Output.
SO: Signal Output.
TMS: Time Multiplier Setting.
IDMT: Inverse Definite Minimum Time.
DT: Definite Time.
CBFP: Circuit Breaker Failure Protection.

INTRODUCCION

El estudio de coordinación de protecciones es un procedimiento que se da mediante el ajuste a los relés de protección de las instalaciones de: Línea, Transformador, alimentador, generador, etc. Para ello se siguen procedimientos y normas establecidas por instituciones de prestigio apoyados en la mayoría de casos por software computacionales.

El estudio se llevara a cabo en las instalaciones de la Subestación de Dolorespata ya que el último estudio realizado de manera completa fue el año 2003, además de que esta Subestacion alimenta a gran parte de la ciudad del Cusco, este estudio engloba a lo que es Línea de Transmisión en 138 kV, Transformadores de potencia de 12.2 MVA, Un banco de condensadores, Nueve salidas de alimentación hacia la ciudad del Cusco. Los cuales solo se realizaron en las instalaciones de la Subestación de Dolorespata.

Este estudio se llevara a cabo para mejorar la rapidez, selectividad, sensibilidad, confiabilidad del sistema de protección de la Subestación de Dolorespata y evitar daños que puedan afectar la estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional además de ocasionar grandes pérdidas económicas.

Este estudio es de vital importancia ya que se debe de llevar acabo de manera periódica por tratarse de la ciudad del Cusco en el cual una salida innecesaria por una falla puede tener mayor repercusión en todo el sistema.

RESUMEN

El presente estudio para una mayor comprensión sistemática de lo que se quiere dar a conocer se presenta en 5 capítulos descritos de la siguiente manera.

CAPITULO I. Se elaboran los aspectos generales en los cuales se encuentra apoyado este estudio de coordinación de protecciones así como la metodología empleada.

CAPITULO II. En este capítulo se presenta todo el marco teórico referido a este tema de Coordinación de protecciones, resaltando conceptos teóricos utilizados así como normas y teorías aceptadas como verdaderas.

CAPITULO III. En este capítulo se describe la situación actual de la Subestación de Dolorespata considerando todas las instalaciones y resaltando las falencias y carencias que esta misma presenta.

CAPITULO IV. Se hace una evaluación operativa de la Subestación de Dolorespata para el año 2018 figurando las nuevas instalaciones proyectadas para entonces y el comportamiento del sistema enmarcado en el Área Sur-Este.

CAPITULO V. Se plantea un nuevo ajuste de coordinación de protecciones haciendo mención a todo lo anterior pero proyectado para el año 2018 apoyado en el software Digsilent.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. INTRODUCCION

Un estudio de coordinación de protecciones es de vital importancia para un sistema eléctrico, debido a este estudio es como se encuentra la confiabilidad de un sistema eléctrico, que garantice el suministro continuo de energía eléctrica tanto a clientes regulados como no regulados.

Las empresas encargadas para dicho fin deben velar que no se produzcan interrupciones innecesarias ni tampoco llegar a tener energía eléctrica de mala calidad, que puedan afectarles económicamente.

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

Este estudio de coordinación de protecciones toma en cuenta una actualización del Estudio realizado por la Empresa Electrónica de Potencia (EDP), el año 2003 que es un estudio, que no considera los nuevos cambios en la topología hasta la fecha del sistema, esto debido a la nueva demanda de energía eléctrica en el Cusco que implicara un nuevo cambio en la topología de la Subestación de Dolorespata. Los cuales influyen de manera directa en la corriente de corto circuito que llega hasta un nivel de corriente del orden de los Kilo Amperios (KA).

El presente estudio de investigación presentara al inicio los aspectos generales en los cuales se apoya el trabajo de investigación , luego se hace mención la base teórica aplicada a este trabajo, luego se presenta la situación actual del Sistema de Protección de la Sub Estación de Dolorespata apoyado en estudios realizados tanto por Electro Sur Este y el COES y la empresa EDP, luego se dispondrá a mencionar los nuevos cambios en la Sub Estación de Dolorespata para el año 2018, para que finalmente se propondrá un nuevo ajuste a los relés acorde a todo lo mencionado apoyado en un Software Computacional reconocido por el COES (DIGSILENT).

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El actual estudio de coordinación de protecciones, realizado por el COES (2010) y el Estudio de Coordinación de protecciones realizado por la empresa EDP (2003), no proporcionan la información completa y necesaria para realizar el análisis de fallas en la Sub Estación de Dolorespata (SEDO).

El sistema EGEMSA que se encuentra dentro del Área operativa 13 del SEIN, es analizado con mayor detenimiento en el presente.

Los estudios mencionados no incluyen en los ajustes de los equipos de protección, las modificaciones en las instalaciones hasta la fecha y los futuros, los cuales guardan relación directa con la topología y el cálculo de la corriente de cortocircuito, que además es necesario para un ajuste de mayor grado de exactitud en el momento del despeje de una falla.

Los nuevos cambios no considerados en el Sistema EGEMSA son [1]:

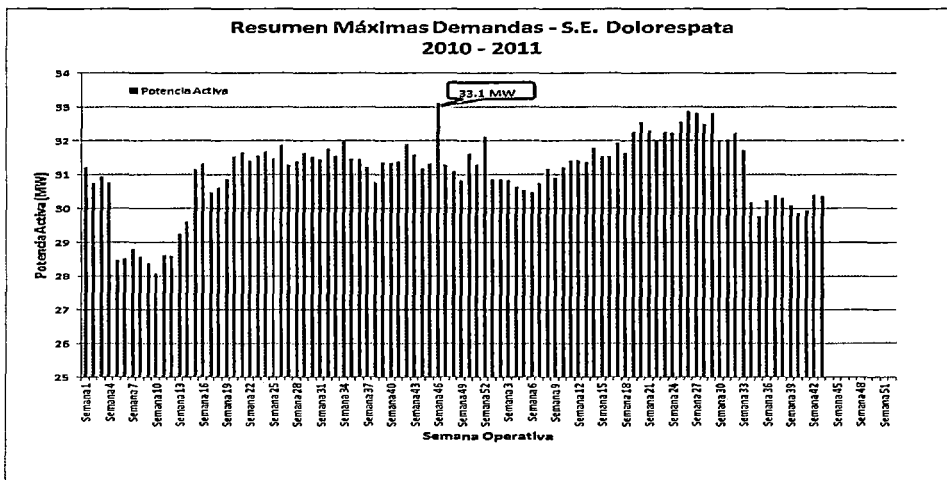
El ingreso de nuevas líneas de transmisión según el Plan de Transmisión- COES

- Línea de Transmisión en 220 kV, doble terna, Machupicchu-Suriray-Abancay Nueva-Cotaruse y Subestaciones asociadas (Ya existente).
- Línea de Transmisión en 220 kV Suriray - Quencoro Nuevo-Pucara-Tintaya y Subestaciones asociadas (Proyectada para el 2017).

El ingreso de nuevas generadoras de acuerdo a la EXPANSION DE GENERACION-COES [2].

- El ingreso de la segunda etapa de la Central hidroeléctrica de Machupicchu (C.H.M.) que ya se encuentra en operación.
- El ingreso de la C.H. Santa Teresa (En operación para el 2016).

La actual demanda de energía de la ciudad del Cusco de acuerdo a datos históricos del Centro de Control de EGEMSA sobre las nueve salidas de la Sub Estación de Dolorespata registran valores superiores a los 32 MW, tal como se muestra en la figura 1.1, lo cual es un indicador de Transformadores sobrecargados y de derivación de carga a la Sub Estación de Quencoro para amortiguar dicha sobrecarga.



Fuente: Centro de Control de EGEMSA

Fig. 1.1 – Resumen de Máximas Demandas (SEDO)

Este hecho implica un cambio en la actual configuración de esta Sub Estación, las cuales están en proyecto a muy corto plazo y son:

- El cambio de uno de los transformadores de 12 MVA por otro de 30 MVA.
- La implementación de un nuevo banco de condensadores de 11.25 MVAR (ya existente).
- La implementación de dos nuevas salidas por parte de Electro Sur Este (en plena construcción).

Los cuales implican un cambio en el flujo de energía de la Sub Estación Dolorespata.

Todo lo antes mencionado amerita la necesidad de realizar un nuevo estudio de coordinación de protecciones en el periodo del 2014 al 2018 que conlleve a un reajuste en el sistema de protección de la Subestación Dolorespata.

A efectos de la no elaboración de este trabajo de investigación se desprende lo siguiente:

Mala coordinación en la actuación de protecciones durante una falla que puede causar grandes pérdidas económicas para la empresa generadora por daño a sus equipos y falta de suministro a sus clientes ya sean regulados o no.

Conexiones fallidas de los interruptores a pesar de falla despejada, debido a una mala actuación de los relés de protección.

Rechazos de carga en subestaciones aledañas, debido al no despeje oportuno de la falla y una variante en frecuencia que se genera en el Sistema.

1.3. FORMULACION DEL PROBLEMA

¿Cuál es la importancia de realizar un nuevo estudio de coordinación de protecciones en la subestación de Dolorespata acorde a los cambios del sistema Sur Este en el periodo del 2014 al 2018?

1.4. PROBLEMAS ESPECIFICOS

¿Se podrá dar un diagnóstico de la situación actual de la Sub Estación Dolorespata?

¿Es posible evaluar los nuevos cambios que influirán en el ajuste de coordinación de protecciones de la Sub Estación de Dolorespata en el periodo del 2014 al 2018?

¿Será posible la propuesta de un nuevo ajuste en el Sistema de protección acorde a los nuevos cambios ya mencionados anteriormente?

1.5. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

En referencia a este Estudio de Coordinación de protecciones se tomara como referencia el último estudio de Coordinación de Protecciones realizado por la empresa Electricidad de Potencia S.A.C. (EDP) en el año 2003, el cual es utilizado por El Centro de Control de EGEMSA para el análisis de las fallas que ocurren dentro de las instalaciones de la Subestación de Dolorespata.

Este estudio toma en cuenta como referencia las Subestaciones de Machupicchu, Cachimayo, y como principal escenario a la Subestación de Dolorespata en el cual solo se enmarca a los relés en la funciones de sobrecorriente, diferencial, distancia. Considerando el actual ajuste que poseen, el cual se encuentra limitado por sus curvas de protección.

Se tomara también como referencia Estudios de coordinación de protecciones realizados por el COES en todo el sistema los años 2006, 2010 y 2014.

1.6. OBJETIVOS

1.6.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer un nuevo estudio de coordinación de protecciones acorde a la nueva topología del sistema Sur Este en las instalaciones de la Subestación de Dolorespata, con una proyección al 2018.

1.6.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Evaluación operativa de la situación actual de la Sub Estación Dolorespata, con su respectivo Sistema de protección.
- Evaluación operativa para el 2018 del área operativa Sur Este y de la Sub Estación Dolorespata, con sus respectivas nuevas instalaciones.
- Proponer un nuevo ajuste en la coordinación de protecciones acorde a los nuevos cambios de la nueva topología.

1.7. VARIABLES E INDICADORES

Dentro de las variables que se tomaran en el presente estudio, se tomaran las variables dependientes que son supeditadas de las variables independientes.

1.7.1. VARIABLES INDEPENDIENTES

- Nueva topología.
- Variación de la demanda.
- Numero de fallas.

Los indicadores son:

- Nuevas instalaciones en la zona Sur Este.
- Consumo de energía (MWH).
- Fallas registradas en la Subestación de Dolorespata.

1.7.2. VARIABLES DEPENDIENTES

- Corriente de cortocircuito (KA).
- Tensión (kV).
- Tiempo de actuación del relé (ms).
- Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR) de salida.

Los indicadores son:

- Intensidad de corriente de corto circuito (KA).
- Caída o subida de tensión (%).
- Tipo de curva del relé.
- Oferta y demanda de energía.

1.8. HIPOTESIS

1.8.1. HIPOTESIS GENERAL

Con el nuevo estudio de coordinación de protecciones acorde a la nueva topología en alta y media tensión, se propone un nuevo ajuste que mejorara la rapidez, selectividad, sensibilidad, confiabilidad, del sistema de protección de la Subestación de Dolorespata con una proyección al 2018.

1.8.2. HIPOTESIS ESPESIFICA

- La evaluación operativa de la Subestación Dolorespata, permitirá conocer la situación actual de la Subestación Dolorespata como un preámbulo a este estudio.
- A la evaluación operativa de la Subestación de Dolorespata al 2018, permitirá considerar todos los cambios a realizarse durante este periodo.
- Con la propuesta de un nuevo ajuste en los relés de la Subestación de Dolorespata para el año 2018 se considerara todos los principales cambios que influirán de manera directa en la corriente de cortocircuito.

1.9. JUSTIFICACION DEL ESTUDIO

1.9.1. NUEVA TOPOLOGIA

La necesidad de un nuevo estudio de coordinación de protecciones en la subestación de Dolorespata, es de vital importancia, debido a que el último estudio completo fue realizado el año 2003 considerando todas sus instalaciones, de donde al haber transcurrido más de 11 años para el año 2014 y proyectándonos 4 años para el año 2018, es necesario considerar un nuevo estudio tomando en cuenta todas sus actuales y nuevas instalaciones para el sistema Sur-Este y la Subestación de Dolorespata, estos nuevos cambios son:

- La entrada de la segunda etapa de C.H.Machupicchu
- El ingreso de la C.H. Santa Teresa.
- El ingreso de la C.H. Vilcanota 2
- El ingreso de la Reserva Fría de Generación - DUAL .Planta Puerto Maldonado.
- El ingreso de la C.H. Angel III.
- El ingreso de la C.H.Pucará.
- El ingreso de la C.T. Quillabamba.
- El ingreso de la C.H. Angel I.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

➤ El ingreso de la C.H. Angel II.

Cuadro 1.1 Expansión de generación-COES

FECHA	PROYECTOS DE GENERACION COMPROMETIDOS	POTENCIA (MW)
ene_2014	C.H. Tingo-COMPAÑÍA HIDROELECTRICA TINGO	9
ene_2014	C.H. Carpapata III-CEMENTO ANDINO	13
jun_2014	Reserva Fria de Generacion -TURBO GAS DUAL D2/Gas Natural-NORTE	219
jul_2014	C.H. San Marcos-HIDRANDINA	12
jul_2014	C.H. Pelagatos-HIDROELECTRICA PELAGATOS S.A.C	20
ago_2014	Central Biomasa La Gringa V-CONSORCIO ENERGIA LIMPIA	2
oct_2014	C.H. Langui II-CENTRAL HIDROELECTICA DE LANGUI S.A	3
nov_2014	C.H. Quitaraca-ENERSUR	112
dic_2014	C.H. Machupicchu II Etapa-EGEMSA	100
dic_2014	C.H. Mushcapata-ANDES GENERATING CORPORATION S.A.C	8
ene_2015	C.H. Cheves-SN POWER	168
ene_2015	C.H. Runatullo III-EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA JUNIN	20
ene_2015	C.H. Runatullo II-EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA JUNIN	18
ene_2015	C.H. 8 de Agosto-ANDES GENERATING CORPORATION	19
ene_2015	C.H. El Carmen- ANDES GENERATING CORPORATION	8
ene_2015	Parque Eólico Tres Hermanas-CONSORCIO TRES HERMANAS	90
ene_2015	Central Solar Moquegua FV-SOLARPARCK CORPORATION TEGNOLOGICA	16
ene_2015	C.H. Canchayllo-ALDANA CONTRATISTAS GENERALES	4
ene_2015	C.H. Huatziroki I-ARSAC CONTRATISTAS GENERALES	11
ene_2015	C.H. RenovAndes H1-RENOVABLES DE LOS ANDES	20
ene_2015	C.H. Santa Teresa-LUZ DEL SUR	98
ene_2015	C.H. Rucuy-EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C	20
ene_2015	C.H. vilcanota 2-RENEWABLE ENERGY PERU S.A.C	19
mar_2015	Reserva Fria de Generacion - DUAL .Planta Puerto Maldonado	18
mar_2015	Reserva Fria de Generacion - DUAL .Planta Pucallpa	40
jul_2015	C.H. Angel III-GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU	20
jul_2015	C.H. Chaglla-EMPRESA DE GENERACION DE HUALLAGA	456
jul_2015	C.H. Cola 1-HIDROELECTRICA COLA	10
jul_2015	C.H. Tulumayo IV-EGEJUNIN TULUMAYO IV	40
jul_2015	C.H. Tulumayo V-EGEJUNIN TULUMAYO V	65
jul_2015	C.H. Macon -EGEJUNIN MACON	10
jul_2015	C.H. Chancay-SINERSA	19
oct_2015	C.H. Zaña-ELECTRO ZAÑA	13
ene_2016	C.H. Cerro del Aguila-CERRO DEL AGUILA S.A	525
ene_2016	C.H. Nueva Esperanza-ANDES GENERATING CORPORATION	8
feb_2016	C.H. La Virgen-PERUANA DE ENERGIA	64
mar_2016	C.H. Chancay 2-EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C	40
oct_2016	C.H. Potrero-EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	20
oct_2016	C.H. Pucará-EMPRESA DE GENERACION MACUSANI	150
dic_2016	C.T. Quillabamba-Gas Natural-ELECTRO PERU	200
ene_2017	C.H. Angel I-GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU	20
ene_2017	C.H. Angel II-GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU	20
Jul_2017	C.H. Las Cruces-GENERAL COMMERCE	15
ene_2018	C.H. Olmos 1	50

Fuente: COES-SINAC

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

El ingreso de las dos nuevas líneas en dos ternas (220 kV), debido al crecimiento de la oferta en el Cusco:

- L.T. 220 kV Machupicchu-Abancay Nueva-Cotaruse (doble circuito) y SS.EE asociadas.
- L.T. 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya y SS.EE asociadas.

Cuadro 1.2.- Plan de transmisión 2014-2016

FECHA	PROYECTOS
ene_2014	L.T. 220 kV San Juan -Chilca de 350 MVA(cuarto circuito)
ene_2014	S.E. Nueva Hualal 220/60/20 kV-50/50/20 MVA
ene_2014	S.E. Nueva Jicamarca 220 kV-120 MVA
ene_2014	L.T. 220 kV Carabaylo-Nueva Jicamarca(doble circuito)
ene_2014	S.E. Paramonga Nueva 220 kV:Transformacion Trifasico de 220/60/10 kV-30 MVA
ene_2014	S.E. Santa Rosa 220 kV:Transformador trifasico de 220/60/10 kV-180 MVA
ene_2014	S.E. Los Industriales (nueva) 220/60 kV-180 MVA
ene_2014	S.E. Shauindo 220 kV
ene_2014	L.T. 138 kV Socabaya -Parque Industrial(simple circuito) y ampliacion de subestaciones
feb_2014	Nueva S.E. Pariñas 220 kV
abr_2014	Nueva S.E. Reque 220 kV(antes llamada S.E Chiclayo Sur)
abr_2014	S.E. Trujillo Norte :Ampliacion de la capacidad de transformacion
may_2014	Reponteciacion de la L.T. 138 kV Paragsha Il-Huanuco de 45 MVA a 75 MVA
may_2014	S.E. Puno:Instalacion de banco de capacitores de 2*12.5 MVAR en la barra de 60 kV
jun_2014	L.T. 220 kV Ventanilla-Chavarría de 180 MVA (cuarto circuito)
dic_2014	L.T. 220 kV La Planicie REP-Industriales
dic_2014	L.T. 220 kV Machupicchu-Abancay Nueva-Cotaruse(doble circuito) y SS.EE asociadas.
ene_2015	S.E. Nueva Nazca 220/60 kV-75 MVA
ene_2015	S.E. Nueva Chincha 220/60 kV-75 MVA
ene_2015	Ampliacion de la capacidad de transformacion en las SS.EE Aguaytia 220/138/22.9 kV y Pucallpa 138/60
ene_2015	L.T. 138 kV Santiago de Cao-Malabrigo(41.36 km) y S.E Malabrigo de 138/60 kV
ene_2015	Proyecto Anillo en 138 kV Sistema Electrico Trujillo con 8.32 km de L.T. 138 kV
ene_2015	S.E. Orcotuna 220/60 kV, 40 MVA y dos líneas de transmision en 220 kV
ene_2015	L.T. 220 kV Friaspata -Mollepata y S.E. Mollepata 220/66 kV -50 MVA
ene_2015	L.T. 220 kV Industriales-Corpac
ene_2015	Nueva S.E. Corpac 220 kV-2*50 MVA
jul_2015	Nueva S.E. Lurin 220 kV
ene_2016	L.T. 220 kV Moquegua-Los Heroes y ampliacion de la S.E. Los Heroes (2do circuito)
ene_2016	Reponteciacion de la L.T. 220 kV San Juan-Balnearios de 2*860A a 2*1300A
ene_2016	Nueva S.E. Colonial 220/60/10 kV -2*180MVA
ene_2016	L.T. 220 kV Nueva Jicamarca-Colonial
abr_2016	L.T. 220 kV Carhuaquero-Cajamarca Norte -Caclico-Moyobamba
may_2016	L.T. 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya y subestaciones asociadas.

Fuente: COES-SINAC

También el cambio de uno de los transformadores de 12 MVA por otro de 30 MVA a muy corto plazo debido que los actuales ya se encuentran sobrecargados a raíz del crecimiento de la demanda, es un indicativo par un nuevo ajuste. Además de la implementación de un nuevo banco de condensadores de 11.75 MVAR y dos nuevas

salidas por parte de (ELSE).

1.9.2. ESTADISTICA DE NUMERO DE ACTUACIONES DE LOS RELES

Además, la totalidad de desconexiones tanto automáticas como manuales registradas por el Centro de Control de Dolorespata, son una clara evidencia de la constante actuación de los relés, lo cual implica un reajuste periódico para evitar disparos innecesarios que hasta inclusive se pudo llegar a apreciar hasta intentos fallidos de cierre en las salidas de la Subestacion de Dolorespata, por el mal ajuste de los relés según el Centro de Control de EGEMSA.

Cuadro 1.3.- Estadística de fallas en 10.6 kV

AÑO	FALLAS 10.6 kV
2009	61
2010	92
2011	50
2012	111
2013	67

Fuente: Centro de Control EGEMSA

Los ajustes en los Transformadores tienen una peculiar consideración debido a que en el proceso no solo se considera a la corriente de falla sino también a la muy conocida corriente de inserción el cual es de un valor extremadamente alto que se da en un tiempo muy corto y debido a esta característica puede llegar a ser reconocido por el relé como falla en el momento de la conexión manual en vacío en el momento de una conexión manual luego de un mantenimiento o desconexión automática.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 1.4.-Estadística de Desconexiones de los Transformadores

AÑO	DESCONEXIONES AUTOMÁTICAS POR FALLAS			DESCONEXIONES MANUALES		
	TR-1	TR-2	TR-3	TR-1	TR-2	TR-3
2009	1	1	1	4	3	3
2010	1	1	1	2	4	3
2011	0	0	0	4	4	6
2012	2	2	3	1	2	3
2013	2	2	2	1	1	1
TOTAL	8	6	7	12	14	16

Fuente: Centro de control EGEMSA

El correcto ajuste de los Transformadores es muy importante porque de ellos se suministra de energía a gran parte de la ciudad de El Cusco.

Esta considerable actuación del sistema de protección de la Sub Estación de Dolorespata es un indicativo de la importancia en la actualización de estos estudios de manera periódica.

Cuadro 1.5.-Análisis de falla del 13/02/2014

13/02/2014 23:52	DESCRIPCION
	<p>Desconectaron los Transformadores TR1, TR2 Y TR3 de 138o/10 kV de la S.E.Dolorespata debido a falla en la barra 10 kV de la S.E. Dolorespata debido a presencia de roedor, según e, informe por EGM. Como consecuencia, INCASAC disminuyo su carga de 24.1 MW a 0.31 MW, también se interrumpio el suministro de Cusco (14.99 MW) y la minera Antapacay redujo de 70 MW a 50 MW.</p> <p>A las 00:06 h, INCASAC inicio a normalizar su carga. A las 00:50 h, 00:52 h y 00:59 h, se conectaron los transformadores TR1, TR2, TR3 respectivamente y se procedió a normalizar el suministro interrumpido.</p>

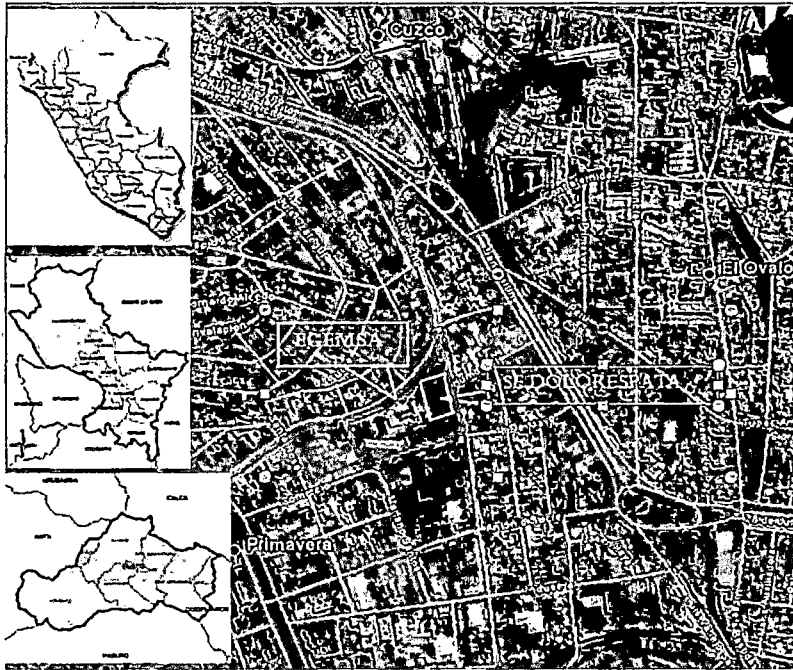
Fuente: COES

Las fallas ocurridas en la Subestación de Dolorespata, causan interrupciones de energía, que pueden ser sancionadas por El Organismo Supervisor en Energía y Minas (OSINERGMIN) que en algunos casos son a raíz de la indebida actuación de los relés, lo cual puede ocasionar no solo interrupciones en la misma Subestación sino a subestaciones asociadas. La falla ocurrida el 13 de febrero 2014 mencionada en el cuadro 1.4, que ocasiono perdidas, no solo para la empresa sino que hubo repercusiones en sus clientes importantes.

Considerando todos estos importantes sucesos, en el presente estudio de coordinación de protecciones que en su gran mayoría no son tomados en cuenta en los actuales estudios de coordinación de protecciones, se propone un nuevo estudio de coordinación de protecciones en la Subestación de Dolorespata para el año 2018.

1.10. AMBITO GEOGRAFICO

El presente estudio de coordinación de protecciones, será realizado en la Subestación de Dolorespata, que se encuentra ubicada en la Av. Machupicchu s/n, Central Térmica Dolorespata, Departamento de Cusco, Provincia Cusco, Distrito de Santiago.

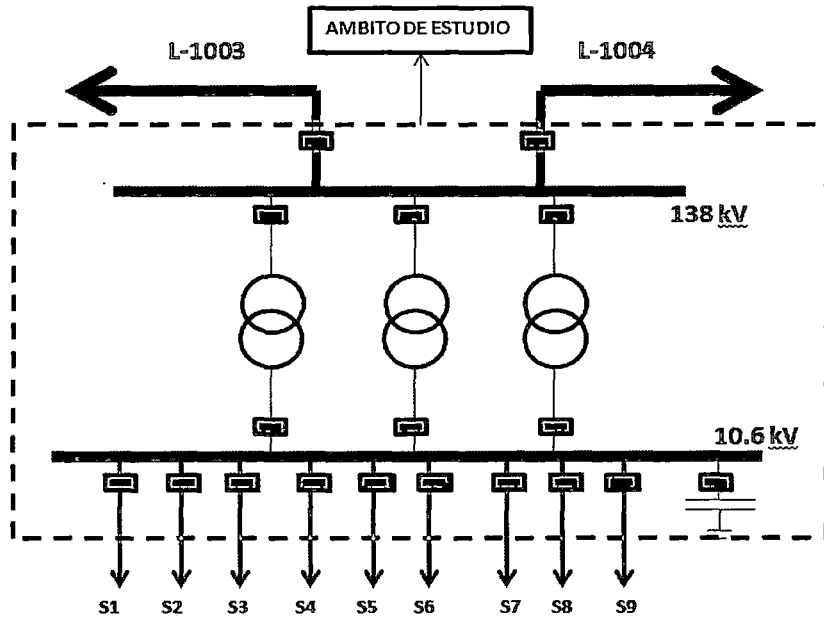


Fuente: Google Earth

Fig. 1.2 - Ubicación geográfica de la S.E. Dolorespata

1.11. ALCANCES

El estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente solo se realizara en toda la Subestación de Dolorespata desde la barra de 138 kV hasta la barra de 11.5 kV considerando a los alimentadores como un mismo ajuste. , la protección diferencial solo se realizara en los transformadores de potencia y finalmente se realizara el ajuste de los relés de distancia en las líneas



Fuente: Elaboración propia

Fig.1.3- Esquema de alcances y limitaciones

El estudio de coordinación de protecciones, se realizó en las funciones de Distancia, sobrecorriente y Diferencial.

1.12. LIMITACIONES

En este estudio de coordinación de protecciones, no se consideraron las funciones del relé no mencionadas en los alcances y solo se realizó en la Subestación de Dolorespata, sin considerar la red topológica de los alimentadores aguas abajo de la barra en 10.6 kV.

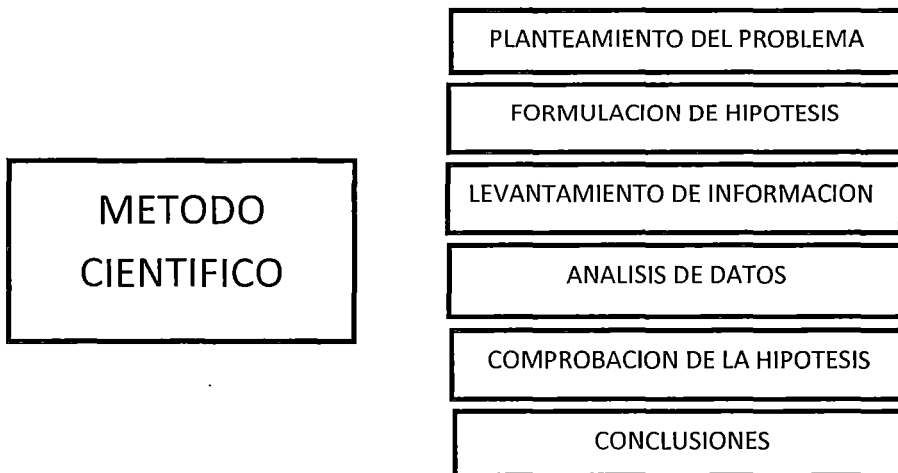
Este estudio no es de carácter experimental por ende no se realizaron pruebas con los ajustes propuestos.

1.13. METODOLOGIA DE INVESTIGACION

Llácese así al conjunto de reglas que señalan el procedimiento para realizar una investigación cuyos resultados sean aceptados por una comunidad científica, que como fin conlleva a la conclusión de un estudio.

Científicamente la metodología de la investigación científica, es el conjunto de procedimientos por los cuales se plantean los problemas científicos en el cual se pone a pruebas las hipótesis.

Los pasos que se siguieron para este trabajo de investigación fue utilizando la forma simplificada del método Científico según Bunge y Muñoz- Razo (1998), el cual se muestra en el siguiente esquema:



Fuente: Elaboración propia

Fig.1.4- Pasos del método científico.

Dentro de la metodología de la investigación científica, se utiliza como herramienta al método y a la técnica.

El presente estudio utilizara como método, al método deductivo debido al hecho de ser del tipo de razonamiento que lleva conclusiones partiendo de lo general aceptado como valido hacia aplicaciones particulares.

La técnica a utilizar será la técnica cuantitativa por plantearse como proposiciones matemáticas o expresarse en fórmulas matemáticas que denotan relaciones funcionales entre variables. Utiliza técnicas estadísticas e instrumentos muy estructurados para recolección de información y medición de variables. Este método es de carácter descriptiva, el cual es la etapa preparatoria del trabajo mediante el cual ordena los resultados de las observaciones, las características, los factores, los procedimientos y otras variables de fenómenos o hechos.

Para la recopilación de información de este estudio de investigación se utilizara la técnica de la observación científica y análisis de contenido.

La observación científica se llevara a cabo en forma sistemática:

- a. Como primer paso, se recabo información de la base de datos de empresas relacionadas para este estudio de coordinación de protecciones como son COES, EGEMSA, ELECTRO SUR-ESTE. Los datos obtenidos son Estudios de Coordinación de protecciones, Datos de transformadores, líneas de alta tensión, Datos de flujo de las salidas de Dolorespata, etc.
- b. Para la verificación de datos se solicitó datos del Centro de Control de EGEMSA del MYCROSCADA, debido al hecho de poseer datos en tiempo real actualizados cada hora.
- c. Los datos recabados de los operadores del Centro de Control de EGEMSA respecto a las fallas o eventos, están descritos según el dispositivo actuado, la causa probable, con su respectiva fecha y hora durante el periodo del 2009 al 2013.

La técnica documental y el análisis de contenido.

- Con la selección de la técnica documentaria se realiza un análisis de fallas que me permite visualizar la estadística de número desconexiones por año verificando la confiabilidad, selectividad, del sistema gracias a la actual coordinación de protecciones, que inducen a realizar un nuevo estudio acorde a los cambios del sistema.
- Las características de funcionamiento de los actuales relés se verifican mediante graficas de tiempo y corriente.
- Para la elaboración del diagnóstico operativo del sistema, como análisis de flujo de carga, corto circuito, y realizar la coordinación de protecciones se recurrió a la base de datos del SEIN, EGEMSA (Centro de Control), para su respectiva simulación mediante el software (Digsilent).

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es generar y suministrar la energía eléctrica a los consumidores. El sistema debe estar diseñado y operado para entregar esta energía a los puntos de utilización tanto con confiabilidad como con economía. Si los cortes de energía son frecuentes o prolongados, se ve afectado la rutina normal de la sociedad, por lo que se debe hacer énfasis en la confiabilidad y seguridad del suministro. Ya que los requerimientos de confiabilidad son ampliamente opuestos, el diseño de sistemas de potencia es inevitablemente un compromiso.

Un sistema de potencia comprende diversos elementos. Muchos de estos elementos son muy costosos, por eso el sistema de potencia representa una gran inversión de capital. Para maximizar el retorno de esa inversión, el sistema debe utilizarse en lo posible, dentro de los controles aplicables de seguridad y confiabilidad de suministro. Mas importante sin embargo es que el sistema de potencia, debe ser operado de una forma segura todo el tiempo.

No importa que tan bien diseñado sea, las fallas siempre ocurrirán en un sistema de potencia, y estas fallas pueden representar un peligro para las personas y/o para las propiedades. El poder destructivo del arco de una falla de alta corriente es bastante elevado; puede fundir los conductores o soldar las láminas del núcleo de los transformadores generadores en un tiempo muy corto, en tiempos de milisegundos. A un lejos de la falla misma, las altas corrientes de falla pueden causar daño en una planta, si ella continua por más de unos pocos segundos. La provisión de una protección adecuada para detectar y desconectar elementos del sistema de potencia en el evento de una falla

es por lo tanto una parte integral en el diseño del sistema de potencia. Solo de esta manera se puede cumplir los objetivos del sistema de potencia y la inversión puede estar protegida.

Un sistema de protección bien diseñada y adecuadamente coordinada es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande y se protege también las personas. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros posibles.

Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del sistema de potencia permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos. La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aun baja fallas incipientes.

2.2. ASPECTOS GENERALES DE LA PROTECCION

2.2.1. SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Los actuales sistemas de energía eléctrica que denominaremos **Sistema Eléctrico de Potencia - SEP** - no hubieran sido posibles sin el descubrimiento de la corriente alterna y el posterior desarrollo del transformador de potencia. Esto hizo que se pudieran salvar las limitaciones impuestas, por las bajas tensiones inherentes a la corriente continua que obligaban a generar a las tensiones de utilización de los receptores. Estas limitaciones empezaron a ser superadas en la época inmediata posterior al descubrimiento de la lámpara de incandescencia por EDISON y sus sistemas de corriente continua, es decir, cuando tenían unos tres años de antigüedad. Ya con el transformador en uso, la mayoría de las cargas empezaron a suministrarse en corriente alterna, haciendo posible que se generase la energía en un lugar, para transportarla a las áreas de consumo, distribuyendo la energía a niveles de tensión, considerados seguros para su utilización.

No era ya un requisito necesario, construir las fábricas ni situar los grandes consumos, en las proximidades de los centros de generación, como tampoco se precisaba concentrar la generación de energía, en zonas urbanas donde se localizaban importantes consumos. Ahora ya, la rueda de molino podía generar la energía y esta, ser transportada a los centros de consumo.

El SEP moderno está muy condicionado y sometido, a severas exigencias de los usuarios sobre todo, en cuanto a calidad y continuidad en el suministro se refiere.

A principio de este siglo, el operador de una planta eléctrica que abastecía el alumbrado de una ciudad, en una noche de luna llena, paraba la central a las nueve o diez de la noche. En cambio hoy en día, muchos relojes eléctricos precisan de energía para mantener permanentemente la hora correcta.

Las condiciones ambientales del entorno también imponen hoy en día, condiciones muy severas al SEP. Sus diseños deberán evitar que se produzca polución de ningún tipo en el ambiente y no permitirán que distorsionen la estética de los distintos lugares. En este aspecto, las empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica, se ven cada vez más obligadas a ajustarse a normas muy severas a la hora de desarrollar y realizar sus proyectos.

2.2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ACTUAL

a). Generación

Vamos a distinguir cinco tipos clásicos de centrales eléctricas. Las centrales que generan energía eléctrica procedente del agua, las diferenciaremos por las características del salto. Los saltos de gran altura y caudal reducido, normalmente equipadas de turbinas o ruedas **Pelton**. Los saltos de altura y caudales medios, equipadas preferentemente con turbinas **Francis** y finalmente los saltos de pequeña altura y grandes caudales, equipadas con turbinas **Kaplan**.

Por otro lado tenemos las centrales que generan la energía eléctrica procedente de combustibles fósiles, (carbón, gas y petróleo) clasificadas como **térmicas convencionales** y en tercer lugar, las que denominamos **nucleares**.

En muchos países existen Empresas Eléctricas que no tienen generación propia, adquiriendo la energía para ser suministrada a sus abonados. Otras que no disponen de suficiente generación y tienen que adquirir la energía a otras compañías para atender las necesidades de suministro a sus usuarios, pero el caso general es que las compañías eléctricas generan su propia energía eléctrica, capaz de atender la demanda de sus abonados.

b). Transmisión

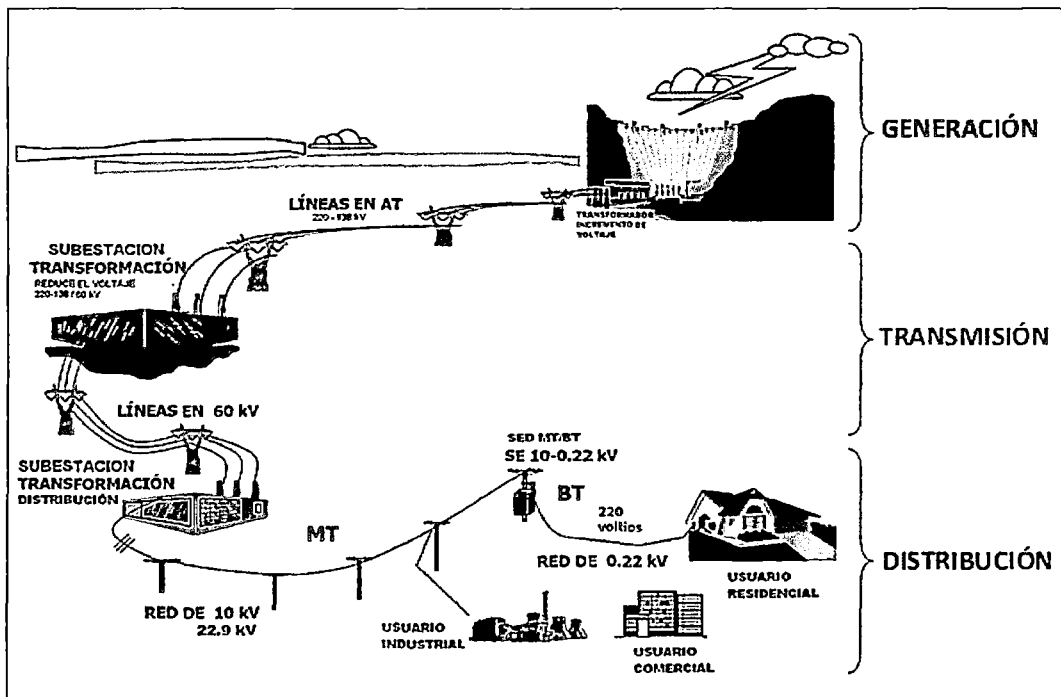
El término utilizado de TRANSMISION y también TRANSPORTE de energía eléctrica, es un término que no define totalmente nuestro propósito de este apartado, ya que normalmente nos conduce a entender que lo utilizamos, para designar la tensión o tensiones más elevadas utilizadas en un determinado sistema. Nosotros le denominaremos líneas de **Transmisión** y considerar que son los elementos que transportan la energía eléctrica de un punto geográfico a otro.

Siguiendo criterios algo generales, podemos clasificar los niveles de tensión dispuesto por “Tensiones normalizadas IEC”:

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

c). Sistema de distribución

Es la otra gran zona del SEP, considerada como la de la venta de la energía. Suministra energía a las zonas residenciales, comercios, pequeñas industrias, todo otro tipo de abonados en baja tensión y también abonados en media tensión. Esta parte del sistema tiene como responsabilidad final, el mantenimiento de un buen servicio a la tensión correcta. En la mayoría de los SEP, esta parte del sistema representa entre el 35 y el 45% del total de las inversiones del conjunto de la compañía eléctrica y el 50% de las pérdidas de energía del SEP. abonados industriales de gran consideración y otros grandes usuarios.



Fuente: OSINERGMIN
Fig.2.1- Sistema Eléctrico de Potencia

2.2.3. NORMAS Y SIMBOLOGIA

En el presente estudio se utiliza principalmente las normas peruanas y normas internacionales.

a. Normas Nacionales:

Norma Peruana DGE-Terminología y Símbolos Gráficos en Electricidad.

b. Normas Americanas.

ANSI : American National Standards Institute.

c. Normas Internacionales.

- IEC : International Electrotechnical Comision.
- IEEE : Institute of Electrical and Electronic Engineers.

2.2.4. SIMBOLOGÍA DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN SEGÚN NORMAS ANSI/IEEE, IEC y DGE.

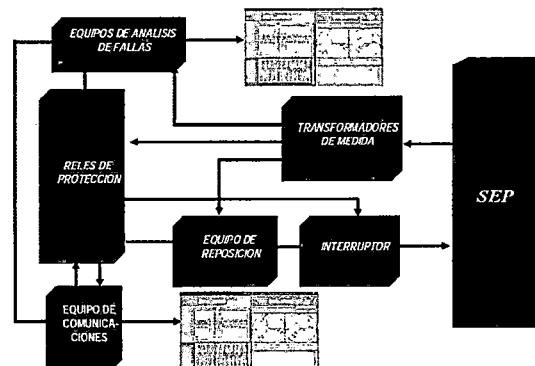
Cuadro 2.1.-Simbología según norma ANSI/IEEE y IEC/DGE

Función	ANSI/IEEE	IEC/DGE
Relé de bajo voltaje: Es un valor que funciona sobre un valor dado de baja tensión.	27	3U<
Relé instantáneo de sobrecorriente: Es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.	50	
Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra.	50N	
Relé de falla interruptor.	51BF	
Relé temporizado de sobrecorriente: Es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.	51	
Relé temporizado de sobrecorriente de tierra.	51N	
Interruptor de corriente alterna.	52	
Relé de sobretensión: Es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico.	59	
Relé Buchholz: Es un relé que detecta la presencia de gases en el aceite.	63	
Relé direccional de sobrecorriente de tierra.	67N	
Relé de recierre: Es un relé que controla el recierre y bloque automático de un interruptor AC.	79	1-3 PH 0→1
Relé de bloqueo: Es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión.	86	
Relé diferencial: Es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica.	87	3Id>

Fuente: Norma IEC Y ANSI

2.2.5. ESQUEMA DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCION

El esquema de la operación de un sistema de protección se muestra a continuación.



Fuente: Electricidad de Potencia S.A.C.

Fig. 2.2.-Operación de un Sistema de protección.

2.2.6. REQUISITOS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION

A todo relé o sistema de protección, se le exigen **tres** requisitos para que realice su función correctamente. Estos requisitos son:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Rapidez

a) **Sensibilidad**

El relé debe ser lo suficientemente **sensible** para operar en las condiciones mínimas que se puedan dar en la parte que tenga encomendada del sistema. En cualquier SEP, en varias ocasiones en el día y durante las distintas estaciones del año, la carga puede variar entre límites muy amplios. Para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación con el fin de atender la demanda de la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación, es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad del relé. En estas condiciones,

circulará por la protección la mínima corriente de falla al producirse un cortocircuito y el relé, deberá ser lo suficientemente sensible para despejar esa falla.

b) Selectividad

La selectividad de un relé de protección es la facultad para reconocer inequívocamente una falla, para posteriormente disparar los interruptores que tiene encomendados y despejar la falla. Los relés deben de seleccionar, entre las fallas por las que deben de operar por ser producidas en los propios equipos que protegen, de las fallas en otros equipos por las que no deben de operar. Algunos esquemas de protecciones son inherentemente selectivos, esto implica, el que no se vean afectados por las fallas que se produzcan fuera de los equipos o zonas que tienen bajo su responsabilidad. Un ejemplo de este tipo de esquemas inherentemente selectivos, son las protecciones diferenciales. Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en fallas fuera de su zona encomendada, son consideradas relativamente selectivas. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los relés con los que se pretende sean selectivos. En el caso de que los relés sean de diferentes características de operación, hay que tener presente que la selectividad debe de establecerse, sobre el campo total comprendido entre los valores mínimo y máximo de la corriente de cortocircuito.

c) Rapidez

El relé igualmente, debe de operar con la **rapidez** adecuada. Por supuesto, la rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos debido a los efectos del cortocircuito, y de esta manera, reducir los costos de reparación y el de su permanencia fuera de servicio. La rapidez de operación tiene además repercusión directa, en la estabilidad general del Sistema Eléctrico de Potencia. Durante una falla por cortocircuito, el resto de la red transmite menor energía y algunos generadores tienden a perder el sincronismo, produciéndose en ellos la salida de paralelo. Cuanto menor es el tiempo de mantenimiento de la falla, es menos probable que los generadores pierdan el sincronismo y por consecuencia, afecte a la estabilidad del sistema.

d) Fiabilidad

Además de los requisitos, para que un sistema de protecciones funcione satisfactoriamente, debe de ser fiable. La **fiabilidad** es la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente.

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

2.2.7. IMPORTANCIA DE LA PROTECCION

La protección es instalada para detectar la ocurrencia de una falla y aislar el equipo fallado **Por lo que:**

- Se limita el daño al equipo fallado.
- La interrupción de cargas adyacentes es minimizada, los daños en los equipos no fallados es minimizado.

2.2.8. RIESGOS FRENTE A FALLAS

a) Daño del equipo fallado

Excesivo flujo de corriente (rotura de conductores, etc)

b) Daños en bobinados

- Arcos que deterioran el aislamiento.
- Riesgo de explosión.

c) Daño a los equipos adyacentes

- Pérdida de carga (Cargas Mineras).
- Deterioro de equipos.

d) Daño a las personas

- Corrientes de Toque y Paso.
- Humos tóxicos generados por quemadura de aislantes.
- Contacto eléctrico directo.
- Quemaduras, etc.
- Arc Flash

e) DAÑO AL SISTEMA.

- Perdidas de sincronismo.
- BlackOuts (Apagones).

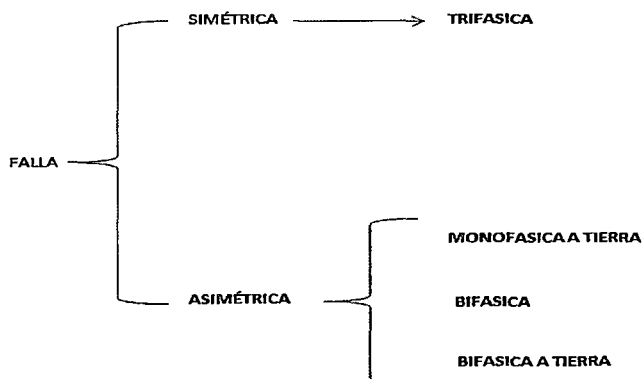
2.3. TEORIA DE FALLAS.

2.3.1. CORTOCIRCUITO

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

2.3.2. TIPOS DE CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito se presenta ante la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente. En sistemas eléctricos se pueden producir distintos tipos de fallas, las cuales son:



Cada una de estas fallas genera una corriente de amplitud definida y características específicas. La razón de llamarse fallas asimétricas es debido a que las corrientes post-falla son diferentes en magnitudes y no están desfasadas en 120 grados. En el estudio de estas corrientes, se utiliza generalmente el método de componentes simétricas, el cual constituye una importante herramienta para analizar sistemas desequilibrados o desbalanceados.

2.3.3. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

El procedimiento para calcular las corrientes de cortocircuito en un sistema eléctrico consta de los siguientes pasos:

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

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

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

2.3.3.1. CORRIENTE MOMENTÁNEA (I_k)

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

2.3.3.2. CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN (I_b)

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

2.3.3.3. CORRIENTE PERMANENTE (I_k)

La amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k, depende del estado de saturación del circuito magnético de los generadores.

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

Con este método de cálculo es conveniente distinguir dos casos:

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

Entre los valores de corriente de cortocircuito inicial (I_k["]), permanente (I_k) y de interrupción (I_b)

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

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

$$Z_d = Z_i.$$

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

2.3.5. COMPONENTES SIMÉTRICAS

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

Para el análisis general se utilizará las siguientes suposiciones:

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

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

Como el método de componentes simétricas que fue desarrollado por Fortescue.

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

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

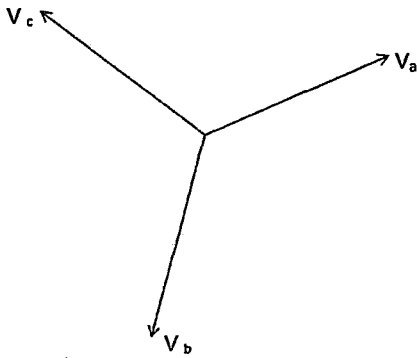


Fig.2.3.- Componente asimétrica

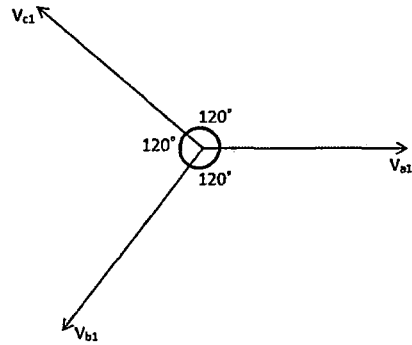


Fig.2.4.- Componente de secuencia positiva.

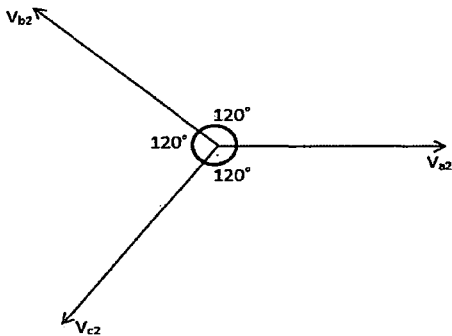


Fig.2.5.- Componente de secuencia negativa

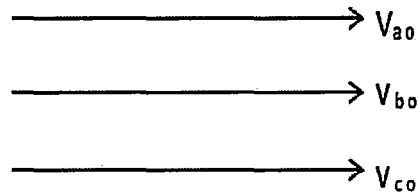


Fig.2.6.-Componente de secuencia cero

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

- d. Componentes de secuencia positiva, que consisten en tres fasores de igual magnitud, desfasados uno de otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia de fase que las fases originales; figura 2.4.
- e. Componentes de secuencia negativa, que consiste en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno de otro en 120° y que tienen una secuencia de

fase contraria a las fases originales; figura 2.5.

- f. Componentes de secuencia cero (homopolares), que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro; figura 2.6. Matemáticamente, empleando el operador.

$$\left. \begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(2.1) \quad \bar{a} = \underline{120} \text{ y } \bar{a}^2 = \underline{240}$$

- V_{b1} Está atrasada con respecto a $V_{a1} \rightarrow V_{b1} = \bar{a}^2 \cdot V_{a1}$
- V_{c1} Está adelantando a $V_{a1} \rightarrow V_{c1} = \bar{a} \cdot V_{a1}$

Similarmente, se deduce que:

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

Reemplazando las deducciones (2.2) en (2.1).

- $V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$
- $V_b = V_{a0} + \bar{a}^2 V_{a1} + \bar{a} V_{a2}$
- $V_c = V_{a0} + \bar{a} V_{a1} + \bar{a}^2 V_{a2}$

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

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \bar{a}^2 & \bar{a} \\ 1 & \bar{a} & \bar{a}^2 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} \dots\dots\dots(2.3), \text{ donde } [T] = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \bar{a}^2 & \bar{a} \\ 1 & \bar{a} & \bar{a}^2 \end{pmatrix}$$

Realizando un despeje matricial, obtenemos.

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

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

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

Se realiza el mismo procedimiento para la corriente:

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

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

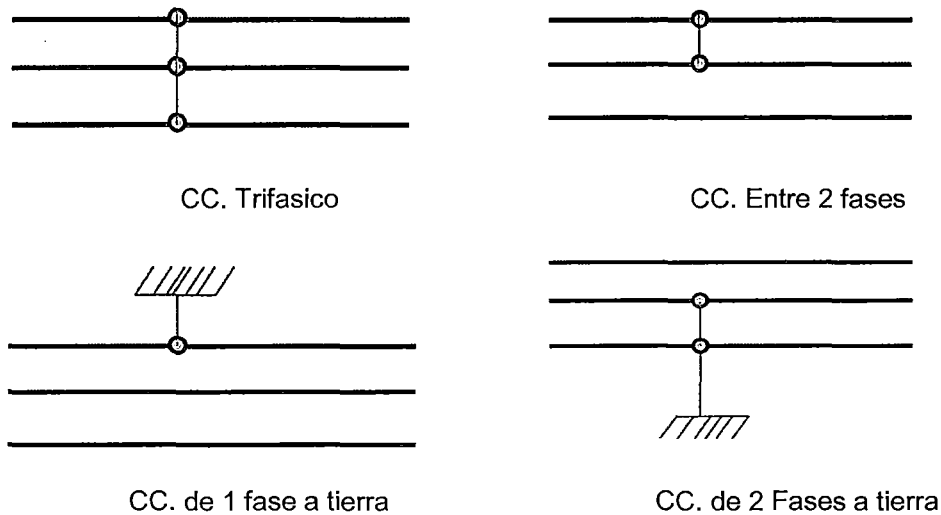
2.3.6. FALLAS DE SOBRECORRIENTE

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

- a) Contacto de una fase o fases energizadas a tierra (parte metálica).
 - Cortocircuito de 1 fase a tierra.
 - Cortocircuito de 2 fases a tierra.

- b) Contacto entre conductores energizados de distintas fases.
 - Cortocircuito entre 2 fases.
 - Cortocircuito trifásico.

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



Fuente: Elaboracion propia.

Fig.2.7.- Tipos fundamentales de cortocircuitos.

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

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

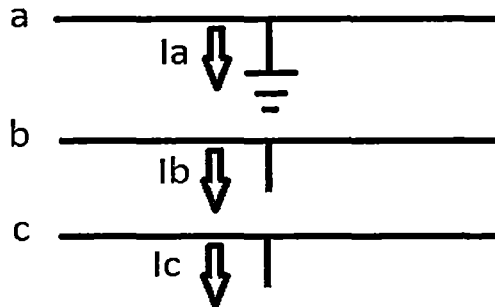
Los cortocircuitos ocurren en los sistemas de distribución, cuando falla el aislamiento del equipo (envejecimiento, calentamiento), debido a sobre voltajes del sistema por rayos o variaciones por maniobras de interruptores, la contaminación del aislamiento (contaminación ambiental) u otras causas mecánicas. El cortocircuito resultante o la corriente de "falla" se determina por las impedancias del sistema entre los voltajes de las líneas y la falla.

Se han presentado muchos casos de destrucción de equipos eléctricos, por incendio a causa de corrientes de falla, en sistemas de distribución de medio y bajo voltaje. La calcinación, que es el daño severo o destrucción completa de conductores, se origina por la liberación concentrada de energía en el arco de falla. Tanto los sistemas de distribución con puesta a tierra como los no puestos a tierra.

2.3.6.1. FALLA MONOFÁSICA.

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

Su esquema es el siguiente:



Fuente: Elaboracion propia.
Fig.2.8.- Esquema de falla monofásica

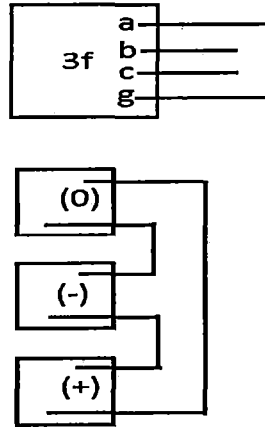
Donde se cumple:

$$I_b = I_c = 0 \dots\dots\dots (2.8)$$

$$V_a = 0 \dots\dots\dots (2.9)$$

$$\text{Como } V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 0$$

Una interconexión de las redes de secuencia positiva, negativa y cero en serie satisface la anterior relación.



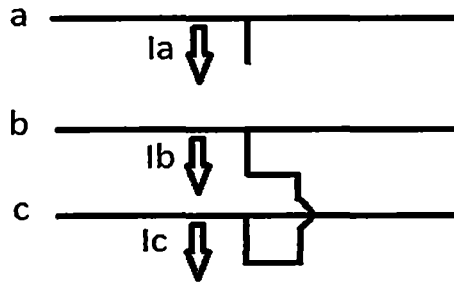
Fuente: Elaboracion propia.

Fig.2.9.- Conexión de las redes de secuencia en una falla monofásica.

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

2.3.6.2. FALLA BIFÁSICA.

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



Fuente: Elaboracion propia.

Fig.2.10.- Esquema de falla bifásica sin contacto a tierra.

Donde se cumple:

$$V_b = V_c \dots\dots\dots (2.10)$$

$$I_a = 0 \dots\dots\dots (2.11)$$

$$I_b = -I_c \dots\dots\dots (2.12)$$

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

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

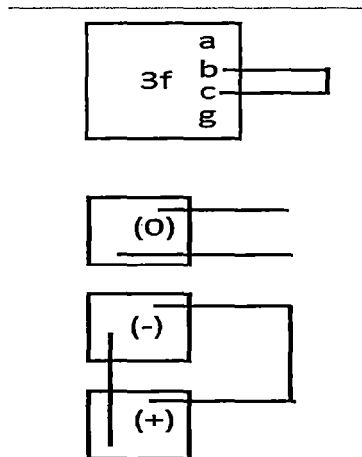
La anterior relación nos indica que deben conectarse en paralelo las redes de secuencia positiva y negativa.

Como:

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a0} = 0$$

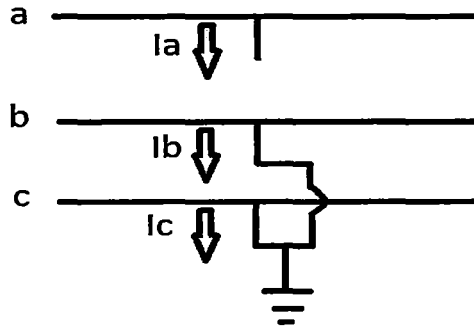
Lo anterior nos indica que la red de secuencia cero debe estar en circuito abierto.



Fuente: Elaboración propia.

Fig.2.11.- Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica.

2.3.6.3. FALLA BIFÁSICA A TIERRA.



Fuente: Elaboracion propia.
Fig.2.12.- Esquema de falla bifásica a tierra.

Dónde:

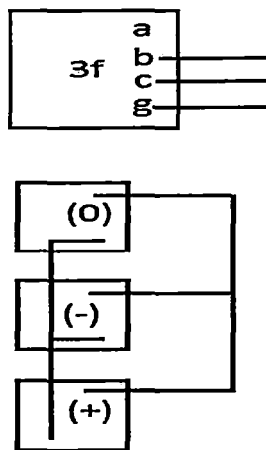
$$I_a = 0 \dots\dots\dots (2.13)$$

$$V_b = V_c = 0 \dots\dots\dots (2.14)$$

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

$$V_{a0} = V_{a1} = V_{a2} = \frac{1}{3}V_a$$

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

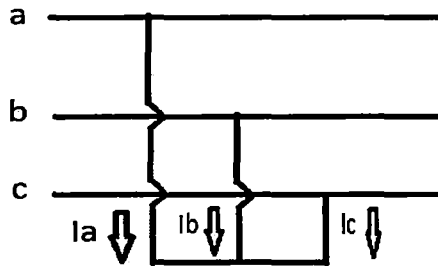


Fuente: Elaboracion propia.
Fig.2.13.- Conexión de las redes de secuencia en una falla bifásica a tierra.

2.3.6.4. FALLA TRIFÁSICA SIN CONTACTO A TIERRA.

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

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



Fuente: Elaboración propia.
Fig.2.14.- Esquema de falla trifásica sin contacto a tierra.

Dónde:

$$V_a = V_b = V_c = 0 \dots\dots\dots (2.15)$$

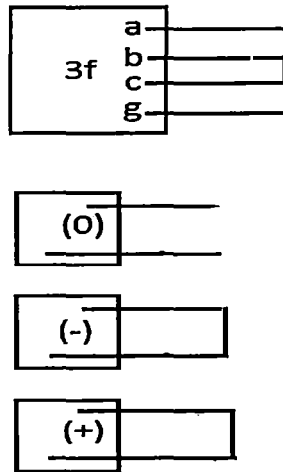
$$I_a + I_b + I_c = 0 \dots\dots\dots (2.16)$$

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

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

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = 0$$

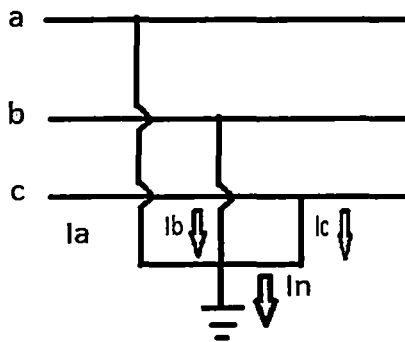
Las anteriores relaciones se cumplen cortocircuitando las redes de secuencia positiva y negativa, estando la red de secuencia cero a circuito abierto.



Fuente: Elaboracion propia.

Fig.2.15.- Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica.

2.3.6.5. FALLA TRIFÁSICA CON CONTACTO A TIERRA.



Fuente: Elaboracion propia.

Fig.2.16.- Esquema de falla trifásica con contacto a tierra.

Dónde:

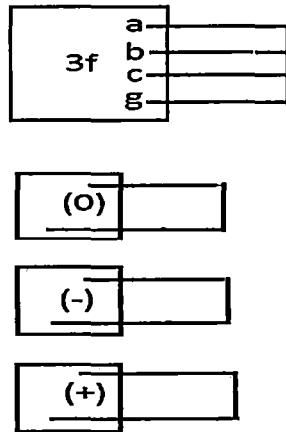
$$V_a = V_b = V_c = 0 \dots\dots\dots (2.17)$$

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

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

De igual modo: $V_{a2} = 0$

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

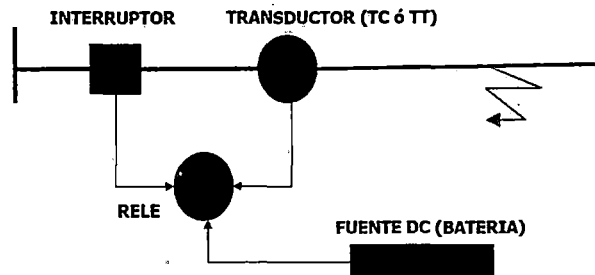


Fuente: Elaboracion propia.

Fig.2.17.- Conexión de las redes de secuencia en una falla trifásica a tierra.

2.4. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCION

El Sistema de protección en un SEP, por lo general está configurado de la siguiente manera.



Fuente: Curso-Electronica de Potencia.

Fig.2.18.- Configuración General de un Sistema de Protección.

2.4.1. DISPOSITIVOS SENSORES (TRANSDUCTORES).

La primera etapa del proceso de protección corresponde a la detección de las corrientes y/o los voltajes necesarios. Esta labor lo realizan los dispositivos sensores, los cuales a su vez cumplen una función de protección a los aparatos y al personal de los altos voltajes y corrientes de potencia. Esta reducción en las cantidades medidas, facilita la normalización de los relés (o aparatos de medida según el uso).

Los valores secundarios más comunes son 100, 110, 115 y 120 V, y sus correspondientes valores de fase y las corrientes secundarias son 1 ó 5 A. Los instrumentos sensores se construyen con relaciones de transformación muy variadas, para satisfacer estas corrientes y voltajes secundarios normalizados.

Los acopladores lineales (transformadores con núcleo de aire) tienen generalmente una relación normalizada de 5 V secundarios por cada 1000 A primarios.

Para niveles de tensión muy altos, los transformadores de potencial resultan demasiados costosos, razón por la cual, en reemplazo de estos se utilizan los divisores de tensión capacitivos. Estos consisten básicamente de una serie de condensadores conectados entre la línea y tierra, tomando como secundario aquel a través del último elemento.

2.4.1.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC).

El devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito de potencia de alta tensión, puesto que la impedancia del devanado es despreciable con respecto a la del sistema de potencia donde está instalado y aun teniendo en cuenta la carga que se conecta al secundario. Los TC usados para medida son diferentes a los TC usados para protección, tanto en su clase de precisión, como en la carga del secundario. Los TC de medida debe trabajar lo más exactamente posible bajo condiciones normales de operación. Los TC de protección debe operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal.

Los TC pueden llegar a saturarse por las altas corrientes causadas por las fallas cercanas; para evitar esto, debe ponerse cuidado para asegurar que bajo condiciones de falla críticas los TC operen en la porción lineal de la curva de magnetización en todos

estos casos el TC debe ser capaz de suministrar suficiente corriente para que el relevador opere satisfactoriamente.

2.4.1.1.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS TC.

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

2.4.1.1.2. CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA VECTORIAL.

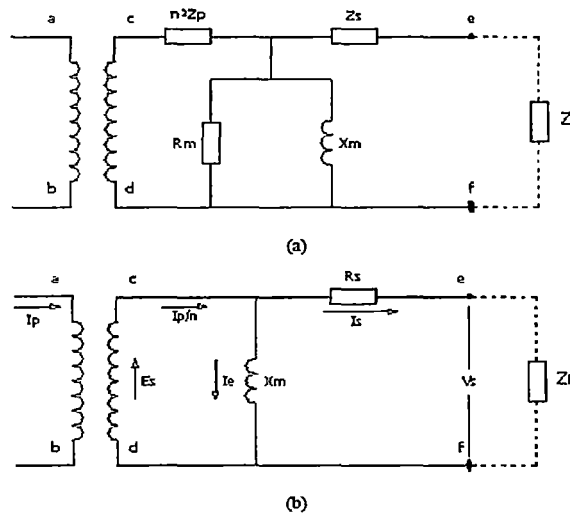


Fig.2.19.- Circuitos equivalentes del TC.

Un circuito equivalente apropiado para un TC se muestra en la figura 2.19 donde $n Z_p$ representa la impedancia primaria Z_p referida al lado secundario, y la impedancia secundaria es Z_s . R_m y X_m representan las pérdidas y la excitación del núcleo

La figura 2.19 a) puede ser reducida al arreglo mostrado en la figura 2.19 b) donde Z_p puede ser ignorada, puesto que ella no influye en la corriente I_p/n o el voltaje alrededor de

X_m . la corriente que fluye a través de X_m es la corriente excitación I_e . El diagrama vectorial, con las caídas de voltaje magnificadas para dar claridad, es mostrado en la figura 2.20. En general, Z_s es resistiva e I_e retrasa a V_s en 90° , así que I_e es la fuente principal de error. Nótese que el efecto neto de I_e es hacer que I_s se retrase y sea mucho más pequeña que I_p/n , la corriente primaria referida al lado secundario.

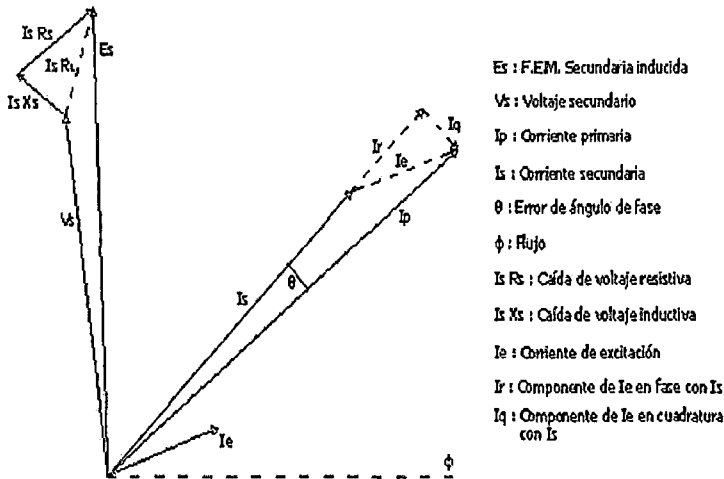


Fig.2.20.- Diagrama vectorial del circuito equivalente del TC.

2.4.1.1.3. SELECCIÓN DEL TC

Cuando se selecciona un TC, es importante estar seguro que el nivel de falla y las condiciones de carga normal, no resulten en saturación del núcleo y que los errores no excedan los límites aceptables. Estos factores pueden ser calculados:

- Aplicación de fórmulas.
- Curvas de magnetización de TC.
- Clases de exactitud de TC.

Los primeros dos métodos proporcionan factores precisos para la selección del TC. El tercer método solo proporciona una estimación cualitativa. El voltaje secundario E_s en la fig.2.19 b) tiene que ser determinado por los tres métodos. Si la impedancia del circuito X_m es alta, esta puede ser removida del circuito equivalente con error pequeño, dando $E_s = V_s$, y así:

$$V_s = I_s(Z_s + Z_c + Z_B) \dots\dots\dots (2.18)$$

Dónde:

V_s : Voltaje rms inducido en el devanado secundario.

I_s : Corriente secundaria máxima en amperios; esta se puede determinar dividiendo la corriente máxima de falla en el sistema por la relación de transformación seleccionada.

Z_B : Impedancia externa conectada.

Z_s : Impedancia del devanado secundario.

Z_c : Impedancia del alambrado de conexión.

2.4.1.1.4. TIPOS DE TC

Los principales tipos de TC son los siguientes:

a. TC tipo estación o auto soportado.

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

- **Primario en U:** El conductor primario tiene forma de U, el cual va completamente aislado, hasta un tanque con aceite aislante en donde se encuentra el núcleo y los devanados secundarios. Se usa hasta corrientes nominales de 1.6 kA y de Cortocircuito hasta 30 kA (véase figura 2.21).

- **Primario pasante o tipo invertido:** El núcleo y los secundarios se localizan en la parte superior en donde el primario es sólo una barra pasante. Se usa para altas corrientes nominales y de corto circuito, (véase figura 2.22).

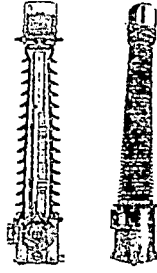


Fig.2.21.- TC tipo estación primario en U.

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

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

c. TC tipo ventana.

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

d. Transformador tipo buje o barra.

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

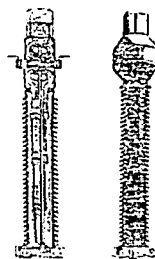


Fig.2.22.- TC tipo barra pasante.

2.4.1.1.5. TIPOS DE CONSTRUCCIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA ELÉCTRICO

Se distinguen los siguientes tipos:

a. TC con varios núcleos.

En un TC con varios devanados secundarios aislados separadamente y montados cada uno en su propio núcleo, formando un conjunto con un único devanado primario cuyas espiras (o espira) enlazan todos los secundarios.

b. Primario de relación serie-paralelo.

Tienen en su primario dos secciones idénticas cuya conexión serie o paralelo, pueden cambiarse fácilmente. Se puede duplicar la capacidad corriente sin que ello implique una variación en los amperios-vuelta para el secundario y en la precisión.

c. Secundario de relación múltiple o multirelación.

La relación de transformación puede variar por medio de derivaciones (Taps) en las vueltas del secundario, presentan el inconveniente de la disminución de la capacidad en las relaciones más bajas.

2.4.1.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP)

En los TP el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario. Para obtener esto, los TP son diseñados de tal manera que las caídas de voltaje en los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo en el núcleo esté por debajo del valor de saturación así que la corriente de magnetización es pequeña; en esta forma, la impedancia de magnetización es obtenida y es prácticamente constante sobre el rango de voltaje requerido.

El voltaje secundario es de 115 o 120 V con los valores línea-neutro correspondientes.

La mayoría de los relevadores de protección tienen voltajes nominales de 120 o 69 V, dependiendo de si su conexión es línea-línea o línea-neutro.

2.4.1.2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los TP tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito secundario (baja tensión) del circuito primario (alta tensión).
- Reproducir lo más fielmente posible en el circuito secundario los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito primario.
- Entregar en el secundario, un voltaje proporcional al voltaje primario a una potencia máxima dada en VA y dentro de ciertos errores límites especificados.

Estar capacitados para sostener una carga de 10 veces su potencia nominal sin exceder los valores críticos de temperatura.

El devanado primario se conecta en paralelo con el sistema en conexión fase-fase para tensiones menores de 34.5 kV; para tensiones mayores es fase-tierra según las necesidades.

2.4.1.2.2. CIRCUITO EQUIVALENTE Y DIAGRAMA VECTORIAL

Los TP pueden considerarse como transformadores de potencia pequeños así que su circuito equivalente es idéntico al de los transformadores de potencia como se muestra en la figura 2.23 a). La rama de magnetización puede ser ignorada y el circuito equivalente se reduce al mostrado en la figura 2.23 b).

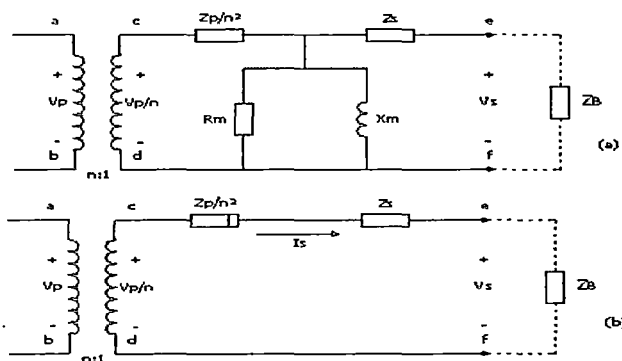


Fig.2.23.- Circuitos equivalentes del TP.

El diagrama vectorial para un TP se muestra en la figura 2.24 con unas caídas de voltaje magnificadas para dar claridad. El voltaje secundario V_s se atrasa al voltaje V_p/n y es más pequeño en magnitud. A pesar de esto, los errores máximos nominales son relativamente pequeños. El TP tiene un excelente comportamiento transitorio y reproduce con exactitud los cambios abruptos en el voltaje primario.

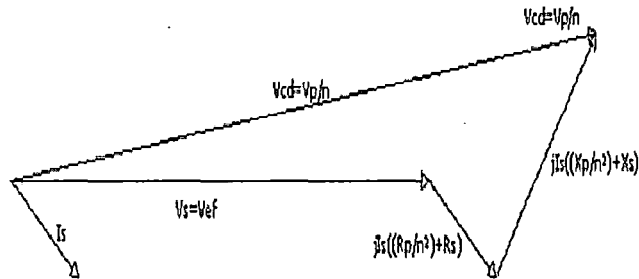


Fig.2.24.- Diagrama vectorial TP para un TP inductivo.

2.4.1.2.3. TIPOS DE TP

Fundamentalmente existen los siguientes tipos:

a. TP inductivos.

Pueden ser contruidos para conexión fase-tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase (doble polo aislado). En la figura 2.25 se muestra el TP de un polo aislado.

Son usados para tensiones comprendidas entre 600 y 69000 V. El circuito equivalente y el diagrama vectorial de un TP inductivo se muestran en las figuras 2.26 y 2.27.

b. TP Capacitivos.

En general, el tamaño de un TP inductivo es proporcional a su voltaje nominal y por esta razón, el costo aumenta de una manera similar a la de un transformador de alto voltaje. Una alternativa más económica es usar un transformador de voltaje capacitivo. Se trata de un divisor de voltaje capacitivo en el que el voltaje de salida en el punto de conexión es afectado por la carga, (en efecto, las dos partes del divisor tomadas juntas pueden ser

consideradas como una impedancia fuente que produce una caída en el voltaje cuando la carga es conectada.

Un divisor capacitivo difiere del divisor inductivo en que la impedancia equivalente de la fuente es capacitiva y por el hecho de que esta impedancia pueda ser compensada conectando una reactancia en serie en el punto de conexión. Con una reactancia ideal no existen problemas de regulación. El divisor puede reducir el voltaje a un valor que permite errores que se mantienen dentro de límites normalmente aceptables. Para mejorar la exactitud se usa un capacitor de alto voltaje para obtener un voltaje más grande en el punto de conexión, el cual puede ser reducido a un voltaje normal usando un transformador relativamente poco costoso como se muestra en la figura 2.25.

Un circuito equivalente simplificado de un TP capacitivo se muestra en la figura 2.29 en el cual V_j es igual al voltaje primario nominal, C es la impedancia equivalente numéricamente igual a $C_1 + C_2$, L es la inductancia de resonancia, R_j representa la resistencia del devanado primario del transformador T más las pérdidas en C y L , y Z_e es la impedancia de magnetización del transformador T .

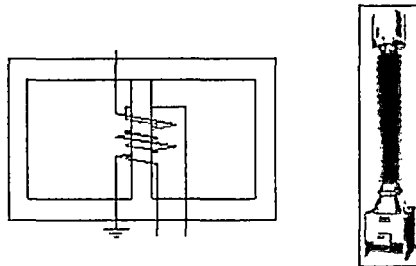


Fig.2.25.- Esquema de un transformador de potencial de polo aislado.

Referido al voltaje intermedio, la resistencia del circuito secundario y la impedancia de la carga son representadas por R'_s y Z'_B respectivamente, mientras que V_s e I'_s representan el voltaje y la corriente secundaria.

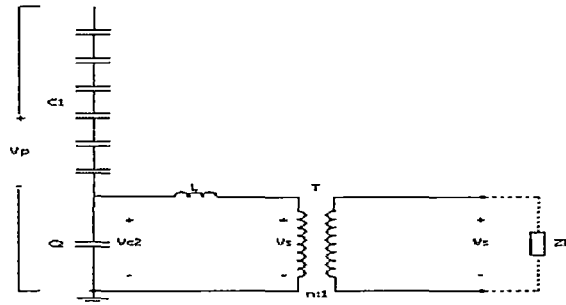


Fig.2.26.- Circuito básico de un TP básico capacitivo.

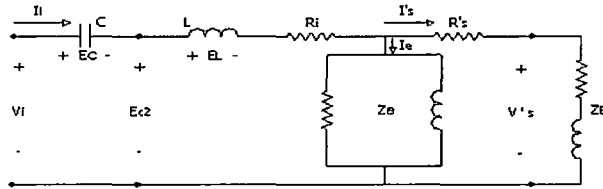


Fig.2.27.- Circuito equivalente de un TP capacitivo.

Puede verse que, con excepción de C , el circuito de la figura 2.27 es el mismo del circuito equivalente de un transformador de potencia. Por lo tanto, a la frecuencia del sistema cuando C y L están en resonancia y se cancelan, bajo condiciones estables del sistema el TP capacitivo actúa como un transformador convencional. R_j y R'_s no son grandes y además, I_e es pequeña comparada con I'_s tal que la diferencia vectorial entre V_j y V_s que constituye el error en el TP capacitivo es muy pequeña. Esto es ilustrado en el diagrama vectorial mostrado en la figura 2.28 que es dibujado para un factor de potencia ajustado a la unidad.

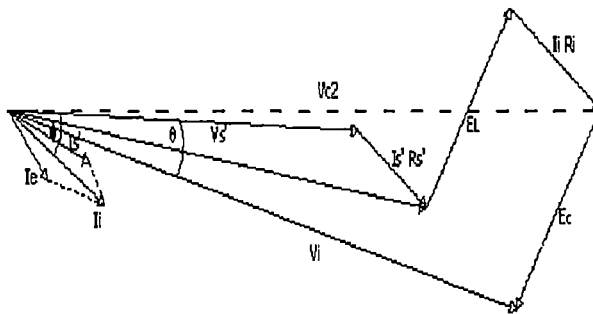


Fig.2.28.- Diagrama vectorial de un TP capacitivo.

El error de voltaje es la diferencia en magnitud entre V_i y V_s , mientras que el error de fase es indicado por el ángulo δ . Del diagrama puede verse que para frecuencias diferentes a la frecuencia de resonancia, los valores de E_L y E_c predominan causando serios errores en magnitud y fase.

Los TP capacitivos muestran mejor comportamiento transitorio que los TP inductivos a medida que las reactancias inductiva y capacitiva en serie son grandes en relación con la impedancia de carga referida al voltaje secundario, y así, cuando el voltaje primario colapsa, el voltaje secundario es mantenido por algunos milisegundos a causa de la combinación de los circuitos resonantes serie y paralelo representados por L, C y el transformador T. Los TP capacitivos se usan en sistemas con tensiones superiores a 138 kV.

2.4.1.2.4. CONEXIONES DE LOS TP

Se utiliza para todo aquellos equipos que necesitan las tensiones fase-tierra del sistema. Por ejemplo: Vatímetros, relés de distancia, contadores de energía activa de tres sistemas.

La figura 2.29 muestra la conexión en Y y la figura 30 muestra la conexión para obtener voltaje residual en TP.

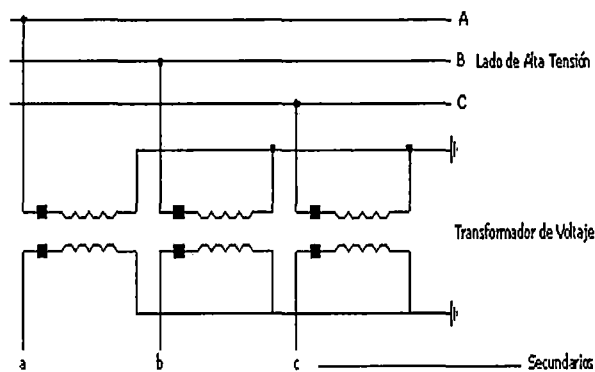


Fig.2.29.- Conexión en Y de TP.

Se utiliza para polarizar los relés direccionales de falla a tierra, debido a que la conexión desarrolla un voltaje igual a tres veces el voltaje de secuencia 0, en condiciones de falla a

tierra. En condiciones normales, la tensión que aparece en el vértice abierto del triángulo es $=0$.

En la figura 2.31 se muestra la conexión en V para TP. Se utiliza cuando por razones de economía se tienen solamente dos TP en un sistema trifásico donde no sea necesaria la tensión fase-neutro.

En el caso de sistemas aislados de tierra como el barraje de un generador, donde solo es necesaria la tensión fase-fase.

2.4.1.2.5. SELECCIÓN DE TP

Los TP son conectados entre fases, o entre fase y tierra. La conexión entre fase y tierra es normalmente usada con grupos de tres unidades monofásicas conectadas en estrella en subestaciones operando con voltajes de 34.5 kV o más altos, o cuando es necesario medir el voltaje y el factor de potencia de cada fase separadamente.

El voltaje primario nominal de un TP es generalmente seleccionado con la tensión nominal más alta de aislamiento en kV y el voltaje de servicio más cercano en mente. Los voltajes secundarios nominales están generalmente normalizados en 115 y 120. Para seleccionar la potencia nominal de un TP es usual adicionar simultáneamente todas las cargas nominales en VA de los aparatos conectados al devanado secundario del TP. Además, es importante tener en cuenta las caídas de voltaje en el alambrado secundario, especialmente si la distancia entre los transformadores y los relés es grande.

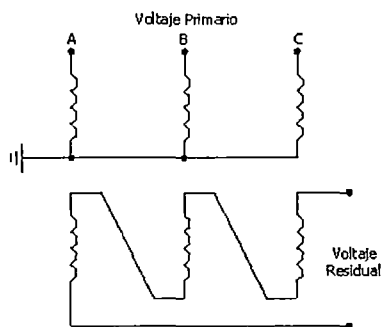


Fig.2.30.- Conexión Δ abierta para obtener voltaje residual en TP.

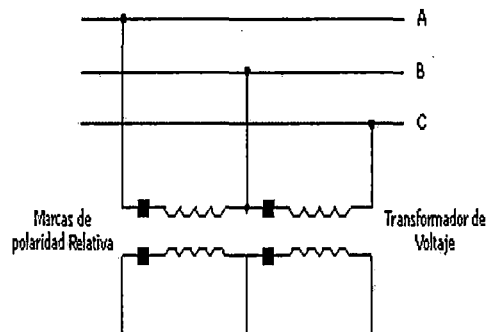


Fig.2.31.- Conexión en V para TP.

2.4.2. INTERRUPTORES DE POTENCIA

2.4.2.1. Definición y tipos de interruptores.

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga (corriente), el interruptor recibe el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora.

Si la operación de apertura o de cierre la efectúa con carga (corriente nominal), o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia.

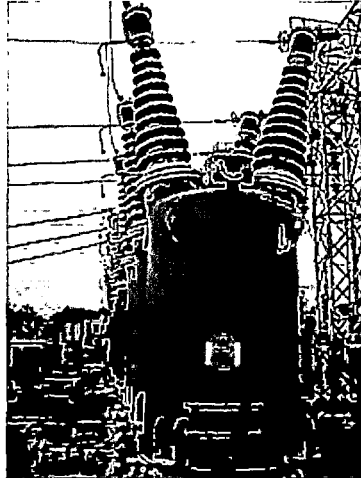
Los interruptores en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito.

Existen distintas formas de clasificar a los interruptores, una de ellas, según Harper, es por medio de extinción, pudiendo ser: interruptores en aceite (que ya no se utilizan), interruptores neumáticos, interruptores en vacío e interruptores en hexafluoruro de azufre.

También se clasifican los interruptores como de construcción de "Tanque muerto" o de "Tanque vivo". De tanque muerto significa que el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra y que la fuente externa y conexiones a la carga se hacen por medio de boquillas convencionales. De tanque vivo significa que las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción se

encuentran montadas sobre columnas de porcelana aislante y están, por lo tanto, al potencial de línea.

2.4.2.1.1. Interruptor de aceite.



Fuente: Internet.
Fig.2.32.- Interruptor de aceite.

Los interruptores de aceite se pueden clasificar en 2 grupos:

- a). Interruptores de gran volumen de aceite.
- b). Interruptores de pequeño volumen de aceite.

a) Interruptores de gran volumen de aceite.

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen. Generalmente se constituyen de tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores (aislante). Por razones de seguridad, en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos (uno por base de circuitos trifásicos).

Las partes fundamentales en los interruptores son:

- Tanque o recipientes.
- Boquillas y contactos fijos.
- Conectores (elementos de conexión al circuito),
- Vástago y contactos móviles.
- Aceite de refrigeración.

Cuando opera el interruptor debido a una falla, los contactos móviles se desplazan hacia abajo, separándose de los contactos fijos.

Al alejarse los contactos móviles de los fijos, se va creando una cierta distancia entre ellos, y en función de esta distancia está la longitud del arco eléctrico.

El arco da lugar a la formación de gases, de tal manera que se crea una burbuja de gas alrededor de los contactos, que desplaza una determinada cantidad de aceite.

Conforme aumenta la separación entre los contactos, el arco crece y la burbuja se hace mayor, de tal manera que al quedar los contactos en su separación total, la presión ejercida por el aceite es considerable, por lo que en la parte superior del recipiente se instala un tubo de fuga de gases.

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de "cámaras de extracción" y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

1. Al ocurrir una falla se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.
2. Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se hallan dentro de la cámara que contiene aceite, originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
3. Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.
4. Cuando los arcos se han extinguido, se cierran los elementos de admisión de la cámara.

El elemento de desconexión en los interruptores de gran volumen de aceite lo constituyen los contactos móviles. Estos contactos se pueden accionar en general de 3 maneras distintas:

- Mecánicamente, por medio de sistemas volante-bielas o engrane-bielas.
- Magnéticamente, por medio de un electroimán conocido como bobina de disparo que acciona el trinquete de retención de los contactos móviles al ser energizado; se puede energizar manualmente (por medio de botón) o automáticamente (por medio de relevador).
- La acción de conexión o desconexión se puede efectuar substituyendo el volante o los engranes con un motor eléctrico que puede operarse a control remoto.

b). Interruptores de pequeño volumen de aceite.

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido varía entre 1.5 y 2.5% del que contiene los de gran volumen.)

Se constituyen para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación.

El funcionamiento de este interruptor es el siguiente:

1. Al ocurrir una falla se desconecta el contacto móvil 3 originándose un arco eléctrico.
2. A medida que sale el contacto móvil, se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo.
3. Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera al aceite que circula, violentamente extingue el arco por completo.
4. Los gases que se producen escapan por la parte superior del interruptor.

2.4.2.1.2. Interruptores de aire.

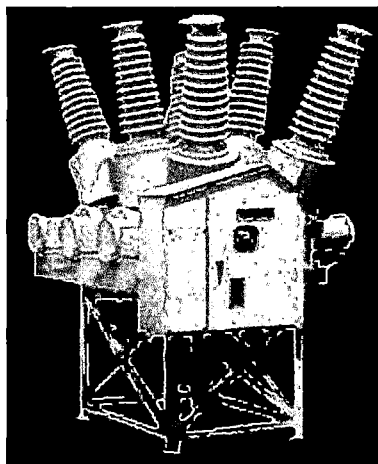
Debido al peligro de explosión e incendio que representan los interruptores en aceite, se fabrican los interruptores neumáticos, en los cuales la extinción del arco se efectúa por medio de un chorro de aire a presión.

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye una o varias impresoras, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores.

El proceso general es el siguiente:

1. Cuando ocurre una falla la detecta el dispositivo de control, de tal manera que una válvula de solenoide acciona a la válvula principal, ésta se abre, permitiendo el acceso de aire a los aisladores huecos.
 2. El aire a presión que entra en los aisladores huecos presiona por medio de un embolo a los contactos.
 3. Los contactos accionan a los contactos que operan simultáneamente abriendo el circuito.
3. Como los aisladores huecos se encuentran conectados directamente a las cámaras de extinción, al bajar los contactos para accionar a los contactos el aire a presión que se encuentra en los aisladores entra violentamente a la cámara de extinción extinguiéndose el arco.

2.4.2.1.3. Interruptores de vacío.



Fuente: Internet
Fig.2.33.- Interruptor de vacío.

Los mejores conductores de electricidad, según Harper, son aquellos materiales que ofrecen la mayoría de electrones libres y, por el contrario, los mejores aisladores o dieléctricos ofrecen el mínimo número de electrones libres. Debido a que el vacío constituye una ausencia de cualquier substancia y, por lo tanto, una ausencia de electrones, en teoría, representa el mejor dieléctrico.

Basado en esta teoría, pueden haber grandes ventajas que se pueden realizar, si operan mecánicamente los contactos eléctricos cuando abren en una cámara de vacío.

La mayoría de los fabricantes han sido capaces de construir tales dispositivos para su uso en alta tensión. Dentro de las ventajas que se tienen, se pueden mencionar los siguientes: son más rápidos para extinguir el arco eléctrico, producen menor ruido durante la operación, el tiempo de vida de los contactos es mayor y elimina o reduce sensiblemente el riesgo de explosiones potenciales por presencia de gases o líquidos.

El mantenimiento de estos interruptores es reducido y se pueden usar en casi cualquier lugar, debido a que no son afectados por la temperatura ambiente u otras condiciones atmosféricas.

2.4.2.1.4. Interruptores en hexafluoruro de azufre (SF₆).

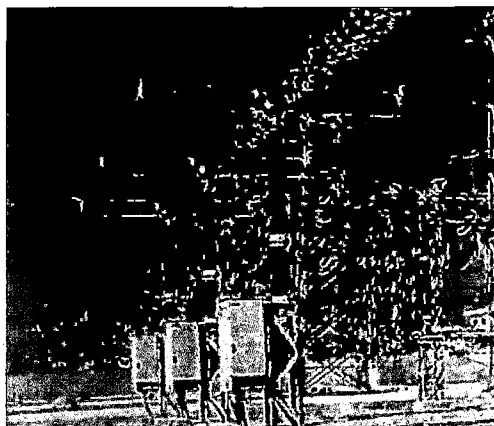


Fig.2.34.- Interruptor en (SF₆).

El SF₆ tiene excelentes propiedades aislantes y para extinguir arcos eléctricos, razón por la que ha sido usado exitosamente, por más de veinte años en la construcción de equipo

en alta tensión. En el caso de los interruptores, el uso del SF6 representa una solución ventajosa, funcional y económica. Otra ventaja es el mantenimiento reducido en comparación con los demás. Harper (2003) indica que se fabrican en tensiones de hasta 800 kV y corrientes de corto circuito de hasta 63 kA con dos cámaras de interrupción por polo; dependiendo del voltaje y de la capacidad interruptiva, se encuentran distintas versiones:

- Como cámara sencilla hasta 245 kV y 50 kA.
- Como dos cámaras y columnas sencillas entre 245-550 kV y 63 kA.
- Como cuatro cámaras y dos columnas hasta 800 kV y 63 kA.

Cada polo de un interruptor consiste ya sea de una, dos o cuatro cámaras interruptivas arregladas en serie.

2.4.3. FUENTE DC

Alimentación en corriente continua del relé y circuitos de mando del interruptor que por lo general es de 110 V, y que en ocasiones esta acoplado a un grupo de baterías.

2.4.4. RELES

Es un dispositivo que al energizarse con las intensidades o tensiones adecuadas o por ambas, responde a las magnitudes y a las relaciones entre intensidades y tensiones para indicar o aislar una condición de operación anormal de la red en un sistema eléctrico de potencia.

2.4.1. CLASIFICACIÓN DE LOS RELÉS.

Los relés de protección pueden clasificarse de acuerdo con la función que ellos pueden realizar, su construcción, con la señal de entrada y con el tipo de funcionamiento.

2.4.1.1. DE ACUERDO A SU FUNCIÓN GENERAL.

a) Relés de protección

Un relé de protección es un dispositivo que sensa cualquier cambio en la señal que está recibiendo, usualmente desde una fuente de voltaje o corriente. Si la magnitud de la señal de entrada está por fuera de un rango preajustado, el relé operara, para cerrar o abrir contactos eléctricos para iniciar alguna operación, es decir, detectan defectos en líneas y equipos, o condiciones peligrosas o inestables. Pueden iniciar o permitir la operación de un interruptor o simplemente dar una alarma.

b) Relés de monitoreo.

Verifican condiciones de un sistema eléctrico o en el sistema de protección mismo, incluyen detectores de fallas, unidades de alarma, relés para monitorear canales, verificar sincronismo, fase o circuitos (secuencia de fases).

c) Relés auxiliares.

Operan en respuesta a la apertura o cierre del circuito de operación para suplir otro relé o dispositivo. Incluyen temporizadores, relés de contacto múltiple, relés receptores, relés de apertura definitiva, relés de cierre y relés de disparo.

d) Relés de control o reguladores.

Controlan características básicas que deben permanecer dentro de ciertos límites. Funcionan mediante equipo suplementario para restaurar la cantidad a los límites prescritos.

e) Relés de programación.

Establecen o detectan secuencias eléctricas, para recierre o sincronización.

2.4.1.2. DE ACUERDO A SU FUNCIÓN CONSTRUCCIÓN

- a) Relés electromagnéticos o electromecánicos.
- b) Relés de estado sólido.
- c) Relés de producto.
- d) Relés de porcentaje.
- e) Relés a base de microprocesadores.
- f) Relés computarizados.
- g) Relés no eléctricos (térmicos, de presión, etc).

2.4.1.3. DE ACUERDO A LA SEÑAL DE ENTRADA

- a) Relés de corriente (de sobrecorriente o baja corriente).
- b) Relés de voltaje (de sobrevoltaje o bajo voltaje).
- c) Relés de potencia (de sobrepotencia o baja potencia).
- d) Relés de frecuencia (de sobrefrecuencia o baja frecuencia).
- e) Relés de temperatura (operan de acuerdo a una temperatura predeterminada en el componente protegido).
- f) Relés de presión (de sobrepresión o de baja presión).
- g) Relés de velocidad (alta o baja).

2.4.1.4. DE ACUERDO AL TIPO DE PROTECCIÓN

- a) Relés de sobrecorriente.
- b) Relés de sobrecorriente de C.A (operaran de acuerdo a la relación de fase entre cantidades de C.A).
- c) Relés de distancia (operan de acuerdo a la distancia entre el transformador de corriente del relé y la falla. La distancia es medida en términos de Z, X, R).
- d) Relés diferenciales (operan de acuerdo a la diferencia escalar o vectorial entre dos cantidades de corriente o voltaje).
- e) Relés de potencia inversa.
- f) Relés de tiempo inverso.
- g) Relés de tiempo definido.

- h) Relés de bajo voltaje.
- i) Relés de tierra.
- j) Relés de fase (segregada).
- k) Relés de comparación de fase.
- l) Relés de comparación direccional.
- m) Relés direccionales de C.C (operan de acuerdo a la dirección de la corriente y son modelos de bobina móvil).

2.4.1.5. DE ACUERDO A LA FUNCIÓN ESPECÍFICA

- a) Relés de medida (operan de acuerdo a ajustes predeterminados).
- b) Relés on-off.
- c) Relés todo o nada (compuestos por relés de tiempo diferido, auxiliares o de disparo). No tienen un ajuste especificado y son energizados por una cantidad que es o más alta que (a la cual opera) o más baja que (a la cual se resetea).

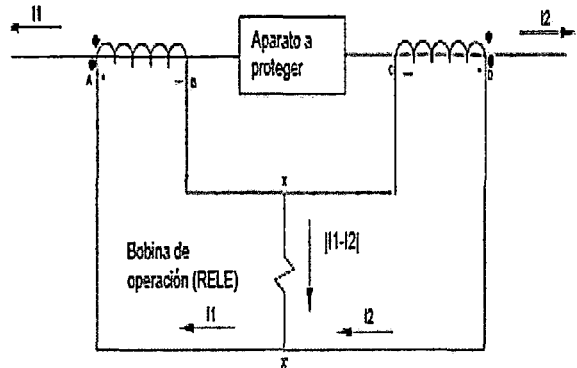
2.4.2. RELÉS DIFERENCIALES

Son aquellos relés que operan cuando la diferencia fasorial de dos o más cantidades eléctricas sobre pasa un valor predeterminado. El relé diferencial más que un relé es una conexión; por ello cualquier tipo de relé se puede conectar en forma diferencial.

Las formas diferenciales más usadas se conocen como de corriente circulante y voltajes opuestos.

2.4.2.1. DE CORRIENTE CIRCULANTE

La conexión que usa el método de corriente circulante es fig.2.34

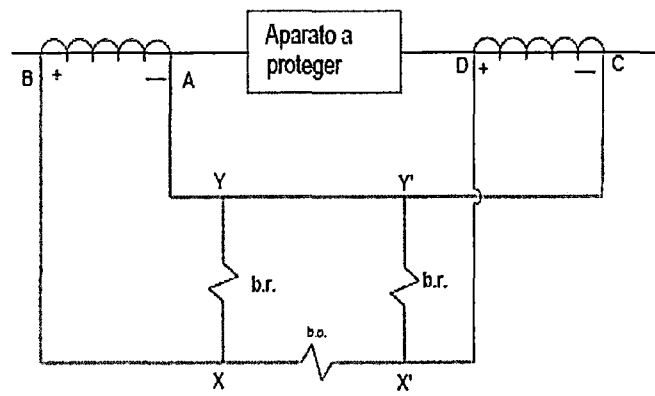


Fuente: Gilberto Carrillo
 Fig.2.35.- Esquema del relé diferencial tipo corriente circulante.

En condiciones normales, o en condiciones de falla externa, las corrientes circulan en los sentidos mostrados, y con la relación adecuada en los transformadores de corriente, se tendrá corriente cero por la bobina de operación.

2.4.2.2. DE VOLTAJES OPUESTOS

Usa un método opuesto al anterior como se ilustra en la figura 2.37.



Fuente: Gilberto Carrillo
 Fig.2.36.- Esquema de voltajes opuestos.

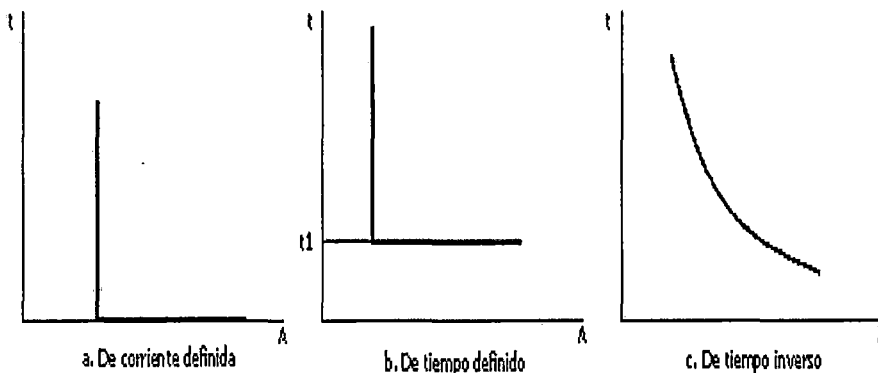
Cuando no existe falla interna, los voltajes V_{BA} y V_{DC} están opuestos y no circula corriente por la bobina de operación (que en este caso está en serie).

2.4.3. RELÉS DE SOBRECORRIENTE

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

Basado en las características de operación del relé, los relés de sobrecorriente pueden clasificarse en tres grupos: De corriente definida, de tiempo definido, y de tiempo inverso.

Las curvas características de estos tres tipos se muestran en la figura 2.35.



Fuente: Samuel Ramirez.

Fig.2.37.- Características de operación tiempo-corriente de los relés de sobrecorriente.

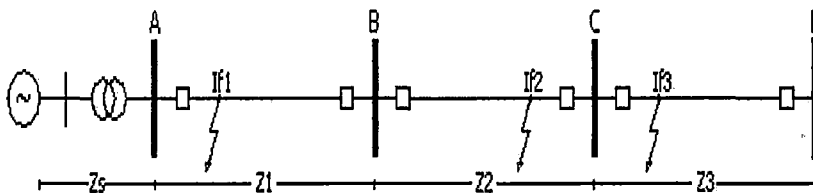
a) Relés de corriente definida.

Este tipo de relés opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado.

El ajuste es seleccionado de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relevador operará para un valor bajo de corriente y las corrientes de operación del relevador aumentan progresivamente en cada subestación rumbo a la fuente. Así, el relevador con ajuste más bajo opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano.

Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener poca selectividad a altos valores de corriente de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad para distinguir entre la corriente de falla en uno u otro punto cuando la impedancia entre esos puntos es pequeña en comparación hacia el lado de la fuente, conduciendo hacia la posibilidad de que se presente pobre discriminación (ver figura 2.35 (a)).

Lo anterior es visualizado revisando el método de coordinación por escalonamiento de corriente para lo cual se emplea el ejemplo de la figura 2.36.



Fuente: Geraldo Kindermann
Fig.2.38.- Efecto de las impedancias sobre el nivel de cortocircuito.

Debido a que la magnitud de la corriente de falla varía con la posición de esta por la variación de la impedancia involucrada, se puede realizar una coordinación en base a la corriente:

En el punto 1, la falla es $I_{f1} = \frac{E_g}{Z_s}$ (2.19)

En el punto 2 ,la falla es $I_{f2} = \frac{E_g}{Z_s+Z_1+Z_2}$ (2.20)

En el punto 3, la falla es

$I_{f3} = \frac{E_g}{Z_s+Z_1+Z_2}$ (2.21)

Existen las siguientes limitaciones para el uso de esta técnica:

- Como los niveles de falla para puntos ubicados a los lados de un interruptor son iguales (puntos 2 y 3), la coordinación de los relevadores adyacentes se hace imposible.

- Debido a las variaciones de generación se producen variaciones en los niveles de falla, típicamente la relación Max/Min, 2/1, en el ajuste de los relevadores da un razonable escalonamiento para valores máximos pero para condiciones mínimas de generación, la coordinación se hace demasiado difícil.
- Si los niveles de falla en un sistema son similares, la coordinación se hace imposible.

Si los ajustes de la protección están basados en las condiciones nivel de falla máxima, luego pueden no ser apropiados para la situación que se presenta cuando el nivel de falla es más bajo.

Sin embargo, si un valor más bajo de nivel de falla es usado cuando se calculan los ajustes del relé, esto puede resultar en operación innecesaria del interruptor si los niveles de falla aumentan. Como consecuencia, los relés de corriente definida no son usados como la única protección de sobrecorriente, pero su uso como una unidad instantánea es común donde otros tipos de protección están en uso

b) Relés de tiempo definido o tiempo/corriente definidos.

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

Como el tiempo de operación para los relés de corriente definida pueden ajustarse en pasos fijos, la protección es más selectiva. La gran desventaja con este método de discriminación es que las fallas cercanas a la fuente, que resultan en corrientes más grandes, puede ser despejada en un tiempo relativamente grande. Los ajustes de este tipo de relé son hechos con un tap de corriente para seleccionar el valor al cual el relé arrancará, más un dial para definir el tiempo exacto de la operación del relevador. Debe

notarse que el ajuste del tiempo diferido es independiente del valor de la sobrecorriente requerida para que el relé opere. Estos relés son muy usados cuando la impedancia de la fuente es grande comparada con la de los elementos del sistema de potencia que están siendo protegidos, cuando los niveles de fallan en el punto del relé son similares a las del extremo del elemento protegido.

c) Relés de tiempo inverso.

La propiedad fundamental de los relés de tiempo inverso es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla como se ilustra en la figura 2.35 c). Su ventaja sobre los relés de tiempo definido es que para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo para la selectividad de la protección. Los relés de tiempo inverso están clasificados de acuerdo con su curva característica que indica la velocidad de operación (moderadamente inverso, inverso, muy inverso y extremadamente inverso).

La operación de la función de tiempo inverso depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = TMS \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right) \dots\dots\dots(2.22)$$

Donde

t= Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I= Corriente que mide el Relé (variable independiente)

α= Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s= Corriente de Arranque del Relé

TMS= Constante de ajuste del Relé

K = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

C= Constante de ajuste del Relé

2.4.4. RELÉS DE DISTANCIA

En los relés de distancia hay un balance entre corriente y voltaje, cuya relación se expresa en términos de impedancia.

Cuando se protege una línea contra cortocircuitos, la proporción entre el voltaje en el lugar de ubicación del relé y la corriente que fluye al corto corresponde a una impedancia, la cual es proporcional a la distancia física desde el relé al cortocircuito.

Cuando fluye corriente normal de carga o cuando un sistema pierde sincronismo respecto a otro, el relé recibe voltaje y corriente correspondientes a una impedancia que ya no representa la distancia de la línea.

2.5. PROTECCION DE TRANSFORMADORES

La protección para los transformadores de potencia, depende del tamaño, la tensión y la importancia que pueda tener en el sistema.

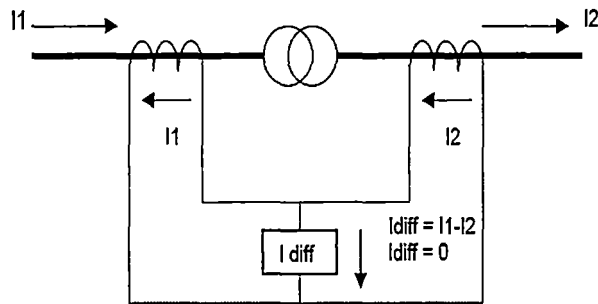
En la práctica general, adicionalmente a la protección eléctrica contra sobrecalentamiento o sobrecarga, puede haber accesorios térmicos o mecánicos para accionar una alarma, un banco de ventiladores y en última instancia desconectar los transformadores.

La protección de los transformadores se hace típicamente con fusibles, para potencia hasta de 2.5 MVA, entre 2.5 y 5 MVA con fusibles o relés de sobrecorriente, de 5 a 10 MVA se protegen con relés de sobrecorriente y/o protección diferencial simple, y para mayores de 10 MVA se usa necesariamente protección diferencial.

2.5.1. PROTECCIÓN CON RELÉ DIFERENCIAL

La protección diferencial es mucho más rápido y selectiva que las demás, pero más costosa, por ello se utiliza con transformadores grandes para los cuales se podría justificar (mayores de MVA).

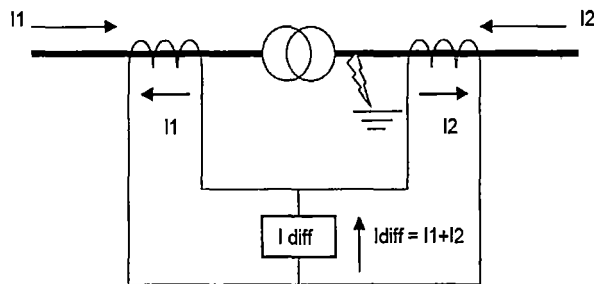
La protección diferencial de transformador opera con las corrientes de cada devanado del transformador de potencia.



Fuente: Geraldo Kindermann

Fig.2.39.- Conexión de una protección diferencial de un transformador.

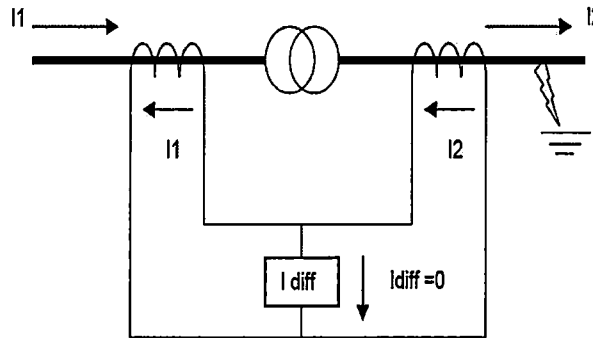
Cuando ocurre una falla dentro de la zona de protección diferencial, la cual es determinada por la ubicación física de los TC's, las corrientes I_1 e I_2 son diferentes, por lo tanto la corriente diferencial es diferente de cero provocando la operación de la protección.



Fuente: Geraldo Kindermann

Fig.2.40.- Protección diferencial de transformador, falla interna.

Cuando la falla está ubicada fuera de la zona de la zona de protección diferencial, se debe mantener que las corrientes I_1 e I_2 sean iguales para que la corriente diferencial sea cero y no ocurra una mala operación de la protección.



Fuente: Geraldo Kindermann

Fig.2.41.- Protección diferencial de transformador, falla externa.

Al mencionar que las corrientes I_1 e I_2 son iguales en condiciones normales, se entiende que sucede cuando las corrientes secundarias de los TC's han sido compensadas en caso de que sea necesario, ya que realmente las corrientes primarias en los devanados del transformador de potencia son diferentes en magnitud, así como las corrientes I_1 e I_2 por secundarios de los TC's dependiendo de la RTC.

Veamos un caso práctico donde tenemos un transformador de potencia 34.5/13.8 kV a 30 MVA.

En este caso las corrientes por devanado primario y secundario del transformador serian:

$$I_1 = I_{34.5} = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 34.5 \text{ kV}} = 502 \text{ A} \qquad I_2 = I_{13.8} = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \text{ kV}} = 1255 \text{ A}$$

Si suponemos que los TC's a 34.5 y 13.8kV son de relación 600/5 y 2000/5 respectivamente, entonces las corrientes por el lado secundario de los TC's serían:

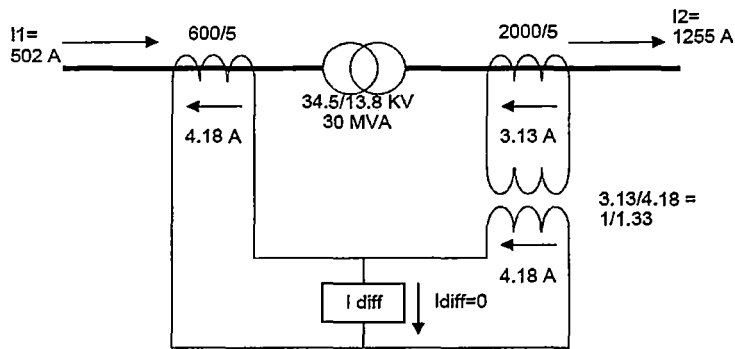
$$I_1 = I_{34.5 \text{ sec}} = \frac{502}{600/5} = 4.18 \text{ A} \qquad I_2 = I_{13.8 \text{ sec}} = \frac{1255}{2000/5} = 3.13 \text{ A}$$

Entonces no se cumple que para condiciones normales de carga, las corrientes I_1 e I_2 sean iguales, por lo tanto se requiere compensar (igualar) las corrientes utilizando transformadores de adaptación con la relación necesaria como se muestra en la figura 2.40.

Además de lo anterior, se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador de potencia, ya que a pesar de que las corrientes sean iguales en magnitud, estas se pueden encontrar desfasadas con lo que la diferencial no será igual a cero.

Por ejemplo, si el mismo transformador anterior tiene un grupo de conexión Dy1, las corrientes por el lado de baja del mismo estarán 30° en atraso con respecto a las corrientes del lado de alta.

En esto se requiere que los transformadores de adaptación igualen las corrientes tanto en magnitud como en fase por lo que se conectarían en Yd11 donde la corriente es desfasada 30° en adelanto, además de ser afectada por el factor $\sqrt{3}$ debido a la conexión delta, es decir que la relación sería $3.13\sqrt{3} / 4.18$ para nuestro caso particular.

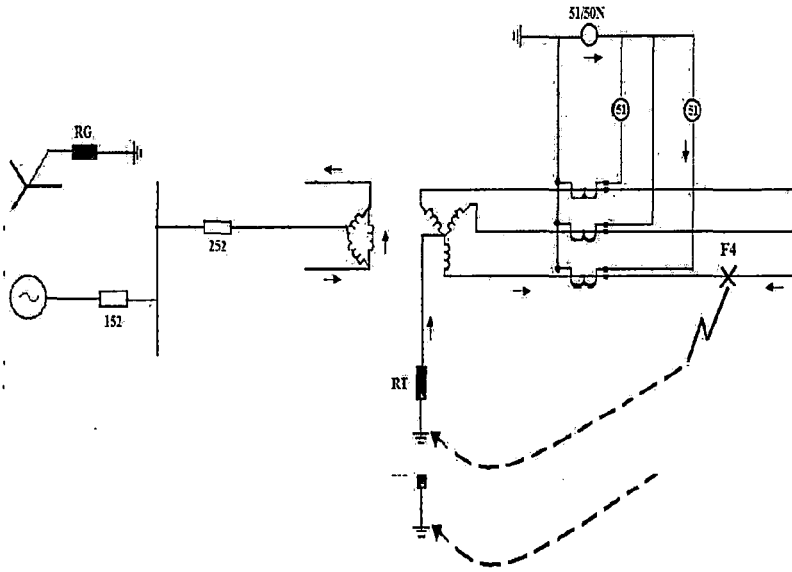


Fuente: Geraldo Kindermann

Fig.2.42.- Protección diferencial con transformador de adaptación.

En los relés numéricos no es necesario instalar transformadores de adaptación ya que la compensación de las corrientes se hace a nivel de software, el relé requerirá los datos del RTC, potencia, tensión y grupo de conexión del transformador de potencia.

En la práctica, después de realizar todas las compensaciones requeridas, la corriente diferencial en condiciones normales nunca es exactamente igual a cero, debido a errores de precisión de los TC's, errores de medida de los relés, etc., por lo que el ajuste de la corriente diferencial con la que va operar el relé se selecciona en un valor típico de 20-30 % de la corriente nominal del relé. Es decir, que para un relé diferencial de 5 A nominales, el ajuste de disparo debe estar entre 1.0 y 1.5 A de corriente diferencial.



Fuente: Geraldo Kindermann

Fig.2.44.- Diferentes posibilidades de conexión de los relés de tierra en un transformador.

Debido a que las corrientes en el primario difieren de las medidas en el secundario por la relación inversa de transformación; para poderlas comparar se tiene que relacionar las relaciones de transformación de los TC's para compensar esta luego.

$$\frac{I_{prim}}{I_{sec}} = \frac{1}{a} \frac{V_{sec}}{V_{prim}} \dots\dots\dots (2.23)$$

Si los transformadores de potencia son Δ-Y las corrientes primarias y secundarias tendrán una diferencia adicional en magnitud de $\sqrt{3}$, y una diferencia angular adicional de 30° para evitar que debido a la conexión del transformador de potencia el relé opere erróneamente, esta se compensa con la conexión de los TC's, esto es, en un transformador Δ-Y, los transformadores de corriente primarios se conectaran en Y y los secundarios en Δ.

Estas condiciones se muestran en la tabla 2.3

Cuadro 2.2.- Conexión de los T/F de potencia y corriente.

Conexión del transformador de potencia	$\Delta - Y$	$Y - \Delta$	$\Delta - \Delta$	$Y - Y$	$\Delta - Y$
Conexión del	$Y - \Delta$	$\Delta - Y$	$Y - Y$	$\Delta - \Delta$	$\Delta - \Delta$

Fuente: Samuel Ramirez

2.5.2. PROTECCIÓN CON RELÉ DE SOBRECORRIENTE

La protección con relé de sobrecorriente se emplea en transformadores de mayor importancia donde no pueda justificarse la protección diferencial.

Los criterios de protección y ajuste de estos relés se verán a continuación.

Si la carga en el transformador es diversificada, con motores no muy grandes cuyas corrientes de arranque pudieran ser parámetros limitantes, se considera la corriente del relé 1.5 veces la corriente nominal del transformador, esto es, muchas suficientes para permitir que los relés admitan los desbalances de la corriente de carga.

Cuando se tienen varios transformadores en un alimentador sin protección individual primaria, se ajusta la corriente del relé a 1.5 veces la corriente total de plena carga de los transformadores. El ajuste para el relé de sobrecorriente no debe ser mayor que seis veces la corriente nominal de plena carga del transformador más pequeño pues de lo contrario no se puede garantizar su protección.

Para la protección principal (50) de un transformador se debe ajustar la unidad instantánea del relé por encima de la corriente primaria, cuando ocurre un corto cerca de los terminales secundarios, generalmente este ajuste está por encima de la corriente de energización del transformador y puede ser 12 a 14 veces la corriente nominal de la carga.

Los relés de tierra (51) en el neutro del transformador se pueden ajustar normalmente, con una sensibilidad del 10 % o menos, de la corriente a plena carga del transformador, asegurándose que esta forma sea mayor que la menor de operación de los relés diferenciales.

2.6. PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION

Por su longitud las líneas de transmisión están más expuestas a los cortocircuitos que cualquier otro elemento del sistema. Dependiendo de los requisitos que se deben llenar, las líneas están protegidas por equipo de protección de sobrecorriente, distancia, piloto.

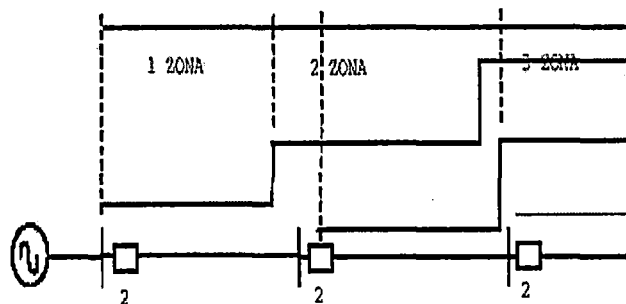
2.6.1. PROTECCIÓN CON RELÉS DE DISTANCIA

La protección de distancia debe considerarse cuando la protección de sobrecorriente es muy lenta o no es selectiva y se puede justificar el costo superior a esta.

La protección de distancia es casi inmune a los cambios de capacidad de generación del sistema, así como de su configuración.

2.6.1.1. FIJACIÓN Y COORDINACIÓN

Para calibrar un relé de distancia basta con fijar el tiempo al cual debe actuar y el valor de impedancia a partir del cual se necesita la operación (ver figura 2.43). Para la protección de líneas, generalmente se usan tres etapas o zonas.



Fuente: Arun phadke

Fig.2.45.- Zonas de protección.

a) Primera zona (protección principal).

Abarca del 85% al 90% de la línea, cualquier falla dentro de esta zona hará que el relé actúe instantáneamente. No se fija para un 100% para prevenir la operación en caso de falla en la línea siguiente.

b) Segunda zona (protección principal y respaldo).

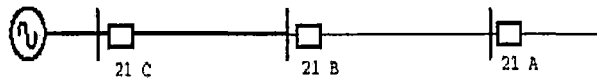
Termina de proteger la primera línea y abarca hasta un 50% de la siguiente línea (mínimo 25%). Para que la zona 2 actúe simultáneamente con la zona 1 del segundo relé, se coloca un temporizador para demorar la operación.

c) Tercera zona (protección y respaldo).

Abarca como mínimo hasta el 10% de la siguiente línea. Esta zona también debe temporizarse para prevenir la operación simultánea con la protección de la siguiente línea (normalmente 0.6 seg).

Ejemplo:

Tomando el siguiente gráfico.



Fuente: Arun phadke

Fig.2.46.- Esquema del ejemplo

Línea A= 10

Línea B= 20

Línea C=10

Relé.

Zona 1: $10(0.9)=9$

Zona 2: $10+20(0.5)=20$

Zona 3: $10+20+10(0.15)=31,5$

2.6.1.2. VISUALIZACIÓN EN EL DIAGRAMA R-X

El relé de distancia opera para determinadas condiciones de corriente y voltaje sin importar de donde provengan, las condiciones pasadas al secundario, determina la fijación (y luego la operación) del relé, así:

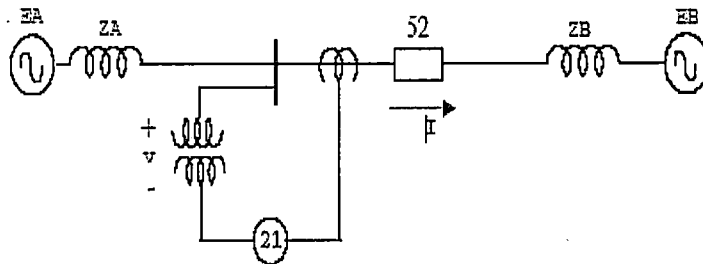
$$Z_{rele} = \frac{V_{sec}}{I_{sec}}$$

$$Z_{rele} = \frac{(V_{prim}/RTP)}{(I_{prim}/RTC)}$$

$$Z_{rele} = Z_{prim} \left(\frac{RTC}{RTP} \right) \dots\dots\dots (2.24)$$

Aquí se considerara que los valores ya se encuentran pasados a sus respectivos secundarios.

Si se considera un sistema como el de la fig.2.45 en el cual se obtuvieron los equivalentes de Thevenin hacia ambos lados del relé, se tiene:



Fuente: Samuel Ramirez

Fig.2.47.- Representación del sistema donde se conectó el relé como dos equivalentes de Thevenin.

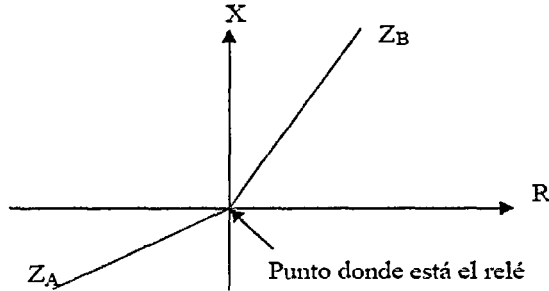
$$Z_{rele} = \frac{V}{I} = \frac{E_A - Z_A I}{I} = \frac{E_A - Z_A \left(\frac{E_A - E_B}{Z_A + Z_B} \right)}{\left(\frac{E_A - E_B}{Z_A + Z_B} \right)} = \frac{E_A Z_B + E_B Z_A}{E_A - E_B}$$

Si $E_B = 0$ se tiene:

$$Z_{rele} = \frac{E_A Z_B}{E_A} = Z_B \dots\dots\dots (2.25)$$

Si $E_A = 0$ se tiene:

$$Z_{rele} = \frac{E_B Z_A}{-E_B} = -Z_A \dots\dots\dots (2.26)$$



Fuente: Samuel Ramirez

Fig.2.48.- Diagrama R-X.

Desde el punto de vista de potencia se tiene:

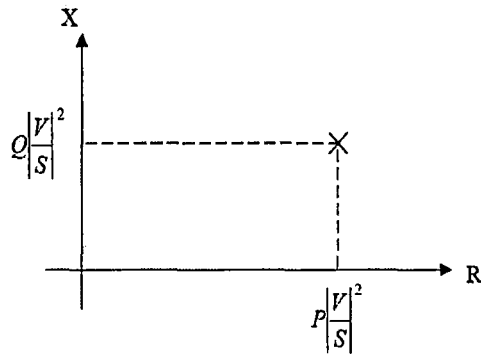
$$Z_{rele} = \frac{V}{I} = \frac{V}{(P+jQ)/V}$$

$$Z_{rele} = \frac{V^2}{P-jQ} = \frac{V^2}{P-jQ} \left(\frac{P+jQ}{P+jQ} \right)$$

$$Z_{rele} = \frac{P}{P^2+Q^2} V^2 + j \frac{Q}{P^2+Q^2} V^2$$

Luego: $R = \frac{P}{P^2+Q^2} V^2$ y $X = \frac{Q}{P^2+Q^2} V^2$

$$R = \left| \frac{V}{S} \right|^2 P ; \quad X = \left| \frac{V}{S} \right|^2 Q \dots\dots\dots (2.27)$$



Fuente: Samuel Ramirez

Fig.2.49.- Visualización de un punto de carga en el diagrama R-X.

2.6.1.3. SITUACIONES QUE AFECTAN LOS RELÉS DE DISTANCIA

a) Resistencia de arco.

El comportamiento del arco es puramente resistivo y se calcula por medio de algunas formas empíricas.

Warrington:

$$R_{arco} = \frac{29000L}{I^{1.4}} \dots\dots\dots (2.28)$$

Rusos:

$$R_{arco} = \frac{1.050L}{I} \dots\dots\dots (2.29)$$

Dónde:

L: Longitud de arco en m. La longitud inicial del arco es la distancia entre las espiras.

I: Corriente de falla en (A).

Si existe viento:

Warrington:

$$R_{arco} = \frac{50}{I} (VL + 47vt) \dots\dots\dots (2.30)$$

Dónde:

VL: tensión de línea en kV.

v: velocidad del viento en km/h.

t: tiempo del arco en seg. Aplicable a la segunda y tercera zona.

Americanos:

$$R_{arco} = \frac{8750L}{I^{1.4}} \dots\dots\dots(2.31)$$

para $I < 1000A$; L-Long.Arco (ft)

Si las corrientes son mayores de 1000A, se puede considerar que el arco tiene 550v/pie.

$$V_{arco} = 550L \quad \text{entre fases.}$$

$$V_{arco} = 275L \quad \text{por fase.}$$

$$RTP = \frac{1000kV}{120V}$$

Un valor típico: un pie por cada 10kV, entonces $L = \frac{1kV}{10}$

$$V_{arco \text{ primario}} = 275 \left(\frac{kV}{10} \right)$$

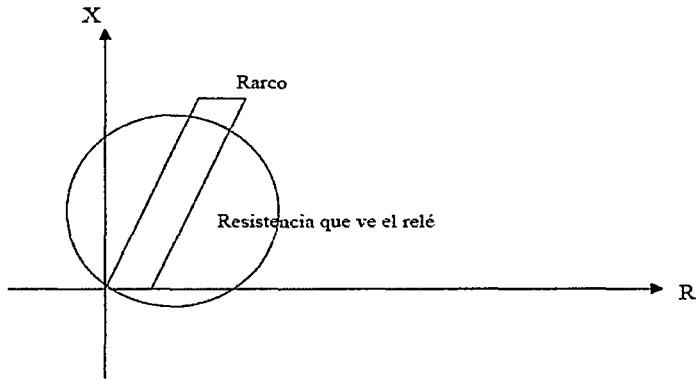
$$V_{arco \text{ secundario}} = 27.5 \left(\frac{kV}{RTP} \right) = 27.5 \times \frac{120}{1000} = 3.3V$$

$$R_{arco \text{ secundario}} = \frac{3.3}{I_{secundario}}$$

El arco puede causar subalcance en un relé de distancia.

Cuanto más lejos del relé este la falla, en otras palabras, cuanto más impedancia de línea haya entre el relé y la falla, menor será el cambio que habrá en la impedancia total,

cuando se añade la resistencia del arco menor será su efecto en el funcionamiento de este.

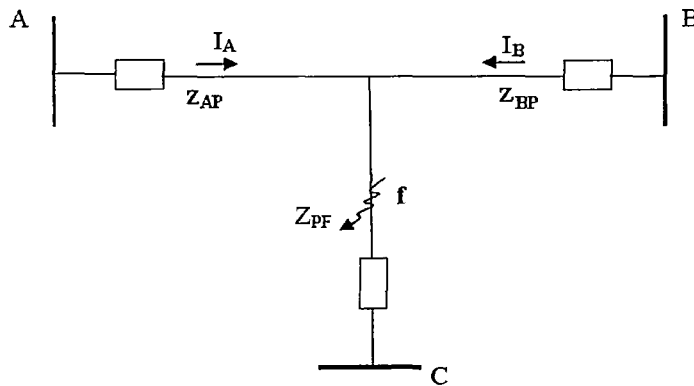


Fuente: COES-Criterios de Ajuste

Fig.2.50.- Impedancia de falla y resistencia del arco en el diagrama R-X.

b) Fuentes intermedias.

Una fuente de corriente intermedia localizada entre un relé de distancia y una falla puede afectar el funcionamiento de estas (líneas de tres terminales).



Fuente: Samuel Ramirez

Fig.2.51.- Diagrama unifilar para explicación de fuentes intermedias.

El relé en 'A' ve:

$$V_A = Z_{AP}I_A + Z_{PF}(I_A + I_B)$$

$$Z_{rele\ A} = \frac{V_A}{I_A} = \frac{Z_{AP} + Z_{PF}(I_A + I_B)}{I_A}$$

$$Z_{rele\ A} = Z_{AF} + Z_{PF} \frac{I_B}{I_A} \dots\dots\dots (2.32)$$

Al ocurrir un cortocircuito, el relé ve más impedancia que aquella vista sin la conexión intermedia. La protección de la zona 1, se debe fijar sin considerar la alimentación intermedia. Por tanto se debe calibrar.

- La primera zona: 85% de la parte más corta de la línea sin considerar alimentación intermedia.
- La segunda zona: 25% a 50% de la siguiente línea con alimentación intermedia mayor de las obtenidas.
- La tercera zona: 10% a 20% de la tercera línea considerando el efecto de alimentación intermedia.

Lo anterior se hace con el fin de que no se traslapen las zonas y por tanto los relés no pierdan selectividad (al considerar el efecto de fuentes intermedias).

2.7. TEORÍA DE SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Un estudio de coordinación es el proceso de determinar las características y ajustes óptimos de los elementos de protección de un sistema eléctrico. Los ajustes son elegidos para obtener interrupciones de la mínima parte del sistema durante condiciones de falla.

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico tiene como objetivos:

- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.

- Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relé-Interruptor.

Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

- a. Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible.
- b. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia.

Esta protección es la siguiente:

La protección de respaldo, la cual detecta la falla y actúa en segunda instancia cuando no ha actuado la protección principal. Para ser un verdadero respaldo, este relé debe ser físicamente diferente de la protección principal.

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

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico; y además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos sean aisladas afectando al mínimo a las partes no afectadas.

2.7.1.1. AJUSTE DE LA PROTECCIÓN

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

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes.

2.7.1.2. COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo. La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones.

2.7.1.3. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección se debe considerar lo siguiente:

- Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos; y en consecuencia, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones para este ajuste.

- Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones graduadas serán ajustadas y coordinadas de acuerdo a lo establecido en el presente documento.
- Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos serán ajustadas de acuerdo a los criterios de cada proyecto y siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías proporcionadas por éstos.

2.7.1.4. PRINCIPIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN SENSIBILIDAD Y VELOCIDAD.

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

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

En una protección unitaria que comprende solo una zona de protección, la sensibilidad como límite distinguir la operación normal de la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como límite o meta detectar las fallas con la mínima corriente de falla, la cual se produce con la mínima generación en el extremo de las zonas vecinas a la zona protegida.

La velocidad de una protección está ligada al tiempo de operación de los siguientes componentes:

- a. El tiempo de operación del Relé que debe ser de dos ciclos. Cuando se aplica un esquema de teleprotección se debe agregar el tiempo de transmisión de las señales.
- b. El tiempo de operación del Interruptor que varía entre dos y cuatro ciclos, según el nivel de tensión.

El criterio antes mencionado es aplicable a la protección primaria que debe actuar sin ninguna temporización. Para la protección secundaria se tiene los siguientes límites:

- a. El tiempo de crítico de extinción de la falla por razones de estabilidad.
- b. El tiempo que los equipos e instalaciones soportan un cortocircuito sin daño físico y sin afectar la seguridad de las personas.

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

2.7.2. SELECTIVIDAD DE LA PROTECCIÓN.

La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en sus zonas de protección; pero, también requiere una actuación debidamente coordinada.

La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección será la total selectividad con la máxima sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí.

Cuando se incrementa una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos.

2.7.3. FIABILIDAD Y SEGURIDAD DE LA PROTECCIÓN.

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

Cuando la seguridad de la protección que otorga un elemento puede ser insuficiente, se recomienda emplear dos elementos de protección que deben actuar en forma simultánea para efectuar una acción de disparo a un interruptor. Es decir, los contactos de estos elementos deben ser conectados en serie para que la acción sea válida.

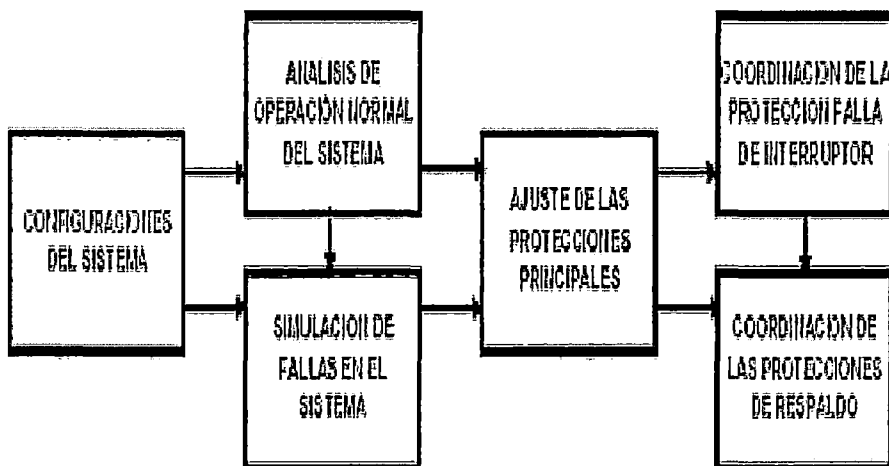
2.7.4. OBJETIVOS DEL AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN.

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

1. La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos.
2. La protección de respaldo de la protección principal está constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe Proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un máximo de 500ms.

2.7.5. PROCESO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN.

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la figura 1.2 se muestra una esquematización simplificada del proceso. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección. Para ello se debe considerar todas las configuraciones posibles, así como todos los escenarios de generación y demanda. Sobre la base de todas estas condiciones se puede determinar el ajuste de las protecciones principales.



Fuente: COES-SINAC

Fig.2.52.- Proceso de ajuste y coordinación de la protección.

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

2.7.6. ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA.

El análisis de la operación del sistema eléctrico tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla que deben servir para ajustar los relés y determinar sus tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección.

Para ello se debe considerar todas las condiciones operativas, incluso aquellas que son de carácter temporal como la conexión de los circuitos.

2.7.7. MÁXIMAS Y MÍNIMAS CORRIENTES DE FALLA.

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

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

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

De manera independiente al despacho del sistema, para el caso de las protecciones de las centrales y las líneas que se conectan, se debe considerar los distintos despachos posibles de las unidades generadoras.

2.7.8. MÁXIMA CORRIENTE DE FALLA

La máxima corriente de falla se calcula para las siguientes condiciones:

- Todos los generadores en servicio.
- Impedancia de falla igual a cero.
- Debe ser trifásica y monofásica.
- Máxima demanda.
- Las impedancias corresponden a las sub-transitorias.

2.7.9. MINIMA CORRIENTE DE FALLA

La mínima corriente de falla se calcula para las siguientes condiciones:

- Mínimo número de generadores en servicio.
- Impedancia de falla no es nula.
- Debe ser bifásica y monofásica.
- Mínima demanda.
- Las impedancias corresponden a las transitorias.

2.7.10. CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de tiempo necesarias para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad que su actuación sea en el mínimo tiempo posible. En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre las protecciones principales y la protección de falla de interruptor, así como con la protección de respaldo.

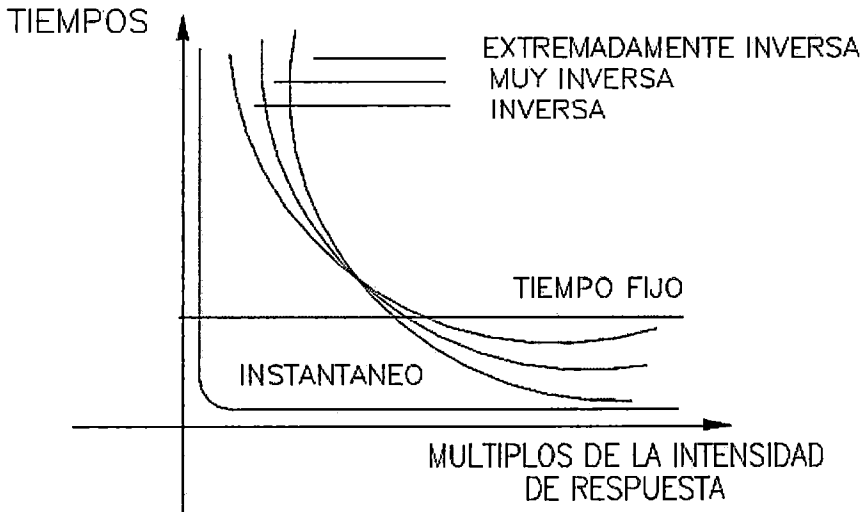
2.8. TEORIA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

La protección de sobrecorriente es la más antigua, sencilla, económica y relativamente confiable.

Su principio de operación se basa en el parámetro de la corriente de falla. Los tipos de relés empleados utilizan dos principios fundamentales: Atracción electromagnética, inducción electromagnética y últimamente se están diseñando relés con elementos en estado sólido.

El objetivo primario de toda protección es el detectar la falla y dar orden al interruptor para que la aisle y esto lo cumple a cabalidad la protección de sobrecorriente. El segundo objetivo es la selectividad y velocidad de despeje de la falla, se puede conseguir en un

menor grado en base a una adecuada coordinación de los relevadores de sobrecorriente por escalonamiento de corriente, de tiempo y direccionalidad.



Fuente: Electrónica de Potencia

Fig.2.53.- Curvas características de relés de Sobrecorriente

Los niveles de corriente muy altos en sistemas eléctricos de potencia son usualmente causados por fallas en el sistema, estas corrientes pueden ser usadas para detectar la presencia de fallas y operar los dispositivos de protección, los cuales pueden variar en diseño dependiendo de la complejidad y exactitud requerida. Entre los tipos más comunes de protección están: los interruptores termomagnéticos, interruptores de caja moldeada, los fusibles y por supuesto los relés. Los primeros dos tipos, los cuales tienen una forma de operación simple son usados principalmente en la protección de equipos de baja tensión, los fusibles son también usados a bajas tensiones especialmente para proteger líneas y transformadores de distribución.

CAPITULO III

EVALUACION DE LA SITUACION ACTUAL DE LA SUBESTACION DOLORESPATA

3.1. INTRODUCCION

En este capítulo se pondrá en práctica la metodología de investigación denominada descriptiva debido a que se describirá la situación actual del sistema eléctrico de protección de la Subestación de Dolorespata tomando en cuenta el actual ajuste de los relés, así como la situación actual del área de influencia para este estudio el cual se denomina como el área operativa Sur Este.

Durante los últimos 10 años el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha sufrido grandes cambios en sus instalaciones, de donde el Sistema Eléctrico Sur Este que se tomara en cuenta para el presente estudio, aunque no tubo cambios de gran trascendencia en sus instalaciones, se considerara como una actualización por estar la Subestación de Dolorespata dentro del área de influencia de la misma Subestación, considerando que todo cambio dentro de las instalaciones de un área operativa influyen en forma directa en la corriente de corto circuito que es una variable indispensable dentro de una coordinación de protecciones.

Las referencias que se utilizó son los Estudios realizados por el COES para el SEIN y el último estudio (2003), que se realizó solo para las instalaciones para el área operativa EGEMSA en el que se encuentra inmerso La Subestación de Dolorespata.

En el presente capitulo se tomó como base el manejo de fallas registradas por el Centro de control de EGEMSA de todas las desconexiones catalogadas como fallas y eventos según sea el caso en la Subestación de Dolorespata en: Las líneas L-1003 y L-1004 en

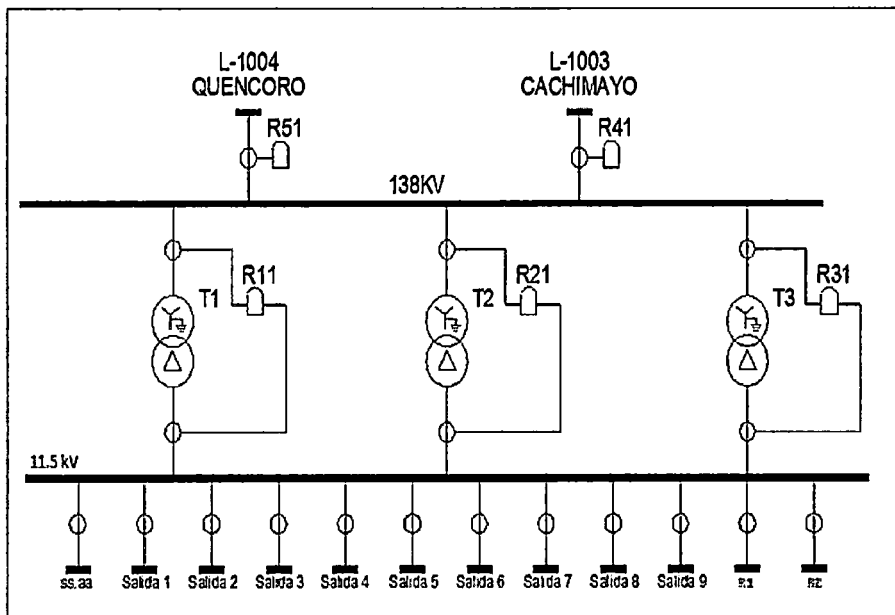
138 kV, los tres transformadores de 12.2 MVA y las nueve salidas en 11.5 kV pero en operación de 10.6 kV así como del banco de condensadores durante el periodo de 2009 hasta el 2013 para un análisis. También se tomó en cuenta el análisis de la operación del sistema de protección de la Subestación de Dolorespata.

Se realizó un diagnóstico de la situación actual del sistema de protección como una primera conclusión para este estudio

3.2. SUBESTACION DE DOLORESPATA

La Subestación de Dolorespata que consume energía del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) en 138 kV mediante las Líneas:

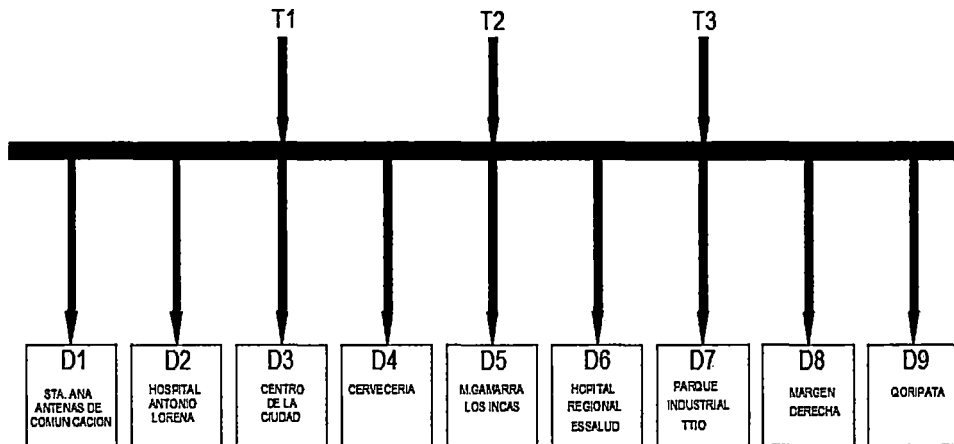
- L-1003 (S.E. Cachimayo-S.E. Dolorespata)
- L-1004(S.E. Quencoro-S.E. Dolorespata)



Fuente: Estudio de coordinación de protecciones-2010
Fig. 3.1.-Diagrama unifilar de la subestación Dolorespata

Estas líneas poseen sus respectivas bahías en la Subestación de Dolorespata, así mismo cuentan con tres transformadores de potencia de 12.2 MVA en paralelo 138/11.5 kV, los cuales son propiedad de EGEMSA.

En el lado de baja de los transformadores (Media Tensión) en 11.5 kV pero en tiempo real de 10.6 kV, se encuentran conectadas 9 salidas que alimentan a gran parte de la Ciudad del Cusco los que se denominan como D01, D02, D03, D04, D05, D06, D07, D08, D09 los cuales alimentan al sistema de distribución primario tal como se presenta en la figura 3.2.



Fuente: Centro de Control Dolorespata 2014

Fig. 3.2.-Esquema de distribución de Energía

También se cuenta con dos alimentadores de reserva, los cuales operan en situaciones de indisponibilidad de alguno de los actuales alimentadores, se cuentan con cuatro bancos de condensadores de 2.5 MVAR teniendo un total de 10 MVAR.

3.2.1. PROTECCION DE LAS LINEAS L-1003 y L-1004

La protección de estas líneas está compuesta por dos relés de protección, los cuales son uno principal (21P) y otro de respaldo (21R) pero ambos con la función de distancia que en general son protecciones redundantes referidas a la función de distancia.

Para este estudio se debe considerar que las líneas L-1003 y L-1004 son consideradas líneas cortas debido a su longitud, por lo que la oscilación de potencia carece de mayor relevancia.

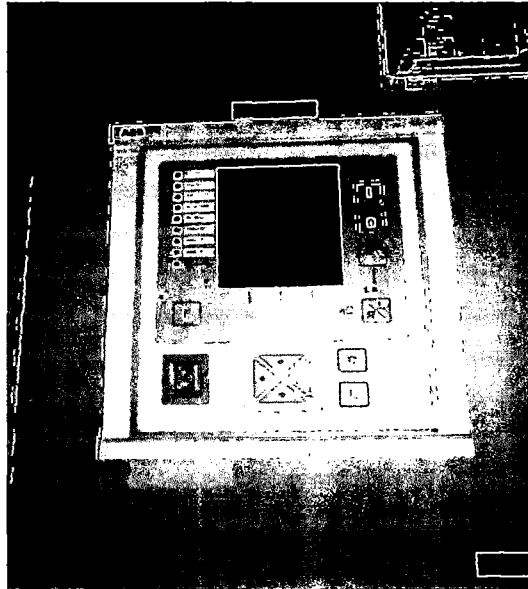


Fig. 3.3.-Rele de protección de la L-1004

Estas líneas poseen valores de impedancia aproximadamente de 20 a 50 Ω aproximadamente por estar dentro de la catalogación de cortas, la resistencia de falla tiene una gran incidencia en la impedancia total de falla, ya que la aumenta y la desplaza hacia el eje R, pudiendo sacarla del alcance del relé. Para este tipo de fallas, se tiene la característica poligonal de los relés de distancia y si esto no es suficiente se ha habilitado la función de sobrecorriente direccional de tierra (67N) en la protección principal como respaldo.

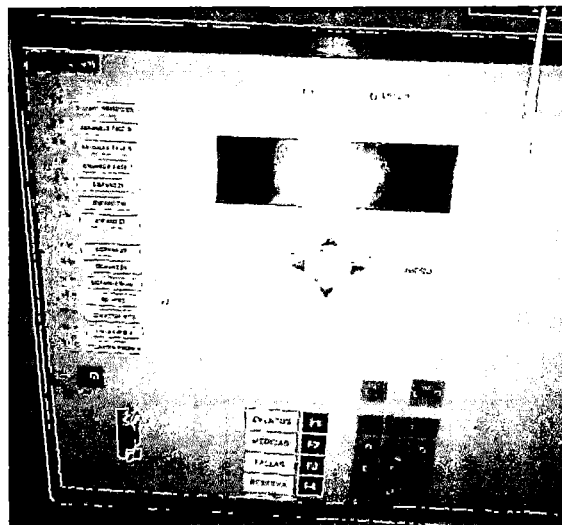


Fig. 3.4.-Rele de protección de la L-1003

Los relés manejados en estas líneas son el MICOM P442 como principal y el PD3A 6000 como respaldo.

El porcentaje de zonas que abarcan es el siguiente:

El alcance de la primera zona para todos los relés MICOM P442 es el 85% de la longitud de la línea protegida con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).

- El alcance de la primera zona para todos los relés PD3A 6000 está en el orden de 120% de la longitud de la línea protegida con un tiempo máximo de eliminación de falla de aproximadamente 80 ms (tiempo del interruptor + tiempo del relé).
- En general el alcance de la segunda zona se ha determinado bajo el criterio de asegurar la eliminación de las fallas a lo largo de la línea protegida en forma instantánea con apoyo de la onda portadora y demás se ha tenido en cuenta la influencia de las alimentaciones intermedias, en especial para las fallas monofásicas. El tiempo de operación es de 0.45 s.
- El alcance de la tercera zona se ha determinado con la finalidad de cubrir la segunda zona sin sobrepasar los transformadores de potencia y no interferir con la impedancia de carga en cada punto de ubicación de los relés. El tiempo de operación de la tercera zona es 0.8 s.
- El alcance de la cuarta zona de dirección inversa, se ha determinado con la finalidad de trabajar como protección de respaldo de los transformadores de potencia. El tiempo de operación es 1.2 s.

Para visualizar las curvas de protección de la Subestación de Dolorespata ir a Anexos.

3.2.2. PROTECCION DE LOS 9 ALIMENTADORES

Todos los alimentadores cuentan con los mismos equipos y ajustes, las protecciones de los 9 alimentadores cuentan con dos relés de protección el cual uno actúa como principal y otro como de respaldo, para visualizar las curvas de protección de las 9 salidas, ir al Anexo II.

3.2.2.1. PROTECCION PRINCIPAL

La protección principal cuenta con relés numéricos REX 521 (ABB), el cual tiene las funciones de protección de sobre corriente entre fases 50/51 y a tierra 50N/51N en el mismo equipo, pero no cuenta con la función de recierre.

Esta protección principal REX 521 cuenta con rangos amplios de ajuste y una variada familia de curvas de protección (IEC-ANSI).

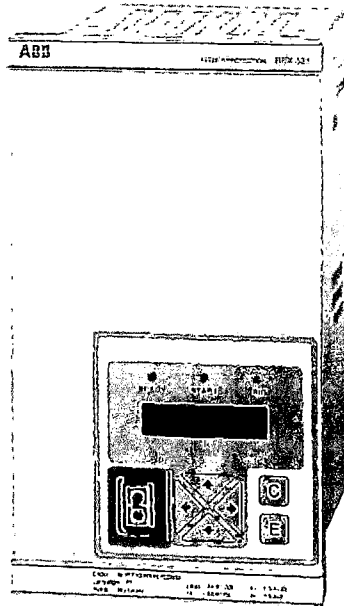


Fig. 3.5.- Relé REX 521

3.2.2.2. PROTECCION DE RESPALDO

Las nuevas salidas de la Subestación de Dolorespata cuenta con este tipo de protección de respaldo, el cual tiene el nombre de MULTILIN 735, el cual también posee las funciones de sobre corriente 50/51 y tierra 50N/51N. Este relé es Electrónico de estado sólido y su principio de operación es con curvas ANSI en el caso de sobre corriente y de tiempo definido para sobre corriente a tierra.

Según el último estudio realizado por Electro Sur Este (2010), para fallas cercanas a la barra en 11.5 kV actúan los dos relés, tanto el principal y el del respaldo actúan pero para fallas distantes a la barra solo actúan el de respaldo.

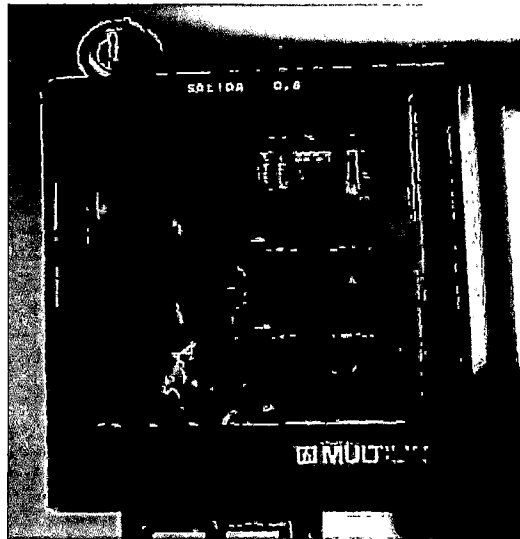


Fig. 3.6.- Relé MULTILIN

3.2.3. PROTECCION DE BANCO DE CONDENSADORES

Los bancos de condensadores cuentan con protecciones de sobre corriente de fases, sobre corriente de tierra y desbalance de corriente. Los ajustes del arranque de la protección de sobre corriente de fases han sido modificados considerando la capacidad total del banco, es decir $4 \times 2.5 \text{ MVAR}$, resultando $I_n = 550 \text{ A}$. La unidad de arranque se ajusta entre $125\text{--}135\% I_n$, si consideramos $130\% I_n$, resulta 715 A , en el lado secundario del transformador de corriente $715 / (300/5) = 11.9 \text{ A}$, seleccionamos 12.5 A .

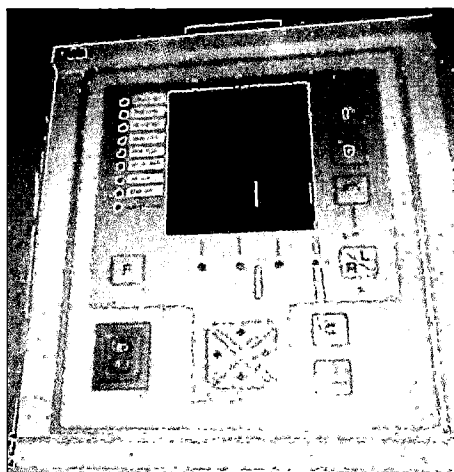


Fig. 3.7.- Relé de protección del Banco de Condensadores

La protección del relé de sobre corriente de tierra coordina con la protección de desbalance, teniendo como respaldo final la protección del transformador de puesta a tierra.

Para visualizar las curvas de protección del banco de condensadores, ir al anexos.

3.2.4. PROTECCION DE TRANSFORMADOR DE 12.2 MVA

Actualmente la Subestación de Dolorespata cuenta con tres transformadores en paralelo de las mismas características.

El transformador de potencia cuenta con la protección diferencial (87T) y como protecciones de respaldo se han habilitado las unidades de sobre corriente de fases y tierra.

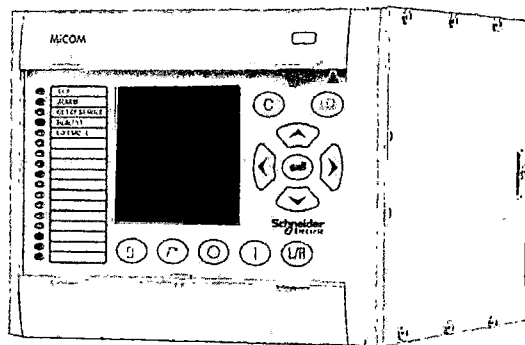


Fig. 3.8.- Relé MICOM P632

Asimismo, el transformador cuenta con las protecciones propias como son: el relé buchholz, relés de temperatura de aceite y devanados y sistema de sobrepresión. Los cálculos de ajustes de estas protecciones no son parte del presente estudio debido a que los mismos son efectuados por el fabricante del transformador.

De acuerdo a la placa de características de cada transformador, poseen los siguientes datos de placa.

Transformadores T1

- Potencia nominal: 12.2 MVA ONAN
- Relación de transformación de tensión: $138 \pm 2 \times 2.5\% / 11.5$ kV

- Corriente nominal: 51.04/612.49 A
- Grupo de conexión: YNd11.
- Tensiones de cortocircuito: $V_{cc}=(138\text{kV} - 11.5\text{kV})$: 9.7% (12.2MVA)

Transformadores T2

- Potencia nominal: 12.2 MVA ONAN
- Relación de transformación de tensión: $138\pm 2 \times 2.5\%/11.5\text{ kV}$
- Corriente nominal: 51.04/612.49 A
- Grupo de conexión: YNd11.
- Tensiones de cortocircuito: $V_{cc} = (138\text{kV} - 11.5\text{kV})$: 9.7% (12.2MVA)

Transformadores T3

- Potencia nominal: 12.2 MVA ONAN
- Relación de transformación de tensión: $138\pm 2 \times 2.5\%/11.5\text{ kV}$
- Corriente nominal: 51.04/612.49 A
- Grupo de conexión: YNd11.
- Tensiones de cortocircuito: $V_{cc} = (138\text{kV} - 11.5\text{kV})$: 9.7% (12.2MVA)

La protección con la cual cuentan estos tres transformadores son principalmente 2, para visualizar las curvas de protección de los Transformadores, ir al anexo II.

a) Protección diferencial (87T)

Esta protección está compuesta por el relé de marca ALSTOM tipo MiCOM P632, la compensación de amplitud y fase son parte de su programación.

Se encuentra habilitado la función de sobre corriente de tierra en el nivel de 11.5kV, del transformador de potencia (conexión delta) como protección masa- cuba del

transformador, con este fin, se alimenta esta función con el transformador de corriente de relación 4/0.1 A el cual está conectado a la cuba del transformador de potencia.

b) Protección de sobre corriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N)

El relé diferencial multifunción, cuenta con unidades de sobre corriente de fases y tierra para ambos niveles de tensión (TOC1, para el lado de 138 kV y TOC2 para el lado de 11.5 kV). Las funciones de sobre corriente de fases y tierra están habilitadas solamente en el lado de 138 kV (TOC1).

La protección de sobre corriente de fases para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobre corriente de fases habilitado en el relé ALSTOM/ MICOM P632. El valor de arranque se encuentra ajustado al 125% de la corriente nominal del lado de 138kV del transformador, el cual se considera adecuado.

La característica de operación de fases está conformada por una etapa de tiempo inverso y otra de tiempo definido; esta etapa despeja una falla trifásica franca en la barra de 11.5kV con los tres transformadores en servicio en 540ms, con un transformador fuera de servicio en 470ms y con dos transformadores fuera de servicio en 400ms, dando así un margen de coordinamiento con los relés ubicados en el nivel de 11.5kV.

Actualmente el umbral y temporización de la etapa de tiempo definido permiten despejar fallas trifásicas francas en los bushing del lado de 138kV con un tiempo instantáneo.

Sobrecorriente de Tierra NIVEL 138 kV

La protección de sobre corriente de tierra para este nivel de tensión es efectuada por el elemento de sobre corriente de tierra habilitado en el relé ALSTOM/ MICOM P632.

El valor de arranque se encuentra ajustado al 40% de la corriente nominal del lado de 138kV del transformador.

Actualmente la característica de operación de sobre corriente a tierra está conformada por 2 etapas de tiempo definido, con una temporización de 1s para la primera etapa y de instantáneo para la segunda etapa, dado la no direccionalidad de esta protección no brindará tiempos adecuados de respaldo ante fallas externas, tal como se muestra en el Anexo II. El estudio de coordinación de protecciones realizado por el COES recomienda habilitar una etapa de tiempo inverso que brinde tiempos adecuados de respaldo para

fallas externas y una etapa de tiempo definido que permita despejar fallas en terminales del transformador en tiempos menores a la zona 2 de las protecciones de distancia ubicados en S.E. Cachimayo asociados a la línea L-1003 y S.E. Quencoro asociados a la línea L-1004.

Con la curva característica propuesta por el Estudio de Coordinación de protecciones del 2010 se obtienen los siguientes tiempos de despeje:

1. Despeje falla en la barra 138kV en 1300 ms.
2. Despeje falla al 50% de L-1003 en 1400ms
3. Despeje falla al 50% de L-1004 en 1350ms
4. Despeje falla en "Bushing" 138kV en 50ms.

Para visualiza el diagrama unifilar de todo el sistema de protección de la Subestación de Dolorespata ver el Anexo III.

3.3. DISPOSICION DE CELDAS DE LA SUBESTACION DOLORESPATA

A continuación se muestra como esta esquemáticamente el sistema de protección de la Subestación de Dolorespata, barra de 10.6 kV que consta con 13 celdas:

- Nueve celdas de salidas
- Dos celdas de reserva
- Una celda para el transformador de puesta a tierra
- Una celda para el banco de condensadores
- Una celda para servicios auxiliares
- Tres celdas de llegada

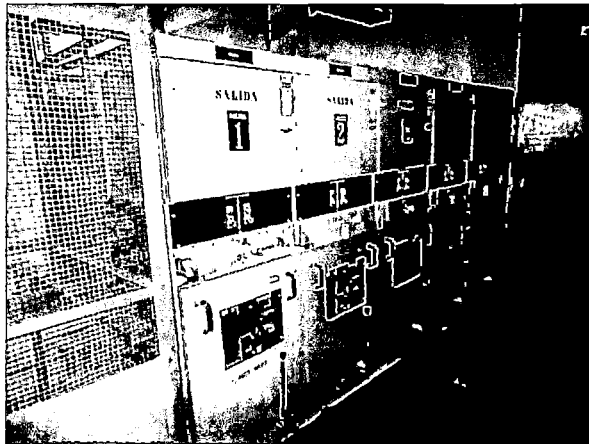


Fig. 3.9.-Disposicion de cinco salidas de la Subestación Dolorespata

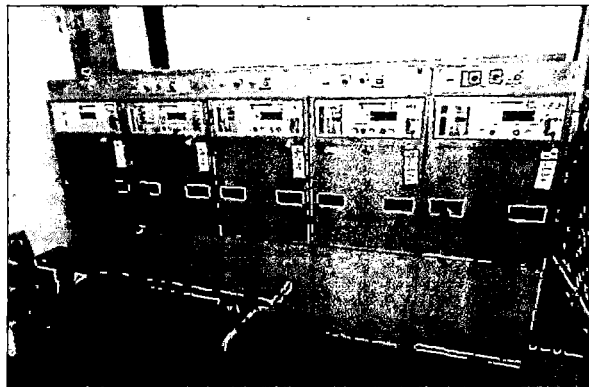


Fig. 3.10.-Disposicion celdas del banco de condensadores

3.4. ESTADISTICA DE DESCONEXIONES REGISTRADAS EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA

Las diferentes fallas registradas hasta la fecha por el Centro de control de EGEMSA se deben a diferentes motivos, los cuales son catalogados de diferente manera que son codificados según lo dispuesto por EGEMSA y el COES.

Cuadro 3.1.- Nomenclatura de fallas

FNA:	Fenómenos Ambientales	Fallas en equipos de EGEMSA cuyo origen son producto de la naturaleza
FEQ:	Falla en los Equipos	Falla con origen en equipos propios de EGEMSA
FEP:	Falla del Sistema de Protección	Falla de equipos de protección de EGEMSA.
FHU:	Falla Humana	Falla por mala operación en equipos de EGEMSA.
FAT:	Instalaciones Afectadas por Atentados.	Falla por atentados en equipos de EGEMSA
EXT:	Falla Externa	Todas las fallas ocurridas en instalaciones externas a EGEMSA
FNI:	Falla Cuya Causa no es Identificada.	Falla no identificada dentro de las instalaciones de EGEMSA
REC:	Fallas Durante la Reconstrucción del Sistema.	Falla durante la reconexión del sistema después de una falla ó un evento.

Fuente: EGEMSA

En la Subestación de Dolorespata se presentan eventos continuamente, dentro de los cuales el papel del sistema de protección actual juega un rol muy importante en el despeje oportuno de los mismos.

Los eventos que al contrario de las fallas tienen otra codificación por el COES Y EGEMSA tal como se muestra en el cuadro 3.2.

Cuadro 3.2.- Nomenclatura de Eventos

CODIGO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
MCO:	Mantenimiento Correctivo.	Mantenimiento no programado por causas no previstas en equipos e instalaciones de EGEMSA.
PRU:	Pruebas.	Pruebas en equipos e instalaciones de EGEMSA.
MPR:	Mantenimiento Programado.	Mantenimiento programado en equipos e instalaciones de EGEMSA
IEX:	Indisponibilidad de Equipos por Condiciones externas.	Cuando por indisponibilidad de equipos externos hacen que se desconecte o indispongan equipos o instalaciones de EGEMSA.
OPR:	Operación por Regulación de Tensión.	Operación de Unidades de Generación con el fin de regular tensión.

Fuente: EGEMSA

También se pueden considerar las desconexiones manuales que se dan en los mantenimientos debido al hecho de presentarse intentos fallidos de conexión luego de despejado una falla o terminado un mantenimiento.

También se puede considerar como un evento de gran relevancia las conexiones fallidas, debido a un mal ajuste de los relés por el supuesto hecho de no considerar el inrush (corriente de aserción) de los transformadores de distribución.

Las principales desconexiones registradas en las líneas L-1003 y L-1004 , Transformadores de potencia (138/11.5 kV), 9 Salidas en 10.6 kV, se darán a conocer como datos estadísticos durante el periodo del 2009 al 2013.

3.4.1. DESCONEXIONES EN LAS LINEAS L-1003 Y L-1004

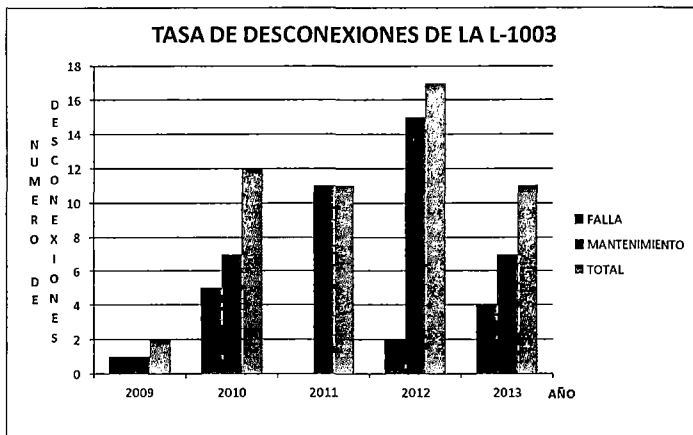
Las desconexiones de la línea L-1003 (S.E. Cachimayo-S.E. Dolorespata) en 138 kV, son las que en menor cantidad salieron de servicio como se aprecia en el cuadro 3.3.

Cuadro 3.3.- Desconexiones de la línea L-1003

	FALLA	MANTENIMIENTO	TOTAL
2009	1	1	2
2010	5	7	12
2011	0	11	11
2012	2	15	17
2013	4	7	11

Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Se puede apreciar mayor cantidad de Mantenimientos que de Fallas, vislumbrado de mejor manera en la Fig. 3.10.



Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Fig. 3.11.-Estadística de Desconexiones de la línea L-1003

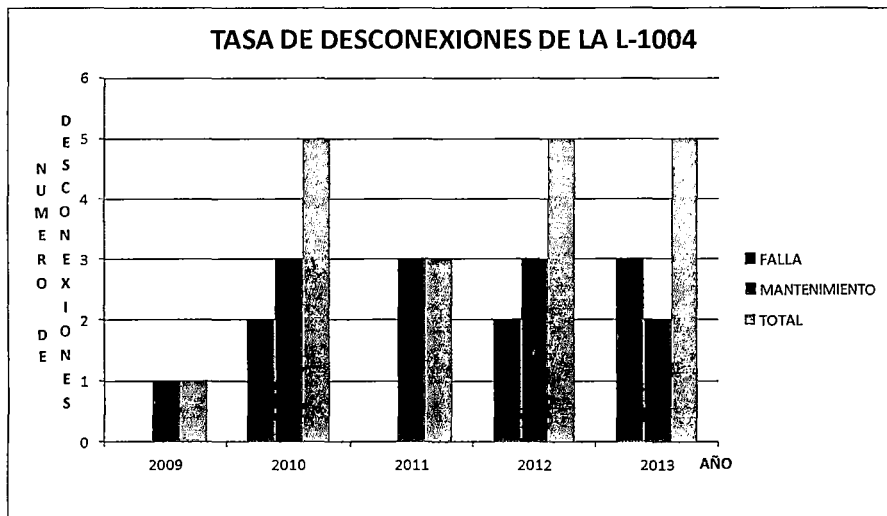
Las desconexiones de la línea L-1004 (S.E. Dolorespata-S.E Quencoro) en 138 kV, al igual que la línea L-1003 (S.E. Dolorespata- S.E. Cachimayo), también no registro mayor número de Desconexiones desde el 2009, según el centro de control de EGEMSA como se indica en el cuadro número 3.4.

Cuadro 3.4.- Desconexiones de la línea L-1004

	FALLA	MANTENIMIENTO	TOTAL
2009	0	1	1
2010	2	3	5
2011	0	3	3
2012	2	3	5
2013	3	2	5

Fuente: Centro de Control-EGEMSA

También se puede apreciar mayor cantidad de Mantenimientos que Fallas, visto de mejor manera en la figura 3.11.



Fuente: centro de control-EGEMSA

Fig. 3.12.-Estadística de Desconexiones de la Línea L-1004

3.4.2. ESTADISTICA DE DESCONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES

La estadística de los Transformadores de potencia TR1, TR2, TR3 (138/11.5 kV) indica una mayor cantidad de desconexiones que las líneas de Transmisión L-1003 y L-1004 en 138 kV, tal como describe a continuación.

a) ESTADISTICA DE DESCONEXIONES DEL TR1

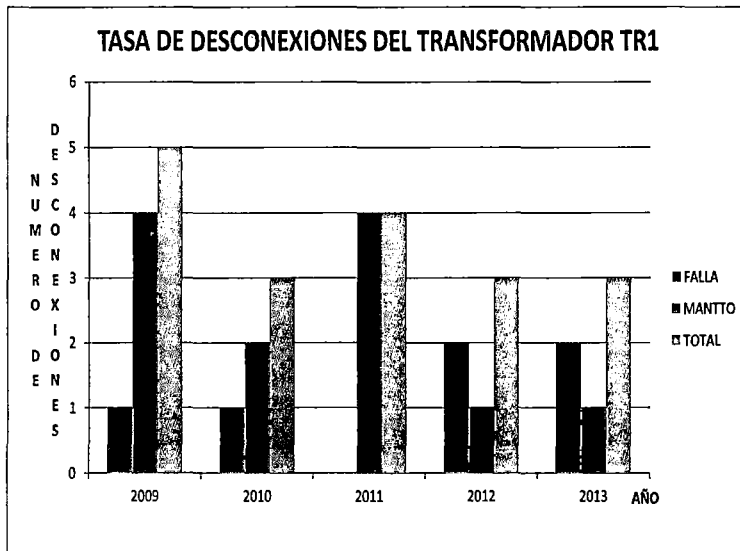
En el cuadro 3.5 se puede apreciar la cantidad de desconexiones, en los últimos cinco años de Transformador TR1 (138/11.5 Kv).

Cuadro 3.5.- Desconexiones del TR1

	FALLA	MANTTO	TOTAL
2009	1	4	5
2010	1	2	3
2011	0	4	4
2012	2	1	3
2013	2	1	3

Fuente: Centro de Control-EGEMSA

En la figura 3.12 de la estadística de desconexiones del Transformador TR1 (138/11.5 kV), se aprecia una disminución durante los últimos 4 años.



Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Fig. 3.13.-Estadística de Desconexiones del Transformador TR1

b) ESTADISTICA DE DESCONEXIONES DEL TR2

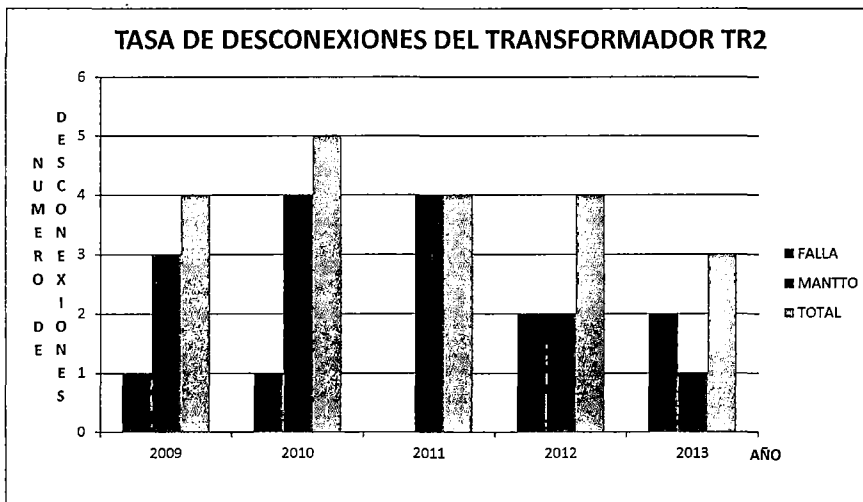
En el cuadro 3.6 se puede apreciar el número de desconexiones durante los últimos cinco años del Transformador TR2 (138/11.5 Kv), con una disminución en el último año.

Cuadro 3.6.- Desconexiones del TR2

	FALLA	MANTTO	TOTAL
2009	1	3	4
2010	1	4	5
2011	0	4	4
2012	2	2	4
2013	2	1	3

Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Esta disminución es notable en la figura 3.12, tanto en mantenimientos y fallas.



Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Fig. 3.14.-Estadística de Desconexiones del Transformador TR2

c) ESTADISTICA DE DESCONEXIONES DEL TR3

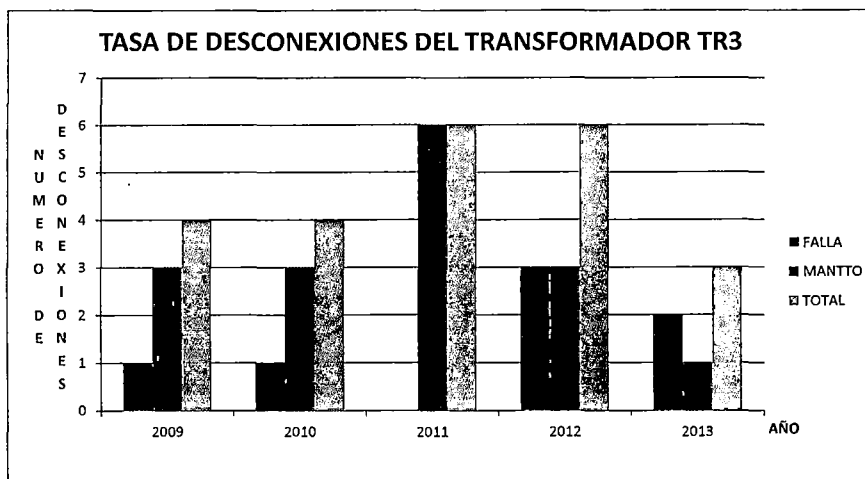
En el cuadro 3.7 se puede apreciar el número de desconexiones del Transformador TR3 (138/11.5 kV) por cada año.

Cuadro 3.7.- Desconexiones del TR3

	FALLA	MANTTO	TOTAL
2009	1	3	4
2010	1	3	4
2011	0	6	6
2012	3	3	6
2013	2	1	3

Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Este mismo cuadro se representa gráficamente en la figura 3.14.



Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Fig. 3.15.-Estadística de Desconexiones del Transformador TR3

3.4.3. DESCONEXIONES EN LAS 9 SALIDAS

Los siguientes datos muestran un resumen de todos los datos numerados en el anexo I del presente trabajo de investigación (Registro de fallas 2009-2013 en los nueve alimentadores de la Subestación de Dolorespata).

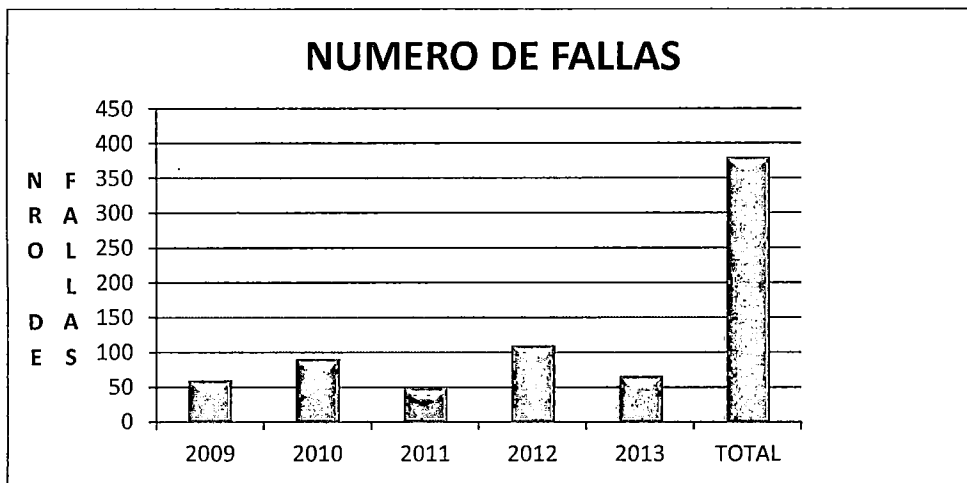
Seguidamente se mostraran todos los eventos registrados por el Centro de Control Dolorespata durante el tiempo 2009-2013.

Cuadro 3.8.-Fallas en los alimentadores en 10.6 kV

AÑO	FALLAS 10.6kV
2009	61
2010	92
2011	50
2012	111
2013	67
TOTAL	381

Fuente: Centro de Control- EGEMSA

En la figura 3.15 se muestra un gráfico estadístico de fallas en las 9 salidas en 10.6 kV.



Fuente: Centro de Control- EGEMSA.

Fig. 3.16.-Estadística de Fallas Totales

En el siguiente cuadro se muestra, el número de fallas por alimentador.

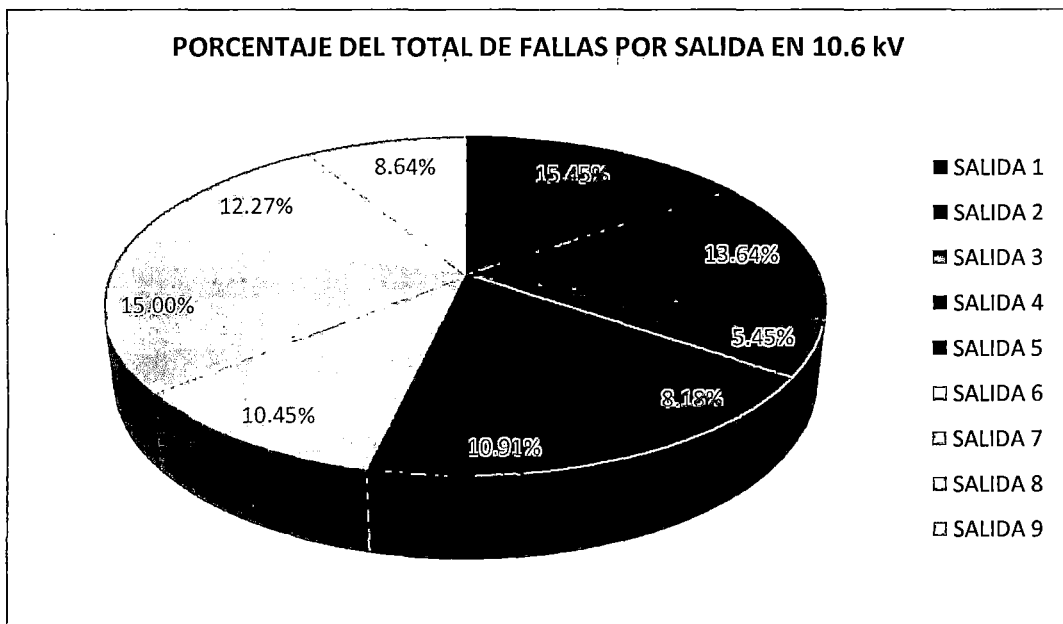
"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 3.9.- Numero de fallas por alimentador

AÑO	TOTAL FALLAS 10.6kV	D01	D02	D03	D04	D05	D06	D07	D08	D09
2009	40	4	2	1	2	2	5	7	9	8
2010	63	10	13	3	4	4	5	11	8	5
2011	34	7	6	1	0	9	3	3	4	1
2012	36	4	5	5	4	4	5	4	3	2
2013	47	9	4	2	8	5	5	8	3	3
TOTAL	220	34	30	12	18	24	23	33	27	19

Fuente: Centro de Control Dolorespata

En la figura 3.16 se aprecia un Totalizado estadístico de ocurrencia de número de fallas.

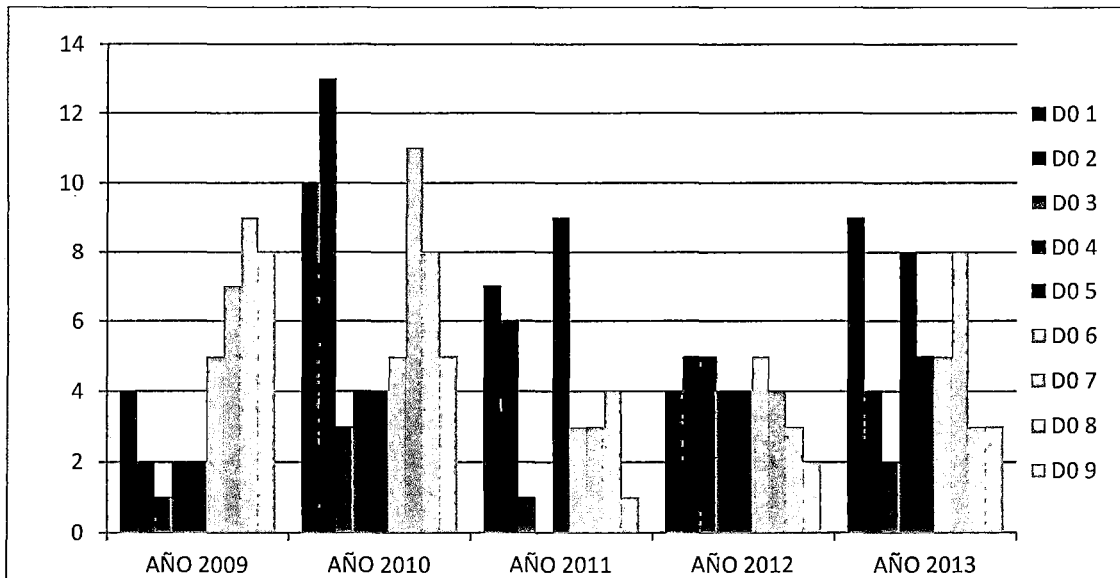


Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Fig. 3.17.-Totalizado de fallas por alimentador 2009-2013

Del grafico se desprende, que la mayor ocurrencia de fallas se da en la Salida S01, S02 y S07 representado como un 15.45%, 13.64 y 15.00% .

En la figura 3.14 se aprecia la cantidad de desconexiones registrados por el Centro de control de EGEMSA desde el año 2009-2013 por salidas en 10.6 kV, en las instalaciones de la Sub estación de Dolorespata.



Fuente: Centro de Control-EGEMSA

Fig. 3.18.-Numero de fallas por año y por alimentador.

3.4.4. ANALISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCION ACTUAL DE LA SUBESTACION DE DOLORESPATA

Para este análisis se tomara en cuenta el evento ocurrido el día 13 de Febrero del 2014 ocurrido en la Subestación de Dolorespata, que corrobora este trabajo de investigación para un nuevo ajuste del relé acorde a la nueva red topológica que garantice la estabilidad del sistema.

La falla en mención ocurrió en la Subestación de Dolorespata a las 23 horas con 52 minutos y 37 segundos el cual tuvo una repercusión en el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), que desde el punto de vista económico ocasiono grandes pérdidas económicas.

3.4.4.1. DESCRIPCION GENERAL DE LA FALLA

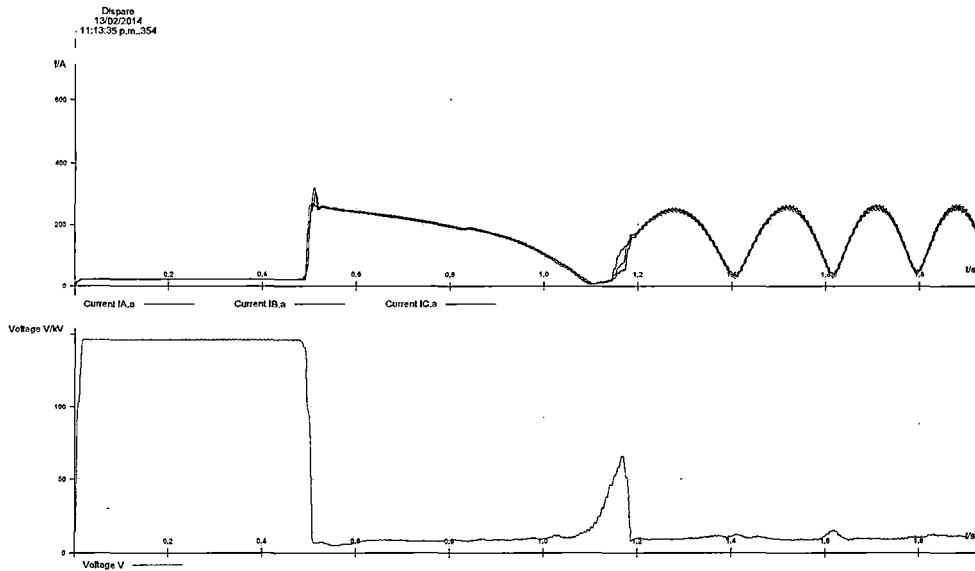
Se registró un corto circuito trifásico entre fases provocado por un roedor, si bien el roedor provoco un corto bifásico, el arco eléctrico que se formó envolvió las 3 fases.

El registro oscilográfico corresponde al relé de protección del transformador 138/11.5 kV con una tensión de operación de 10.6 kV en el lado de baja de la subestación Dolorespata, la marca del relé es Alstom modelo Micom P632, con las funciones de protección diferencial de transformador (87T), sobrecorriente de fases (50, 51) y sobrecorrientes de tierra (50N, 51N) y sobrecorriente de secuencia negativa (46)

Cuando ocurren fallas de fases a tierra la corriente de falla no traspasa del lado primario al secundario y viceversa, en cambio cuando ocurre una falla entre fases la corriente de falla si se refleja en el otro lado del transformador donde no ocurrió la falla.

De lo anterior verificando la oscilografía se puede ver que la falla ocurrió en lado de baja tensión del transformador (lado 11.5kV) y se refleja en lado primario del transformador con lo cual comprobamos que la falla fue trifásica entre fases (no hubo fases a tierra). En la oscilografía la función que arranca y dispara es IDMT1 starting Iref A,B,C (inverse time overcurrent protection) que es sobrecorriente de tiempo inverso y tiene una corriente de arranque de referencia (Iref) que está ajustado a 0.64 A (640mA) y TMS=1.1 referido al lado primario (138 KV). En IDMT1 el indicador (1) significa que es el lado de alta tensión del Trafo, pues esta función está ajustado en el lado de alta tensión y la corriente de falla se elevó en ambos lados del transformador sobrepasando el umbral de ajuste de la función IDMT1, registrando valores superiores a 0.64 A en las 3 fases, llegando hasta valores de 4.36 A en la fase C, ver la figura 3.18. Según el centro de control de EGEMSA la actuación de la función de protección fue correcta frente a la falla presentada.

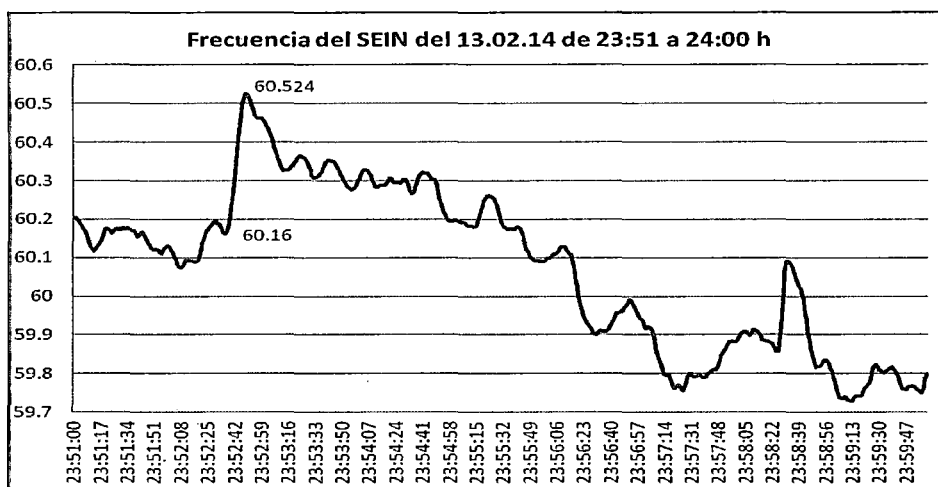
La barra en 11.5 kV pero 10.6 kV en operación se encuentra forrada con material de caucho sin embargo en el punto de unión con la barra que va hacia el interruptor de la D5 se encuentra empernado y no estaba cubierto. El roedor estuvo caminando encima de la barra y cuando llegó al punto donde se encuentran los pernos, posiblemente acercó la cola a la otra fase empernada, causando la falla y generando un arco eléctrico que envolvió a las tres fases, y es por esto que se registró un corto circuito trifásico además al estar el roedor carbonizándose genero humo que disminuyo la capacidad aislante del aire y durante el periodo en que se quemó el roedor, puede verse, que la corriente de falla es oscilante y se verifica en la oscilografía.



Fuente: Oscilografía-SIGRA
 Fig. 3.19.- Corriente del Transformador TR2 138/11.5 kV en el lado de 138 kV.

3.4.4.2. COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA POR LA FALLA

La figura 3.16 nos muestra el nivel de influencia que tiene una falla en la Subestación de Dolorespata en la frecuencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.



Fuente: Centro de control EGEMSA
 Fig. 3.20.- Frecuencia del SEIN en el momento de la falla.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Esta repercusión en el SEIN tuvo como consecuencia los siguientes suministros interrumpidos.

Cuadro 3.10.- Suministros interrumpidos

N°	CLIENTE	SUBESTACIÓN	Potencia MW	Tiempo de desconexión		
				Inicio	Final	Duración
1	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-01	1.55	23:52:37	00:53:13	01:00
2	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-02	1.46	23:52:37	00:53:33	01:00
3	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-03	1.76	23:52:37	00:53:43	01:01.
4	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-04	2.24	23:52:37	00:53:52	01:01
	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-05(*)	2.00	23:52:37	01:55:00	02:02
6	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-06(*)	0.91	23:52:37	02:56:00	03:03
7	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-07	1.98	23:52:37	00:54:03	01:01
8	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-08	1.37	23:52:37	01:10:40	01:18
9	ELSE	S.E. Dolorespata Alimentador DO-09	1.72	23:52:37	00:55:16	01:02
10	INCASA	S.E. Cachimayo	23.79	23:52:37	00:06:01	00:13
		TOTAL INTERRUMPIDO	38.78			

Fuente: Centro de Control-EGEMSA

3.5. CONCLUSION

1. Los ajustes propuestos por los estudios anteriores a este, se hacen solo tomando en cuenta la topología anterior, el cual no tiene una actualización como mínimo de todas las nuevas instalaciones.
2. Las celdas de la Subestación Dolorespata cuentan con dos alimentadores de reserva frente al ingreso de nuevos cambios a producirse en las instalaciones, para poder hacer frente al nuevo consumo de energía, acorde a los nuevos cambios a realizar.
3. La estadística de desconexiones automática como manuales, es un indicativo del número de veces que actúa el sistema de protección, que a su vez es un indicativo de la importancia de un ajuste periódico para evitar grandes pérdidas económicas, como lo ocurrido en la falla del día 13 de febrero del 2014.
4. En conclusión todo lo mencionado solo es una clara evidencia de la necesidad de un nuevo ajuste en la coordinación de protecciones como una actualización y una mejora para futuras instalaciones.

CAPITULO IV

EVALUACION OPERATIVA DEL SISTEMA ELECTRICO SUR-ESTE PARA EL AÑO 2018

4.1. INTRODUCCION

Durante el periodo 2014-2018 en el Sistema Sur Este se producirá grandes cambios en su configuración debido al ingreso de nuevas proyectos de generación, transmisión, etc. Todos estos nuevos proyectos se darán por el incremento de la demanda de potencia y energía eléctrica para los nuevos proyectos mineros, nuevos proyectos industriales, etc.

El ingreso de estas nuevas instalaciones modificara la transferencia de potencias en estado estable, por lo que es necesario verificar bajo las operaciones de condiciones actuales (2014), las transferencias de potencias y niveles de tensión en condiciones estables (flujos de cargas). Todo esto también se hará para el año 2018 ya que es el año a la cual nosotros nos estamos proyectando y de esta manera hacer una comparación entre como es la operatividad del Sistema Sur Este en ambos años.

Así mismo, la variación de los niveles de corrientes de cortocircuito depende principalmente de la configuración de la red, y como se modificara la configuración del Sistema Eléctrico Sur Este para el año 2018, es también necesario calcular los nuevos niveles de corrientes de cortocircuito para el año 2018 para verificar las clases de precisión de los transformadores de corriente en la S.E. Dolorespata, la capacidad de los interruptores y la verificación de la selectividad de las protecciones para el año 2018.

4.2. NUEVAS INSTALACIONES EN EL SISTEMA SUR-ESTE

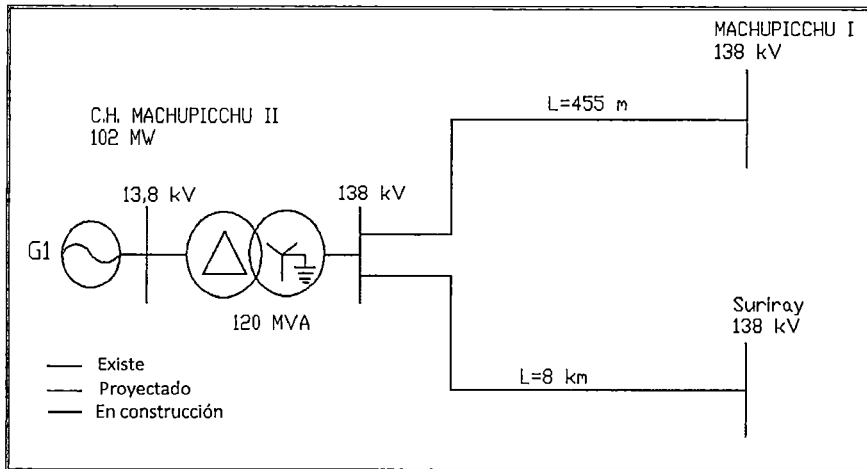
La necesidad de un nuevo estudio en el Sistema Sur Este., es de vital importancia, debido a que el último estudio fue realizado en el año 2010, de donde al haber transcurrido más de 4 años, es necesario considerar un nuevo estudio considerando las

nuevas instalaciones proyectadas para el sistema Sur-Este, debido al crecimiento de la demanda, y la nueva red topológica del sistema sur este, como son:

1. La entrada de la segunda etapa de C.H.Machupicchu.

Cuadro 4.1.- Información de la central hidroeléctrica.

DENOMINACION	C.H. MACHUPICCHU II
EMPRESA CONCESIONARIA	EGEMSA
TECNOLOGIA	Generación Hidráulica
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	Cusco Urubamba Machupicchu 2 070 msnm
DATOS TECNICOS DE CENTRAL Potencia Instalada Salto Neto Número de Unidades de Generación Caudal Nominal Recurso Hídrico Casa de Maquinas	102 MW 356.2m 1 turbina 31,0 m ³ /s Rio Urubamba (llamado Vilcanota) Subterráneo
DATOS TECNICOS DE TURBINA Tipo de Turbina Potencia Nominal Caudal Nominal Velocidad	Francis Vertical 101,3 MW 31,0 m ³ /s 450 rpm
DATOS TECNICOS DE GENERADOR Potencia Nominal Tensión de Generación Factor de Potencia	120 MVA 13,8 kV 0,85
DATOS TECNICOS DEL TRANSFORMADOR. Tipo Potencia Nominal Nivel de tensión Factor de Potencia	Monofásico 3*40, MVA + 1*40 MVA(Reserva) 13,8/138 kV 0,85



Fuente. Elaboración propia.
Fig.4.1.- Diagrama unifilar de la central de generación.

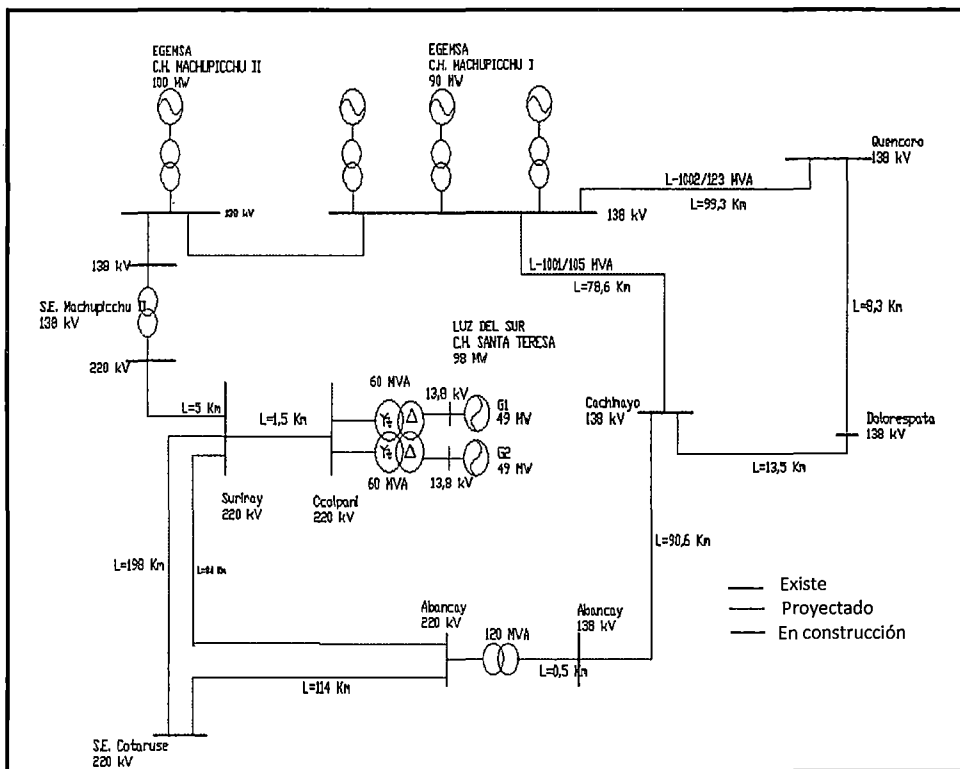
2. Ingreso de la C.H Santa Teresa.

Cuadro 4.2.- Información de la central hidroeléctrica.

DENOMINACION	CENTRAL HIDROELECTRICA SANTA TERESA	
EMPRESA CONCESIONARIA	LUZ DEL SUR S.A.A	
TEGNOLOGIA	Generación Hidráulica	
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	Cuzco Urubamba Machupicchu 2 438 msnm	
DATOS TECNICOS DE CENTRAL Potencia Instalada Tipo de Central Salto Bruto Número de Unidades de Generación Caudal Nominal Recurso Hídrico Casa de Maquinas	98 MW Hidráulica de Embalse 186,8 m 2 turbinas 61 m ³ /s Rio Vilcanota. En Caverna.	
DATOS TECNICOS DE TURBINA.	Turbina G1 Francis Vertical 49 MW 30,5 m ³ /s	Turbina G2 Francis Vertical 49 MW 30,5 m ³ /s

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

DATOS TECNICOS DEL GENERADOR. Potencia Tensión de Generación Factor de Potencia	45,5 MW 13,8 KV 0,9	45,5 MW 13,8 KV 0,9
DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADOR Potencia Nivel de Tensión.	2*60 MVA 13,8/220 KV	



Fuente: Elaboración propia.

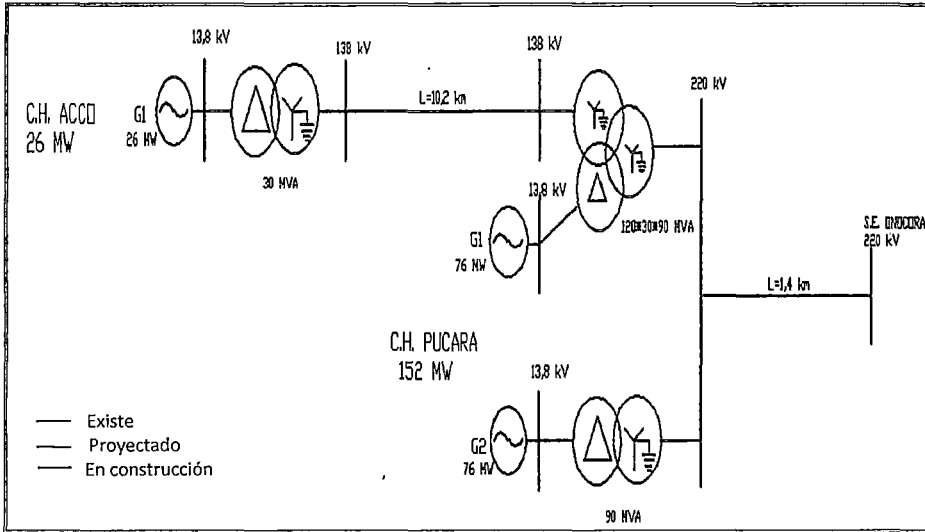
Fig.4.2.- Diagrama unifilar de la central de generación.

3. El ingreso de la C.H. Pucará.

Cuadro 4.3.- Información de la central hidroeléctrica.

DENOMINACION	CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA	
EMPRESA CONCESIONARIA	EMPRESA DE GENERACION HIDROELECTRICA DEL CUSCO-EGECUZCO	
TEGNOLOGIA	Generación Hidráulica	
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	Cuzco Canchis San Pablo y Sicuani 3 950 msnm	
DATOS TECNICOS DE CENTRAL Potencia Instalada Tipo de Central Salto Bruto Número de Unidades de Generación Recurso Hídrico Longitud de Conducción Tubería Forzada Casa de Maquinas	152 MW (Pampa Hanza)-26 MW(Acco) Hidráulica de Regulación 500 m 2 turbinas(Pampa Hanza)-1 turbina(Acco) Rio Irubamba, Salca y Acco. 20 800 960 m En superficie.	
DATOS TECNICOS DE TURBINA. Tipo de Turbina Potencia Nominal Caudal Nominal	Pucará (Pampa Hanza) Francis Vertical 2* 90 MW 30 m ³ /s	Acco Francis 30 MW 36 m ³ /s
DATOS TECNICOS DEL GENERADOR. Potencia Tensión de Generación Factor de Potencia	2*76 MW 13,8 KV 0,85	26 MW 13,8 KV 0,85
DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADOR. Potencia Nivel de Tensión.	2* 90 MVA 13,8/220 KV	30 MVA 13,8/138KV

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"



Fuente: Elaboración propia.

Fig.4.3.- Diagrama unifilar de la central de generación.

4. El ingreso de la C.T. Quillabamba.

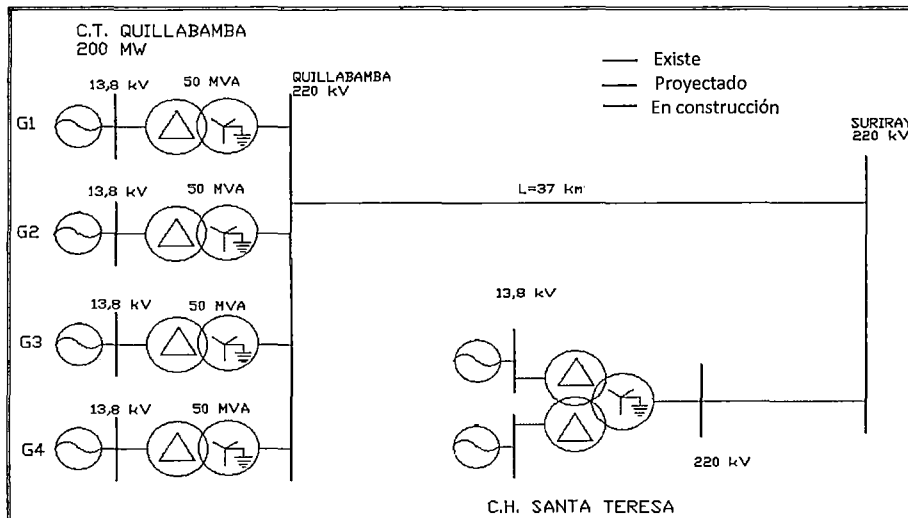
Cuadro 4.4.- Información de la central térmica.

DENOMINACION	CENTRAL TERMICA QUILLABAMBA
EMPRESA CONCESIONARIA	ELECTRO PERU
TECNOLOGIA	Generación Térmica
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito	Cuzco La Convención Santa Ana (Quillabamba)
DATOS TECNICOS DE CENTRAL Potencia Instalada Tipo de Central Número de Unidades de Generación Recurso Casa de Maquinas	200 MW Térmica 4 Gas Natural En superficie.
DATOS TECNICOS DE TURBINA. Tipo de Turbina Potencia Nominal Caudal Nominal	

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

DATOS TECNICOS DEL GENERADOR. Potencia Tensión de Generación Factor de Potencia	4*50 MW 13,8 kV 0,8
DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADOR Potencia Nivel de Tensión.	50 MVA 13,8/138 KV

Fuente: Osinergmin



Fuente: Elaboración propia.

Fig.4.4.- Diagrama unifilar de la central de generación.

5. El ingreso de la C.H. Vilcanota 2.

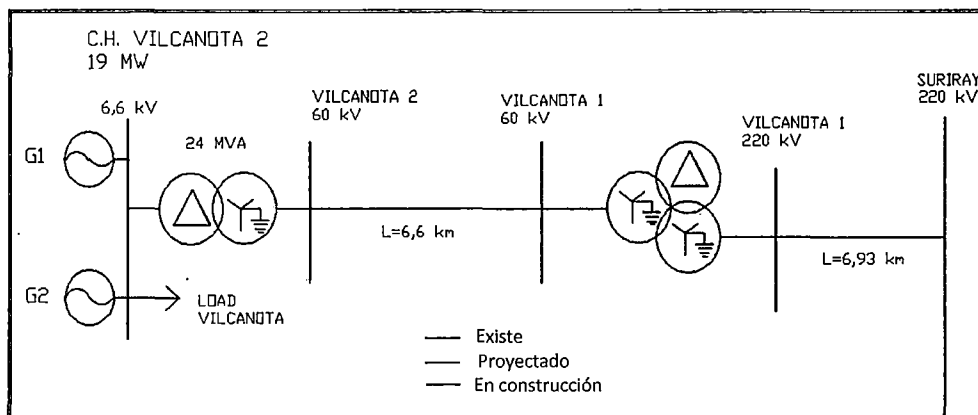
Cuadro 4.5.- Información de la central hidroeléctrica.

DENOMINACION	CENTRAL HIDROELECTRICA VILCANOTA 2
EMPRESA CONCESIONARIA	RENEWABLE ENERGY PERU S.A.C
TEGNOLOGIA	Generación Hidráulica
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito	Cuzco La convención Santa Ana (Quillabamba)

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

DATOS TECNICOS DE CENTRAL Potencia Instalada Tipo de Central Número de Unidades de Generación Recurso Casa de Maquinas	19 MW Hidráulica 2 Hídrico En superficie.	
DATOS TECNICOS DE TURBINA. Tipo de Turbina Potencia Nominal Caudal Nominal		
DATOS TECNICOS DEL GENERADOR. Potencia Tensión de Generación Factor de Potencia	G1 6,65 MW 6,6 kV 0,9	G2 6,65 MW 6,6 kV 0,9
DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADOR Potencia Nivel de Tensión.	24 MVA 6,6/60 KV	

Fuente: Osinergmin



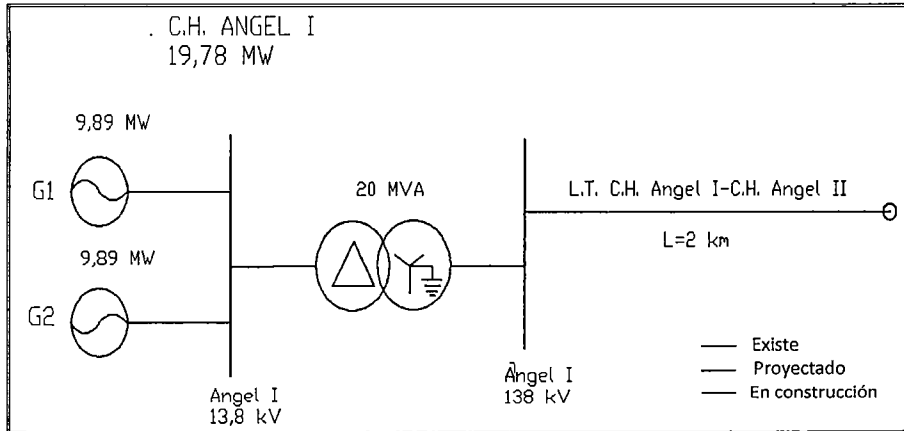
Fuente: Elaboración propia.

Fig.4.5.- Diagrama unifilar de la central de generacion.

6. El ingreso de la C.H. ANGEL I.

Cuadro 4.6.- Información de la central hidroeléctrica.

DENOMINACION	CENTRAL HIDROELECTRICA ANGEL I	
EMPRESA CONCESIONARIA	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A	
TEGNOLOGIA	Generación Hidráulica	
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	Puno Carabaya Ollachea 2 535 msnm	
DATOS TECNICOS DE CENTRAL Potencia Instalada Tipo de Central Nivel del Punto de Presa Salto Neto Número de Unidades de Generación Caudal Nominal Recurso Hídrico	19,9 MW Hidráulica 2 528 msnm 270 m 2 Turbinas 8,6 m ³ /s Rio Chiamayo	
DATOS TECNICOS DE TURBINA. Tipo de Turbina Potencia Nominal Velocidad Angular Caudal Nominal N° de inyectores	Turbina G1 G2 Pelton 10 MW 600 rpm 4,3 m ³ /s 6	Turbina Pelton 10 MW 600 rpm 4,3 m ³ /s 6
DATOS TECNICOS DEL GENERADOR. Potencia Tensión de Generación Factor de Potencia	9,89 MW 13,8 kV 0,9	9,89 MW 13,8 kV 0,9
DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADOR Potencia Nivel de Tensión.	20 MVA 13,8/138 KV	



Fuente: Elaboración propia.

Fig.4.6.- Diagrama unifilar de la central de generación.

7. El ingreso de la C.H. Angel II.

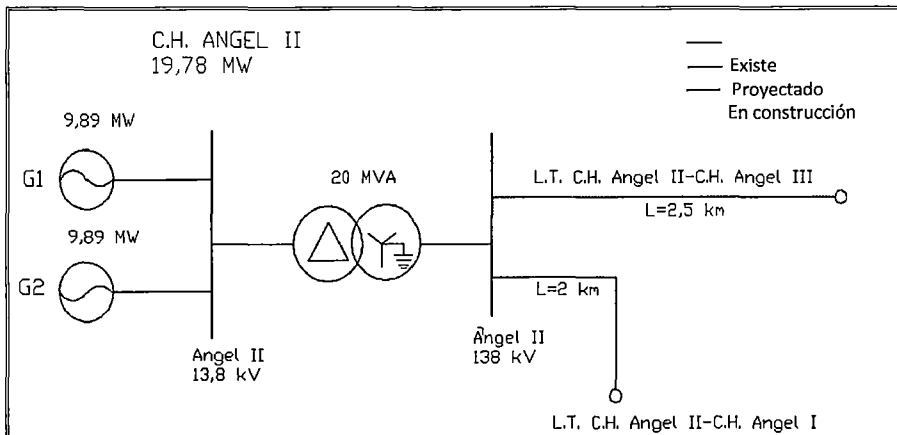
Cuadro 4.7.- Información de la central hidroeléctrica.

DENOMINACION	CENTRAL HIDROELECTRICA ANGEL II	
EMPRESA CONCESIONARIA	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A	
TEGNOLOGIA	Generación Hidráulica	
UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud	Puno Carabaya Ollachea 1 950 msnm	
DATOS TECNICOS DE CENTRAL Potencia Instalada Tipo de Central Salto Neto Número de Unidades de Generación Caudal Nominal Recurso Hídrico	19,9 MW Hidráulica de Embalse 285 m 2 Turbinas 8,6 m ³ /s Rio Chiamayo	
DATOS TECNICOS DE TURBINA.	Turbina G1	Turbina
Tipo de Turbina	G2	Pelton
Potencia Nominal	Pelton	Pelton
Velocidad Angular	10 MW	10 MW
Caudal Nominal	600 rpm	600 rpm
Nº de inyectores	4,3 m ³ /s	4,3 m ³ /s
	6	6
DATOS TECNICOS DEL GENERADOR.	9,89 MW	9,89 MW

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

Potencia	13,8 kV	13,8 kV
Tensión de Generación	0,9	0,9
Factor de Potencia		
DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADOR		
Potencia	20 MVA	
Nivel de Tensión.	13,8/138 KV	

Fuente: Osinergmin



Fuente. Elaboración propia.

Fig.4.7.- Diagrama unifilar de la central de generación.

8. El ingreso de la C.H. Angel III.

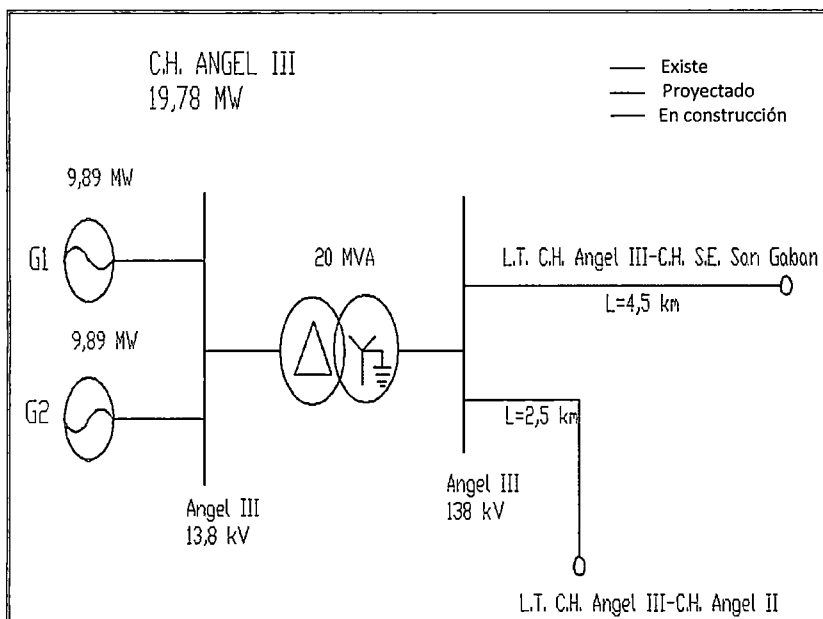
Cuadro 4.8.- Información de la central hidroeléctrica.

DENOMINACION	CENTRAL HIDROELECTRICA ANGEL III
EMPRESA CONCESIONARIA	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A
TEGNOLOGIA	Generación Hidráulica
UBICACIÓN	
Departamento	Puno
Provincia	Carabaya
Distrito	Ollachea
Altitud	1 950 msnm
DATOS TECNICOS DE CENTRAL	
Potencia Instalada	19,9 MW
Tipo de Central	Hidráulica de Embalse
Salto Neto	287 m
Número de Unidades de Generación	2 Turbinas

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Caudal Nominal Recurso Hídrico Casa de Máquinas	8,6 m ³ /s Rio Chiamayo	
DATOS TECNICOS DE TURBINA. Tipo de Turbina Potencia Nominal Velocidad Angular Caudal Nominal N° de inyectores	Turbina G1 G2 Pelton 10 MW 400 rpm 4,3 m ³ /s 6	Turbina Pelton 10 MW 400 rpm 4,3 m ³ /s 6
DATOS TECNICOS DEL GENERADOR. Potencia Tensión de Generación Factor de Potencia	9,89 MW 13,8 kV 0,9	9,89 MW 13,8 kV 0,9
DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADOR Potencia Nivel de Tensión.	20 MVA 13,8/138 KV	

Fuente: Osinergmin



Fuente. Elaboracion propia.

Fig.4.8.- Diagrama unifilar de la central de generación.

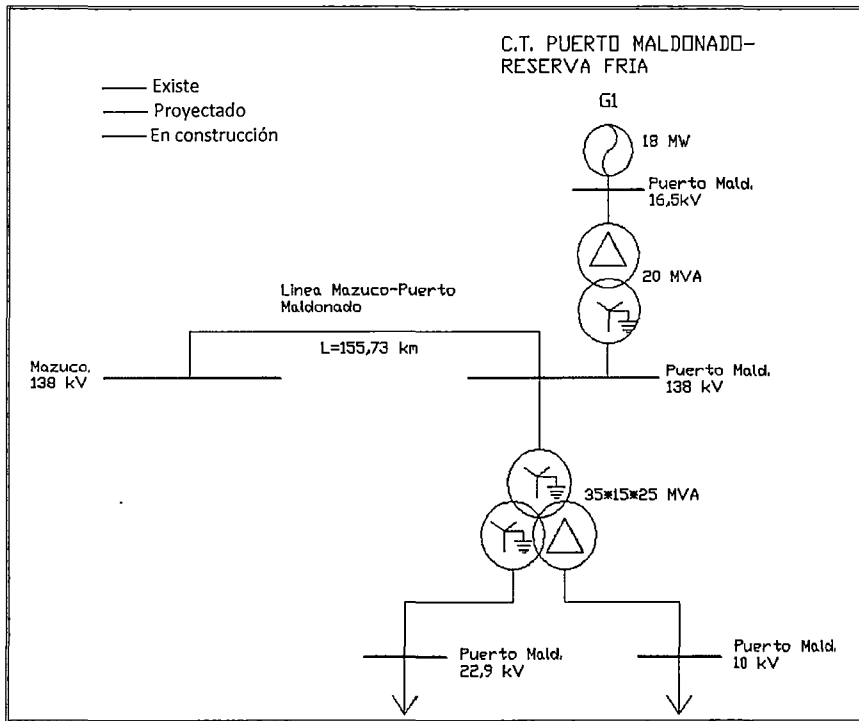
9. El ingreso de la C.T. Puerto Maldonado-Reserva Fria.

Cuadro 4.9.- Información de la central térmica.

DENOMINACION	CENTRAL TERMoeLECTRICA PUERTO MALDONADO
EMPRESA CONCESIONARIA	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGIAS DEL PERU S.A.C
TEGNOLOGIA	Generación Térmica a Diesel B5-Gas
UBICACIÓN Departamento Provincias Distrito Altitud	Madre de Dios Puerto Maldonado Puerto Maldonado 139 msnm
DATOS TECNICOS DEL EQUIPO Marca Potencia Nominal Tipo de Combustible Sistema	Motor o Turbina Por definir 18 MW Diesel B5 Dual(GN)
Datos Técnicos del Generador Potencia Tensión de Generación Factor de Potencia	18 MW 16,5 kV 0,85
DATOS DEL TRANSFORMADOR Potencia Nivel de Tensión	20 MVA 16,5/138 kV

Fuente: Osinergmin

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"



Fuente: Elaboracion propia.

Fig.4.9.- Diagrama unifilar de central de generación.

10. El ingreso de la línea de transmisión 220 kV Machupicchu -Abancay –Cotaruse (doble circuito).

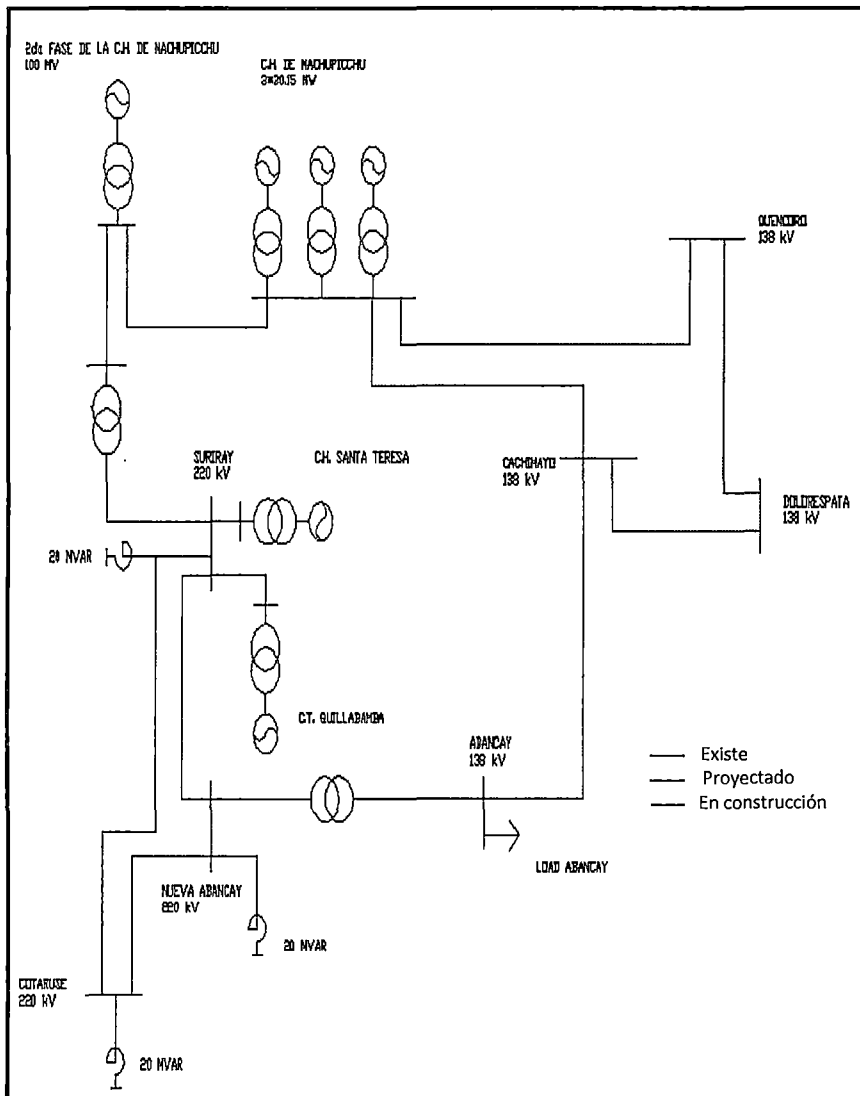
Cuadro 4.10.- Información de la línea de transmisión.

DENOMINACION	L.T. 220 kV MACHUPICCHU-ABANCAY NUEVA-COTARUSE			
EMPRESA CONCESIONARIA	CONSORCIO TRANSMANTARO-CTM			
SUBESTACIONES ASOCIADAS	S.E. Machupicchu (220 kV), S.E. Cotaruse (220 kV) y S.E. Abancay Nueva (220 kV)			
UBICACION	S.E. Machupicchu	S.E. Suriray	S.E. Abancay	S.E. Cotaruse
Departamento	Cuzco	Cuzco	Abancay	Cotaruse
Provincias	Cuzco	Urubamba	Apurimac	Apurimac
Distrito	Urubamba	Machupicchu	Abancay	Aymaraes
Altitud	Machupicchu 1 800 msnm	u 1 800 msnm	Abancay 2 611 msnm	Cotaruse 4 110 msnm
DATOS TECNICOS	CAPACIDAD	CONTINGE	LONGITU	TIPO
L.T. 220 kV	250 MVA	N	D	Vertical
Machupicchu-Suriray-1c	250 MVA	300 MVA	8,53 Km	Vertical
L.T. 220 kV Suriyay-	/Terna	300	188,6 Km	

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

Abancay-Coraruse-2c		MVA/Terna		
Conductor	ACAR 1 000 MCM			
Cable de Guarda	1 Tipo OPGW y 1 convencional			

Fuente: Osinergmin



Fuente: Elaboracion propia.

Fig.4.10.- Diagrama unifilar del sistema de transmision.

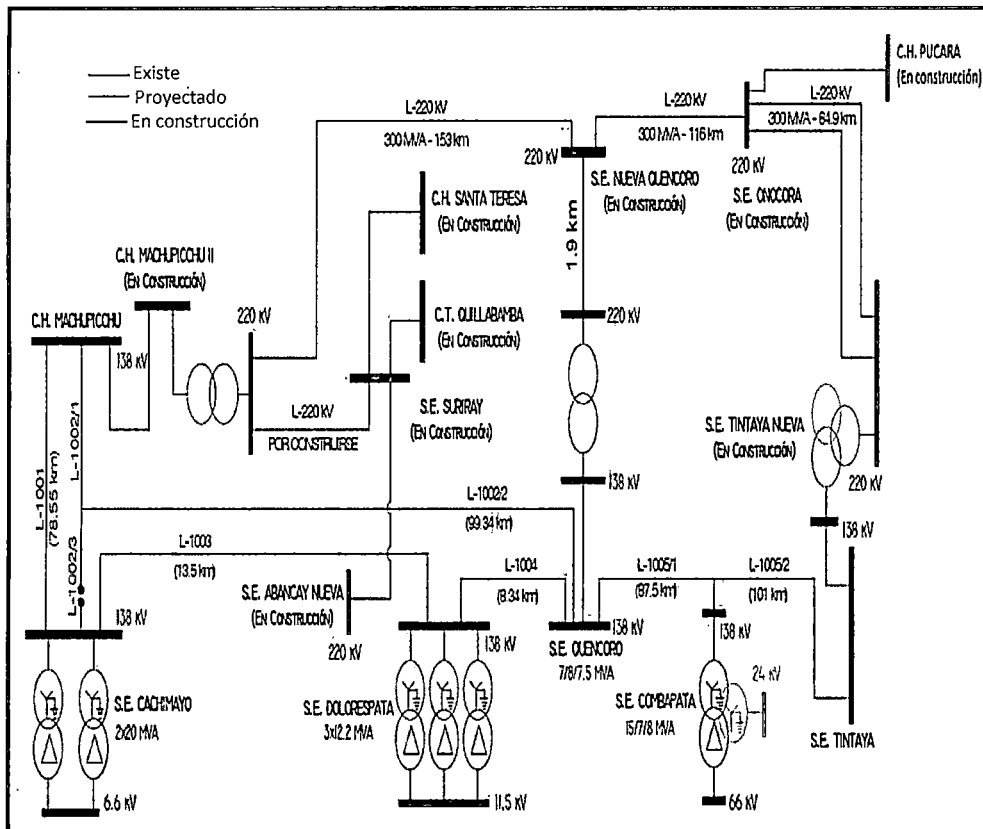
11. El ingreso de la línea de transmisión 220 KV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.11.- Información de la línea de transmisión.

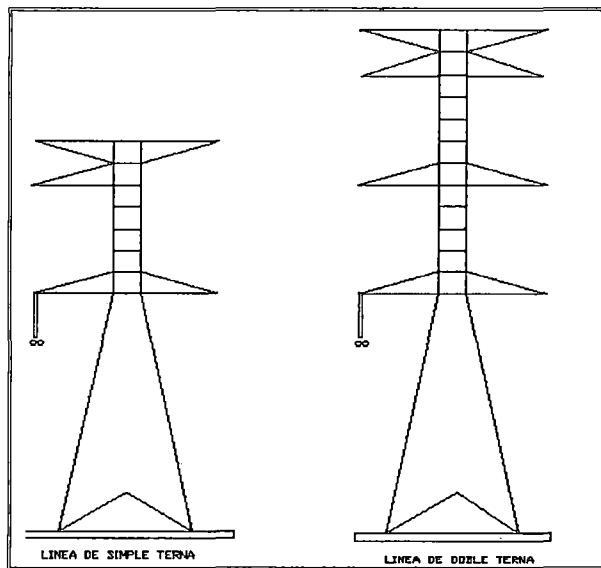
DENOMINACION	L.T. MACHUPICCHU-QUENCORO-ONOCORA-TINTAYA			
EMPRESA CONCESIONARIA	ATN 3 S.A.- ABENGOA PERÚ S.A.			
SUBESTACIONES ASOCIADAS	S.E. Quencoro (220 KV), S.E. Onocora (220 KV) y S.E. Suriyay (220 KV).			
UBICACION	S.E. Quencoro Nueva		S.E. Onocora Nueva	
Departamentos	Cuzco		Cuzco	
Provincias	Espinar		Canchis	
Distrito	San Jerónimo		Sicuaní	
Altitud	3 360 msnm		3 560 msnm	
DATOS DE LA LINEA	CAPACIDAD	CONTINGENCIA	LONGITUD	TIPO
L.T. 220 KV Machupicchu-Quencoro	300 MVA	360 MVA	153 Km	Triangular
L.T. 220 KV Quencoro-Onocora	300 MVA	360 MVA	116 Km	Triangular
L.T. 220 KV Onocora-Tintaya	300 MVA	360 MVA	84,9 Km	Vertical
Conductor	ACSR 677 MCM ,dos (2) por fase.			
Cable de Guarda	Tipo OPGW y 1 convencional			

Fuente: Osinergmin



Fuente: Elaboración propia.

Fig.4.11.- Diagrama unifilar del sistema de transmisión.



Fuente: Elaboración propia.

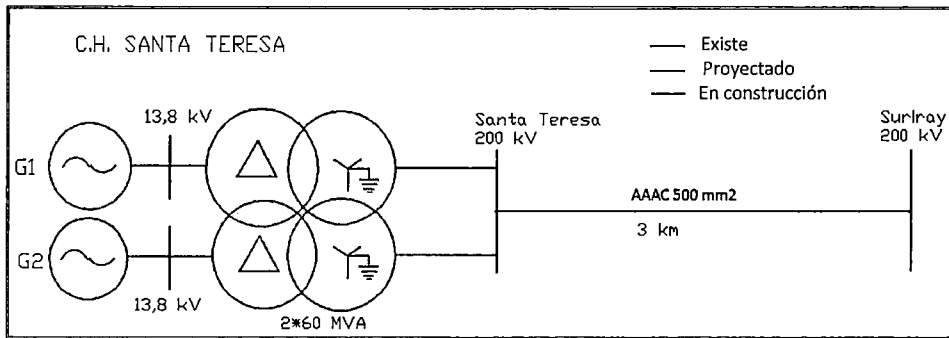
Fig.4.12.- Tipos de estructuras de L.T.

12. El ingreso de la línea de transmisión 220 kV S.E. Santa Teresa-S.E. Suriray.

Cuadro 4.12.- Información de la línea de transmisión.

DENOMINACION	L.T. 220kV S.E. Santa Teresa-S.E. Suriray	
EMPRESA CONCESIONARIA	LUZ DEL SUR S.A.	
SUBESTACIONES ASOCIADAS	S.E. Santa Teresa (13,8 /220 kV-nueva) S.E. Suriray (220 kV-nueva)	
UBICACIÓN	S.E. Santa Teresa	S.E. Suriray
Departamentos	Cusco	Cusco
Provincias	La Convención	La Convención
Distrito	Santa Teresa	Santa Teresa
Altitud	1 811 msnm	1 811 msnm
DATOS TECNICOS	Tramo Aéreo	Tramo Subterráneo
Tensión Nominal	220 kV	220 kV
Longitud	3 km	270 m
Ancho de Faja de Servidumbre	25 m	
Estructuras	Metálicas de acero galvanizado	Subterráneo
N° de Ternas	1	1
Configuración	Triangular	Tipo Flat.vertical
Conductor	AAAC 500 mm ²	XLPE 500 mm ²
Cable de Guarda	2 de Tipo OPGW 107 mm ²	2 de Tipo OPGW 107 mm ²

Fuente: Osinergmin



Fuente: Elaboración propia.

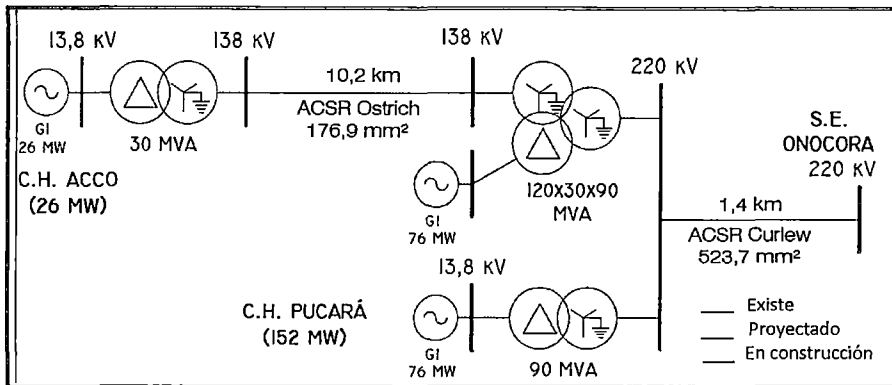
Fig.4.13.- Diagrama unifilar del sistema de transmisión.

13. El ingreso de la línea de transmisión 220 kV S.E. Pucará (Pampa Hanza)-S.E. Onocora.

Cuadro 4.13.- Información de la línea de transmisión.

DENOMINACION	L.T. 220kV S.E. Pucará (Pampa Hanza)-S.E. Onocora	
EMPRESA CONCESIONARIA	EMPRESA DE GENERACION HIDROELECTRICA DEL CUSCO S.A – EGENCUSCO S.A.	
SUBESTACIONES ASOCIADAS	S.E. Pucará (Pampa Hanza)(13,8/138/220 kV-Nueva) S.E. Onocora (138/220 kV-Ampliacion)	
UBICACION	S.E. Pucará(Pampa Hanza)	S.E. Onocora
Departamentos	Cusco	Cusco
Provincias	Cusco	Canhis
Distrito	Canchis	Sicuani
Altitud	Sicuani 3 522 msnm	3 560 msnm
DATOS TECNICOS	Tensión Nominal 220 kV Capacidad 160 MVA Longitud 1,4 km Estructuras Torres de Celosia metálica autosoportada con perfiles angulares de acero galvanizado N° de Ternas 1 Configuración Triangular Conductor ACSR Curlew 523,7mm ² Cable de Guarda 2 OPGW 106mm ² de 24 hilos Aislamiento Aisladores de porcelana tipo estándar ,clase ANSI 52-8 Puesta a Tierra Conductor de acero recubierto con cobre de 35 mm ² , varilla de acero recubierto con cobre de Ø16mm*2,4m.	

Fuente: Osinergmin



Fuente: Elaboración propia.

Fig.4.14.- Diagrama unifilar del sistema de transmisión.

Fig: DU1: ACTUAL TOPOLOGIA: SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE 138kV. AÑO 2014. (Ir a ANEXOS 4)

Fig: DU2: NUEVA TOPOLOGIA: SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE 220kV. AÑO 2018. (Ir a ANEXOS 4)

4.3. NUEVAS INSTALACIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA

4.3.1. INSTALACIONES EXISTENTES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA

En la subestación de Dolorespata se encuentran instalados tres transformadores de potencia de 12.2 MVA-ONAM; y relación 138/11.5 kV operando en paralelo. Al lado de alta tensión se conectan dos bahías: De la línea L-1003 (Cachimayo-Dolorespata) y línea L-1004 (Dolorespata-Quencoro) y en el lado de baja tensión 11.5 kV (10.6 kV tensión de operación) alimentan dos barras de 11.5 kV. La primera llamada barra de llegada y distribución 10.6 kV y la segunda llamada barra de generación de la central térmica. Ambas barras están unidas por un seccionador de acoplamiento normalmente cerrado. A la barra de distribución están conectadas las cargas de la ciudad del Cusco con nueve alimentadores.

La barra de llegada-distribución cuenta con tres celdas de llegada y alimentan a 12 celdas de salida de las cuales 9 alimentan a la ciudad del Cusco, existiendo 2 de reserva para futuras salidas y una para la instalación del banco de capacitores y celda de compensación. La empresa Electro Sur Este S.A.A es la propietaria de las instalaciones desde el cable de salida de las celdas en 10.6 kV hacia la ciudad.

La barra de generación tiene conectada la llegada de 7 grupos electrógenos actualmente en reserva y la carga auxiliar de la empresa, ambas pertenecientes a EGEMSA .La

concepción original de las barras de 11.5 kV es del tipo expuesto en parte superior y con 3 acoplamientos a 12 celdas dispuestas en 3 grupos con barra inferior encapsuladas, uno de los acoplamientos se halla en una celda de enlace en un tablero cerrado para evitar el ingreso de roedores u otros elementos extraños.

Con fines de regular el nivel de tensión en las instalaciones eléctricas de EGEMSA, se tiene instalado un banco de capacitores 4*2.5 MVAR en 10.5 kV.

4.3.2. NUEVAS INSTALACIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA

Los equipos nuevos a instalarse durante el periodo 2014-2018 son los siguientes:

4.3.2.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA 30 MVA ONAF, 138/10.6 KV

En el año 1963, la Subestación Dolorespata fue implementada con tres bahías (celdas) en 138 kV, con tres transformadores de potencia de marca OERLIKON de 12,2 MVA, 138/11.5 kV cada uno para funcionamiento en paralelo.

El año 2009, por razones de mantenimiento, se adquirió un transformador de potencia de 12,2 / 15,25 MVA para garantizar la capacidad instalada de la Subestación Dolorespata. Actualmente se encuentra en servicio en la celda N° 1 operando en paralelo con dos unidades antiguas, haciendo un total de 36.6 MVA; queda por consiguiente un transformador antiguo de 12,2 MVA en calidad de reserva.

La ampliación de la capacidad de transformación de la Subestación Dolorespata consiste en sustituir un transformador de potencia de 12,2 MVA en actual funcionamiento, por otro de 30 MVA ONAF, 138/10.6 kV, así como una celda de acoplamiento en Media Tensión, Cables de potencia, Interruptores de corriente, y equipos complementarios necesarios para su correcto funcionamiento de conformidad a normas vigentes.

Los equipos nuevos que se instalarán son los siguientes:

1. Tres Transformadores de corriente (TC) en alta tensión 138 kV.

- Tensión nominal de operación : 138 kV
- Sistema : Trifásico

- Nueva capacidad de la celda : 30 MVA
- Secundario de los TC : Dos bobinas de 1 Amperio más una reserva.
- Bobina de TC para medidas : Clase 0.5
- Bobina de TC para protecciones : Clase 5P20
- Corriente de cortocircuito : 31.5 kA
- Frecuencia de operación : 60 Hz
- Instalación y operación : Tipo exterior
- Altitud de operación : 3500 msnm
- Zona de operación : Fuertes lluvias y descargas atmosféricas.

Los Transformadores de Corriente serán de columna, tipo Multi-relación aislados con papel sumergido en aceite y colocados en una envolvente de porcelana, sellado herméticamente.

2. Transformador de potencia 30 MVA – ONAF

- Tipo : Inmerso en aceite mineral
- Instalación : Al aire libre
- Tipo de operación : Operación continua.
- Relación de transformación : 138 / 10.6 kV $\pm 4 \times 2.5\%$
- Transformador : Trifásico
- Operación : Operación continua a plena carga.
- Tensión nominal Secundario tap central : 10.6 kV
- Número de tomas : 5
- Potencia : 30 MVA – ONAF – 100%
- Corriente de cortocircuito : 31.5 kA
- Frecuencia de operación : 60 Hz
- Altitud de operación : 3500 msnm
- Cambiador de tomas : En vacío
- Voltaje más alto del equipamiento : Diseñado según norma IEC 60076-3

El transformador debe operar en paralelo con los transformadores de potencia existentes.

Datos referenciales:

- Grupo de conexión de transformadores existentes: YNd11 (*)
- Tensión de cortocircuito Tap Central y a potencia nominal de transformadores existentes: 9.72 % (**).
- Tensión nominal de operación actual : 10.6 kV (**)

3. Cables de potencia – 10.6 kV 30 MVA.

- Tensión nominal de operación : 10.6 kV
- Sistema : Trifásico
- Capacidad del cable : 30 MVA a 10.6 kV
- Corriente de cortocircuito : 31.5 kA
- Frecuencia de operación : 60 Hz
- Tipo de cable : XLPE o superior.
- Instalación y operación : Interior en galería de cables.
- Altitud de operación : 3500 msnm
- Zona de operación : Fuertes lluvias y descargas atmosféricas.

4. Celda en MT.

Deberá definirse si es necesario seccionar las barras del paralelo por razones de capacidad de corto circuito. De ser necesario se recomendará implementar alternativas de solución técnicamente viables que mejoren la capacidad de maniobra de la celda de distribución en la subestación.

El suministro debe incluir el equipamiento completo de las celdas Metal Clad en Media Tensión con todos los componentes y accesorios necesarios para su instalación y puesta en servicio.

Se aplicarán para el suministro las normas IEC y ASTM vigentes.

- Tipo : Metal Clad a prueba de arco interno.
- Instalación : Interior
- Tipo de operación : Operación continua.

- Tipo de Barra : Simple
- Tensión nominal de operación : 10.6 kV
- Sistema : Trifásico
- Potencia máxima a acoplar : 30 MVA – ONAF
- Corriente de cortocircuito : 31.5 kA
- Frecuencia de operación : 60 Hz
- Altitud de operación : 3500 msnm
- Tensión auxiliar : 110 Vdc.
- Voltaje más alto del equipamiento : Diseñado según norma IEC
- Normas para el suministro, montaje, pruebas y puesta en servicio : IEC
- Normas para pruebas : IEC y IEEE.
- Acabados con pintura anticorrosiva : Color RAL7035.

4.3.2.2. NUEVO BANCO DE CONDENSADORES Y CELDA DE COMPENSACION

En los próximos años, la capacidad actual de los bancos capacitores en la subestación Dolorespata serán insuficientes para garantizar la calidad de los servicios eléctricos en la S.E. Dolorespata, pudiendo generar riesgos en la estabilidad y capacidad de transmisión del sistema interconectado Sur.

A continuación se efectúa la descripción de los principales parámetros del equipamiento a ser instalado:

1. Celda compensadora –módulo de celda tipo Metal Enclosed.

Celda tipo Metal Enclosed de estructura metálica, para instalación en interior, reforzada con perfiles de alta resistencia. Incluye sistema de barra –Compensador.

- Tensión de servicio : 10.6 kV
- Corriente de cortocircuito : 25 kA
- Corriente nominal: Diseñado por el fabricante para la capacidad solicitada (3 x 3.75 MVAR) con un factor de reserva, diseñado de acuerdo a norma IEC.
- Tipo de Barra : Simple
- Altitud de operación : 3400 m.s.n.m.

- Acabados con pintura anticorrosiva color RAL7035.

2. Cables en media tensión 10.6 kV y equipamiento complementario.

El suministro será de los siguientes equipos y accesorios:

- a. Cables de potencia tipo N2XSY para conexión desde la celda de compensación en 10.6 kV hasta el conjunto de celdas interruptor y desde dichos interruptores hasta los bancos de capacitores a ser instalados.
- b. Cables de control (Global), medida y señalización para interconexión de equipos con equipamiento de control, medida y protección del tablero de control y mando a ser instalado en el segundo nivel del edificio de EGEMSA.

3. Banco de Capacitores Tipo Exterior 3 x 3.75 MVAR -10.6 kV.

El suministro debe cubrir los siguientes:

- Capacidad : 3x3.75 MVAR
- Pasos : 03 pasos por cada banco.
- Tipo de Instalación : En exterior.
- Corriente de cortocircuito : 25 kA
- Tensión de operación : 10.6 kV
- Tensión máxima de operación : 11.5kV
- Frecuencia de Operación : 60 Hz.
- T Ambiente de operación : -20°C a +45°C.
- Altitud de operación : 3400 m.s.n.m. con presencia de fuertes lluvias y descargas atmosféricas.
- Humedad relativa máxima : 85 [%].
- Tensión sistema de control : 110Vdc.

4. Tres Celdas secundarias de llegada para cada Banco Capacitor.

Cada Banco contará con un elemento de maniobra para apertura y cierre con tensión de servicio de 10.6 kV a fin de independizar su operación (Operación a 3400 m.s.n.m). El suministro cubrirá los siguientes equipos:

- a. Tres (03) celdas secundarias de llegada tipo metal enclosed, aisladas en aire.

- b. Interruptor extraíble en vacío SF6, 10.6 kV, diseñado para la capacidad adecuada (3.75 MVAR), tensión auxiliar 110 Vdc. Incluye Motor de carga de resorte, Bobinas de apertura, Bobina de cierre, Contador de maniobras, Contactos auxiliares, Indicador visual de posiciones con contactos de posición, Indicador visual del status del resorte cargado/descargado, Contacto de posición del interruptor, Celdas en vacío a prueba de arco interno).
- c. Seccionador de puesta a tierra de cables, con enclavamiento mecánico entre puertas y seccionador de puesta a tierra, poder de cierre en cortocircuito. El accionamiento del seccionador de tierra se efectúa desde el frente del cuadro con maniobra manual.
- d. Juego de 3 pararrayos, para protección de sobretensiones.
- e. Juego de barras colectoras diseñadas para 3.75 MVAR por banco.
- f. Juego de transformadores de corriente (02) Núcleos.
- g. Transformador toroidal para medida de falla a tierra.
- h. Set de materiales menores como mini-interruptores, horneras, letreros, iluminación y calefacción, relés auxiliares, botoneras, selectores, etc.
- i. Estructura metálica, para entrada y salida de interruptor Incluye.
- j. Accesorios de montaje (Global).

5. Tablero de control, protecciones y medidas equipado.

Los Bancos Capacitores, Interruptores así como su celda de compensación serán suministrados con equipamiento necesario para implementar las protecciones y medidas eléctricas necesarias, y poder efectuar el Control y Mando desde un tablero de control remoto; para esto el Contratista suministrará un tablero de control y mando con los relés de protección y equipamiento de medición de parámetros eléctricos necesarios (Tensión,

Corriente, Potencia, Cos Phi, etc), con sus correspondientes accesorios de prueba. Los equipos de control, protección y medida serán instalados en el tablero suministrado.

Equipamiento a instalar en el tablero:

6. Integración al sistema SCADA existente.

Se efectuará la integración del sistema de control y mando del Banco de Capacitores y la celda de interconexión al sistema de Control y Adquisición Automática de datos SCADA - actualmente en operación.

Fig: DU1: ACTUAL TOPOLOGIA: SUBESTACION DOLORESPATA 138kV/11.5kV. AÑO 2014. (Ir a ANEXOS 4)

Fig: DU2: NUEVA TOPOLOGIA: SUBESTACION DOLORESPATA 138kV/11.5Kv. AÑO 2018. (Ir a ANEXOS 4)

4.4. SIMULACION DE FLUJO DE POTENCIA

4.4.1. METOLOGIA

Las simulaciones de flujo de potencia permiten observar el comportamiento del sistema en estado estacionario determinándose los niveles de tensiones en las barras, la distribución de los flujos de potencia activas y reactivas en las redes.

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

- Niveles de tensiones admisibles en barras independientemente de la potencia transmitida.

Operación normal: $\pm 5\%V_n$

Operación de contingencia: $\pm 10\%V_n$

- Cargas de líneas y transformadores

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

Transformadores de potencia : 100% de su potencia nominal en MVA.

- Los flujos de potencia simulados corresponden a la operación del sistema interconectado Sur-Este para el año 2014 y para el año 2018, en las siguientes condiciones:
 - Máxima Demanda Avenida y Estiaje.
 - Mínima Demanda Avenida y Estiaje.
- Los valores para máxima y mínima demanda (Avenida y Estiaje) se ha seleccionado teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:
 - 19:30 hrs. Máxima Demanda.
 - 03:00 hrs. Mínima Demanda.
 - Abril. Época de Avenida.
 - Setiembre. Época de Estiaje.
- En la subestación Dolorespata, la tensión nominal de los transformadores de potencia en el lado de baja tensión es de 11.5 kV, siendo la tensión de operación igual a 10.6 kV.
- El grupo térmico existente de la Central Térmica Dolorespata es solo para casos de emergencia, motivo por el cual no ha sido considerado en las simulaciones de flujo de potencia.

4.4.2. DEMANDA EN LA CIUDAD DEL CUSCO

En los cuadros se muestran la demanda que tiene y tendrá la ciudad del Cusco durante el periodo 2014-2018 en época de avenida. Dicha demanda es abastecida por la S.E. Dolorespata.

Para dicha proyección de demanda se utilizó la siguiente formula:

$$P_f = (P_o * K * n) + P_o \quad [3]$$

Dónde:

P_f : Potencia final

P_o : Potencia inicial

K : Factor de crecimiento

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

n : Número de años

Nota: Se toma como base el año 2010 ya que fue el año en que se realizó el último estudio., dicho estudio se realiza cada 4 años.

Entonces:

- Para Max.Av , $P_0 = 26,75$ Mw
- Para Min.Av , $P_0 = 8,58$ Mw

Cuadro 4.14.- Proyección de demanda en Max.Av

Año	S.E. Dolorespata
	Ciudad del Cusco
2010	26,75
2011	27,82
2012	28,89
2013	29,96
2014	31,03
2015	32,1
2016	33,17
2017	34,24
2018	35,31
Factor de crecimiento	0,04

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 4.15.- Proyección de demanda en Min.Av

Año	S.E. Dolorespata
	Ciudad del Cusco
2010	8,58
2011	8,92
2012	9,27
2013	9,62
2014	9,97
2015	10,32
2016	10,67
2017	11,02
2018	11,37
Factor de crecimiento	0,04

Fuente. Elaboración propia.

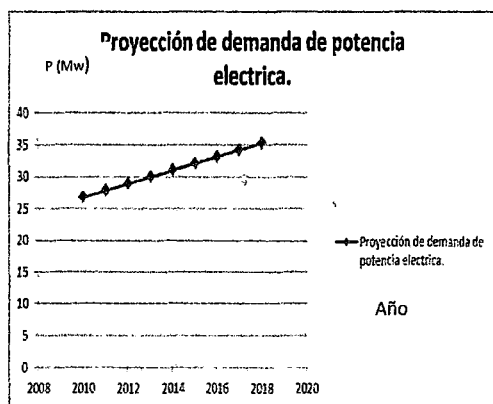


Fig.4.15.- Proyección de demanda en máxima avenida.

Fuente: Elaboración propia.

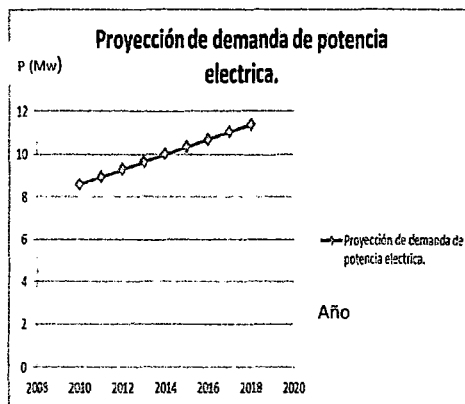


Fig.4.16.- Proyección de demanda en mínima avenida.

Fuente: Elaboración propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

En los cuadros se muestran la demanda que tiene y tendrá la ciudad del Cusco durante el periodo 2014-2018 en época de estiaje. Dicha demanda es abastecida por la S.E. Dolorespata.

Para dicha proyección de demanda se utilizó la siguiente formula:

$$P_f = (P_o * K * n) + P_o \quad [3]$$

Dónde:

P_f : Potencia final

P_o : Potencia inicial

K : Factor de crecimiento

n : Número de años

Nota: Se toma como base el año 2010 ya que fue el año en que se realizó el último estudio., dicho estudio se realiza cada 4 años.

Entonces:

- Para Max.Es , $P_o = 27,38$ Mw
- Para Min.Es , $P_o = 8,54$ Mw

Cuadro 4.16.- Proyección de demanda en Max.Es

Año	S.E. Dolorespata
	Ciudad del Cusco
2010	27,38
2011	28,48
2012	29,58
2013	30,68
2014	31,78
2015	32,88
2016	33,98
2017	35,08
2018	36,18
Factor de crecimiento	0,04

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 4.17.- Proyección de demanda en Min.Es

Año	S.E. Dolorespata
	Ciudad del Cusco
2010	8,54
2011	8,88
2012	9,22
2013	9,56
2014	9,9
2015	10,24
2016	10,58
2017	10,92
2018	11,26
Factor de crecimiento	0,04

Fuente. Elaboración propia.

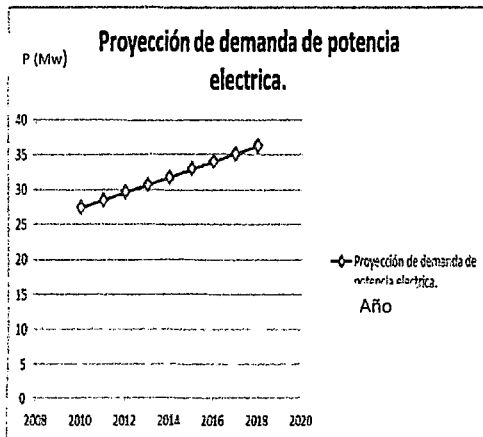


Fig.5.3.- Proyección de demanda en máximo estiaje
Fuente: Elaboración propia.

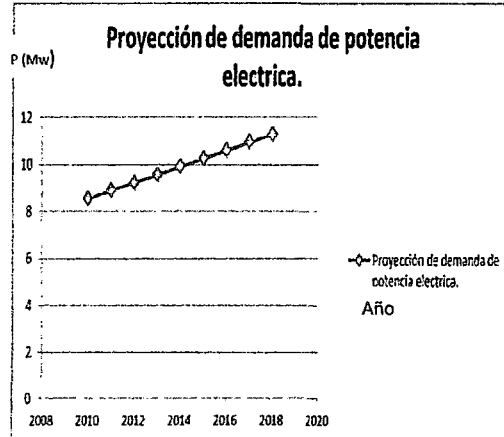


Fig.5.4.- Proyección de demanda en mínimo estiaje.
Fuente: Elaboración propia.

Nota: Se toma como base el año 2010 ya que fue el año en que se realizó el último estudio., dicho estudio se realiza cada 4 años.

4.4.3. RESULTADO DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA

Las simulaciones de flujo de potencia se han efectuado teniendo en cuenta toda la configuración del Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

De acuerdo a nuestra propuesta, los resultados gráficos se muestran solamente en la red correspondiente al Sistema Sur Este.

4.4.3.1. PARA EL AÑO 2014

a) Caso Base (MxAv) Máxima Demanda en época de Avenida.

Representa al sistema en condiciones de máxima demanda en época de avenida tal como viene operando actualmente.

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en los siguientes cuadros:

❖ Cuadro 4.18 Flujo de potencias MxAv-2014

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

b) Caso Base (MnAv) Mínima Demanda en época de Avenida.

Representa al sistema en condiciones de mínima demanda en época de Avenida tal como viene operando actualmente.

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en los siguientes cuadros:

❖ Cuadro 4.19 Flujo de potencias MnAv-2014.

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

c) Caso Base (MxEs) Maxima Demanda en época de Estiaje.

Representa al sistema en condiciones de máxima demanda en época de estiaje tal como viene operando actualmente.

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en las siguientes figuras:

❖ Cuadro 4.20 Flujo de potencias MxEs-2014.

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

d) Caso Base (MnEs) Mínima Demanda en época de Estiaje.

Representa al sistema en condiciones de mínima demanda en época de Estiaje tal como viene operando actualmente.

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en las siguientes figuras:

❖ Cuadro 4.21 Flujo de potencias MnEs-2014.

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.18.- Flujo de potencias Mx-Av-2014

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MxAv: AVENIDA-MAXIMA DEMANDA AÑO 2014										
Barra	kV base	kV	V pu	Ang	kV normal	V oper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
TINT220A	220	221,51	1,01	-53,04	220	1,01				
TINT220B	220	221,51	1,01	-53,04	220	1,01			7	1,4
MACH138	138	138,27	1	-53,85	138	1				
QUEN138	138	133,68	0,97	-58,5	138	0,97				
DOLORES138	138	133,28	0,97	-58,92	138	0,97				
CACH 138	138	132,88	0,96	-58,96	138	0,96				
TINTA138	138	138,56	1	-53,01	138	1				
CALLA138	138	138,23	1	-52,63	138	1				
COMBA138	138	136,38	0,99	-56,39	138	0,99				
ABAN138	138	127,94	0,93	-62,65	138	0,93				
ABAN60	60	61,47	1,02	-66,5	60	1,02				
MACH60	60	60,03	1	-54,56	60	1				
CACH60	60	60,79	1,01	149,1	60	1,01				
Quencoro34.5	34,5	34,29	0,99	-60,7	34,5	0,99				
QUE33PM	33	31,97	0,97	-58,5	33	0,97				
CACH33	33	32,98	1	-60,13	33	1				
CACH23	23	23,16	1,01	-61,17	23	1,01			1,2	0,6
TINT16	16	15,48	0,97	-22,9	16	0,97				
MACH1	13,8	14,08	1,02	161,13	13,8	1,02	27,35	5,52		
MACH2	13,8	14,08	1,02	161,24	13,8	1,02	27,96	5,54		
MACH3	13,8	14,08	1,02	161,17	13,8	1,02	27,59	5,53		
ABAN13.2	13,2	12,49	0,95	-33,58	13,2	0,95			5,8	1,9
DOLORES11.5	11,5	10,74	0,93	-34,35	11,5	0,93			31,03	5,33
Quencoro_10.5A	10,5	10,46	1	-30,42	10,5	1			5,9	2,6
Quencoro_10.5B	10,5	10,46	1	-30,42	10,5	1			3,1	1,4
MACH-10.5	10,5	10,79	1,03	157,71	10,5	1,03			1,2	0,3
TINT10.5	10,5	11,25	1,07	156,78	10,5	1,07				
TINTA10	10	10,18	1,02	155,71	10	1,02			3,2	0,8

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.19.- Flujo de potencias Mn-Av-2014

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MnAv: AVENIDA-MINIMA DEMANDA AÑO 2014										
Barra	kV base	kV	V pu	Ang	kV normal	V oper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
TINT220A	220	221,2	1,01	-53,76	220	1,01				
TINT220B	220	221,2	1,01	-53,76	220	1,01			7	1,4
MACH138	138	139,74	1,01	-44,32	138	1,01				
QUEN138	138	136,31	0,99	-49,49	138	0,99				
DOLO138	138	135,81	0,98	-49,67	138	0,98				
CACH 138	138	135,24	0,98	-49,74	138	0,98				
TINTA138	138	137,99	1	-53,15	138	1				
CALLA138	138	138,22	1	-54,3	138	1				
COMBA138	138	138,2	1	-51,47	138	1				
ABAN138	138	131,34	0,95	-52,83	138	0,95				
ABAN60	60	60,73	1,01	-57,43	60	1,01				
MACH60	60	60,86	1,01	-44,45	60	1,01				
CACH60	60	61,11	1,02	159,11	60	1,02				
Quencoro34.5	34,5	35,33	1,02	-50,81	34,5	1,02			2	0,9
QUE33PM	33	32,59	0,99	-49,49	33	0,99				
CACH33	33	33,79	1,02	-50	33	1,02				
CACH23	23	23,31	1,01	-50,97	23	1,01			1,2	0,6
TINT16	16	15,47	0,97	-23,05	16	0,97				
MACH1	13,8	14,08	1,02	170,64	13,8	1,02	27,35	2,38		
MACH2	13,8	14,08	1,02	170,75	13,8	1,02	27,96	2,4		
MACH3	13,8	14,08	1,02	170,69	13,8	1,02	27,59	2,39		
ABAN13.2	13,2	12,4	0,94	-23,32	13,2	0,94			2,2	0,7
DOLO11.5	11,5	10,7	0,93	-21,33	11,5	0,93			9,97	1,71
Quencoro_10.5A	10,5	10,77	1,03	-20,2	10,5	1,03			1,5	0,7
Quencoro_10.5B	10,5	10,77	1,03	-20,65	10,5	1,03			1,1	0,5
MACH-10.5	10,5	10,65	1,01	165,67	10,5	1,01			0,4	0,1
TINT10.5	10,5	10,25	0,98	156,69	10,5	0,98				
TINTA10	10	10,17	1,02	155,9	10	1,02			1,8	0,4

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.20.- Flujo de potencias Mx-Es-2014

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MxEs: ESTIAJE -MAXIMA DEMANDA AÑO 2014										
Barra	kV base	kV	Vpu	Ang	kV normal	Voper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
TINT220A	220	223,36	1,02	6,9	220	1,02				
TINT220B	220	223,36	1,02	6,9	220	1,02			36	7,3
MACH138	138	144,69	1,05	8,28	138	1,05				
QUEN138	138	138,95	1,01	3,56	138	1,01				
DOLORES138	138	138,48	1	3,13	138	1				
CACH138	138	135,2	0,98	-21,25	138	0,98				
TINTA138	138	140,97	1,02	7,15	138	1,02				
CALLA138	138	139,83	1,01	8,02	138	1,01				
COMBA138	138	140,43	1,02	4,75	138	1,02				
ABAN138	138	130,19	0,94	-24,84	138	0,94				
ABAN60	60	61,11	1,02	-4,13	60	1,02				
MACH60	60	61,28	1,02	7,58	60	1,02				
CACH60	60	60,79	1,01	-148,76	60	1,01				
Quencoro34.5	34,5	35,68	1,03	1,51	34,5	1,03			3	1,4
QUE33PM	33	33,22	1,01	3,56	33	1,01				
CACH33	33	33,51	1,02	2,03	33	1,02				
CACH23	23	23,14	1,01	0,97	23	1,01			1,2	0,6
TINT16	16	16,97	1,06	37,02	16	1,06				
MACH1	13,8	14,08	1,02	-139,19	13,8	1,02	14,1	11,49		
MACH2	13,8	14,08	1,02	-139,13	13,8	1,02	14,42	11,48		
MACH3	13,8	14,08	1,02	-139,16	13,8	1,02	14,23	11,49		
ABAN13.2	13,2	12,23	0,93	4,16	13,2	0,93			5,9	1,9
DOLORES115	115	10,85	0,94	27,85	115	0,94			31,78	5,42
Quencoro_10.5A	10,5	10,88	1,04	31,77	10,5	1,04			6	2,7
Quencoro_10.5B	10,5	10,88	1,04	31,77	10,5	1,04			3,1	1,4
MACH-10.5	10,5	11,01	1,05	-140,19	10,5	1,05			1,2	0,3
TINT10.5	10,5	10,15	1,02	-141,13	10,5	1,02				
TINTA10	10	10,24	1,02	-144,15	10	1,02			3,3	0,8

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.21.- Flujo de potencias MnEs-2014

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MnEs: ESTIAJE - MINIMA DEMANDA AÑO 2014										
Barra	kV base	kV	V pu	Ang	kV normal	V oper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
TINT220A	220	224,18	1,02	1,63	220	1,02				
TINT220B	220	224,18	1,02	1,63	220	1,02			36	7,3
MACH138	138	144,31	1,05	9,81	138	1,05				
QUEN138	138	140,95	1,02	5,05	138	1,02				
DOLORES138	138	140,48	1,02	4,88	138	1,02				
CACH 138	138	139,97	1,01	4,79	138	1,01				
TINTA138	138	141,46	1,02	2,08	138	1,02				
CALLA138	138	141,14	1,02	2,16	138	1,02				
COMBA138	138	142,34	1,03	3,4	138	1,03				
ABAN138	138	136,92	0,99	3,06	138	0,99				
ABAN60	60	60,85	1,01	-2,24	60	1,01				
MACH60	60	61,33	1,02	9,67	60	1,02				
CACH60	60	61,4	1,02	-146,37	60	1,02				
Quencoro34.5	34,5	36,7	1,06	5,3	34,5	1,06			2	0,9
QUE33PM	33	33,7	1,02	5,05	33	1,02				
CACH33	33	34,12	1,03	4,53	33	1,03				
CACH23	23	23,42	1,02	3,55	23	1,02			0,2	0,1
TINT16	16	16,66	1,04	32,03	16	1,04				
MACH1	13,8	13,8	1	-137,82	13,8	1	12,67	0,33		
MACH2	13,8	13,8	1	-137,76	13,8	1	12,95	0,33		
MACH3	13,8	13,8	1	-137,8	13,8	1	12,78	0,33		
ABAN13.2	13,2	12,42	0,94	31,89	13,2	0,94			2,2	0,7
DOLORES11.5	11,5	10,74	0,93	33,19	11,5	0,93			0,9	1,67
Quencoro_10.5A	10,5	11,15	1,07	34,38	10,5	1,07			1,6	0,7
Quencoro_10.5B	10,5	11,15	1,07	34,38	10,5	1,07			1,1	0,5
MACH-10.5	10,5	10,74	1,02	-139,75	10,5	1,02			0,4	0,1
TINT10.5	10,5	11,5	1,1	-148,13	10,5	1,1				
TINTA10	10	10,29	1,03	-148,84	10	1,03			1,8	0,4

Fuente: Elaboracion propia.

4.4.3.2. PARA EL AÑO 2018

a) Caso Base (MxAv) Máxima Demanda en época de Avenida.

Representa al sistema en condiciones de máxima demanda en época de avenida tal como viene operando actualmente.

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en las siguientes figuras:

❖ Cuadro 4.22 Flujo de potencias MxAv-2018.

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

b) Caso Base (MnAv) Mínima Demanda en época de Avenida.

Representa al sistema en condiciones de mínima demanda en época de Avenida tal como viene operando actualmente.

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en las siguientes figuras:

❖ Cuadro 4.23 Flujo de potencias MnAv-2018.

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

c) Caso Base (MxEs) Maxima Demanda en época de Estiaje.

Representa al sistema en condiciones de máxima demanda en época de estiaje tal como viene operando actualmente.

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en las siguientes figuras:

❖ Cuadro 4.24 Flujo de potencias MxEs-2018.

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

d) Caso Base (MnEs) Mínima Demanda en época de Estiaje.

Representa al sistema en condiciones de mínima demanda en época de Estiaje tal como viene operando actualmente.

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

Los resultados de los niveles de tensiones y flujos de potencia activa y reactiva se muestran en las siguientes figuras:

❖ Cuadro 4.25 Flujo de potencias MnEs-2018.

Los niveles de las tensiones y flujos de potencia se encuentran dentro de los límites establecidos en el punto 4.2.1.

Cuadro 4.22.- Flujo de potencias Mx-Av-2018

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MxAv: AVENIDA-MAXIMA DEMANDA AÑO 2018										
Barra	kV base	kV	V pu	Ang	kV normal	V oper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
SURIRAY220	220	223,35	1,02	16,11	220	1,02				
ABANCAY220	220	220,19	1	14,47	220	1				
TINT220A	220	220,54	1	2,8	220	1			65	14,8
TINT220B	220	220,54	1	2,8	220	1			87	17,7
QUEN220	220	222,93	1,01	11,56	220	1,01				
QUILLAB220	220	223,57	1,02	16,09	220	1,02				
COLLPANI220	220	223,39	1,02	16,18	220	1,02				
ONOCORA220	220	222,62	1,01	7,08	220	1,01				
COTARUSE220	220	222,49	1,01	13,35	220	1,01				
MACH138	138	140,38	1,02	18,76	138	1,02				
MACH 138II	138	140,38	1,02	18,76	138	1,02				
QUEN138	138	138,08	1	11,37	138	1				
SURIRAY138	138	140,23	1,02	18,25	138	1,02				
DOLORES138	138	137,69	1	11,36	138	1				
CACH 138	138	137,49	1	12,1	138	1				
TINTA138	138	138,22	1	2,66	138	1				
CALLA138	138	136,97	0,99	-0,61	138	0,99				
COMBA138	138	137,89	1	6,6	138	1				
ABAN138	138	136,58	0,99	3,06	138	0,99				
ABAN60	60	60,58	1,01	6,44	60	1,01				
MACH60	60	60,93	1,02	17,94	60	1,02				
CACH60	60	61,49	1,02	-140,16	60	1,02				
Quencoro34.5	34,5	35,38	1,03	9,1	34,5	1,03			3,4	1,5
QUE33PM	33	33,01	1	11,37	33	1				
CACH33	33	33,24	1,01	10,69	33	1,01				
CACH23	23	23,4	1,02	9,53	23	1,02			1,4	0,7
TINT16	16	15,45	0,97	32,77	16	0,97				
MACH1	13,8	14,08	1,02	-126,09	13,8	1,02	28,47	0,82		
MACH2	13,8	14,08	1,02	-125,97	13,8	1,02	29,1	0,84		
MACH3	13,8	14,08	1,02	-126,04	13,8	1,02	28,72	0,83		
MACH4	13,8	14,08	1,02	-126,32	13,8	1,02	97,08	6,29		
STERESA1	13,8	14,08	1,02	50,1	13,8	1,02	47,2	4,72		
STERESA2	13,8	14,08	1,02	50,1	13,8	1,02	47,2	4,72		
ABAN13.2	13,2	12,52	0,95	41,21	13,2	0,95			7,2	2,4
DOLORES11.5	11,5	10,7	0,93	37,35	11,5	0,93			35,31	6,04
Quencoro_10.5A	10,5	10,79	1,03	39,4	10,5	1,03			6,6	3
Quencoro_10.5B	10,5	10,79	1,03	39,4	10,5	1,03			3,1	1,4
MACH-10.5	10,5	10,79	1,05	-129,43	10,5	1,03			1,5	0,4
TINT10.5	10,5	11,24	1,07	-147,55	10,5	1,07				
TINTA10	10	10,15	1,02	-148,65	10	1,02			3,3	0,8

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.23.- Flujo de potencias Mn-Av-2018

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MnAv: AVENIDA-MINIMA DEMANDA AÑO 2018										
Barra	kV base	kV	V pu	Ang	kV normal	V oper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
SURIRAY220	220	221,55	1,01	-40,94	220	1,01				
ABANCAY220	220	219,12	1	-42,65	220	1				
TINT220A	220	220,37	1	-55,33	220	1			65	14,8
TINT220B	220	220,37	1	-55,33	220	1			87	17,7
QUEN220	220	222,07	1,01	-45,81	220	1,01				
QUILLAB220	220	221,77	1,01	-40,98	220	1,01				
COLLPANI220	220	221,55	1,01	-40,88	220	1,01				
ONOCORA220	220	222,12	1,01	-51,45	220	1,01				
COTARUSE220	220	220,88	1	-44,6	220	1				
MACH138	138	139,68	1,01	-37,82	138	1,01				
MACH 138II	138	139,69	1,01	-37,82	138	1,01				
QUEN138	138	138,04	1	-45	138	1				
SURIRAY138	138	139,43	1,01	-38,42	138	1,01				
DOLORES138	138	137,69	1	-44,83	138	1				
CACH 138	138	137,47	1	-44,32	138	1				
TINTA138	138	137,99	1	-55,07	138	1				
CALLA138	138	137,63	1	-58,05	138	1				
COMBA138	138	138,62	1	-50	138	1				
ABAN138	138	136,8	0,99	-44,21	138	0,99				
ABAN60	60	61,47	1,02	-48,95	60	1,02				
MACH60	60	60,85	1,01	-37,94	60	1,01				
CACH60	60	60,24	1	164,33	60	1				
Quencoro34.5	34,5	35,85	1,04	-45,78	34,5	1,04			1,8	0,8
QUE33PM	33	33,01	1	-45	33	1				
CACH33	33	33,49	1,02	-44,59	33	1,02				
CACH23	23	22,98	1	-45,76	23	1			0,2	0,1
TINT16	16	15,93	1	-25,07	16	1				
MACH1	13,8	14,08	1,02	177,35	13,8	1,02	28,47	2,36		
MACH2	13,8	14,08	1,02	177,46	13,8	1,02	29,1	2,38		
MACH3	13,8	14,08	1,02	177,39	13,8	1,02	28,72	2,37		
MACH4	13,8	13,94	1,01	177,18	13,8	1,01	97,08	0,77		
STERESA1	13,8	13,8	1	-6,85	13,8	1	47,19	-3,01		
STERESA2	13,8	13,8	1	-6,85	13,8	1	47,19	-3,01		
ABAN13.2	13,2	12,63	0,96	-14,12	13,2	0,96			2,2	0,7
DOLORES11.5	11,5	10,71	0,93	-16,07	11,5	0,93			11,37	1,69
Quencoro_10.5A	10,5	10,93	1,04	-15,65	10,5	1,04			1,4	0,6
Quencoro_10.5B	10,5	10,93	1,04	-15,65	10,5	1,04			1,1	0,5
MACH-10.5	10,5	10,65	1,01	172,61	10,5	1,01			0,4	0,1
TINT10.5	10,5	10,25	0,98	154,93	10,5	0,98				
TINTA10	10	10,17	1,02	154	10	1,02			1,7	0,4

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.24.- Flujo de potencias Mx-Es-2018

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MxEs: ESTIAJE-MAXIMA DEMANDA AÑO 2018										
Barra	kV base	kV	V pu	Ang	kV normal	V oper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
SURIRAY220	220	221,03	1	30,59	220	1				
ABANCAY220	220	217,94	0,99	26,76	220	0,99				
TINT220A	220	219,57	1	11,82	220	1			65	14,8
TINT220B	220	219,57	1	11,82	220	1			87	17,7
QUEN220	220	220,14	1	23,88	220	1				
QUILLAB220	220	221,94	1,01	34,6	220	1,01				
COLLPAN220	220	221,03	1	30,67	220	1				
ONOCORA220	220	220,66	1	17,09	220	1				
COTARUSE220	220	222,98	1,01	20,85	220	1,01				
MACH138	138	139,72	1,01	32,54	138	1,01				
MACH 138II	138	139,72	1,01	32,54	138	1,01				
QUEN138	138	136,62	0,99	23,77	138	0,99				
SURIRAY138	138	139,45	1,01	32,17	138	1,01				
DOLORES138	138	136,93	0,99	23,83	138	0,99				
CACH 138	138	136,14	0,99	24,74	138	0,99				
TINTA138	138	137,99	1	11,46	138	1				
CALLA138	138	136,76	0,99	7,43	138	0,99				
COMBA138	138	136,59	0,99	17,27	138	0,99				
ABAN138	138	135,13	0,98	24,59	138	0,98				
ABAN60	60	61,49	1,02	18,92	60	1,02				
MACH60	60	60,64	1,01	31,68	60	1,01				
CACH60	60	60,85	1,01	-127,59	60	1,01			4,6	1,5
Quencoro34.5	34,5	35	1,01	21,44	34,5	1,01			3,4	1,5
QUE33PM	33	32,67	0,99	23,77	33	0,99				
CACH33	33	32,91	1	23,29	33	1				
CACH23	23	23,16	1,01	22,09	23	1,01			1,4	0,7
TINT16	16	15,74	0,98	41,5	16	0,98				
MACH1	13,8	14,08	1,02	-112,34	13,8	1,02	28,23	2,32		
MACH2	13,8	14,08	1,02	-112,22	13,8	1,02	28,86	2,35		
MACH3	13,8	14,08	1,02	-112,29	13,8	1,02	28,48	2,33		
MACH4	13,8	14,08	1,02	-112,56	13,8	1,02	96,25	11,66		
STERESA1	13,8	13,94	1,01	64,64	13,8	1,01	46,8	5,18		
STERESA2	13,8	13,8	1	64,68	13,8	1	46,8	-1,54		
ABAN13.2	13,2	12,69	0,96	53,57	13,2	0,96			7,3	2,4
DOLORES11.5	11,5	10,77	0,94	49,75	11,5	0,94			36,18	6,22
Quencoro_10.5A	10,5	10,67	1,02	51,75	10,5	1,02			6,7	3
Quencoro_10.5B	10,5	10,67	1,02	51,75	10,5	1,02			3,1	1,4
MACH-10.5	10,5	10,96	1,04	-115,57	10,5	1,04			1,5	0,4
TINT10.5	10,5	11,22	1,07	-138,76	10,5	1,07				
TINTA10	10	10,01	1	-139,89	10	1			3,3	0,8

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.25.- Flujo de potencias Mn-Es-2018

RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA										
CASO MnEs: ESTIAJE -MINIMA DEMANDA AÑO 2018										
Barra	kV base	kV	V pu	Ang	kV normal	V oper	P gen	Q gen	P carga	Q carga
SURRAY220	220	222,72	1,01	-37,38	220	1,01				
ABANCAY220	220	220,28	1	-39,33	220	1				
TINT220A	220	220,44	1	-50,11	220	1			65	14,8
TINT220B	220	220,44	1	-50,11	220	1			87	17,7
QUEN220	220	223,26	1,01	-41,34	220	1,01				
QUILLAB220	220	222,93	1,01	-37,39	220	1,01				
COLLPAN220	220	222,71	1,01	-37,3	220	1,01				
ONOCORA220	220	222,62	1,01	-45,78	220	1,01				
COTARUSE220	220	222,4	1,01	-42,12	220	1,01				
MACH138	138	140,43	1,02	-34,18	138	1,02				
MACH 138II	138	140,43	1,02	-34,18	138	1,02				
QUEN138	138	138,89	1,01	-40,84	138	1,01				
SURRAY138	138	140,16	1,02	-34,79	138	1,02				
DOLORES138	138	138,55	1	-40,73	138	1				
CACH 138	138	138,3	1	-40,35	138	1				
TINTA138	138	137,99	1	-50,12	138	1				
CALLA138	138	137,65	1	-52,64	138	1				
COMBA138	138	139,15	1,01	-45,46	138	1,01				
ABAN138	138	137,47	1	-40,7	138	1				
ABAN60	60	60,98	1,02	-45,54	60	1,02				
MACH60	60	61,18	1,02	-34,31	60	1,02				
CACH60	60	59,49	1,02	168,33	60	1,02			4,6	1,5
Quencoro34.5	34,5	36,06	1,05	-41,61	34,5	1,05			1,8	0,8
QUE33PM	33	33,22	1,01	-40,84	33	1,01				
CACH33	33	33,7	1,02	-40,61	33	1,02				
CACH23	23	23,35	1,02	-41,77	23	1,02			0,2	0,1
TINT16	16	15,45	0,97	-20,02	16	0,97				
MACH1	13,8	14,08	1,02	-179,1	13,8	1,02	28,05	0,67		
MACH2	13,8	14,08	1,02	-178,99	13,8	1,02	28,67	0,69		
MACH3	13,8	14,08	1,02	-179,06	13,8	1,02	28,3	0,68		
MACH4	13,8	14,08	1,02	-179,34	13,8	1,02	95,64	5,7		
STERESA1	13,8	13,94	1,01	-3,39	13,8	1,01	46,5	0,04		
STERESA2	13,8	13,8	1	-3,35	13,8	1	46,5	-6,59		
ABAN13.2	13,2	12,54	0,95	-10,6	13,2	0,95			2,2	0,7
DOLORES11.5	11,5	10,77	0,94	-41,94	11,5	0,94			11,26	1,95
Quencoro_10.5A	10,5	10,98	1,05	-11,47	10,5	1,05			1,4	0,6
Quencoro_10.5B	10,5	10,98	1,05	-11,47	10,5	1,05			1,1	0,5
MACH-10.5	10,5	10,7	1,02	176,27	10,5	1,02			0,4	0,1
TINT10.5	10,5	10,25	0,98	159,88	10,5	0,98				
TINTA10	10	10,17	1,02	158,95	10	1,02			1,7	0,4

Fuente: Elaboracion propia.

4.5. CALCULO DE NIVELES DE CORTOCIRCUITO

4.5.1. METODOLOGÍA

Los cálculos de los niveles de corrientes de cortocircuito se realizan partiendo de las condiciones iniciales de flujos de potencia bajo las condiciones de operación extremas de la red del Sistema Interconectado Nacional (SINAC), es decir:

- Máxima Demanda Avenida.
- Mínima Demanda Estiaje.

Falla en barras: Máxima Demanda – Avenida se han calculado las siguientes corrientes:

- Fallas Monofásicas con resistencia de falla de 0.0 Ω .
- Fallas Bifásicas a tierra con resistencia de falla de 0.0 Ω .
- Fallas Bifásicas con resistencia de falla de 0.0 Ω .
- Fallas Trifásicas con resistencia de falla de 0.0 Ω .

Falla en barras: Mínima Demanda – Estiaje se han calculado las siguientes corrientes:

- Fallas Monofásicas con resistencia de falla de 50.0 Ω .
- Fallas Bifásicas a tierra con resistencia de falla de 50.0 Ω .
- Fallas Bifásicas con resistencia de falla de 50.0 Ω .
- Fallas Trifásicas con resistencia de falla de 50.0 Ω .

4.5.2. RESULTADOS

Los resultados de los cálculos de los niveles de corrientes en las barras se muestran en forma gráfica para ver las contribuciones de corrientes y en forma tabulada las corrientes totales en cada una de las barras del Sistema Sur Este.

A continuación adjuntamos los resultados de los niveles de corriente de cortocircuito en cuadros para los siguientes casos:

4.5.2.1. PARA EL AÑO 2014

- a) **Máxima Demanda – Avenida con resistencia de falla de 0.0 Ω .**
- ❖ Cuadro 4.26 Niveles de cortocircuito MxAv-2014
- ❖ Cuadro 4.27 Niveles de cortocircuito MxAv-2014

(Nota: Todos las fallas están dadas en kA y los ángulos en °.)

- b) **Mínima Demanda – Estiaje con resistencia de falla de 50.0 Ω .**
- ❖ Cuadro 4.28 Niveles de cortocircuito MnEs-2014
- ❖ Cuadro 4.29 Niveles de corcotcircuito MnEs-2014

(Nota: Todos las fallas están dadas en kA y los ángulos en °.)

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.26.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2014

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO								
CASO MxAv: AVENIDA-MAXIMA DEMANDA AÑO 2014								
Barra	kV base	Fase	kA_1F	Ang	kA_2F-T	Ang	kA_2F	Ang
TINT220A	220	A	3,66	-83,94				
		B			3,6	155,05	3,11	-172,94
		C			3,72	37,74	3,11	7,06
TINT220B	220	A	3,66	-83,94				
		B			3,6	155,05	3,11	-172,94
		C			3,72	37,74	3,11	7,06
MACH138	138	A	2,22	-83,53				
		B			2,61	135,57	1,48	-172,9
		C			2,7	54,04	1,48	7,1
QUEN138	138	A	2,03	-80,08				
		B			2,19	141,58	1,36	-169,52
		C			2,25	57,14	1,36	10,48
DOLOR138	138	A	2,24	-79,93				
		B			2,2	140,39	1,32	-169,5
		C			2,24	58,7	1,32	10,5
CACH 138	138	A	1,88	-79,97				
		B			2,04	142,11	1,27	-169,51
		C			2,08	56,99	1,27	10,49
TINTA138	138	A	5,91	-83,6				
		B			5,62	147,73	4,43	-172,77
		C			5,82	45,04	4,43	7,23
CALLA138	138	A	2,71	-80,51				
		B			2,73	161,34	2,42	-169,67
		C			2,8	38,44	2,42	10,33
COMBA138	138	A	1,61	-78,13				
		B			1,75	166,78	1,57	-167,1
		C			1,79	38,4	1,57	12,9
ABANCAY138	138	A	1,001	-14,03				
		B			0,995	163,5	0,694	-165,5
		C			1,047	39,05	0,694	7,5
ABAN60	60	A	1,18	-82,24				
		B			1,16	145,77	0,85	-171,92
		C			1,17	49,36	0,85	8,08
MACH60	60	A	3,38	-84,71				
		B			7,68	116,31	1,69	-175,63
		C			7,24	83	1,69	4,37
CACH60	60	A	0,81	-81,22				
		B			1,28	171,07	1,2	-175,3
		C			1,22	18,91	1,2	4,7
Quencoro34.5	34,5	A	3,39	-84,78				
		B			3,61	131,85	2,13	-174,33
		C			3,7	56,91	2,13	5,67
QUE33PM	33	A	1,35	-88,43				
		B			1,33	148,87	1,11	-177,96
		C			1,35	34,32	1,11	2,04
CACH33	33	A	2,27	-86,68				
		B			2,41	130,08	1,42	-176,5
		C			2,43	55,51	1,42	3,5
CACH23	23	A	3,47	-87,02				
		B			3,55	132,81	2,26	-176,65
		C			3,62	51,88	2,26	3,35

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

TINT16	16	A	12,96	-86,89				
		B			12,27	148,2	10,22	-175,75
		C			12,79	38,56	10,22	4,25
MACH1	13,8	A	0,04	-0,17				
		B			10,14	-175,79	10,13	-175,79
		C			10,12	4,22	10,13	4,21
MACH2	13,8	A	0,04	-0,17				
		B			10,14	-175,79	10,13	-175,79
		C			10,12	4,22	10,13	4,21
MACH3	13,8	A	0,04	-0,17				
		B			10,14	-175,79	10,13	-175,79
		C			10,12	4,22	10,13	4,21
ABAN13.2	13,2	A	0	0				
		B			4,29	-172,56	4,29	-172,56
		C			4,29	7,44	4,29	7,44
DOLOR11.5	11,5	A	3,26	-88,37				
		B			8,46	-176,99	8,49	-172,6
		C			8,62	11,64	8,49	7,4
Quencoro_10.5A	10,5	A	1,69	-89,24				
		B			8,65	-176,49	8,68	-173,2
		C			8,77	9,99	8,68	6,8
Quencoro_10.5B	10,5	A	1,69	-89,24				
		B			8,65	-176,49	8,68	-173,2
		C			8,77	9,99	8,68	6,8
MACH-10.5	10,5	A	0	0				
		B			5,78	-169,39	5,78	-169,39
		C			5,78	10,61	5,78	10,61
TINT10.5	10,5	A	0	0				
		B			8,21	-177,1	8,21	-177,1
		C			8,21	2,9	8,21	2,9
TINTA10	10	A	14,31	-88,93				
		B			13,61	140,54	10,4	-178,66
		C			13,77	41,51	10,4	1,34

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 4.27.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2014

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO			
CASO MxAv: AVENIDA -MAXIMA DEMANDA AÑO 2014			
Barra	kV base	kA_3F	Ang
TINT220A	220	3,66	-83,13
TINT220B	220	3,66	-83,13
MACH138	138	2,19	-84,36
QUEN138	138	1,82	-79,74
DOLOR138	138	1,76	-79,72
CACH 138	138	1,71	-79,74
TINTA138	138	5,22	-82,86
CALLA138	138	2,83	-79,81
COMBA138	138	1,92	-76,93
ABANCAY138	138	0,869	-75,94
ABAN60	60	1,03	-82,12
MACH60	60	2,19	-86,6
CACH60	60	1,48	-85,79
Quencoro34.5	34,5	2,61	-84,71
QUE33PM	33	1,32	-88,23
CACH33	33	1,71	-86,86
CACH23	23	2,73	-87,06
TINT16	16	11,87	-85,79
MACH1	13,8	15,59	-87,1
MACH2	13,8	15,59	-87,1
MACH3	13,8	15,59	-87,1
ABAN13.2	13,2	5,19	-82,78
DOLOR11.5	11,5	10,59	-82,95
Quencoro_10.5A	10,5	10,8	-83,6
Quencoro_10.5B	10,5	10,8	-83,6
MACH-10.5	10,5	7,16	-79,5
TINT10.5	10,5	9,5	-87,12
TINTA10	10	12,05	-88,7

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.28.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2014

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO								
CASO MnEs: ESTIAJE -MINIMA DEMANDA AÑO 2014								
Barra	kV base	Fase	kA 1F	Ang	kA 2F-T	Ang	kA 2F	Ang
TINT220A	220	A	1,86	-35,58				
		B			1,86	-157,12	2,12	-142,45
		C			1,82	85,85	2,12	37,55
TINT220B	220	A	1,86	-35,58				
		B			1,86	-157,12	2,12	-142,45
		C			1,82	85,85	2,12	37,55
MACH138	138	A	1,43	-21,41				
		B			1,55	-144,81	1,83	-133,35
		C			1,29	101,17	1,83	46,65
QUEN138	138	A	1,23	-28,94				
		B			1,29	-153,8	1,35	-138,26
		C			1,11	95	1,35	41,74
DOLOR138	138	A	1,22	-29,02				
		B			1,29	-154,99	1,32	-138,87
		C			1,08	95,96	1,32	41,13
CACH 138	138	A	1,2	-30,29				
		B			1,26	-155,12	1,3	-139,41
		C			1,08	93,77	1,3	40,59
TINTA138	138	A	1,46	-16,25				
		B			1,5	-138,45	2,08	-122,36
		C			1,39	104,16	2,08	57,64
CALLA138	138	A	1,22	-30				
		B			1,2	-149,54	1,52	-134,75
		C			1,23	90,53	1,52	45,25
COMBA138	138	A	0,99	-38,09				
		B			0,97	-151,89	1,23	-137,95
		C			1,09	81,59	1,23	42,05
ABANCAY138	138	A	0,789	-70,15				
		B			0,8	136,5	0,677	-163,5
		C			0,722	38,06	0,677	7,3
ABAN60	60	A	0,56	-28,14				
		B			0,58	-152,01	0,65	-138,04
		C			0,51	93,49	0,65	41,96
MACH60	60	A	0,68	-8,92				
		B			0,74	-132,82	1,01	-119,77
		C			0,58	109,01	1,01	60,23
CACH60	60	A	0,47	-37,08				
		B			0,49	-135,51	0,84	-131,12
		C			0,62	82,44	0,84	48,88
Quencoro34.5	34,5	A	0,39	-6,41				
		B			0,4	-127,89	0,64	-106,7
		C			0,38	113,06	0,64	73,3
QUE33PM	33	A	0,36	-16,51				
		B			0,36	-136,87	0,55	-120,99
		C			0,36	103,61	0,55	59,01
CACH33	33	A	0,37	-9,5				
		B			0,39	-131,68	0,59	-114,31
		C			0,35	109,63	0,59	65,69
CACH23	23	A	0,26	-4,37				
		B			0,27	-125,18	0,45	-101,29
		C			0,26	115,18	0,45	78,71

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

TINT16	16	A	0,18	-0,9				
		B			0,18	-120,97	0,32	-91,98
		C			0,18	119,08	0,32	88,02
MACH1	13,8	A	0,03	-0,12				
		B			0,14	-93,81	0,28	-91,37
		C			0,14	92,45	0,28	88,63
MACH2	13,8	A	0,03	-0,12				
		B			0,14	-93,81	0,28	-91,37
		C			0,14	92,45	0,28	88,63
MACH3	13,8	A	0,03	-0,12				
		B			0,14	-93,81	0,28	-91,37
		C			0,14	92,45	0,28	88,63
ABAN13.2	13,2	A	0	0				
		B			0,13	-91,72	0,26	-93,43
		C			0,13	88,28	0,26	86,57
DOLOR11.5	11,5	A	0,13	-4,47				
		B			0,12	-122,21	0,23	-91,41
		C			0,14	117,13	0,23	88,59
Quencoro_10.5A	10,5	A	0,12	-4,42				
		B			0,11	-122,14	0,21	-91,27
		C			0,13	117,19	0,21	88,73
Quencoro_10.5B	10,5	A	0,12	-4,42				
		B			0,11	-122,14	0,21	-91,27
		C			0,13	117,19	0,21	88,73
MACH-10.5	10,5	A	0	0				
		B			0,1	-90,96	0,21	-91,9
		C			0,1	89,05	0,21	88,1
TINT10.5	10,5	A	0	0				
		B			0,1	-90,81	0,21	-91,62
		C			0,1	89,19	0,21	88,38
TINTA10	10	A	0,12	-0,51				
		B			0,12	-120,57	0,2	-91,22
		C			0,12	119,45	0,2	88,78

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 4.29.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2014

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO			
CASO MnEs: ESTIAJE -MINIMA DEMANDA AÑO 2014			
Barra	kV base	kA_3F	Ang
TINT220A	220	1,83	-35,75
TINT220B	220	1,83	-35,75
MACH138	138	1,41	-23,88
QUEN138	138	1,16	-31,69
DOLOR138	138	1,15	-32,35
CACH 138	138	1,13	-32,88
TINTA138	138	1,43	-18,3
CALLA138	138	1,22	-29
COMBA138	138	1,07	-33,19
ABANCAY138	138	0,697	-34,2
ABAN60	60	0,53	-31,27
MACH60	60	0,66	-15,62
CACH60	60	0,61	-24
Quencoro34.5	34,5	0,39	-8,51
QUE33PM	33	0,36	-16,76
CACH33	33	0,37	-12,75
CACH23	23	0,26	-5,66
TINT16	16	0,18	-0,99
MACH1	13,8	0,16	-0,56
MACH2	13,8	0,16	-0,56
MACH3	13,8	0,16	-0,56
ABAN13.2	13,2	0,15	-1,7
DOLOR11.5	11,5	0,13	-0,69
Quencoro_10.5A	10,5	0,12	-0,62
Quencoro_10.5B	10,5	0,12	-0,62
MACH-10.5	10,5	0,12	-0,93
TINT10.5	10,5	0,12	-0,81
TINTA10	10	0,12	-0,61

Fuente: Elaboracion propia.

4.5.2.2. PARA EL AÑO 2018

a) Máxima Demanda – Avenida con resistencia de falla de 0.0 Ω .

❖ Cuadro 4.30 Niveles de cortocircuito MxAv-2018

❖ Cuadro 4.31 Niveles de cortocircuito MxAv-2018

(Nota: Todos las fallas están dadas en kA y los ángulos en °.)

b) Mínima Demanda – Estiaje con resistencia de falla de 50.0 Ω .

❖ Cuadro 4.32 Niveles de cortocircuito MnEs-2018

❖ Cuadro 4.33 Niveles de cortocircuito MnEs-2018

(Nota: Todos las fallas están dadas en kA y los ángulos en °.)

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 4.30.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2018

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO								
CASO MxAv: AVENIDA-MAXIMA DEMANDA AÑO 2018								
Barra	kV base	Fase	kA 1F	Ang	kA 2F-T	Ang	kA 2F	Ang
SURIRAY220	220	A	7,56	-84,88				
		B			7,32	145,37	5,62	-174,72
		C			7,41	44,02	5,62	5,28
ABANCAY220	220	A	4,19	-83,08				
		B			4,32	158,92	3,81	-173,04
		C			4,33	34,74	3,81	6,96
TINT220A	220	A	6,25	-83,24				
		B			6,32	155,61	5,34	-173,72
		C			6,22	37,54	5,34	6,28
TINT220B	220	A	6,25	-83,24				
		B			6,32	155,61	5,34	-173,72
		C			6,22	37,54	5,34	6,28
QUEN220	220	A	4,55	-81,13				
		B			4,77	158,71	4,03	-172,97
		C			4,53	37	4,03	7,03
QUILLAB220	220	A	4,3	-85,04				
		B			4,11	142,55	3,06	-174,58
		C			4,21	46,72	3,06	5,42
COLLPANI220	220	A	7,38	-84,94				
		B			7,14	145,76	5,52	-174,76
		C			7,14	43,52	5,52	5,24
ONOCORA220	220	A	6,86	-84,77				
		B			6,67	147,53	5,21	-174,56
		C			6,67	43,34	5,21	5,44
COTARUSE220	220	A	5,859	-83,75				
		B			9,275	143,53	9,052	-173,24
		C			9,311	45,31	9,052	4,32
MACH138	138	A	9,52	-85,48				
		B			9,52	141,37	6,79	-175,53
		C			9,55	46,53	6,79	4,47
MACH 138II	138	A	9,52	-85,48				
		B			9,52	141,37	6,79	-175,53
		C			9,55	46,53	6,79	4,47
QUEN138	138	A	6,08	-81,56				
		B			5,91	152,65	4,77	-171,47
		C			5,94	44,17	4,77	8,53
SURIRAY138	138	A	10,08	-86,09				
		B			10,24	135,17	6,67	-175,88
		C			10,39	51,26	6,67	4,12
DOLORES138	138	A	5,54	-80,89				
		B			5,32	152,85	4,3	-170,32
		C			5,44	45,52	4,3	9,68
CACH 138	138	A	4,73	-80				
		B			4,68	158,99	4,02	-169,39
		C			4,78	41,49	4,02	10,61
TINTA138	138	A	8,51	-84,01				
		B			8,17	148,54	6,48	-172,72
		C			8,26	43,53	6,48	6,28
CALLA138	138	A	2,84	-80,44				
		B			2,91	162,65	2,61	-169,57
		C			2,98	37,43	2,61	10,43

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

COMBA138	138	A	1,99	-77,38				
		B			2,36	174,44	2,25	-165,49
		C			2,44	33,89	2,25	14,51
ABANCAY138	138	A	4,718	-73,85				
		B			4,607	134,33	3,121	-175,23
		C			4,712	33,89	3,121	2,15
ABAN60	60	A	2,2	-87,85				
		B			2,13	144,66	1,67	-178,31
		C			2,09	39,45	1,67	1,69
MACH60	60	A	6,36	-86,61				
		B			77,61	172,72	2,76	-177,82
		C			71,93	171,25	2,76	2,18
CACH60	60	A	0,92	-81,45				
		B			1,8	172,74	1,73	-177,84
		C			1,71	12,05	1,73	2,16
Quencoro34.5	34,5	A	4,7	-87,13				
		B			4,63	131,85	3,05	-176,77
		C			4,72	56,91	3,05	3,23
QUE33PM	33	A	1,5	-89,5				
		B			1,5	150,19	1,29	-179,45
		C			1,5	30,84	1,29	0,55
CACH33	33	A	2,78	-88,28				
		B			2,81	130,75	1,77	-178,23
		C			2,82	52,55	1,77	1,77
CACH23	23	A	4,3	-88,82				
		B			4,18	134,44	2,88	-178,63
		C			4,22	47,69	2,88	1,37
TINT16	16	A	13,82	-87,3				
		B			13,18	149,35	11,16	-176,22
		C			13,69	36,77	11,16	3,78
MACH1	13,8	A	0,04	-0,13				
		B			14,71	-177,31	14,69	-177,31
		C			14,68	2,69	14,69	2,69
MACH2	13,8	A	0,04	-0,13				
		B			14,71	-177,31	14,69	-177,31
		C			14,68	2,69	14,69	2,69
MACH3	13,8	A	0,04	-0,13				
		B			14,71	-177,31	14,69	-177,31
		C			14,68	2,69	14,69	2,69
MACH4	13,8	A	0,04	-0,04				
		B			49,49	-176,82	49,48	-176,82
		C			49,47	3,19	49,48	3,18
STERESA1	13,8	A	35,84	-88,19				
		B			38	155,95	34,45	-177,73
		C			38,88	27,27	34,45	2,27
STERESA2	13,8	A	35,84	-88,19				
		B			38	155,95	34,45	-177,73
		C			38,88	27,27	34,45	2,27
ABAN13.2	13,2	A	0	0				
		B			7,85	-178,56	4,29	-172,56
		C			7,85	1,44	4,29	7,44

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

DOLOR11.5	11.5A	1.96	-89.67				
	B			18.74	-174.4	18.74	-174.55
	C			18.73	5.3	18.74	5.45
Quencoro_10.5A	10,5A	1,77	-89,7				
	B			13,9	-177,84	13,92	-175,91
	C			13,97	6,01	13,92	4,09
Quencoro_10.5B	10,5A	1,77	-89,7				
	B			13,9	-177,84	13,92	-175,91
	C			13,97	6,01	13,92	4,09
MACH-10.5	10,5A	0	0				
	B			7,54	-168,54	7,54	-168,54
	C			7,54	11,46	7,54	11,46
TINT10.5	10,5A	0	0				
	B			8,55	-177,37	8,55	-177,37
	C			8,55	2,63	8,55	2,63
TINTA10	10A	15,01	-89,34				
	B			14,28	141,08	11,04	-179,15
	C			14,39	40,24	11,04	0,85

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 4.31.- Niveles de cortocircuito Mx-Av-2018

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO			
CASO MxAv: AVENIDA -MAXIMA DEMANDA AÑO 2018			
Barra	kV base	kA_3F	Ang
SURIRAY220	220	6,68	-85,35
ABANCAY220	220	4,46	-83,29
TINT220A	220	6,29	-83,65
TINT220B	220	6,29	-83,65
QUEN220	220	4,75	-83,07
QUILLAB220	220	3,59	-84,91
COLLPANI220	220	6,56	-85,4
ONOCORA220	220	6,2	-84,28
COTARUSE220	220	10,552	-84,55
MACH138	138	8,36	-86,33
MACH 138II	138	9,52	-85,48
QUEN138	138	5,61	-81,55
SURIRAY138	138	8,12	-86,56
DOLOR138	138	5,06	-80,33
CACH 138	138	4,73	-79,45
TINTA138	138	7,59	-83,71
CALLA138	138	3,03	-79,66
COMBA138	138	2,62	-75,46
ABANCAY138	138	3,635	-77,52
ABAN60	60	1,94	-88,35
MACH60	60	3,23	-87,98
CACH60	60	2,01	-87,88
Quencoro34.5	34,5	3,54	-86,8
QUE33PM	33	11,49	-89,46
CACH33	33	2,05	-88,25
CACH23	23	3,33	-88,66

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

TINT16	16	12,93	-86,22
MACH1	13,8	19,87	-87,72
MACH2	13,8	19,87	-87,72
MACH3	13,8	19,87	-87,72
MACH4	13,8	59,86	-88,6
STERESA1	13,8	40,62	-88,96
STERESA2	13,8	40,62	-88,96
ABAN13.2	13,2	9,09	-88,6
DOLOR11.5	11,5	21,77	-84,6
Quencoro_10.5A	10,5	16,15	-85,95
Quencoro_10.5B	10,5	16,15	-85,95
MACH-10.5	10,5	8,76	-78,57
TINT10.5	10,5	9,89	-87,37
TINTA10	10	12,77	-89,16

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 4.32.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2018

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO								
CASO MnEs: ESTIAJE -MINIMA DEMANDA AÑO 2018								
Barra	kV base	Fase	kA_1F	Ang	kA_2F-T	Ang	kA_2F	Ang
SURIRAY220	220	A	2,28	-20,83				
		B			2,36	-143,37	3,05	-130,03
		C			2,14	99,67	3,05	49,97
ABANCAY220	220	A	1,96	-31,84				
		B			1,96	-150,73	2,48	-137,36
		C			2	88,25	2,48	42,24
TINT220A	220	A	2,18	-23,77				
		B			2,21	-144,06	2,96	-130,55
		C			2,16	96,35	2,96	49,45
TINT220B	220	A	2,18	-23,77				
		B			2,21	-144,06	2,96	-130,55
		C			2,16	96,35	2,96	49,45
QUEN220	220	A	1,98	-29,43				
		B			2,02	-148,62	2,55	-136,54
		C			1,99	89,91	2,55	43,46
QUILLAB220	220	A	2,01	-32,09				
		B			2,11	-157,48	2,17	-144,08
		C			1,78	90,63	2,17	35,92
COLLPANI220	220	A	2,27	-21,33				
		B			2,35	-143,8	3,03	-130,52
		C			2,14	99,17	3,03	49,48
ONOCORA220	220	A	2,23	-22,88				
		B			2,3	-145	2,93	-131,92
		C			2,11	97,76	2,93	48,08
COTARUSE220	220	A	5,859	-83,75				
		B			9,275	143,53	3,47	-116,57
		C			9,311	45,31	3,47	63,43
MACH138	138	A	1,54	-10,89				
		B			1,59	-132,22	2,4	-114,54
		C			1,47	109,05	2,4	65,46
MACH 138II	138	A	1,54	-10,89				
		B			1,59	-132,22	2,4	-114,54
		C			1,47	109,05	2,4	65,46

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

QUEN138	138	A	1,46	-15,62				
		B			1,49	-136,92	2,13	-120,38
		C			1,41	104,53	2,13	59,62
SURIRAY138	138	A	1,54	-10,26				
		B			1,61	-132,18	2,4	-114,89
		C			1,46	109,43	2,4	65,11
DOLOR138	138	A	1,44	-16,83				
		B			1,46	-138,52	2,04	-122,13
		C			1,38	103,62	2,04	57,87
CACH 138	138	A	1,39	-19,11				
		B			1,4	-139,59	1,97	-123,19
		C			1,38	101,36	1,97	56,81
TINTA138	138	A	1,52	-11,76				
		B			1,55	-132,99	2,35	-114,73
		C			1,47	108,14	2,35	65,27
CALLA138	138	A	1,24	-28,73				
		B			1,22	-147,47	1,6	-132,77
		C			1,27	91,62	1,6	47,23
COMBA138	138	A	1,05	-35,08				
		B			1,02	-146,17	1,42	-133,07
		C			1,19	84,52	1,42	46,93
ABANCAY138	138	A	4,718	-73,85				
		B			1,51	-144,27	0,26	-92,13
		C			1,27	100,65	0,26	87,87
ABAN60	60	A	0,65	-18,94				
		B			0,66	-140,7	0,92	-127,67
		C			0,62	100,56	0,92	52,33
MACH60	60	A	0,68	-6,9				
		B			0,74	-130,42	1,06	-115,35
		C			0,6	110,57	1,06	64,65
CACH60	60	A	0,49	-35,55				
		B			0,51	-130,96	0,93	-126,52
		C			0,65	84,97	0,93	53,48
Quencoro34.5	34,5	A	0,39	-5,32				
		B			0,4	-126,42	0,21	-90,96
		C			0,38	114,08	0,21	89,04
QUE33PM	33	A	0,37	-15,58				
		B			0,37	-135,66	0,57	-119,22
		C			0,37	104,43	0,57	60,78
CACH33	33	A	0,37	-8,55				
		B			0,39	-130,41	0,6	-112,06
		C			0,35	110,46	0,6	67,94
CACH23	23	A	0,26	-3,89				
		B			0,27	-124,55	0,45	-99,95
		C			0,26	115,65	0,45	80,05
TINT16	16	A	13,82	-87,3				
		B			0,18	-120,9	0,32	-91,82
		C			0,18	119,14	0,32	88,18
MACH1	13,8	A	0,04	-0,13				
		B			0,14	-93,72	0,28	-91,19
		C			0,14	92,54	0,28	88,81
MACH2	13,8	A	0,04	-0,13				
		B			0,14	-93,72	0,28	-91,19
		C			0,14	92,54	0,28	88,81

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

MACH3	13,8	A	0,04	-0,13				
		B			0,14	-93,72	0,28	-91,19
		C			0,14	92,54	0,28	88,81
MACH4	13,8	A	0,04	-0,04				
		B			0,14	-93,31	0,28	-90,36
		C			0,14	92,95	0,28	89,64
STERESA1	13,8	A	35,84	-88,19				
		B			0,16	-120,27	0,28	-90,51
		C			0,16	119,74	0,28	89,49
STERESA2	13,8	A	35,84	-88,19				
		B			0,16	-120,27	0,28	-90,51
		C			0,16	119,74	0,28	89,49
ABAN13.2	13,2	A	0	0				
		B			0,13	-91,07	0,26	-92,13
		C			0,13	88,93	0,26	87,87
DOLOR11.5	11,5	A	1,96	-89,67				
		B			0,12	-121,93	0,23	-90,78
		C			0,14	117,37	0,23	89,22
Quencoro_10.5A	10,5	A	1,77	-89,7				
		B			0,11	-122	0,21	-90,96
		C			0,13	117,3	0,21	89,04
Quencoro_10.5B	10,5	A	1,77	-89,7				
		B			0,11	-122	0,21	-90,96
		C			0,13	117,3	0,21	89,04
MACH-10.5	10,5	A	0	0				
		B			0,1	-90,86	0,21	-91,72
		C			0,1	89,14	0,21	88,28
TINT10.5	10,5	A	0	0				
		B			0,1	-90,78	0,21	-91,55
		C			0,1	89,22	0,21	88,45
TINTA10	10	A	15,01	-89,34				
		B			0,12	-120,53	0,2	-91,15
		C			0,12	119,47	0,2	88,85

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 4.33.- Niveles de cortocircuito Mn-Es-2018

RESULTADOS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO			
CASO MnEs: ESTIAJE -MINIMA DEMANDA AÑO 2018			
Barra	kV base	kA_3F	Ang
SURIRAY220	220	2,23	-23,31
ABANCAY220	220	2	-30,67
TINT220A	220	2,18	-23,96
TINT220B	220	2,18	-23,96
QUEN220	220	2,03	-29,34
QUILLAB220	220	1,87	-36,6
COLLPANI220	220	2,22	-23,7
ONOCORA220	220	2,18	-24,7
COTARUSE220	220	2,31	-14,75
MACH138	138	1,53	-12,42
MACH 138II	138	1,53	-12,42
QUEN138	138	1,44	-16,88
SURIRAY138	138	1,53	-12,72
DOLOR138	138	1,41	-18,24
CACH 138	138	1,39	-19,13
TINTA138	138	1,5	-13,17
CALLA138	138	1,26	-27,17
COMBA138	138	1,16	-28,59
ABANCAY138	138	1,36	-24,86
ABAN60	60	0,64	-21,34
MACH60	60	0,67	-13,32
CACH60	60	0,64	-20,58
Quencoro34.5	34,5	0,39	-7,05
QUE33PM	33	0,37	-15,66
CACH33	33	0,37	-11,51
CACH23	23	0,26	-5,01
TINT16	16	0,18	-0,91
MACH1	13,8	0,16	-0,51
MACH2	13,8	0,16	-0,91
MACH3	13,8	0,16	-0,91
MACH4	13,8	0,16	-0,17
STERESA1	13,8	0,16	-0,25
STERESA2	13,8	0,16	-0,25
ABAN13.2	13,2	0,15	-1,06
DOLOR11.5	11,5	0,13	-0,39
Quencoro_10.5A	10,5	0,12	-0,48
Quencoro_10.5B	10,5	0,12	-0,48
MACH-10.5	10,5	0,12	-0,86
TINT10.5	10,5	0,12	-0,78
TINTA10	10	0,12	-0,57

Fuente: Elaboracion propia.

4.6. CONCLUSIONES

Al término de este capítulo se llegó a la conclusión de:

1. Para el año 2014, algunos de los transformadores y líneas están a punto de sobrecargarse y no tienen suficiente reserva en caso de contingencia o de un aumento en la carga del sistema. El aumento de la demanda eléctrica debido a nuevos proyectos mineros, nuevos proyectos industriales y así como también la misma demanda de la población en el Sistema Sur Este hasta el año 2018, repercutirá en la puesta en marcha de nuevas instalaciones eléctricas como: centrales eléctricas (hidráulicas y térmicas), nuevas líneas de transmisión, etc., que posibilitaran el cumplimiento de dicha demanda.
2. Así como el Sistema Sur Este tendrá un cambio en su actual topología para el año 2018, la Subestación de Dolorespata tendrá un cambio en su topología tanto por el reemplazo de un transformador de potencia de 12.2 MVA por otro de 30 MVA, y también el ingreso de un nuevo banco de condensadores de 3×3.75 Mvar., todos estos cambios en la Subestación de Dolorespata se deberá al incremento de la carga en la barra de 11.5 kV.
3. Este incremento de la demanda de potencia eléctrica en la carga de la barra de 11.5 kV de la subestación de Dolorespata, es un cálculo aproximado que hicimos teniendo en cuenta información de la demanda de la carga de dicha subestación para el año 2014 dada por una compañera que labora en Electro Sur Este, también nos guiamos de un estudio previo del año 2010., de toda esta información obtenida utilizamos la ecuación de demanda de potencia eléctrica en dicha subestación en la barra de 11.5 kV proyectándonos para el año 2018.
4. Los cuadros de proyección de demanda de potencia eléctrica para la ciudad del Cusco proyectándonos para el año 2018 tanto para la época de: avenida y estiaje (máxima, mínima), no son datos exactos sino por el contrario son datos aproximados en base a la ecuación de demanda de potencia eléctrica que utilizamos para dichos cálculos.
5. Los cálculos de flujo de potencia se hicieron para las épocas de avenida y estiaje (máxima y mínima) tanto para el año 2014 como para el año 2018., en ambos casos se obtuvo la magnitud y ángulo de fase de voltaje en cada barra, las potencias activa y reactiva que fluyen en cada línea y transformadores de la red,

su porcentaje de carga y las pérdidas a través de los diferentes componentes del sistema.

6. Durante la operación normal del sistema para el año 2014 y año 2018, tanto para época de máxima y mínima demanda (avenida y estiaje) los valores de voltaje en las barras se encuentran entre los valores de 0.96 y 1.4 p.u.
7. El estudio de flujo de potencias es de gran importancia en la planeación y diseño de sistemas eléctricos de potencia, así como en la determinación de las mejores condiciones de operación de sistemas existentes.
8. Los cálculos de corriente de cortocircuito se hicieron para las condiciones extremas de operación de la red (máxima avenida y mínimo estiaje) tanto para el año 2014 como para el año 2018. Las corrientes de fallas que circulan en el sistema eléctrico Sur Este para el año 2018 son de valores muy altos en comparación con los valores para el año 2014., por lo que es necesario que la falla sea despejada en el menor tiempo posible.
9. Para el año 2014 en época de avenida la falla más crítica en la subestación de Dolorespata en el lado de 11.5 kV es la trifásica con un valor de 10.5 kA, mientras en época de estiaje también es la trifásica con un valor de 12.21 kA. Los niveles de voltaje en las barras se ven afectados, debido a las altas corrientes durante una falla a consecuencia de las caídas de voltaje de las líneas.
10. Para el año 2018 en época de avenida la falla más crítica en la subestación de Dolorespata en el lado de 11.5 kV es la trifásica con un valor de 21.773 kA, mientras en época de estiaje también es la trifásica con un valor de 21.765 kA. Los niveles de voltaje en las barras se ven afectados, debido a las altas corrientes durante una falla a consecuencia de las caídas de voltaje de las líneas.
11. Para el año 2018 en la subestación de Dolorespata, el estudio de cortocircuito nos ayudara a determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

CAPITULO V

COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA PARA EL AÑO 2018.

5.1. INTRODUCCION

En los últimos años, en el Sistema Sur Este se han producido grandes cambios en las configuraciones de la red, lo cual ha producido variaciones en los niveles de corrientes de cortocircuito, haciendo necesario una revisión de los ajustes de las protecciones, principalmente de las protecciones de sobrecorrientes e impedancias, de ahí que los resultados de los cálculos de ajustes se presentan en cuadros y además en forma gráfica para las protecciones de sobrecorriente de fase e impedancia.

Los análisis de los resultados y las observaciones correspondientes se hacen en la S.E. Dolorespata, permitiendo identificar los problemas en dicha S.E.

La S.E. Dolorespata recibe la energía proveniente del Sistema Eléctrico Nacional, en 138 kV a través de las líneas de transmisión Dolorespata – Cachimayo Yura (L-1003) y Dolorespata – Quencoro (L-1004). Esta Subestación cuenta con tres transformadores de potencia de 12.2MVA cada uno actualmente. Posteriormente se cambiara un transformador de 12.2MVA por otro de 30MVA. También se incorporara un nuevo banco de condensadores de 3*3.75 MVAR.

5.2. SISTEMA DE PROTECCION DE LA S.E. DOLORESPATA PARA EL AÑO 2018

5.2.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30 MVA

El transformador de potencia cuenta con la protección diferencial (87T) y como protección de respaldo se han habilitado las unidades de sobrecorriente de fases y tierra.

Asimismo, el transformador cuenta con las protecciones propias como son: el relé Buchholz , relés de temperatura de aceite y devanados, y sistemas de sobrepresión. Los

cálculos de ajustes de estas protecciones no son parte del presente estudio debido a que los mismos son efectuados por el fabricante del transformador.

Datos del transformador de potencia

Potencia: 30 MVA

Relación: $138 \pm 2*2.5\%$ / 11.5kV

Conexión: Ynd11

a) Protección Diferencial (87T).

Esta protección está compuesta por el relé de marca ALSTOM tipo MICOM P632, la compensación de amplitud y fase son parte de la programación del rele por lo que no requiere de transformadores intermedios.

b) Protección de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N)

El relé diferencial multifunción, cuenta con unidades de sobrecorriente de fases y tierras para ambos niveles de tensión (TOC1 para el lado de 138kV y TOC2 para el lado de 11.5kV)

5.2.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 12.2 MVA (2)

El transformador de potencia cuenta con la protección diferencial (87T) y como protección de respaldo se han habilitado las unidades de sobrecorriente de fases y tierra.

Asimismo, el transformador cuenta con las protecciones propias como son: el relé Buchholz, relés de temperatura de aceite y devanados, y sistemas de sobrepresión. Los cálculos de ajustes de estas protecciones no son parte del presente estudio debido a que los mismos son efectuados por el fabricante del transformador.

Datos del transformador de potencia

Potencia: 12.2 MVA

Relación: $138 \pm 2*2.5\%$ / 11.5kV

Conexión: Ynd11

a) Protección Diferencial (87T).

Esta protección está compuesta por el relé de marca ALSTOM tipo MICOM P632, la compensación de amplitud y fase son parte de la programación del rele por lo que no requiere de transformadores intermedios.

b) Protección de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N)

El relé diferencial multifunción, cuenta con unidades de sobrecorriente de fases y tierras para ambos niveles de tensión (TOC1 para el lado de 138kV y TOC2 para el lado de 11.5kV).

5.2.3. ALIMENTADORES EN 11.5 kV

Los alimentadores cuentan con protecciones de sobrecorriente entre fases y tierra, ubicados en las salidas de la barra de 11.5 kV.

La marca del relé es GENERAL ELECTRIC, modelo SR735.

5.2.4. BANCO DE CONDENSADORES (4*2.5 MVAR)

Los bancos de condensadores cuentan con protecciones de sobrecorriente de fases, sobrecorriente de tierra y desbalance de corriente.

La marca del relé es ABB, modelo REJ525.

5.2.5. BANCO DE CONDENSADORES (3*3.75 MVAR)

Los bancos de condensadores cuentan con protecciones de sobrecorriente de fases, sobrecorriente de tierra y desbalance de corriente.

La marca del relé es ABB, modelo REJ525.

5.3. SISTEMAS DE PROTECCION EN LAS LINEAS DE TRANSMISION PARA EL AÑO 2018

Las líneas de transmisión consideradas en el presente estudio son:

- Línea L-1003 en 138kV, S.E. Cachimayo - S.E. Dolorespata.
- Línea L-1004 en 138kV, S.E. Dolorespata – S.E. Quencoro.

5.3.1. TIPOS DE PROTECCION

Las protecciones ubicadas en las S.E. Cachimayo, Dolorespata y Quencoro están constituidos por los siguientes relés:

a) Relé de distancia principal (21P)

Relé numérico ALSTOM-MICOM P442 diseñado para proveer protección rápida y selectiva ante fallas en las líneas de transmisión. La función principal de este relé es proveer protección de distancia con una característica poligonal que permite el ajuste independiente de la reactancia y resistencia de la falla, lográndose un mayor alcance y sensibilidad para las fallas en contacto a tierra que se produzcan en la línea.

El relé dispone de cinco zonas de protección independientes para ambos tipos de fallas (fase-fase y fase-tierra), de los cuales la zona P puede ser orientada hacia adelante o hacia atrás y la cuarta zona siempre tiene dirección inversa. Ver figura

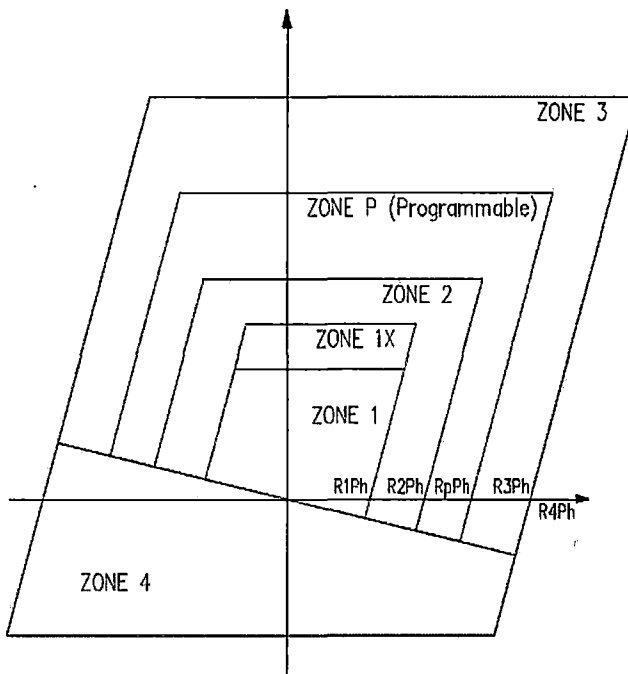


Fig.5.1.- Característica cuadrilateral para fallas fase-fase y fase-tierra.

A continuación haremos una breve descripción de cada función habilitada:

Función de falla de fusible externo

El relé MICOM P442 efectúa un permanente monitoreo de la condición del interruptor ferromagnético ubicado en la caja de formación del transformador de tensión. Si abre el interruptor termomagnético, el relé realiza lo siguiente:

- Inhibe todos los disparos del equipo de protección.
- Si la indicación de falla del fusible aún está presente cuando el temporizador configurable ha expirado, se usa una alarma confirmando la falla del fusible.

Función de bloqueo de oscilaciones de potencia (OSB)

La presencia de oscilaciones de potencia puede hacer operar algunas de las zonas de operación del relé de distancia. Para evitar esta operación indebida, el relé MICOM P442 tiene el elemento de bloqueo por oscilaciones de potencia que puede ser seleccionado para una o varias zonas de medida o bloquear totalmente todas las zonas o proveer una indicación solamente.

Función de reenganche (79)

El elemento de reenganche automático del interruptor tiene la posibilidad de seleccionar reenganches monofásicos y/o trifásicos, este último con ayuda del chequeo de sincronismo.

En nuestro caso, se está usando la opción de reenganche monofásico para fallas que sean detectadas en la línea protegida. La opción de reenganche trifásico y sincronismo queda bloqueada y de ser necesario, es posible habilitarla en el futuro.

Adicionalmente se puede habilitar un ingreso para bloquear el reenganche (BAR), ocasionado que todos los disparos sean trifásicos.

Función sobrecorriente direccional a tierra con canal de ayuda (DEF Aided o 67N)

Para la detección de fallas a tierra con alta resistencia, el relé tiene un elemento de sobrecorriente a tierra direccional (DEF), esta opción puede usar un canal independiente o compartido con el esquema de protección de la unidad de distancia. En caso de usar un canal compartido el esquema de distancia debe ser sobre alcance permisivo o bloqueo. Para polarizar este elemento se puede seleccionar entre tensión de secuencia cero o negativa.

Función cierre sobre falla

Esta función (SOFT) provee un disparo trifásico instantáneo para cualquier falla detectada inmediatamente después de un cierre manual del interruptor. La protección SOFT permanece habilitado 500 ms después del cierre del interruptor.

Función disparo sobre reenganche.

Esta función (TOR) provee un disparo trifásico instantáneo para cualquier falla detectada inmediatamente después de un reenganche del interruptor.

El uso del esquema TOR es ventajoso para muchos esquemas de distancia, porque una falla permanente en el extremo remoto puede ser despejado inmediatamente después del reenganche del interruptor. La protección TOR permanece habilitado mientras se conserve el estado de reenganche en progreso.

Finalmente otra de las características del relé MICOM P442 es la localización de las fallas.

b) Relé de distancia secundario (21R)

Relé de marca ENERTEC, tipo PD3A 6000, es una protección de distancia electrónica diseñado para aplicaciones en sistemas de transmisión.

El relé dispone de cuatro zonas de protección independientes para ambos tipos de fallas (fase-fase y fase-tierra). Para fallas entre fases y fallas a tierra la característica de operación es del tipo cuadrilateral. En ambos casos la cuarta zona siempre tiene dirección inversa.

El relé incluye seis esquemas de teleproteccion seleccionables: funcionamiento local, aceleración de etapa, transferencia de disparo indirecto, sobrealcance permisivo, bloqueo sin primera zona independiente y bloqueo con primera zona independiente.

El tipo de disparo puede ser seleccionado entre: disparo monofásico en 1ra etapa con o sin recepción de aceleración, disparo monofásico en 1ra y 2da etapa y disparo trifásico sistemático.

La unidad destinada a detectar las fallas a tierra, puede ser ajustada a dos niveles de corriente residual es decir en $0.20I_n$ y $0.4I_n$.

Opcionalmente se cuenta con la unidad de reenganche automático donde se puede seleccionar reenganches trifásicos o monofásicos.

c) Relé direccional de potencia homopolar(67N)

Relé de marca ENERTEC, tipo PSW 190, es una protección direccional de potencia homopolar de tiempo independiente.

Fig: DUSP1: ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES: SUBESTACION DOLORESPATA 138kV/11.5kV. AÑO 2014. (Ir a ANEXOS 5)

Fig: DUSP2: ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES: SUBESTACION DOLORESPATA 138kV/11.5kV. AÑO 2018. (Ir a ANEXOS 5)

5.4. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA

5.4.1. FUNCION DE PROTECCION DIFERENCIAL EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA (87T)

Esta es la protección principal del transformador y es la encargada de detectar y despejar inmediatamente cortocircuitos entre fases y entre fase y tierra tanto en sus devanados como el cable que conecta con la barra de 11.5 kV.

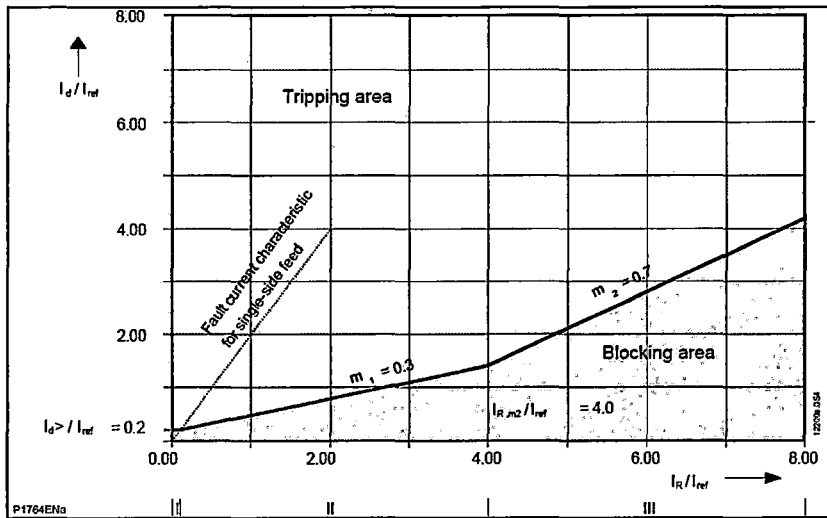
Para el ajuste de esta protección se debe considerar la compensación para cualquier desplazamiento de fase, posibles desbalances de las señales de los transformadores de corriente, el tipo de aterramiento (conexiones a tierra) y el grupo de conexión de los devanados, los cuales pueden compensados con la correcta aplicación del relé.

Adicionalmente a los factores anteriormente mencionados, se debe considerar los efectos de las condiciones normales de operación del sistema sobre el relé.

Los elementos diferenciales deben ser bloqueados para condiciones del sistema sobre el relé.

Los elementos diferenciales deben ser bloqueados para condiciones del sistema que puedan provocar una operación inadecuada de este dispositivo, como altos niveles de corriente de magnetización durante condiciones de irrupción o sobreflujos transitorios.

La protección diferencial para el relé tiene la curva de actuación de dos pendientes mostradas en la figura 5.2.



Fuente: MICOM P632. Relés de protección de transformadores. ALSTOM.
 Fig.5.2.- Característica de operación de la función de protección diferencial 87T en el relé MICOM-P632.

Las corrientes diferencial y de restricción están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$I_d = |I_1 + I_2|$$

$$I_{ref} = \frac{|I_1 - I_2|}{2}$$

La mínima corriente de arranque y la primera pendiente proveen sensibilidad para fallas internas, bajo condiciones normales de operación de estado estable.

Las corrientes de magnetización y el uso de cambiadores de tomas resultan en condiciones de desbalance y por lo tanto en corriente diferencial.

Para considerar estas condiciones la pendiente inicial m_1 debe ser ajustada en un 30 %. Esto asegura sensibilidad para fallas internas de fase y de tierra, brinda holgura para errores normales de los TCs y permite su desajuste cuando el transformador esta con posiciones de tomas extremas

Para altas condiciones de fallas, pueden aparecer errores extra como resultados de la saturación de los TCs, por lo tanto, la segunda pendiente puede ajustarse en un valor de 70% para proveer estabilidad bajo condiciones de fallas extremas.

Los valores de ajustes requeridos para esta protección son los dos umbrales de arranque y las dos pendientes I_{s1}, I_{s2} , m_1, m_2 los cuales proveen la característica de operación diferencial.

Fig.ProDif-1.0 Cortocircuito Trifásico en la Barra de 138 kV, S.E/C.T. Dolorespata.(Ir a ANEXOS10)

Fig.ProDif-1.1 Cortocircuito Trifásico en la Barra de 11.5 kV, S.E/C.T. Dolorespata.(Ir a ANEXOS 10)

5.4.1.1. TRANSFORMADOR DE 30 MVA

Datos obtenidos en el Digsilent.

- Conexión del transformador (Y- Δ)
- Corriente de cortocircuito trifásico en el lado primario del transformador es 5060 A.
- Corriente de cortocircuito trifásico en el lado secundario del transformador es 21773 A.

Determinación de los parámetros principales de los TCs y los ajustes necesarios del relé diferencial.

a) Corriente nominal primaria del transformador.

$$I_{np} = \frac{30 \times 10^3 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV}} = 125,51 \text{ A}$$

b) Corriente nominal secundaria del transformador.

$$I_{ns} = \frac{30 \times 10^3 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 11,5 \text{ kV}} = 1506,17 \text{ A}$$

c) Relaciones nominales de los TCS (RTC).

- TC del lado primario (conexión Δ).

Considerando la corriente nominal del transformador y la corriente de cortocircuito, se tiene:

$$I_{tcp} = I_{np} = \sqrt{3} \times 125,51 = 217,39 \text{ A}$$

$$I_{ns} = \frac{I_{f3\phi p}}{20} = \frac{5060}{20} = 253 \text{ A}$$

RTC: 200 - 1A: 200

- TC del lado secundario (conexión Y).

Considerando la corriente nominal del transformador y la corriente de cortocircuito, se tiene:

$$I_{tcs} = I_{ns} = 1506.17 \text{ A}$$

$$I_{ns} = \frac{I_{f3\phi}}{20} = \frac{21773}{20} = 1088.65 \text{ A}$$

RTC: 2000 - 1 A: 2000

d) Corriente en los terminales secundarios de los TCs.

- TC del lado primario.

$$I_p = \frac{I_{tcp}}{RTC} = \frac{217.39}{200} = 1.09 \text{ A}$$

- TC del lado secundario.

$$I_s = \frac{I_{tcs}}{RTC} = \frac{1506.17}{2000} = 0.75 \text{ A}$$

e) Corriente diferencial.

$$I_d = |I_p + I_s| = |1.09 + 0.75| = 1.84 \text{ A} = 0.2 \text{ Iref}$$

f) Corriente de restricción.

$$I_R = \frac{|I_p - I_s|}{2} = \frac{|1.09 - 0.75|}{2} = 0.17 \text{ A} = 0.0 \text{ Iref}$$

g) Umbrales de arranque y pendientes.

Los valores sugeridos por la literatura especializada son:

$$I_{s1} = 0.2 \text{ pu}$$

$$I_{s2} = 4 \text{ pu}$$

$$m_1 = 30 \%$$

$$m_2 = 70 \%$$

h) Corrección de la relación de transformación de los TCs.

El factor de corrección para cada devanado del transformador de potencia es calculado para cada devanado del transformador de potencia es calculado por el relé en función de los ajustes de potencia de referencia, tensiones y las corrientes nominales en el lugar de instalación de los devanados primarios de los TCs, al utilizar la siguiente formula:

$$K_{am,a} = \frac{I_{nom,a}}{I_{ref,a}} = \frac{200}{125,51} = 1.593 \quad (\text{Lado de alta tensión del transformador})$$

$$K_{am,b} = \frac{I_{nom,b}}{I_{ref,b}} = \frac{2000}{1506,17} = 1.328 \quad (\text{Lado de baja tensión del transformador})$$

5.4.1.2. TRANSFORMADOR DE 12.2 MVA

Datos obtenidos en el Digsilent.

- Conexión del transformador (Y- Δ)
- Corriente de cortocircuito trifásico en el lado primario del transformador es 5060 A.
- Corriente de cortocircuito trifásico en el lado secundario del transformador es 21773 A.

Determinación de los parámetros principales de los TCs y los ajustes necesarios del relé diferencial.

a) Corriente nominal primaria del transformador.

$$I_{np} = \frac{12,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 138} = 51.04 \text{ A}$$

b) Corriente nominal secundaria del transformador.

$$I_{ns} = \frac{12,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 11.5} = 612.51 \text{ A}$$

c) Relaciones nominales de los TCS (RTC).

- TC del lado primario (conexión Δ).

Considerando la corriente nominal del transformador y la corriente de cortocircuito, se tiene:

$$I_{tcp} = I_{np} = \sqrt{3} \times 51.04 = 88.40 \text{ A}$$

$$I_{ns} = \frac{5060}{20} = 253 \text{ A}$$

RTC: 100 - 1 A: 100

- TC del lado secundario (conexión Y).

Considerando la corriente nominal del transformador y la corriente de cortocircuito, se tiene:

$$I_{tcs} = I_{ns} = 612.51 \text{ A}$$

$$I_{ns} = \frac{21773}{20} = 1088.65 \text{ A}$$

RTC: 600 - 1 A: 600

- d) Corriente en los terminales secundarios de los TCs.

- TC del lado primario.

$$I_p = \frac{I_{tcp}}{RTC} = \frac{88.40}{100} = 0.88 \text{ A}$$

- TC del lado secundario.

$$I_s = \frac{I_{tcs}}{RTC} = \frac{612.51}{600} = 1.02 \text{ A}$$

- e) Corriente diferencial.

$$I_d = |I_p + I_s| = |0.88 + 1.02| = 1.9 \text{ A} = 0.2 \text{ Iref}$$

- f) Corriente de restricción.

$$I_R = \frac{|I_p - I_s|}{2} = \frac{|0.88 - 1.02|}{2} = 0.07 \text{ A} = 0.0 \text{ Iref}$$

- g) Umbrales de arranque y pendientes.

Los valores sugeridos por la literatura especializada son:

$$I_{s1} = 0.2 \text{ pu}$$

$$I_{s2} = 4 \text{ pu}$$

$$m_1 = 20 \%$$

$$m_2 = 70 \%$$

h) Corrección de la relación de transformación de los TCs.

El factor de corrección para cada devanado del transformador de potencia es calculado para cada devanado del transformador de potencia es calculado por el relé en función de los ajustes de potencia de referencia, tensiones y las corrientes nominales en el lugar de instalación de los devanados primarios de los TCs, al utilizar la siguiente formula:

$$K_{am,a} = \frac{I_{nom,a}}{I_{ref,a}} = \frac{100}{51,04} = 1.959 \quad (\text{Lado de alta tensión del transformador})$$

$$K_{am,b} = \frac{I_{nom,b}}{I_{ref,b}} = \frac{600}{612,51} = 0.979 \quad (\text{Lado de baja tensión del transformador})$$

5.4.1.3. TRANSFORMADOR DE 12.2 MVA

Datos obtenidos en el Digsilent.

- Conexión del transformador (Y-Δ)
- Corriente de cortocircuito trifásico en el lado primario del transformador es 5060 A.
- Corriente de cortocircuito trifásico en el lado secundario del transformador es 21773 A.

Determinación de los parámetros principales de los TCs y los ajustes necesarios del relé diferencial.

a) Corriente nominal primaria del transformador.

$$I_{np} = \frac{12,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 138} = 51.04 \text{ A}$$

b) Corriente nominal secundaria del transformador.

$$I_{ns} = \frac{12,2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 11.5} = 612.51 \text{ A}$$

c) Relaciones nominales de los TCS (RTC).

- TC del lado primario (conexión Δ).

Considerando la corriente nominal del transformador y la corriente de cortocircuito, se tiene:

$$I_{tcp} = I_{np} = \sqrt{3} \times 51.04 = 88.40 \text{ A}$$

$$I_{ns} = \frac{5060}{20} = 253 \text{ A}$$

RTC: 60 - 1 A: 60

- TC del lado secundario (conexión Y).

Considerando la corriente nominal del transformador y la corriente de cortocircuito, se tiene:

$$I_{tcs} = I_{ns} = 612.51 \text{ A}$$

$$I_{ns} = \frac{21773}{20} = 1088.65 \text{ A}$$

RTC: 600 - 1 A: 600

- d) Corriente en los terminales secundarios de los TCs.

- TC del lado primario.

$$I_p = \frac{I_{tcp}}{RTC} = \frac{88.40}{60} = 1.47 \text{ A}$$

- TC del lado secundario.

$$I_s = \frac{I_{tcs}}{RTC} = \frac{612.51}{600} = 1.02 \text{ A}$$

- e) Corriente diferencial.

$$I_d = |I_p + I_s| = |1.47 + 1.02| = 2.49 \text{ A} = 0.2 \text{ Iref}$$

- f) Corriente de restricción.

$$I_R = \frac{|I_p - I_s|}{2} = \frac{|1.47 - 1.02|}{2} = 0.22 \text{ A} = 0.0 \text{ Iref}$$

- g) Umbrales de arranque y pendientes.

Los valores sugeridos por la literatura especializada son:

$$I_{s1} = 0.2 \text{ pu}$$

$$I_{s2} = 4 \text{ pu}$$

$$m_1 = 20 \%$$

$$m_2 = 70 \%$$

h) Corrección de la relación de transformación de los TCs.

El factor de corrección para cada devanado del transformador de potencia es calculado para cada devanado del transformador de potencia es calculado por el relé en función de los ajustes de potencia de referencia, tensiones y las corrientes nominales en el lugar de instalación de los devanados primarios de los TCs, al utilizar la siguiente formula:

$$K_{am,a} = \frac{I_{nom,a}}{I_{ref,a}} = \frac{60}{51,04} = 1.175 \quad (\text{Lado de alta tensión del transformador})$$

$$K_{am,b} = \frac{I_{nom,b}}{I_{ref,b}} = \frac{600}{612,51} = 0.979 \quad (\text{Lado de baja tensión del transformador})$$

En el cuadro 5.1 se muestra todas las características que presenta el relé multifunción (diferencial y sobrecorriente).

Cuadro 5.1.- Datos de los relés multifunción (diferencial y sobrecorriente).

DATOS DEL RELE			
MARCA	ALSTOM	ALSTOM	ALSTOM
TIPO	MICOM P632	MICOM P632	MICOM P632
SERIE	576706N	576706N	576706N
Vn	50-138 Vac	50-138 Vac	50-138 Vac
In	1/5 A	1/5 A	1/5 A
Vx	48-250	48-250	48-250
	Vdc/100-230 Vac	Vdc/100-230 Vac	Vdc/100-230 Vac
Frecuencia	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz

Fuente: Catalogo Rele ALSTOM

En el cuadro 5.2 se muestra las funciones generales que presenta que presenta dicho relé multifunción y sus ajustes en cuanto a la unidad diferencial.

Cuadro 5.2.- Cálculo de ajuste para los relés diferenciales.

Proteccion Diferencial	Ajuste	Ajuste	Ajuste
Funciones Generales			
Potencia de referencia (Sref)	30 MVA	12.2 MVA	12.2 MVA
Corriente de referencia (Iref_a)	125,51 A	125,51 A	125,51 A
Corriente de referencia (Iref_b)	1506,17A	1506,17A	1506,17A
Umbral de corriente diferencial minima (I_{s1})	0.2 pu	0.2 pu	0.2 pu
Ajuste de primera pendiente (m1)	0.3	0.2	0.2
Segundo umbral de corriente diferencial (I_{s2})	4 pu	4 pu	4 pu
Ajuste de segunda pendiente (m2)	0.7	0.7	0.7
Correccion de relacion de transformacion de los TC's(K_(am,a))	1.593	1.959	1.175
Correccion de relacion de transformacion de los TC's(K_(am,b))	1.328	0.979	0.979

Fuente: Elaboracion propia.

5.4.2. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA

5.4.2.1. CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL CÁLCULO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

a) Relés de Sobrecorriente Temporizada (51, 51N).

El ajuste de todos los relés de sobrecorriente temporizada involucrados en la Subestación de Dolorespata considera los siguientes criterios generales:

- La corriente de arranque de la protección por sobrecorriente de fases se calculó como el 125% de la corriente nominal del circuito.
- La corriente de arranque de la protección por sobrecorriente de fase a tierra se calculó como el 20% - 40% de la corriente nominal del circuito.
- Se han empleado curvas del tipo IEC Normal Inverse por el tipo de cargas relevantes en la Subestación de Dolorespata.
- En las propuestas de reajuste el tiempo de discriminación empleado entre relés adyacentes ha sido de 0,25 segundos por el tipo de relés con los que cuentan las instalaciones.

b) Relés de Sobrecorriente Instantánea (50, 50N).

El ajuste de los relés de sobrecorriente instantánea considera los siguientes criterios generales:

- El alcance de la unidad instantánea de fases se ha ajustado al 125% de la corriente de cortocircuito trifásica de la Subestación más cercana aguas abajo.

- El alcance de la unidad instantánea de fallas a tierra se ha ajustado al 125% de la corriente de cortocircuito monofásica máxima de la Subestación más cercana aguas abajo.

5.4.2.2. CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

a) Corriente de Arranque de los Relés de Fase y Tierra Temporizados (51/51N).

Para obtener la corriente de arranque, se tomaron los siguientes criterios:

➤ Para Relés de Fase.

- Tener en cuenta la desigualdad :

$$I_{ML} < I_{pu} < I_{F2\phi}$$

Dónde:

$I_{F2\phi}$: Corriente de falla bifásica al final de la línea [A]

I_{pu} : Corriente de arranque del relé de fase [A]

I_{ML} : Máxima demanda de las cargas [A]

- Según los criterios mencionados en el ítem 5.4.2.1 (a):

$$I_{pu} = 125\% \times I_n$$

Dónde:

I_n : Corriente nominal del circuito [A]

I_{pu} : Corriente de arranque del relé [A]

➤ Para Relés de Tierra.

- Tener en cuenta la desigualdad:

$$I_{MD} < I_{pu} < I_{F1\phi-T}$$

Dónde:

$I_{F1\phi-T}$: Corriente de falla monofásica al final de la línea [A]

I_{pu} : Corriente de arranque del relé de tierra [A]

I_{MD} : Máximo desequilibrio permitido [A]

Para: $I_{MD} = 10\% \times I_{ML}$

- Según criterios mencionados en el ítem 5.4.2.1 (a):

$$I_{pu} = 40\% \times I_n$$

Dónde:

I_n : Corriente nominal del circuito [A]

I_{pu} : Corriente de arranque del relé de tierra [A]

b) Corriente de Arranque de los Relés de Fase y Tierra Instantáneos (50/50N).

Para obtener la corriente de arranque, se tomaron los siguientes criterios:

➤ Para Relés de Fase.

- Según criterios mencionados en el ítem 5.4.2.1 (b):

$$I_{pui} = 125\% \times I_{F3\phi-T}$$

Dónde:

$I_{F3\phi-T}$: Corriente de falla trifásica en relé o subestación más cercana aguas abajo [A]

I_{pui} : Corriente de arranque instantáneo de relé de tierra [A]

➤ Para Relés de Tierra.

- Según criterios mencionados en el ítem 5.4.2.1 (b):

$$I_{pui} = 125\% \times I_{F1\phi-T}$$

Dónde:

$I_{F1\phi-T}$: Corriente de falla monofásica en relé o subestación más cercana aguas abajo [A]

I_{pui} : Corriente de arranque instantáneo de relé de tierra [A]

c) Tiempos de Coordinación entre Curvas para Selectividad de las Protecciones.

Las diferencias de tiempos de actuación entre las curvas “A” y “B” se dan en un tiempo no menor a 0.2s y no mayor a 0.3s, como se indica a continuación.

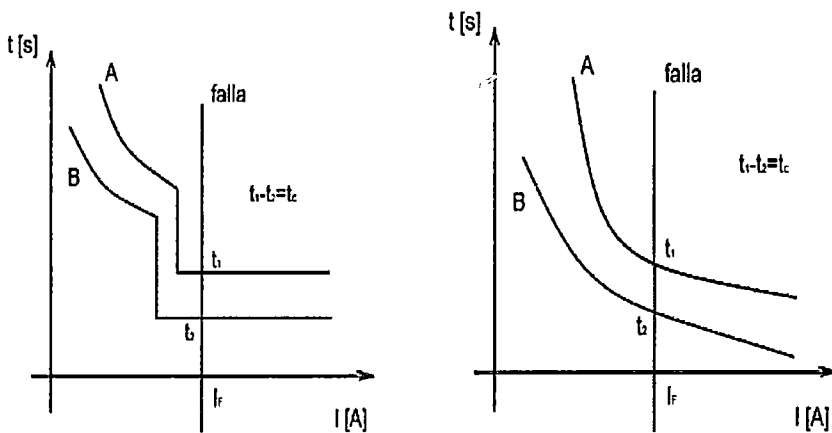


Fig.5.3.- Tiempos de coordinación entre curvas.

Criterio:

$$0.2 \leq t_c \leq 0.3$$

Dónde:

t_c : Tiempo de coordinación de actuación de las curvas “A” y “B”.

5.4.2.3. CÁLCULO DE LOS AJUSTES PROPUESTOS Y COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE

En el cuadro 5.3 y 5.4 se muestran los criterios que se siguieron para el cálculo de corrientes de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 51-temporizada según los criterios que nos da el COES.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 5.3.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 51-Temporizada.

TENSION [kV]	RELE	TC	CORRIENTE ACTUAL [A]
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	200	87,66
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	100	34,32
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	60	34,32
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	2000	1154,18
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	600	431,62
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	600	431,62
	GENERAL ELECTRIC/SR735(DP15-DO08)	60	49,48
	ABB/REJ525_TMA211(DP16-banco1_4x2.5MVAR)	120	467,45
	ABB/REJ525_TMA211(DP17-banco2_3x3.75MVAR)	120	175,3

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 5.4.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 51-Temporizada.

MAX.DEMANDA In [A]	$I_{pu(51)} [A]$	Falla $F_{2\phi} [A]$	Cálculo $I_{pu} = 1,25 * I_n [A]$	$I_{pu(Secundario)} = I_{pu} * TC [A]$
125,511	157	264	157	0,78
51,041	64	100	64	0,64
51,041	64	100	64	1,06
1506,131	1883	2870	1883	0,94
612,493	766	1040	766	1,28
612,493	766	1040	766	1,28
300,000	375	4950	375	6,25
502,044	628	4950	628	5,23
564,799	706	4950	706	5,88

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.5 y 5.6 se muestran los criterios que se siguieron para el cálculo de corrientes de arranque para la protección de sobrecorriente de Fase 50-instantánea según los criterios que nos da el COES.

Cuadro 5.5.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 50 -Instantánea.

TENSION	RELE	TC	CORRIENTE ACTUAL [A]
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	200	1154,18
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	100	431,62
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	60	431,62
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	2000	1326,87
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	600	419,52
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	600	419,52
	GENERAL ELECTRIC/SR735(DP15-DO08)	60	49,48

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 5.6.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de fase 50 -Instantánea.

MAX: DEMANDA In [A]	falla 3φ [A]	Cálculo: $I_{pui} = 1,25 * I_{F3φ}$ [A]	$I_{pui}(\text{Secundario}) = I_{pui} * TC$ [A]
125,511	1005	1256	6,28
51,041	382	478	4,78
51,041	382	478	7,96
1506,131	3315	4144	2,07
612,493	1025	1281	2,14
612,493	1025	1281	2,14
300,000	5725	7156	119,27

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.7 se muestra los datos que se introducirá en los relés de sobrecorriente implementados en la Subestación de Dolorespata mediante el software Digsilent para la protección de sobrecorriente de fase 51-temporizada.

Cuadro 5.7.- Datos para la protección de sobrecorriente de fase 51-Temporizada.

TENSIÓN [kV]	RELE	TC	I _{pu} [pri.A]	I _{pu} [sec.A]	DIAL	CURVA
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	200	157	0,78	0,2	NORMALMENETE INVERSO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	100	64	0,64	0,25	NORMALMENETE INVERSO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	60	64	1,06	0,2	NORMALMENETE INVERSO
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	2000	1883	0,94	0,1	NORMALMENETE INVERSO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	600	766	1,28	0,1	NORMALMENETE INVERSO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	600	766	1,28	0,1	NORMALMENETE INVERSO
	GENERAL ELECTRIC-SR735(DP15-DO08)	60	375	6,25	0,5	NORMALMENETE INVERSO
	ABB/REJ525-TMA211(DP16-banco1_4x2.5MVAR)	120	628	5,23	0,9	NORMALMENETE INVERSO
	ABB/REJ525-TMA211(DP17-banco2_3x3.75MVAR)	120	706	5,88	0,9	NORMALMENETE INVERSO

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.8 se muestra los datos que se introducirá en los relés de sobrecorriente implementados en la Subestación de Dolorespata mediante el software Digsilent para la protección de sobrecorriente de fase 50-instantánea.

Cuadro 5.8.- Datos para la protección de sobrecorriente de fase 50 -Instantánea.

TENSIÓN [kV]	RELE	TC	I _{pu} [pri.A]	I _{pu} [sec.A]	T [s]	CURVA
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	200	1256,25	6,28	0,5	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	100	477,50	4,78	0,5	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	60	477,50	7,96	0,4	TIEMPO DEFINIDO
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	2000	4143,75	2,07	0,25	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	600	1281,25	2,14	0,2	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	600	1281,25	2,14	0,2	TIEMPO DEFINIDO
	GENERAL ELECTRI-SR735(DP15-DO08)	60	7156,25	119,27	0,1	TIEMPO DEFINIDO

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.9 y 5.10 se muestran los criterios que se siguieron para el cálculo de corrientes de arranque para la protección de sobrecorriente de Tierra 51N-temporizada según los criterios que nos da el COES.

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

Cuadro 5.9.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 51N -Temporizada.

TENSIÓN	RELÉ	TC	CORRIENTE ACTUAL [A]	MAX.DEMANDA In [A]
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	87,66	125,511
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	34,32	51,041
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	34,32	51,041
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	1154,18	1506,131
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	431,62	612,493
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	431,62	612,493
	GENERAL ELECTRIC/SR735(DP15-DO08)	60	49,48	300,000
	ABB/REI525_TMA211(DP16-banco1_4x2.5MVAR)	120	467,45	502,044
	ABB/REI525_TMA211(DP17-banco2_3x3.75MVAR)	120	175,3	564,799

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 5.10.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 51N -Temporizada.

MAX.DESBALANCE IMD= 0.1*In [A]	$I_{MD} < I_{pu} < I_{F1\phi}$			Cálculo Ipu = 0.4*In [A]	Ipu(Secundario)=Ipu*TC [A]
	Ipu (51) [A]	Falla 1φ [A]			
13	50	60		50	1,26
5	20	20		20	0,51
5	20	20		20	0,51
151	602	380		602	15,06
61	245	300		245	6,12
61	245	300		245	6,12
30	120	4015		120	2,00
50	201	4015		201	1,67
56	226	4015		226	1,88

Fuente. Elaboracion propia.

En el cuadro 5.11 y 5.12 se muestran los criterios que se siguieron para el cálculo de corrientes de arranque para la protección de sobrecorriente de Tierra 50N-instantánea según los criterios que nos da el COES.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

Cuadro 5.11.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 50N -Instantánea.

TENSION	RELE	TC	CORRIENTE ACTUAL [A]
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	1154,18
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	431,62
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	431,62
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	1326,87
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	419,52
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	419,52
	GENERAL ELECTRIC/SR735(DP15-DO08)	60	49,48

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 5.12.- Cálculo de corriente de arranque para la protección de sobrecorriente de tierra 50N -Instantánea.

MAX-DEMANDA- I_m [A]	Falla I_f -T [A]	Calculo $I_{pui} = 1.25 * I_f$ [A]	I_{pui} (Secundario) = $I_{pui} * TC$ [A]
125,511	52	65	1,63
51,041	20	25	0,63
51,041	20	25	0,63
1506,131	77	96	2,41
612,493	28	35	0,88
612,493	28	35	0,88
300,000	1389	1736	28,94

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.13 se muestra los datos que se introducirá en los relés de sobrecorriente implementados en la Subestación de Dolorespata mediante el software Digsilent para la protección de sobrecorriente de tierra 51N-temporizada.

Cuadro 5.13.- Datos para la protección de sobrecorriente de tierra 51N -Temporizada.

TENSIÓN [kV]	RELÉ	TC	$I_{pu} [pri.A]$	$I_{pu} [sec.A]$	DIAL	CURVA
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	50	1,26	1	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	20	0,51	0,8	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	20	0,51	0,7	TIEMPO DEFINIDO
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	602	15,06	0,3	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	245	6,12	0,3	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	245	6,12	0,2	TIEMPO DEFINIDO
	GENERAL ELECTRIC-SR735(DP15-DO08)	60	120	2,00	0,15	TIEMPO DEFINIDO
	ABB/REJ525-TMA211(DP16-banco1_4x2.5MVAR)	120	201	1,67	0,15	TIEMPO DEFINIDO
	ABB/REJ525-TMA211(DP17-banco2_3x3.75MVAR)	120	226	1,88	0,15	TIEMPO DEFINIDO

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.14 se muestra los datos que se introducirá en los relés de sobrecorriente implementados en la Subestación de Dolorespata mediante el software Digsilent para la protección de sobrecorriente de tierra 50N-instantánea.

Cuadro 5.14.- Datos para la protección de sobrecorriente de tierra 50N -Instantánea.

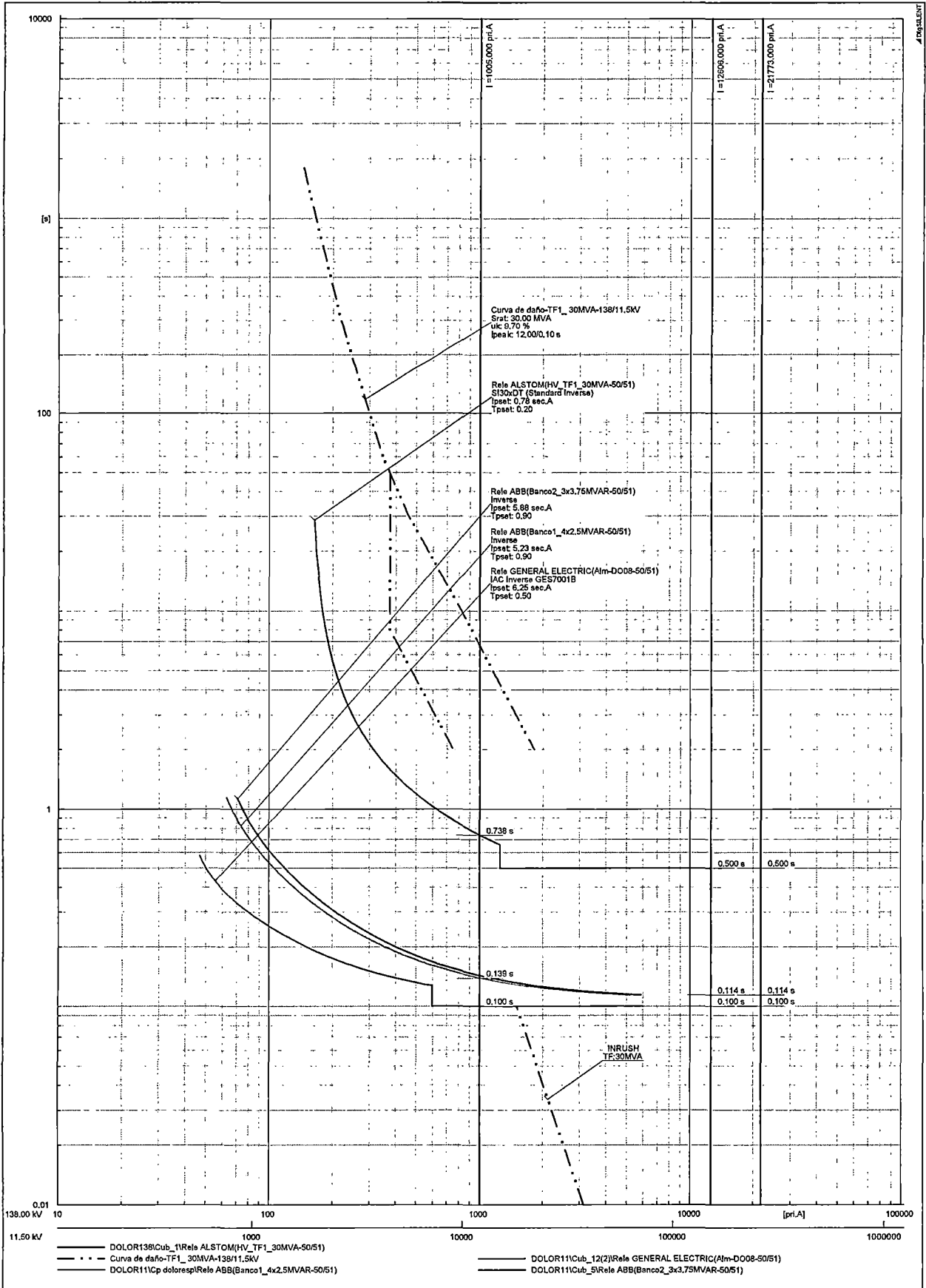
TENSIÓN [kV]	RELÉ	TC	$I_{pu} [pri.A]$	$I_{pu} [sec.A]$	T [s]	CURVA
138	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	65	1,63	0,8	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	25	0,63	0,7	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	25	0,63	0,6	TIEMPO DEFINIDO
11,5	ALSTOM/MICON-P632(DP08-TF1)	40	96,25	2,41	0,4	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP10-TF2)	40	35	0,88	0,4	TIEMPO DEFINIDO
	ALSTOM/MICON-P632(DP12-TF3)	40	35	0,88	0,3	TIEMPO DEFINIDO
	GENERAL ELECTRIC-SR735(DP15-DO08)	60	1736,25	28,94	0,1	TIEMPO DEFINIDO

Fuente: Elaboracion propia.

CURVAS DE SELECTIVIDAD PARA PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

- ❖ Todos los transformadores conectados:
 - Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF1_30 MVA.
 - Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF2 y TF3_12.2 MVA.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas t-I de tierra lado 138 kV para TF1, TF2 y TF3.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas t-I de tierra lado 11.5 kV para TF1, TF2 y TF3.

Fig.5.4. Protecciones de fase 50/51 – Curvas I-I de fase para TF1_30 MVA.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas I-I para TF1-30MVA

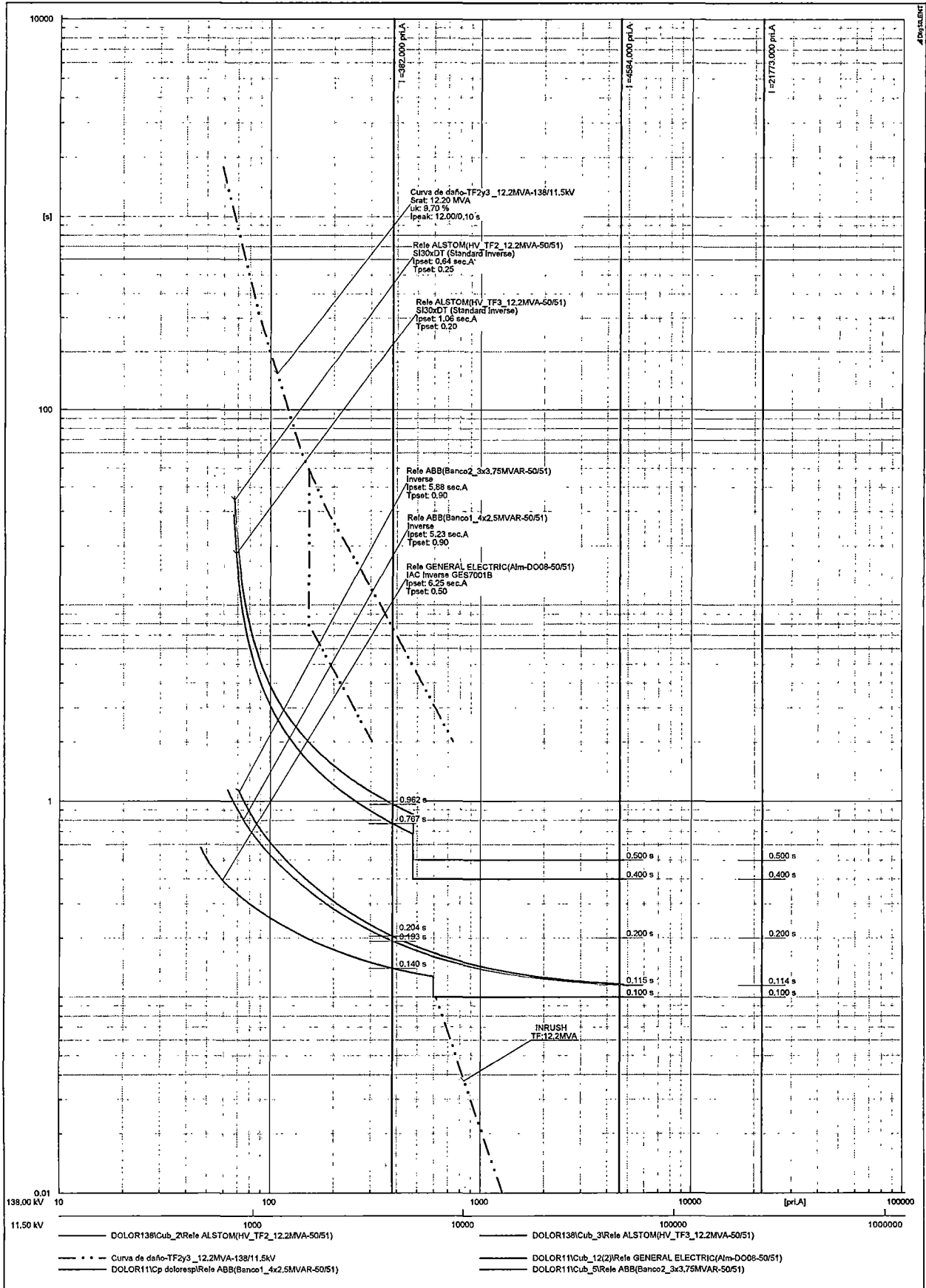
Date: 3/8/2015

Transformador 1 de 30MVA, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de fase 50/51-Todos los transformadores conectados

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.5. Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF2 y TF3_12.2 MVA.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas t-I para TF2 y TF3-12.2MVA

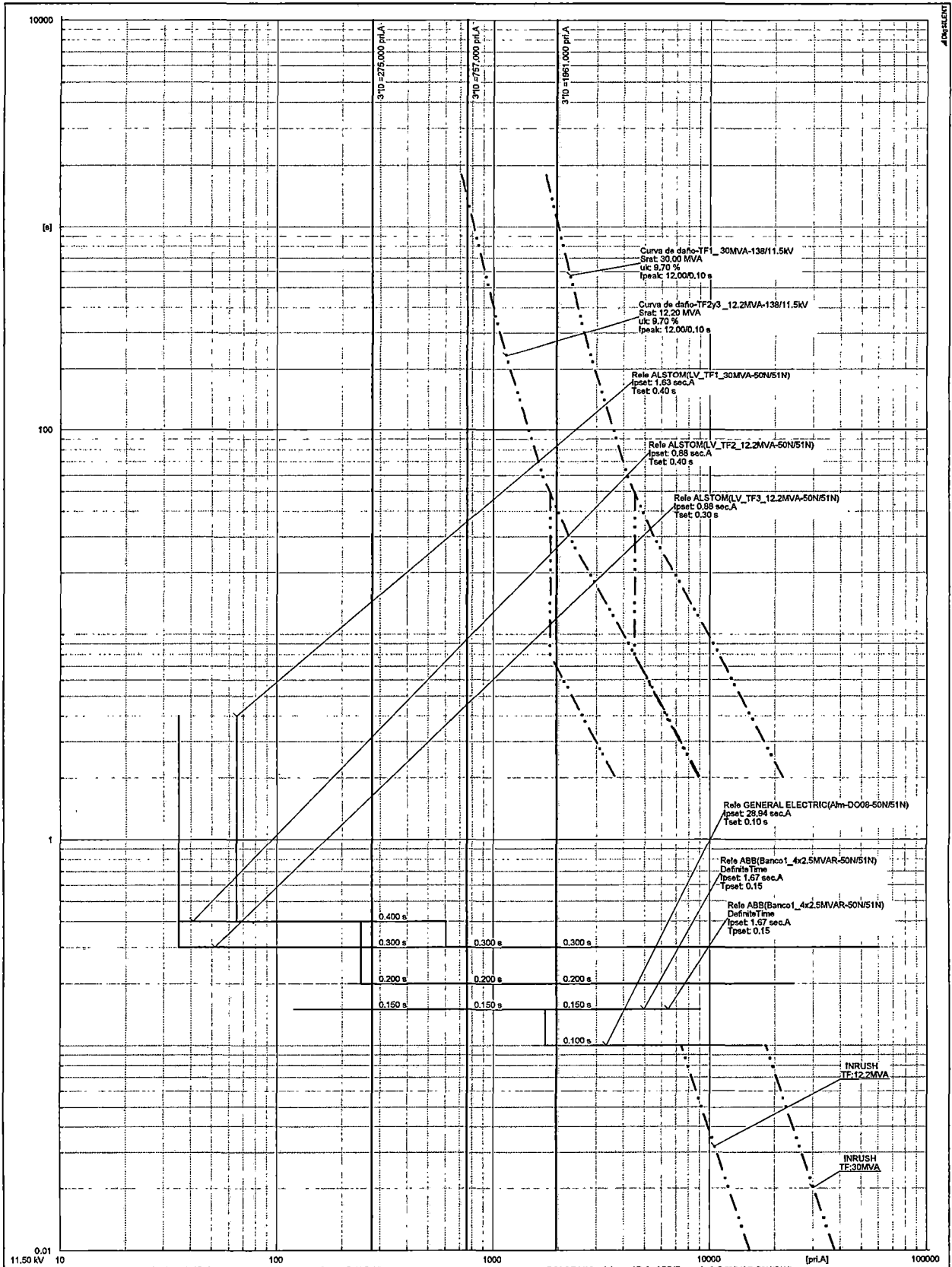
Date: 3/8/2015

Transformador 1, 2 y 3, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de fases 50/51-Todos los transformadores conectados

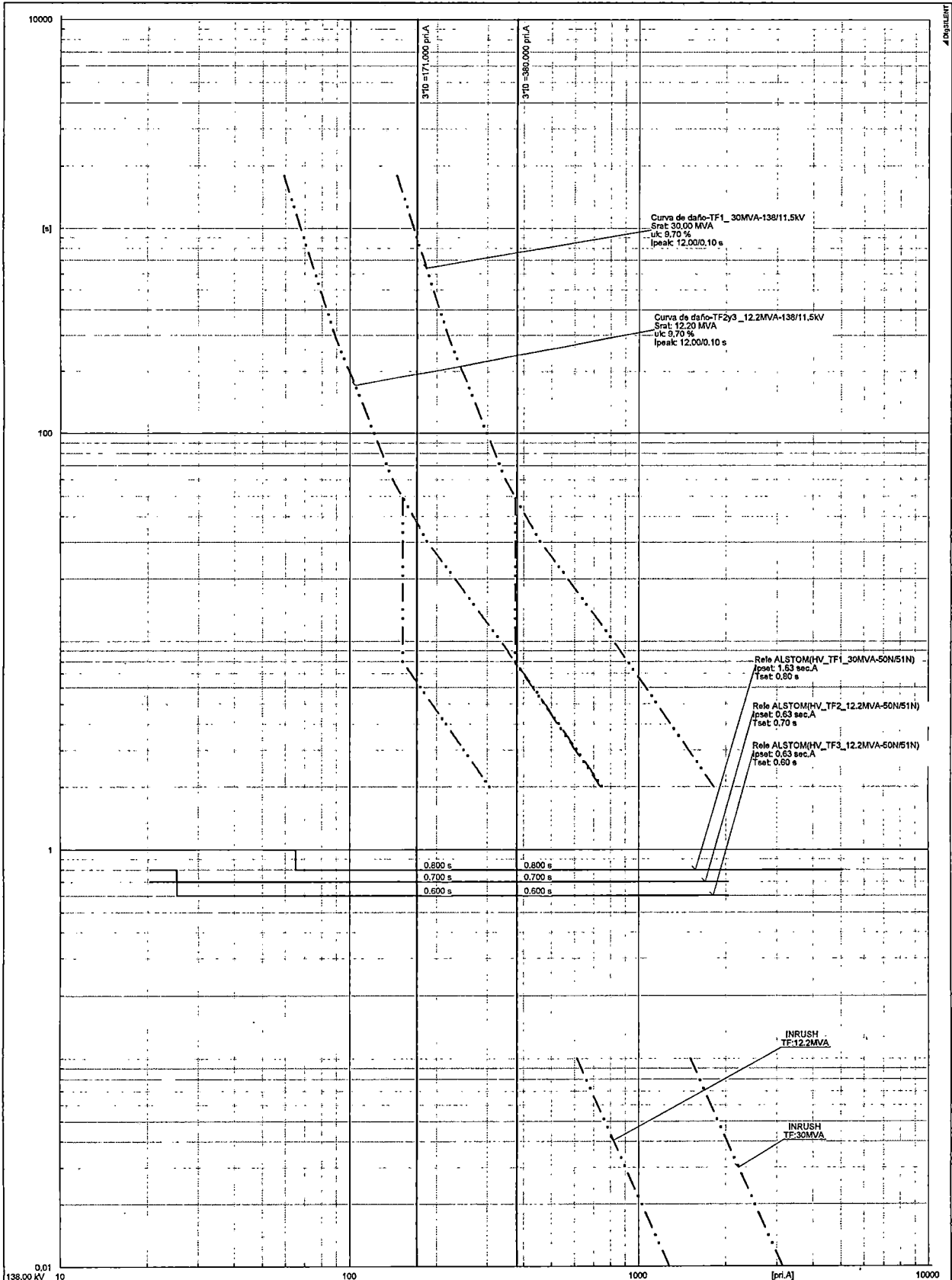
Annex: J.E.Q.C/B

Fig.5.6. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas t-I de tierra lado 138 kV para TF1, TF2 y TF3.



<p>— DOLOR11Cub_12(2)Relé GENERAL ELECTRIC(Alm-DO08-50N/51N)</p> <p>— DOLOR11Cub_51Relé ABB(Banco2_3x3.75MVAR-50N/51N)</p> <p>— DOLOR11Cub_11Relé ALSTOM(LV_TF2_12.2MVA-50N/51N)</p> <p>— — — Curva de daño-TF1_30MVA-138/11.5KV</p>	<p>— DOLOR11Cp dolorespRelé ABB(Banco1_4x2.5MVAR-50N/51N)</p> <p>— DOLOR11t2 dol_1711Relé ALSTOM(LV_TF1_30MVA-50N/51N)</p> <p>— DOLOR11Cub_2Relé ALSTOM(LV_TF3_12.2MVA-50N/51N)</p> <p>— — — Curva de daño-TF2y3_12.2MVA-138/11.5KV</p>	<p>Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente</p> <p>Curvas t-I de TIERRA 11.5KV</p> <p>Date: 3/8/2015</p>
<p>Transformador 1, 2 y 3, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2</p>	<p>Protecciones de tierra 50N/51N-Todos los transformadores conectados</p>	<p>Annex: J.E.Q.C/7</p>

Fig.5.7. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas t-I de tierra lado 11.5 kV para TF1, TF2 y TF3.



DOLOR138\Cub_1\Relé ALSTOM(HV_TF1_30MVA-50N/51N)
 DOLOR138\Cub_2\Relé ALSTOM(HV_TF2_12.2MVA-50N/51N)
 Curva de daño-TF1_30MVA-138/11.5KV

DOLOR138\Cub_3\Relé ALSTOM(HV_TF3_12.2MVA-50N/51N)
 Curva de daño-TF2y3_12.2MVA-138/11.5KV

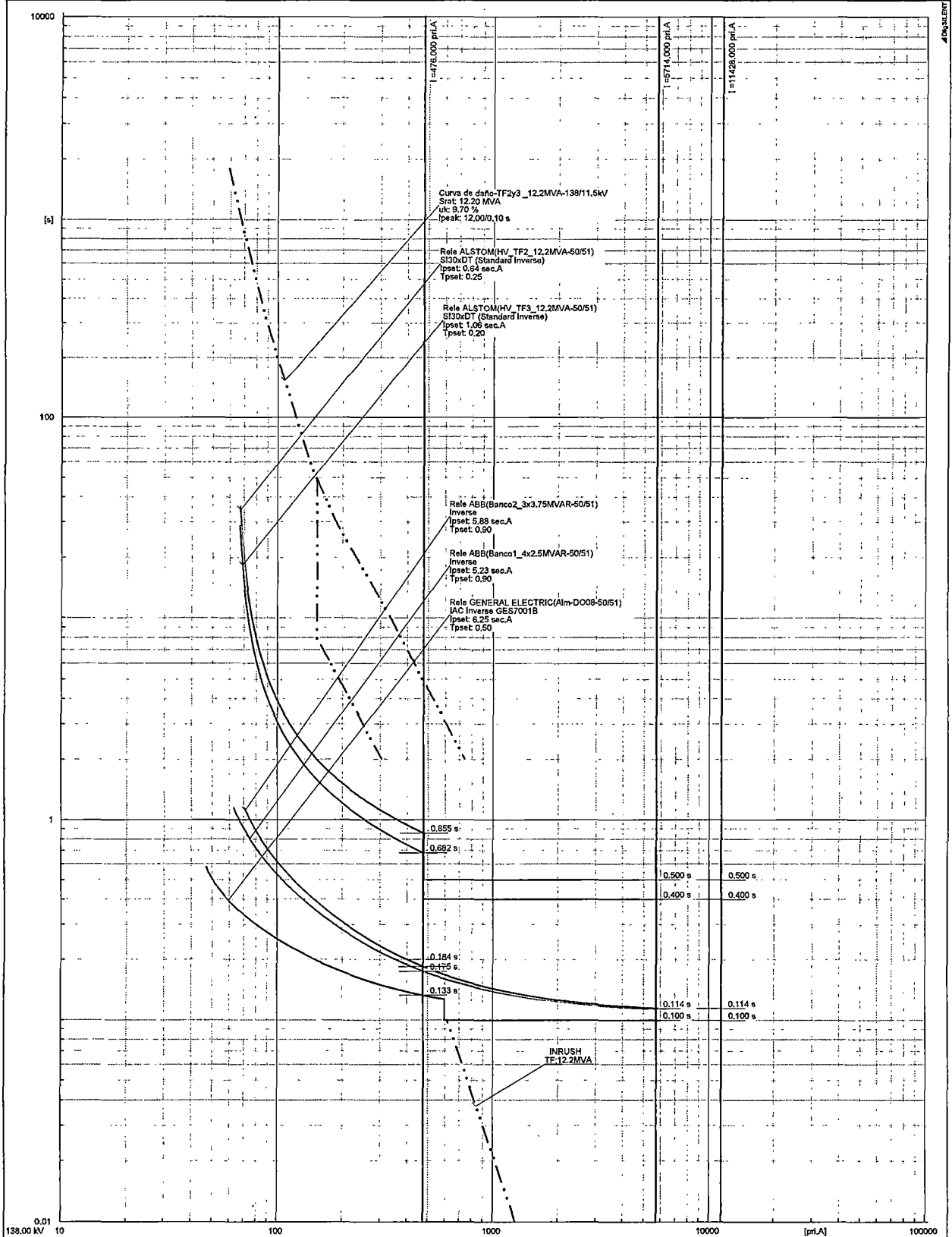
Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente
Curvas t-I de TIERRA 138KV
Date: 3/8/2015

Transformador 1, 2 y 3, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2
 Protecciones de tierra 50N/51N-Todos los transformadores conectados
Annex: J.E.Q.C/8

CURVAS DE SELECTIVIDAD PARA PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

- ❖ Con TF1 desconectado:
 - Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF2, TF3_12.2 MVA.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF2, TF3.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11.5 kV para TF2, TF3.

Fig. 5.8. Protecciones de fases 50/51 – Curvas t-I de fase para TF2, TF3_12.2 MVA



138.00 kV 10 100 1000 10000 100000 [p.r.A] 1000000
 11.50 kV 1000 10000 100000 1000000
 — DOLOR138Cub_2/Rele ALSTOM(HV_TF2_12.2MVA-50/51) — DOLOR138Cub_3/Rele ALSTOM(HV_TF3_12.2MVA-50/51)
 - - - Curva de daño-TF2y3_12.2MVA-138/11.5kV — DOLOR11Cub_12(2)/Rele GENERAL ELECTRIC(Alm-DO08-50/51)
 — DOLOR11Cp doloresp/Rele ABB(Banco1_4x2.5MVAR-50/51) — DOLOR11Cub_5/Rele ABB(Banco2_3x3.75MVAR-50/51)

	Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente	Curvas t-I para TF2 y TF3-12.2MVA	Date: 3/9/2015
	Transformador 2 y 3, Salida D008, Banco 1 y Banco 2	Protecciones de fases 50/51-Con TF1 de 30MVA desconectado	Annex: J.E.Q.C/6

Fig.5.9. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF2, TF3.

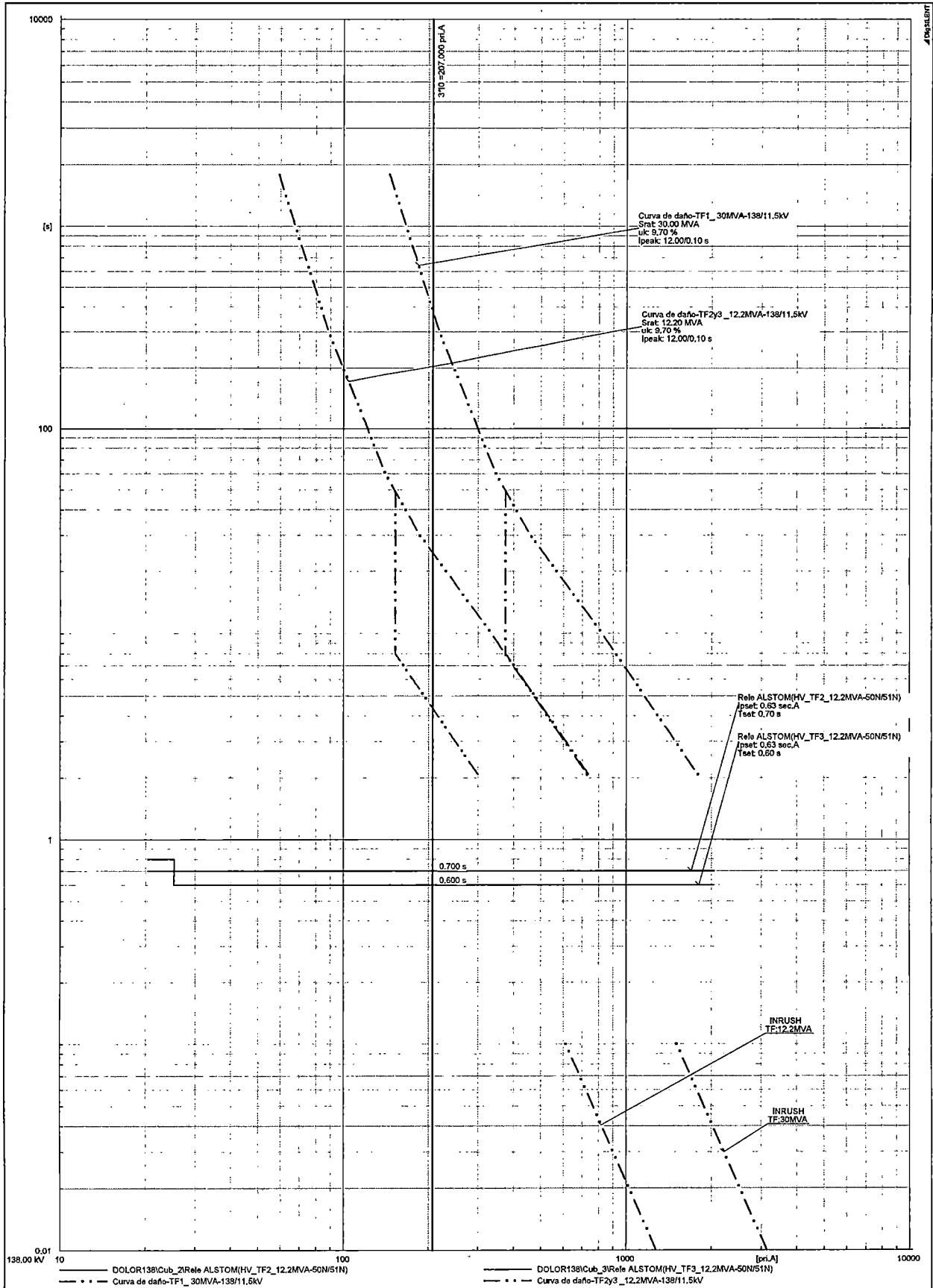
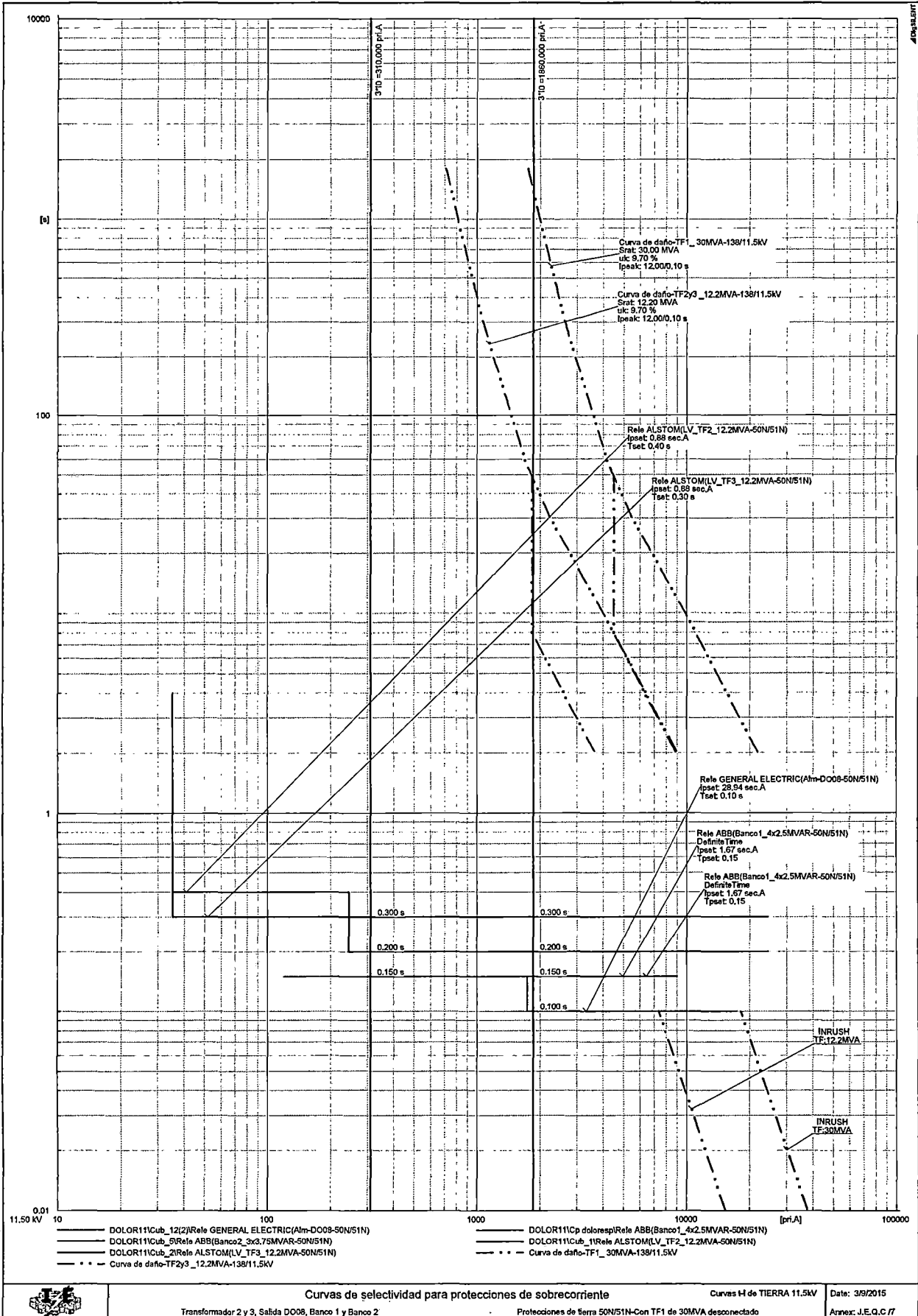


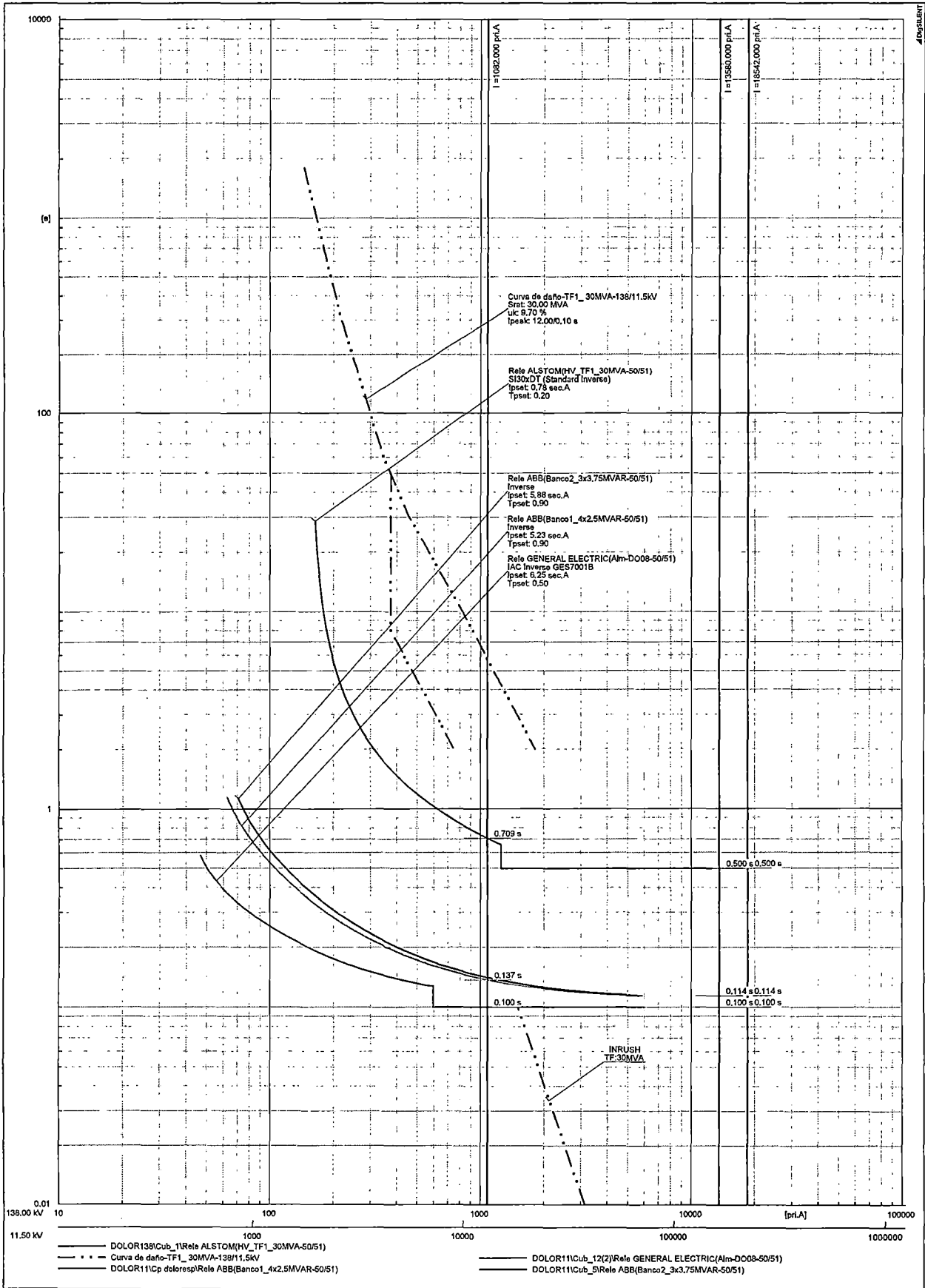
Fig.5.10. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11.5 kV para TF2, TF3



CURVAS DE SELECTIVIDAD PARA PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

- ❖ Con TF3 desconectado:
 - Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF1.
 - Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF2.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF1, TF2.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11.5 kV para TF1, TF2.

Fig.5.11. Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF1.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas t-I para TF1-30MVA

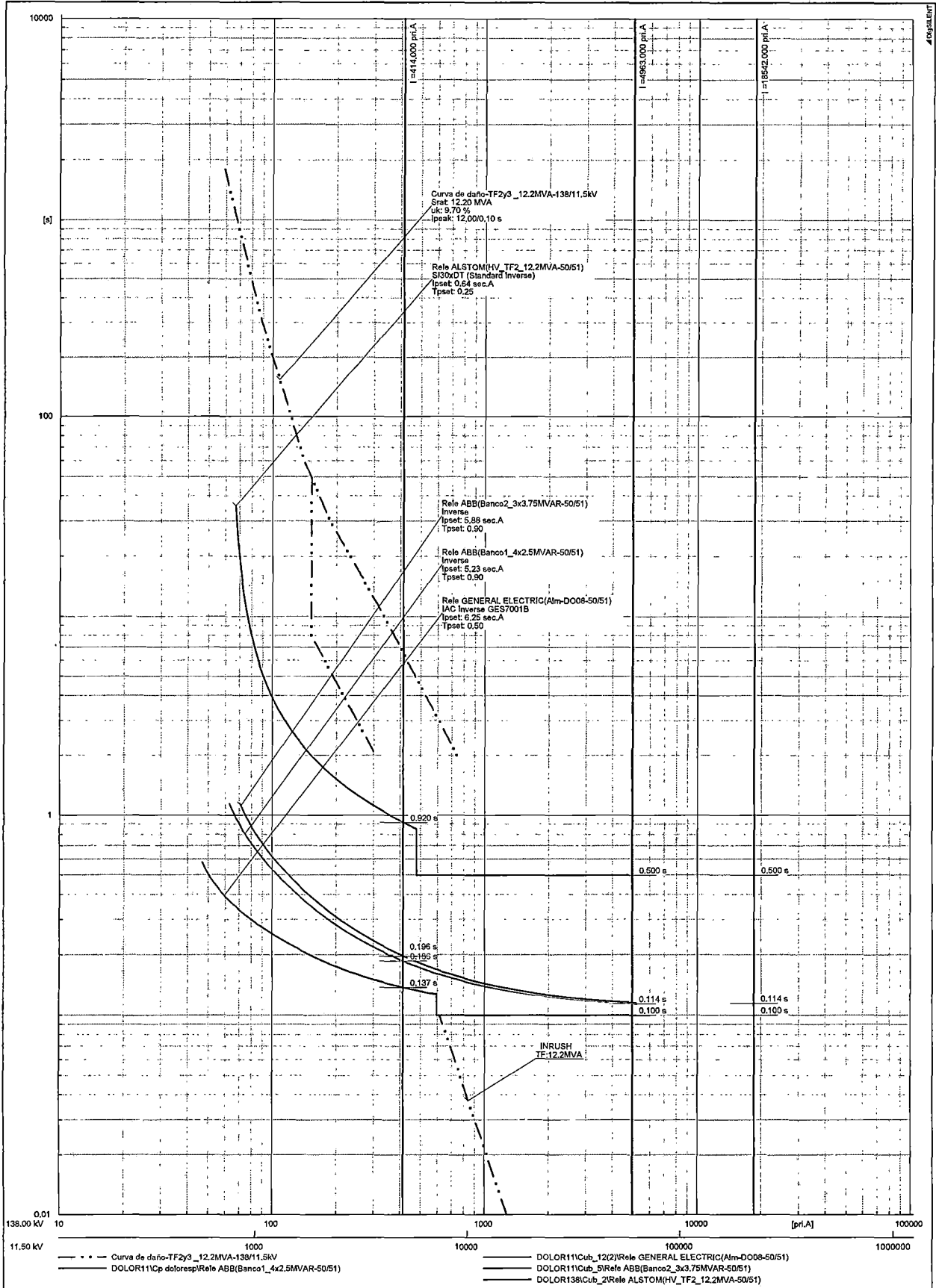
Date: 3/9/2015

Transformador 1 y 2, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de fase 50/51-Con TF3 desconectado

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.12. Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF2.



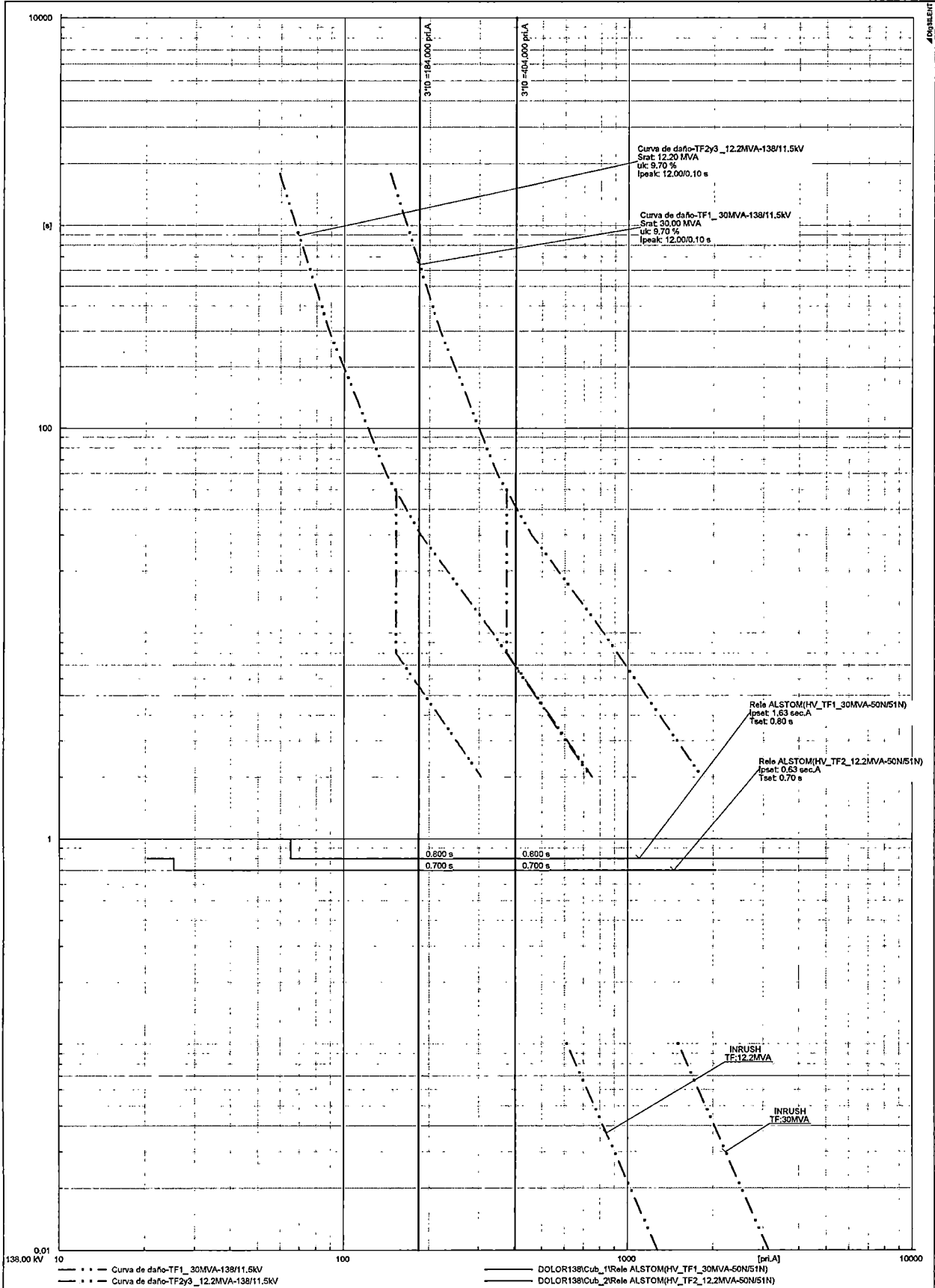
138.00 kV 10 100 1000 10000 100000 1000000 [pri.A]

0.01 1 100 10000

--- Curva de daño-TF2y3_12.2MVA-138/11.5kV
 --- DOLOR11Cp doloresp/Rele ABB(Banco1_4x2.5MVAR-50/51)

--- DOLOR11Cub_12(2)/Rele GENERAL ELECTRIC(Alm-DO08-50/51)
 --- DOLOR11Cub_5/Rele ABB(Banco2_3x3.75MVAR-50/51)
 --- DOLOR138Cub_2/Rele ALSTOM(HV_TF2_12.2MVA-50/51)

Fig.5.13. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF1, TF2.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas I t de TIERRA 138KV

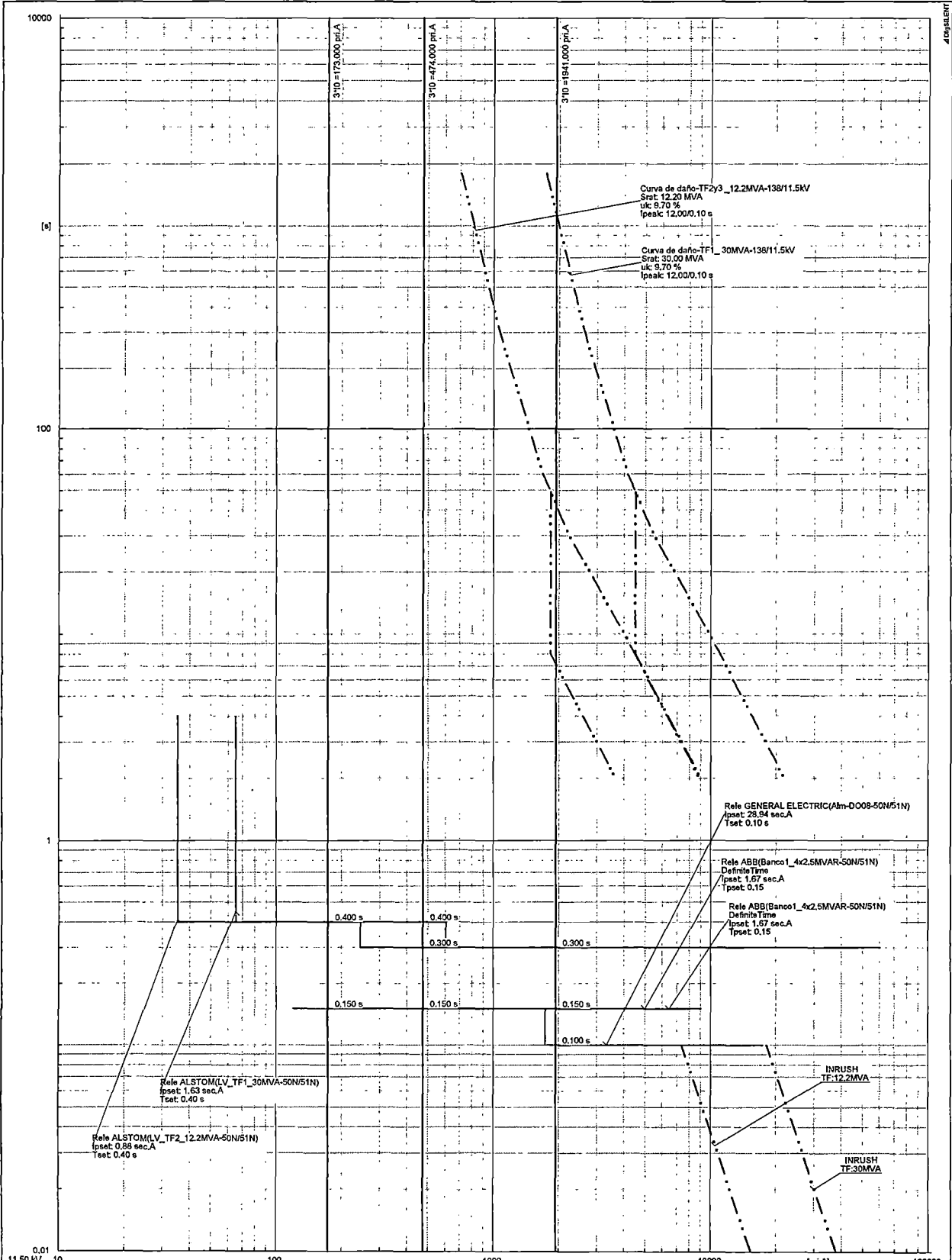
Date: 3/9/2015

Transformador 1 y 2, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de tierra 50N/51N-Con TF3 desconectado

Annex: J.E.Q.C /B

Fig.5.14. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11.5 kV para TF1, TF2.



11.50 kV 10 100 1000 10000 100000 [pA]

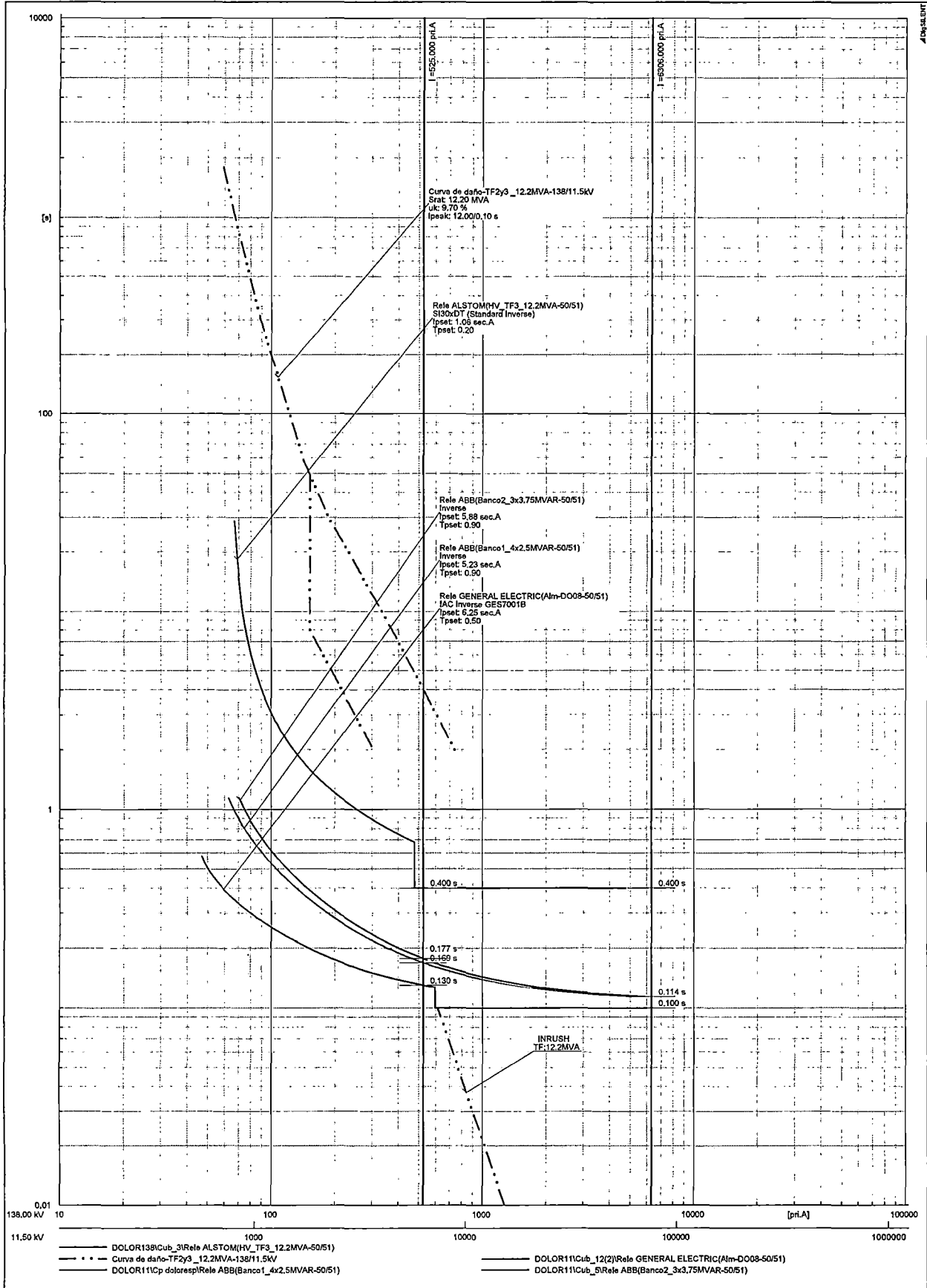
_____ DOLOR11Cub_12(2)Rele GENERAL ELECTRIC(Alm-DO08-50N/51N)
 _____ DOLOR11Cub_9Rele ABB(Banco2_3x3.75MVAR-50N/51N)
 _____ DOLOR11r2_d0_171Rele ALSTOM(LV_TF1_30MVA-50N/51N)
 _____ DOLOR11Cub_1Rele ALSTOM(LV_TF2_12.2MVA-50N/51N)
 _____ DOLOR11Cp_dolorespRele ABB(Banco1_4x2.5MVAR-50N/51N)
 - - - - - Curva de daño-TF1_30MVA-138/11.5KV
 - - - - - Curva de daño-TF2y3_12.2MVA-138/11.5KV

	Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente	Curvas t-I de TIERRA 11.5kV	Date: 3/5/2015
	Transformador 1 y 2, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2	Protecciones de tierra 50N/51N-Con TF3 desconectado	Annex: J.E.O.C/7

CURVAS DE SELECTIVIDAD PARA PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

- ❖ Con TF1 y TF2 desconectados:
 - Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF3_12.2 MVA.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF3_12.2 MVA.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11.5 kV para TF3_12.2 MVA.

Fig.5.15. Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF3_12.2 MVA.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas t-I para TF3-12.2MVA

Date: 3/9/2015

Transformador 3, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de fase 50/51-Con TF1 y TF2 desconectados

Annex: J.E.Q.C/6

Fig.5.16. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF3_12.2 MVA.

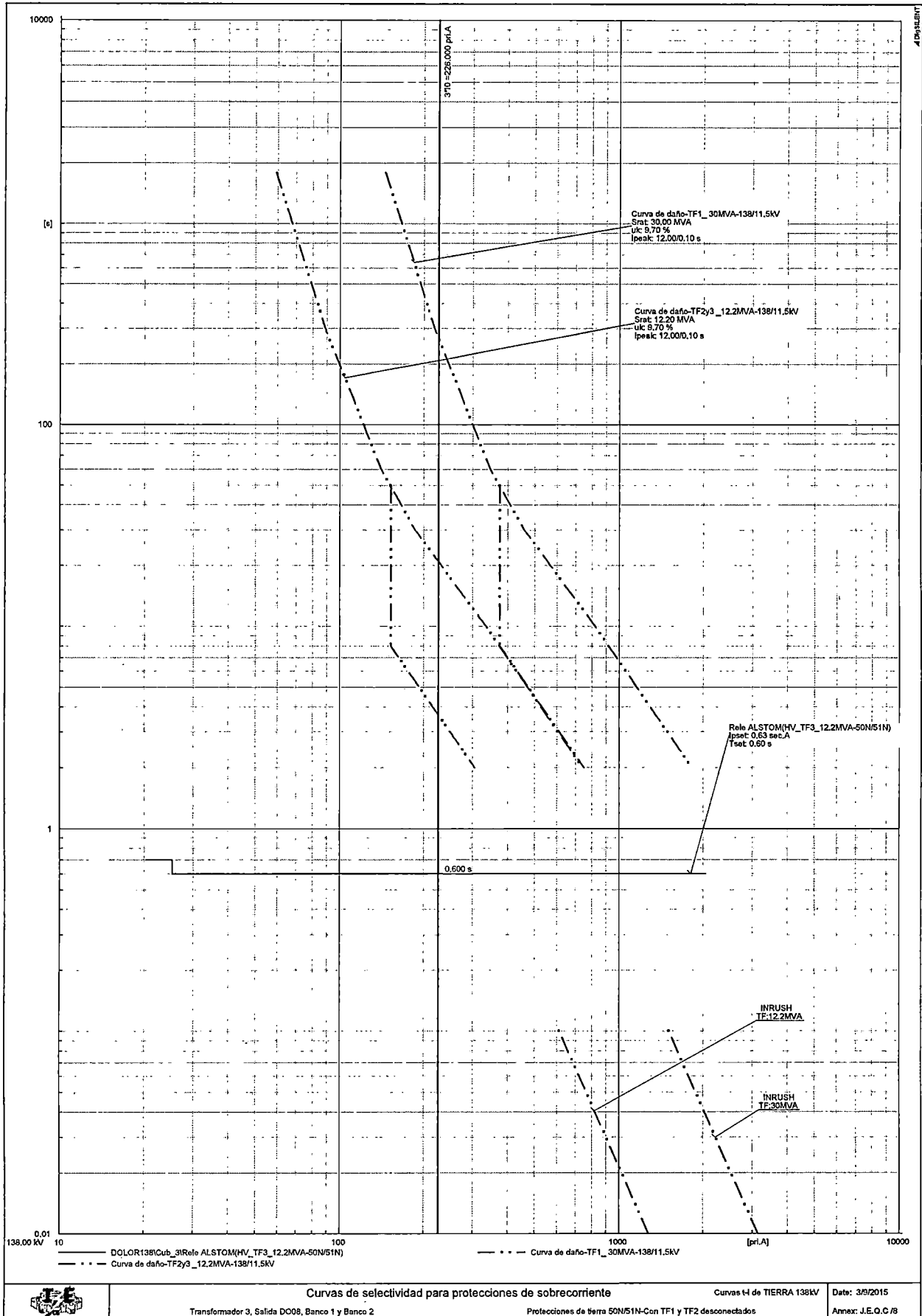
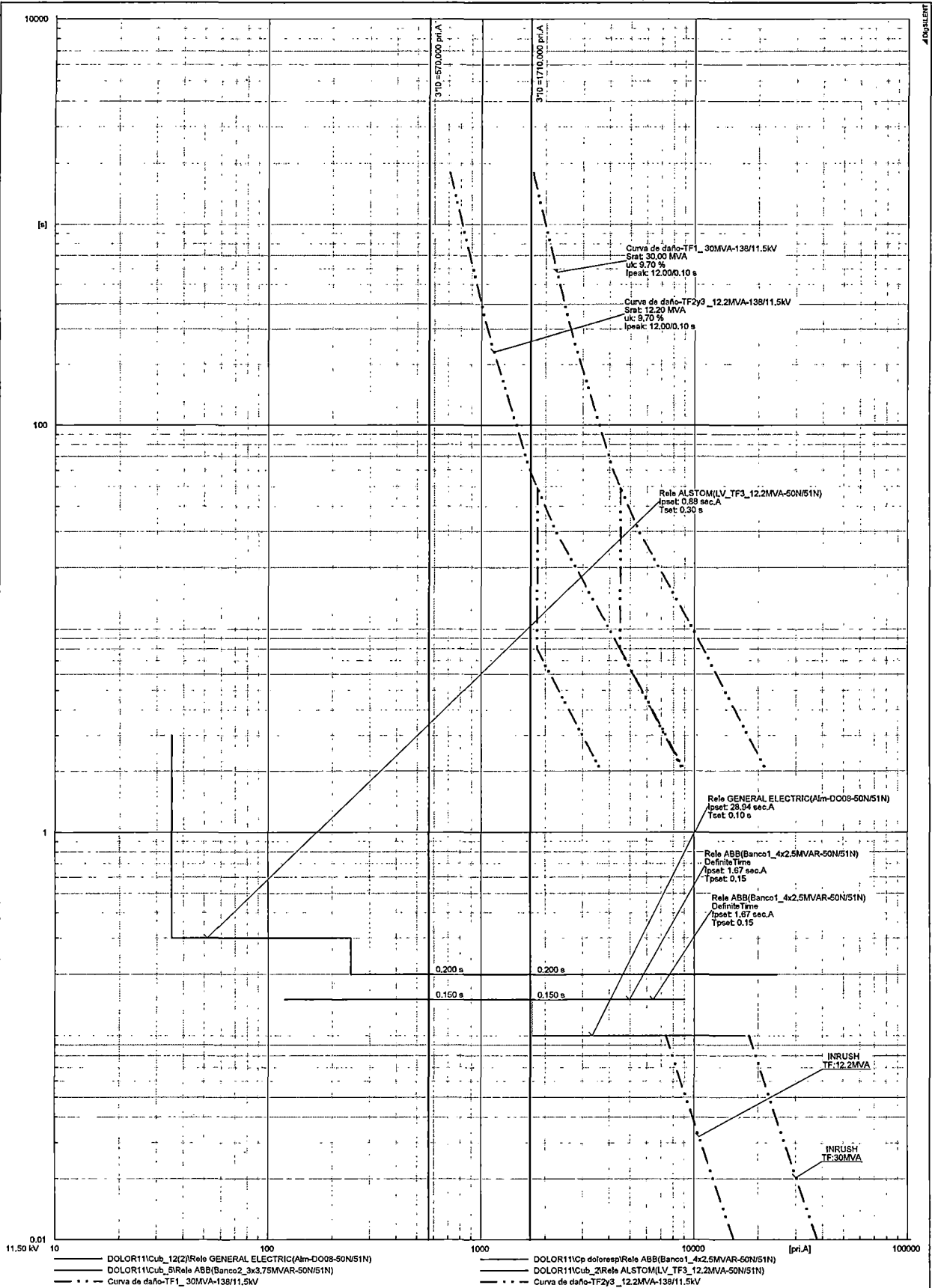


Fig.5.17. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11.5 kV para TF3_12.2 MVA.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas t-I de TIERRA 11.5kV

Date: 3/9/2015

Transformador 3, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de tierra 50N/51N-Con TF1 y TF2 desconectados

Annex: J.E.Q.C/7

CURVAS DE SELECTIVIDAD PARA PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

- ❖ Con TF2 y TF3 desconectados:
 - Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I de fase para TF1.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF1.
 - Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11.5 kV para TF1.

Fig.5.18. Protecciones de fase 50/51 – Curvas t-I para TF1_30 MVA.

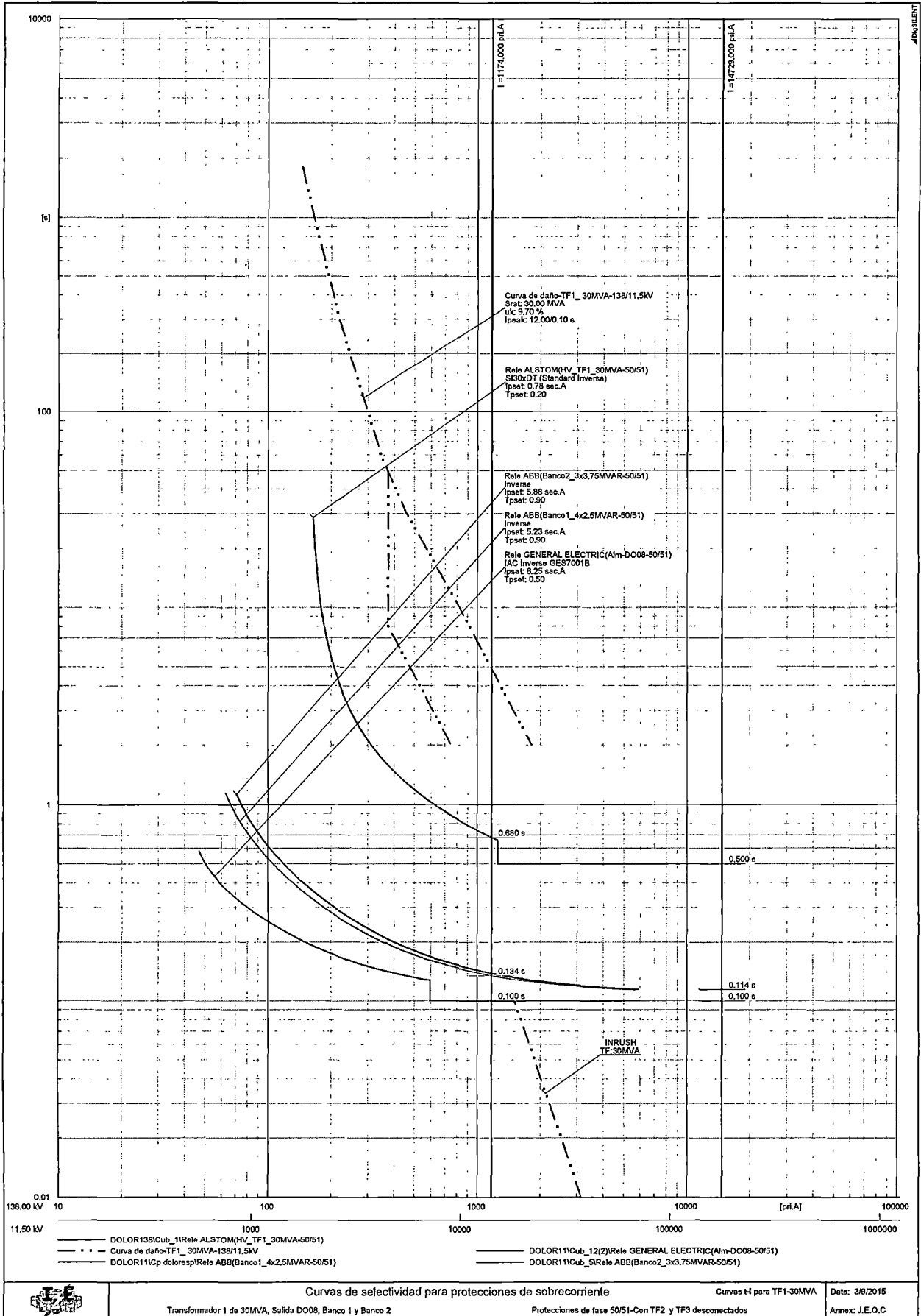
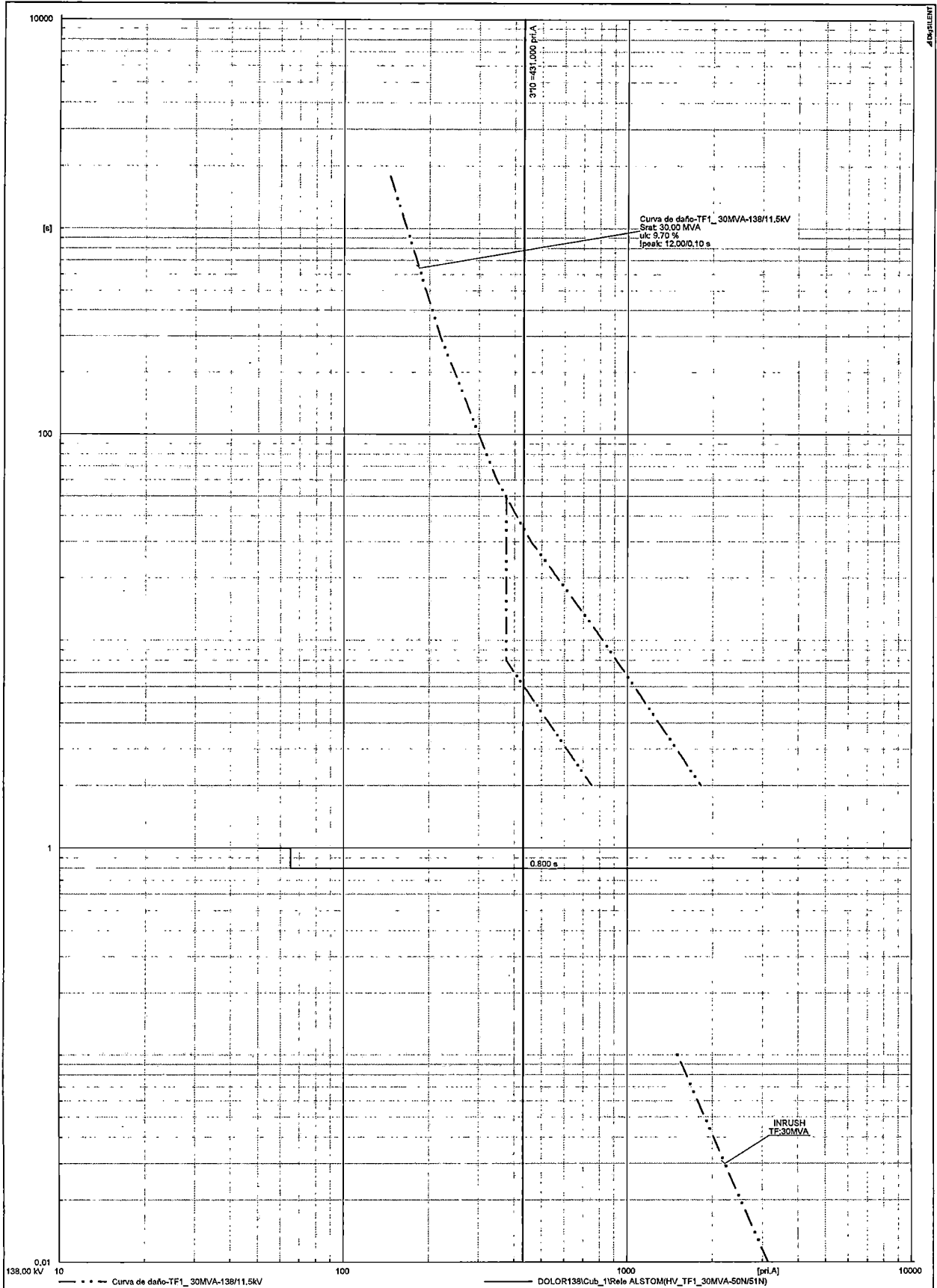


Fig.5.19. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 138 kV para TF1.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas I-t de TIERRA 138kV

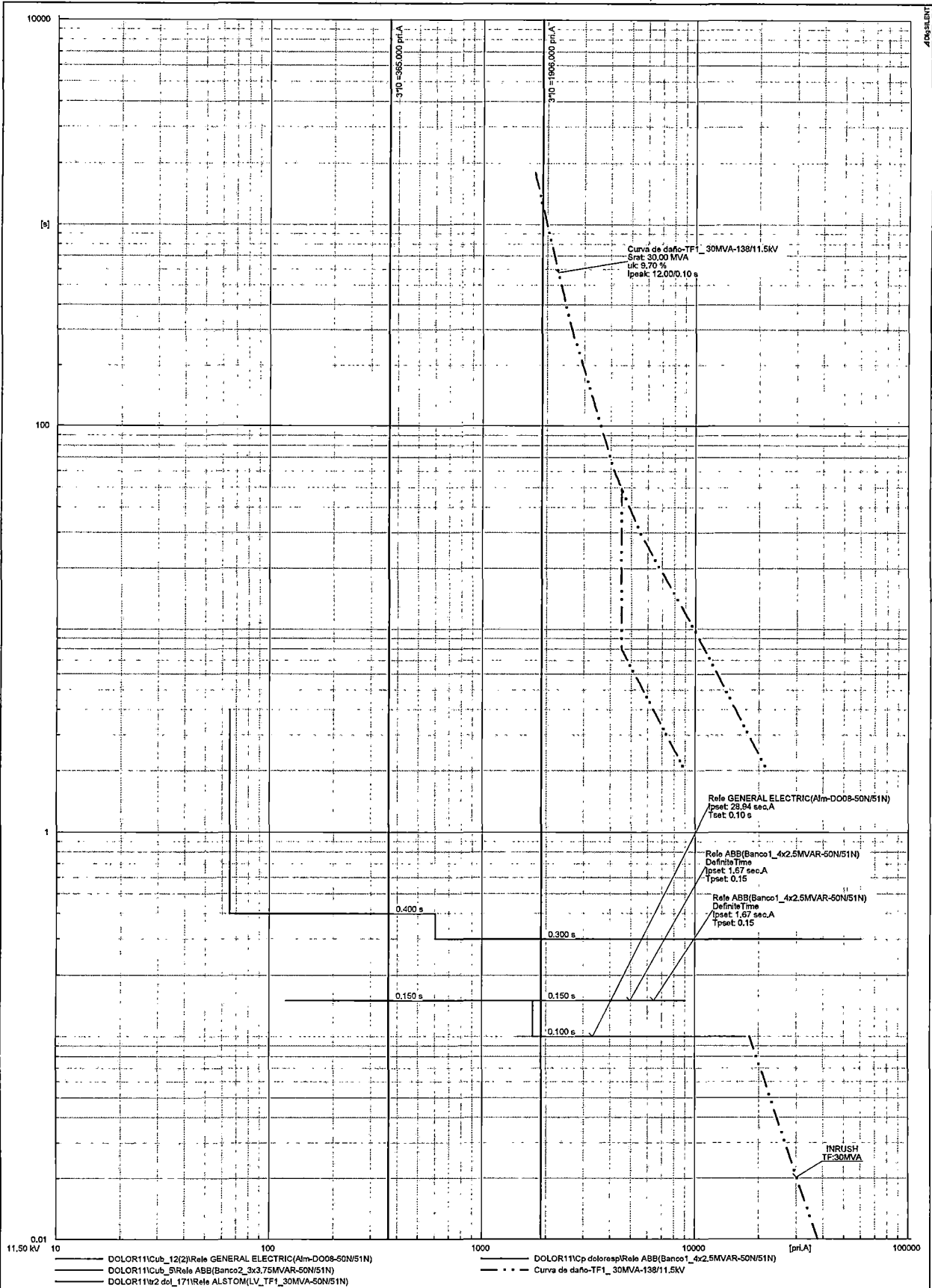
Date: 3/9/2015

Transformador 1, Salida D008, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de tierra 50N/51N-Con TF2 y TF3 desconectados

Annex: J.E.Q.C./8

Fig.5.20. Protecciones de tierra 50N/51N – Curvas de tierra lado 11,5 kV para TF1.



Curvas de selectividad para protecciones de sobrecorriente

Curvas t4 de TIERRA 11.5KV

Date: 3/9/2015

Transformador 1, Salida DO08, Banco 1 y Banco 2

Protecciones de tierra 50N/51N-Con TF2 y TF3 desconectados

Annex: J.E.Q.C /7

5.5. AJUSTE Y COORDINACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Para la definición de los ajustes y coordinación de la protección de las líneas de transmisión se debe considerar los siguientes aspectos:

- Su posición en el sistema que puede ser radial o de interconexión.
- La configuración que puede ser de simple terna o de doble terna.
- El nivel de tensión de línea que puede ser 66 kV, 132 kV, 220 Kv.
- La longitud eléctrica que depende del SIR, el cual indica si es corta, mediana o larga.

Considerando estos aspectos se plantea los casos típicos de configuraciones de líneas para los cuales se incluye los criterios de ajuste y coordinación de las protecciones graduadas.

5.5.1. CRITERIOS DE AJUSTE

Se debe definir el ajuste de la siguiente protección graduada:

Cuadro 5.15.- Ajustes de las protecciones de las líneas de interconexión.

Relé de protección	Por la instalación	Por el sistema
21/21N Protección de distancia	Zona 1 $X1=(0.80-0.85)XL$ (simple terna) $X1=(0.64-0.85)XL$ (doble terna) $R1=R_{F1}$ Zona 2 $X2 = X_L + 0.5X_S$ $R2=R_{F2}$ Zona 3 $X3 = 1.2(X_L + X_S)$ $R3=R_{F1}$	Las impedancias ajustadas deben ser menores que las impedancias vistas en las fases sanas después de un cortocircuito monofásico. Los ajustes de las resistencias deben ser menores que el 50% de la impedancia de carga.

Fuente: COES

Dónde:

Impedancia de la línea= (R_L, X_L)

Impedancia de la línea siguiente más corta= (R_S, X_S)

Impedancia equivalente de la línea paralela siguiente= (R_P, X_P)

Impedancia del transformador= (R_T, X_T)

R_{F1} = Resistencia de falla a tierra.

R_{F2} = Resistencia de falla entre fases.

5.5.2. CRITERIOS DE COORDINACIÓN

Se debe definir los tiempos de operación de la siguiente manera:

Cuadro 5.16.- Coordinación de las protecciones graduadas de las líneas de interconexión.

Relé de protección	En la línea	En el circuito siguiente
21/21N	Zona 1= tiempo sin retardo	Zona 2= 250 ms- 500 ms
Proteccion de distancia	Zona 2= 250 ms - 500 ms	Zona 3= 500 ms - 750 ms

Fuente: COES

5.5.3. CÁLCULO DE LOS AJUSTES PROPUESTOS Y COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE DISTANCIA

5.5.3.1. PARA LA LÍNEA 1003

Fig.- Zonas de protección que abarcara el relé de distancia ubicada en la línea L-1003.

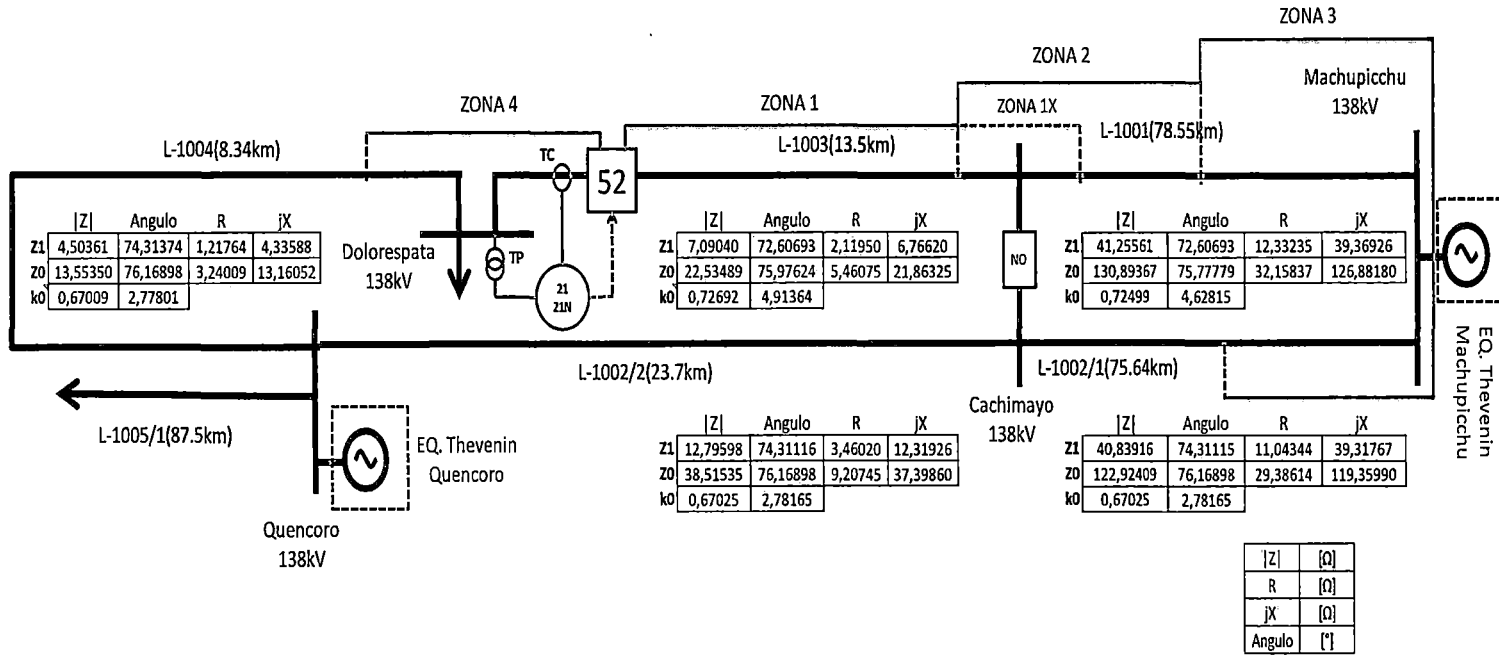


Fig.5.21. Zonas de proteccion que abarca el rele de distancia ubicado en la linea 1003.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

En el cuadro 5.17 se observa los datos generales del relé de distancia ubicado en la línea 1003.

Cuadro 5.17.- Datos generales de los relés de distancia.

Tipo:	DISTANCIA	Subestación:	DOLORESPATA	Región:	SIERRA SUR
Fabricante:	ALSTOM	Línea:	L-1003	Depto:	CUZCO
Modelo:	MICOM P442	E.T. Origen:	CACHIMAYO	Empresa:	EGEMSA
Versión:		E.T. Destino:	DOLORESPATA	Diag.Unif.N°:	
N° Serie:		Uprim[kV]:	138	Man.Serv.N°:	
Tecnología:	DIGITAL	Fases:	RSTN	Fecha:	06-abr-15
Año instal.:		Ucc [V]:		Respons.:	WLA
Código:		Uca [V]:	100	Revisión:	0
Ubic.Tabl:		Ica [A]:	1		
Sistema:	PRINCIPAL	Frec.[Hz]:	60		

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.18 se observa los elementos de medición ubicados en la línea 1003.

Cuadro 5.18.- Elementos de medición para la protección de distancia.

Elemento	clase	Burden [VA]	Primario [V,A]	Secundario [V,A]	Relacion
TP	3P	30	138000	100	1380
TC	5P20	30	400	1	400
TZ	-	-	345	100	3,45

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.19 se observa los criterios que se tomaron para la coordinación de protecciones de distancia según el COES.

Cuadro 5.19.- Criterios para coordinación de protecciones de distancia.

CRITERIOS	COES (Perú)	
	ALCANCE Z	ALCANCE RESISTIVO
ZONA 1	$(0.8-0.85)*Z1$	$1.5*[(0.8-0.85)*R1+Rf]$
ZONA 1X	$1.2*Z1$	$1.5*[1.2*R1+Rf]$
ZONA 2	$Z1+0.5*Z2$	$1.5*[R1+0.5*R2+Rf]$
ZONA 3	$1.2*(Z1+Z2)$	$1.5*[1.2*(Z1+Z2)+Rf]$
ZONA 4	$0.2*Z4$	$1.5*[0.2*R4+Rf]$

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.20 y 5.21 se muestran el cálculo de resistencia de falla (Rarc_fases, Rarc_tierra) e impedancia de carga.

Para el cálculo de resistencia de falla se utilizó las siguientes formulas:

$$R_{\text{arco}} = \frac{28700 * (S + 2 * v * t)}{I^{1.4}}$$

Dónde:

S=Distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso (metros).

I=Corriente de cortocircuito (Amperios).

V=Velocidad del viento (metros/segundo).

t=Tiempo de duración del cortocircuito (segundos).

- Para $R_{\text{arc_fases}}$, se usa corriente de cortocircuito trifásico, porque una falla trifásica, tiene más probabilidad de generar un arco, porque las corrientes altas se ionizan fácilmente.
- Para $R_{\text{arc_tierra}}$, se usa corriente de cortocircuito monofásico.

Cuadro 5.20.- Calculo de resistencias de falla e impedancias de carga.

Tension [kV]	138		
Distancia fase-tierra [m]	1,9		
Distancia fase-fase[m]	3,6		
Velocidad de viento [m/s]	10		
Tiempo de Cortocircuito [s]	0,5		
LINEA	Capacidad	Zmin=0.5*Zcarga(COES)	Zrelé
	[A]	[Ω.prim]	
L-1003	400	169,31	57,735
L-1001	390	173,65	57,735
L-1002	350	193,49	57,735
L-1004	350	193,49	57,735

Fuente: Elaboracion propia.

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

Cuadro 5.21.- Calculo de resistencias de falla e impedancias de carga.

AL 50% DE LA LINEA		Según Warrington(COES)		
Icc _{3φ}	Icc _{1φT}	Rarc_fases	Rarc_tierra	RPAT
[kA]		[Ω.prim]		
4,827	4,892	2,72	2,33	25
4,205	3,218	3,30	4,20	25
3,826	2,865	3,76	4,94	25
5,294	5,664	2,39	1,90	25

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.22 y 5.23 se muestran el cálculo de datos de las zonas de protección que se introducirá en el relé de distancia implementado en la línea 1003 mediante el software Digsilent.

También se muestra la resistencia de falla:

- $R_{fases} = Rarc_{fases}$
- $R_{tierra} = Rarc_{tierra} + R_{PAT}$

Cuadro 5.22.- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.

ZONA	Alcance	Z		R_fases	
		[Ω.prim]	[Ω.sec]	[Ω.prim]	[Ω.sec]
ZONA 1	Adelante	5,672	1,64	6,621	1,92
ZONA 1X	Adelante	8,508	2,47	7,892	2,29
ZONA 2	Adelante	27,718	8,03	17,374	5,04
ZONA 3	Adelante	58,015	16,82	31,658	9,18
ZONA 4	Reversa	0,901	0,26	31,658	9,18

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 5.23- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.

R_tierra		Polarizacion	Angulo(k0)	Direccionalidad	Operación	Temporizacion
[Ω.prim]	[Ω.sec]	k0	[°]	[°]	[°]	[s]
44,121	12,79	0,727	4,9	75	90	0
45,392	13,16	0,727	4,9	75	90	0
54,874	15,91	0,727	4,9	75	90	0,3
69,158	20,05	0,727	4,9	75	90	0,6
69,158	20,05	0,727	4,9	75	90	1,2

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.24 se muestra la comprobación de los cálculos del seteo del relé de distancia que realizamos.

Cuadro 5.24.- Validación de cálculos.

VALIDACION DEL CALCULOS DE ALCANCES RESISTIVOS			VALIDACION DEL CALCULOS DE IMEPEDANCIAS
MARCA Y MODELO : ALSTOM/AREVA MICOM P442 - En general			SEGÚN : COES(Peru)
R/Z ≤ 10		10	Z _{min} = 0,67 * Z _{carga}
ZONAS	FASES	TIERRA	
ZONA 1	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO
ZONA 1X	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO
ZONA 2	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO
ZONA 3	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO
ZONA 4	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO

Fuente: Elaboracion propia.

Dónde:

R/Z: Característica de impedancia del relé.

Zona 1: Primera zona de protección.

Zona 1x: Alcance para teleprotección.

Zona 2: Segunda Zona de protección.

Zona 3: Tercera zona de protección.

Zona 4: Cuarta zona de protección.

5.5.3.2. PARA LA LÍNEA 1004

Fig.- Zonas de protección que abarcara el relé de distancia ubicada en la línea L-1004.

En el cuadro 5.25 se observa los datos generales del relé de distancia ubicado en la línea 1004.

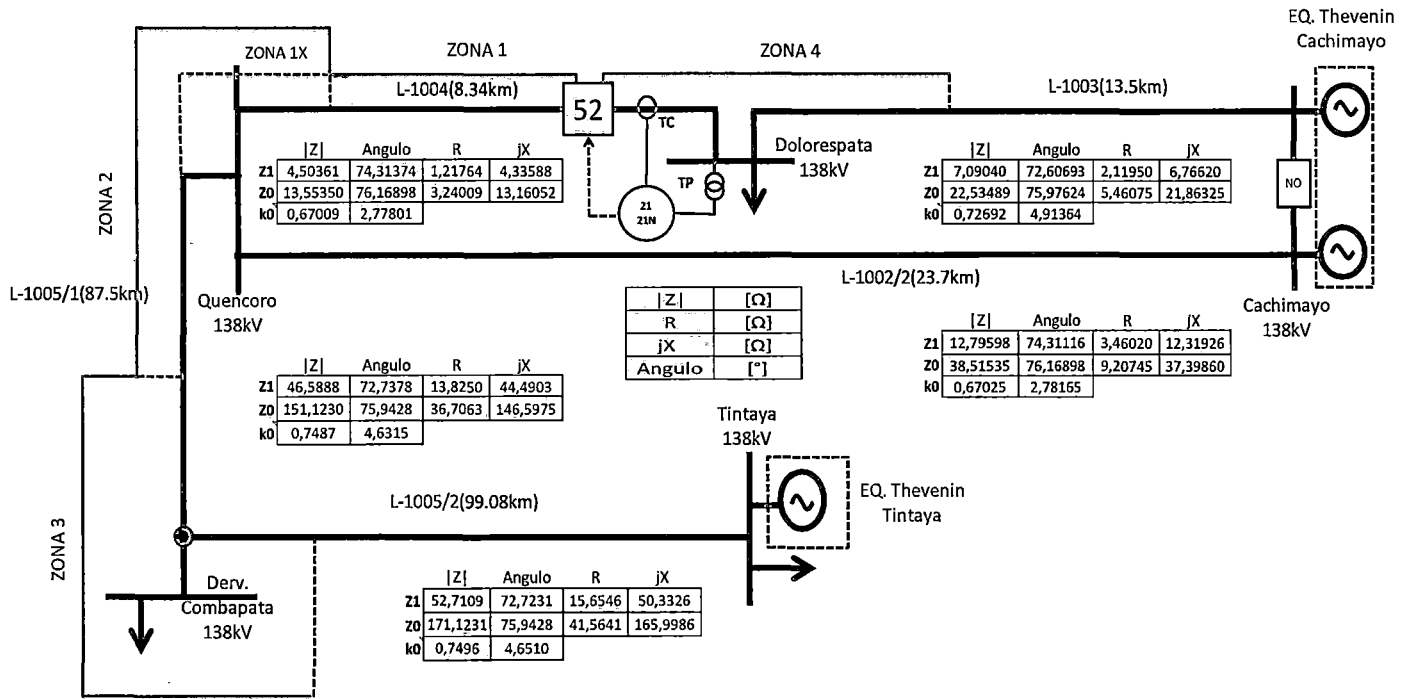


Fig.5.22. Zonas de proteccion que abarca el rele de distancia ubicado en la linea 1004.

“ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018”

Cuadro 5.25.- Datos generales de los relés de distancia.

Tipo:	DISTANCIA	Subestación:	DOLORESPATA	Región:	SIERRA SUR
Fabricante:	ALSTOM	Línea:	L-1004	Depto:	CUZCO
Modelo:	MICOM P442	E.T. Origen:	DOLORESPATA	Empresa:	EGEMSA
Versión:		E.T. Destino:	QUENCORO	Diag.Unif.N°:	
N° Serie:		Uprim[kV]:	138	Man.Serv.N°:	
Tecnología:	DIGITAL	Fases:	RSTN	Fecha:	06-abr-15
Año instal.:		Ucc [V]:		Respons.:	WLA
Código:		Uca [V]:	100	Revisión:	0
Ubic.Tabl:		Ica [A]:	1		
Sistema:	PRINCIPAL	Frec.[Hz]:	60		

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.26 se observa los elementos de medición ubicados en la línea 1004.

Cuadro 5.26.- Elementos de medición para la protección de distancia.

Elemento	clase	Burden [VA]	Primario [V,A]	Secundario [V,A]	Relacion
TP	3P	30	138000	100	1380
TC	5P20	40	350	1	350
TZ	-	-	394,29	100	3,94

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.27 se observa los criterios que se tomaron para la coordinación de protecciones de distancia según el COES.

Cuadro 5.27.- Criterios para coordinación de protecciones de distancia.

ZONAS	COES (Perú)	
	ALCANCE Z	ALCANCE RESISTIVO
ZONA 1	$(0.8-0.85)*Z1$	$1.5*[(0.8-0.85)*R1+Rf]$
ZONA 1X	$1.2*Z1$	$1.5*[1.2*R1+Rf]$
ZONA 2	$Z1+0.5*Z2$	$1.5*[R1+0.5*R2+Rf]$
ZONA 3	$1.2*(Z1+Z2)$	$1.5*[1.2*(Z1+Z2)+Rf]$
ZONA 4	$0.2*Z4$	$1.5*[0.2*R4+Rf]$

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.28 y 5.29 se muestran el cálculo de resistencia de falla (Rarc_fases, Rarc_tierra) e impedancia de carga.

Para el cálculo de resistencia de falla se utilizó las siguientes formulas:

$$R_{\text{arco}} = \frac{28700 * (S + 2 * v * t)}{I^{1.4}}$$

Dónde:

S=Distancia de aislamiento fase-fase o fase-tierra, según sea el caso (metros).

I=Corriente de cortocircuito (Amperios).

V=Velocidad del viento (metros/segundo).

t=Tiempo de duración del cortocircuito (segundos).

- Para $R_{\text{arco_fases}}$, se usa corriente de cortocircuito trifásico, porque una falla trifásica, tiene más probabilidad de generar un arco, porque las corrientes altas se ionizan fácilmente.
- Para $R_{\text{arco_tierra}}$, se usa corriente de cortocircuito monofásico.

Cuadro 5.28.- Calculo de resistencias de falla e impedancias de carga.

Tension [kV]	138		
Distancia fase-tierra [m]	1,9		
Distancia fase-fase[m]	3,6		
Velocidad de viento [m/s]	10		
Tiempo de Cortocircuito [s]	0,5		
LINEA	Capacidad	Zcarga	Zrelé
	[A]	[Ω.prim]	
L-1004°	350	193,49	57,735
L-1005/1	350	193,49	57,735
L-1005/2	350	193,49	57,735
L-1003	400	169,31	57,735

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 5.29.- Calculo de resistencias de falla e impedancias de carga.

AL 50% DE LA LINEA		Según Warrington(COES)		
Icc _{3φ}	Icc _{1φT}	Rarc_fases	Rarc_tierra	RPAT
[kA]		[Ω.prim]		
5,294	5,664	2,39	1,90	25
3,036	2,234	5,20	6,99	25
3,125	2,21	5,00	7,10	25
4,827	4,892	2,72	2,33	25

Fuente: Elaboracion propia.

En el cuadro 5.30 y 5.31 se muestran el cálculo de datos de las zonas de protección que se introducirá en el relé de distancia implementado en la línea 1004 mediante el software Digsilent.

También se muestra la resistencia de falla:

- $R_{fases} = Rarc_{fases}$
- $R_{tierra} = Rarc_{tierra} + R_{PAT}$

Cuadro 5.30.- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.

ZONA	Alcance	Z		R_fases	
		[Ω.prim]	[Ω.sec]	[Ω.prim]	[Ω.sec]
ZONA 1	Adelante	3,603	0,91	5,044	1,28
ZONA 1X	Adelante	5,404	1,37	5,774	1,46
ZONA 2	Adelante	27,798	7,05	19,999	5,07
ZONA 3	Adelante	61,311	15,55	34,571	8,77
ZONA 4	Reversa	1,418	0,36	34,571	8,77

Fuente: Elaboracion propia.

Cuadro 5.31.- Datos de las zonas de protección del relé de distancia de característica cuadrilateral.

R_tierra		Polarizacion	Angulo(k0)	Direccionalidad	Operación	Temporizacion
[Ω.prim]	[Ω.sec]					
34,544	8,76	0,670	2,8	75	90	0
43,274	10,98	0,670	2,8	75	90	0
57,499	14,58	0,670	2,8	75	90	0,3
72,071	18,28	0,670	2,8	75	90	0,6
72,071	18,28	0,670	2,8	75	90	1,2

Fuente: Elaboracion propia.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

En el cuadro 5.32 se muestra la comprobación de los cálculos del seteo del relé de distancia que realizamos.

Cuadro 5.32.- Validación de cálculos.

VALIDACION DEL CALCULO DE ALCANCES RESISTIVOS			VALIDACION DEL CALCULO DE IMEPEDANCIAS	
MARCA Y MODELO : ALSTOM/AREVA MICOM P442 - En general			SEGÚN : COES(Peru)	
R/Z ≤ 10		10	Z ZONA < Zmin	Zmin = 0,67 * Zcarga
ZONAS	FASES	TIERRA		
ZONA 1	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO	
ZONA 1X	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO	
ZONA 2	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO	
ZONA 3	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO	
ZONA 4	CORRECTO	CORRECTO	CORRECTO	

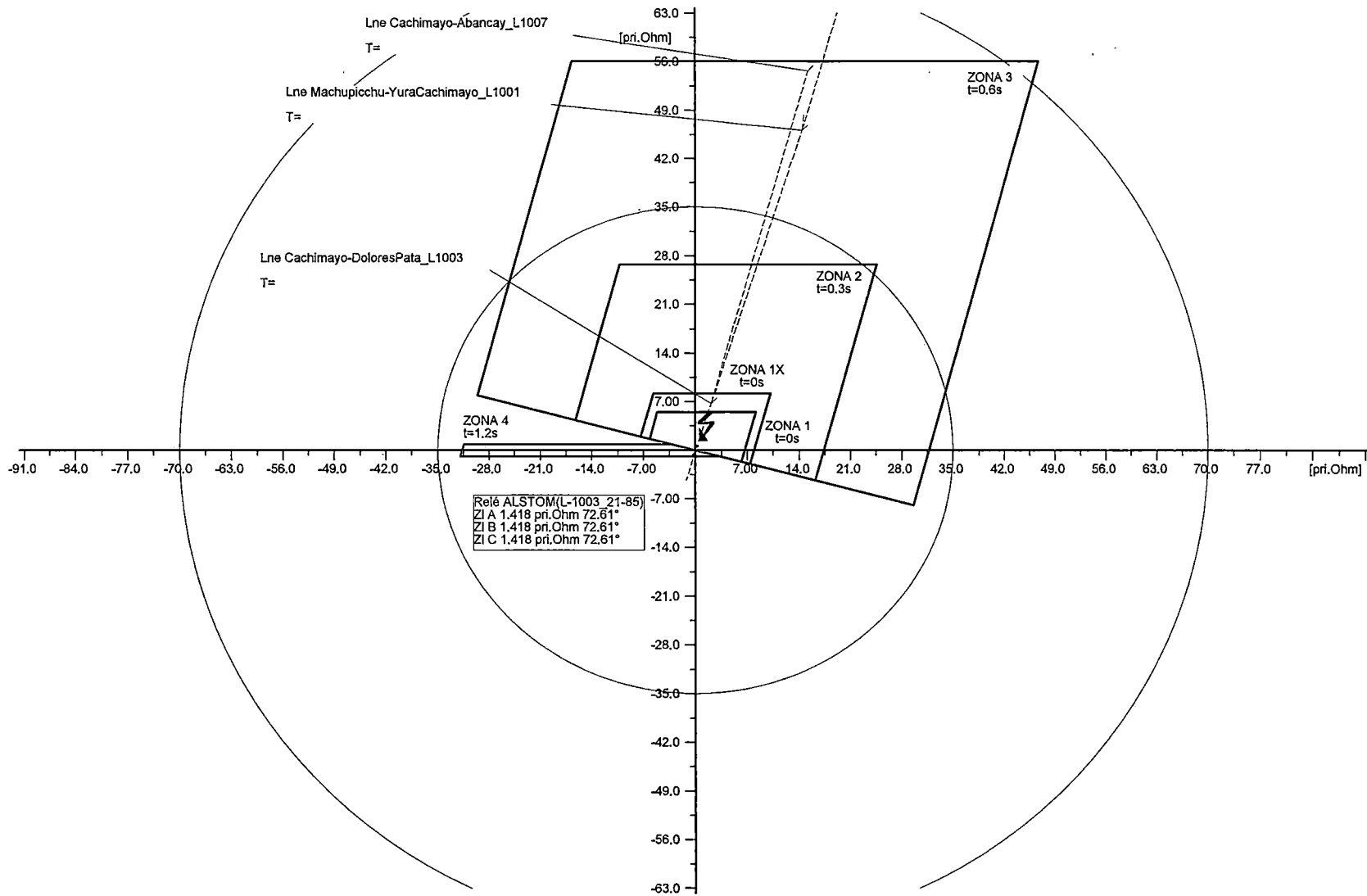
Fuente: Elaboracion propia.

GRAFICAS R-X PARA LOS RELES DE DISTANCIA

a) Línea 1003:

- Protecciones de distancia de fases 21 + Zona para teleprotección (Zona 1X) :
 - Falla trifásica al 20 % de la línea L-1003.
 - Falla trifásica al 50 % de la línea L-1003.
 - Falla trifásica al 80 % de la línea L-1003.
 - Falla trifásica al 100 % de la línea L-1003.
 - Falla trifásica al 50 % de la línea L-1001.
 - Falla trifásica al 80 % de la línea L-1001.

Fig. 5.23. Falla trifásica al 20% de la línea L-1003.



236



Coordinación de Protecciones de Distancia

Falla Trifásica al 20% de la línea L-1003

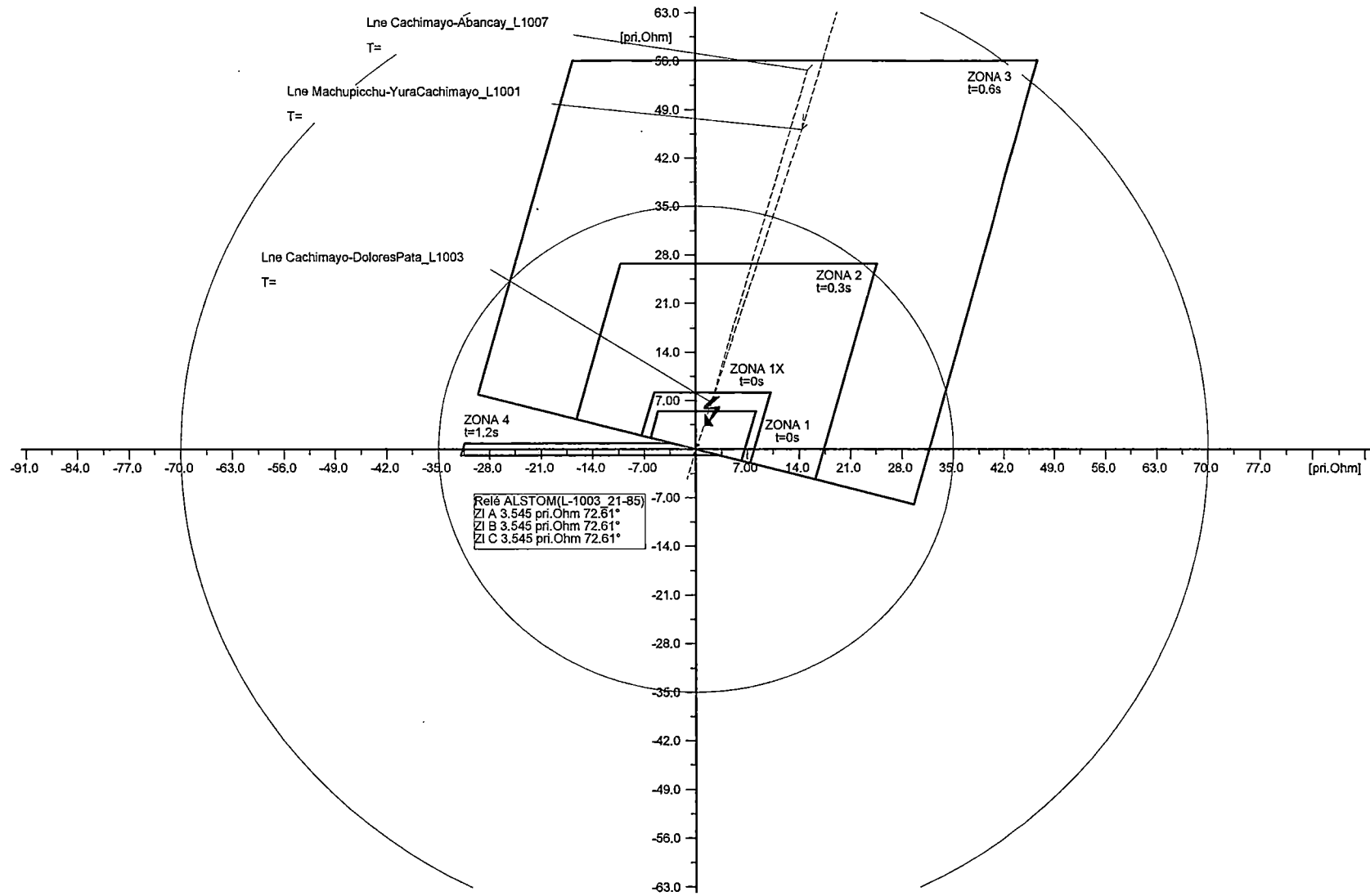
Grafica R-X_FASES_L-1003 Dolorespata

Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.24. Falla trifásica al 50% de la línea L-1003.



DOLOR138\Cub_5\Relé ALSTOM(L-1003_21-85)



Coordinación de Protecciones de Distancia

Grafica R-X_FASES_L-1003 Dolorespata

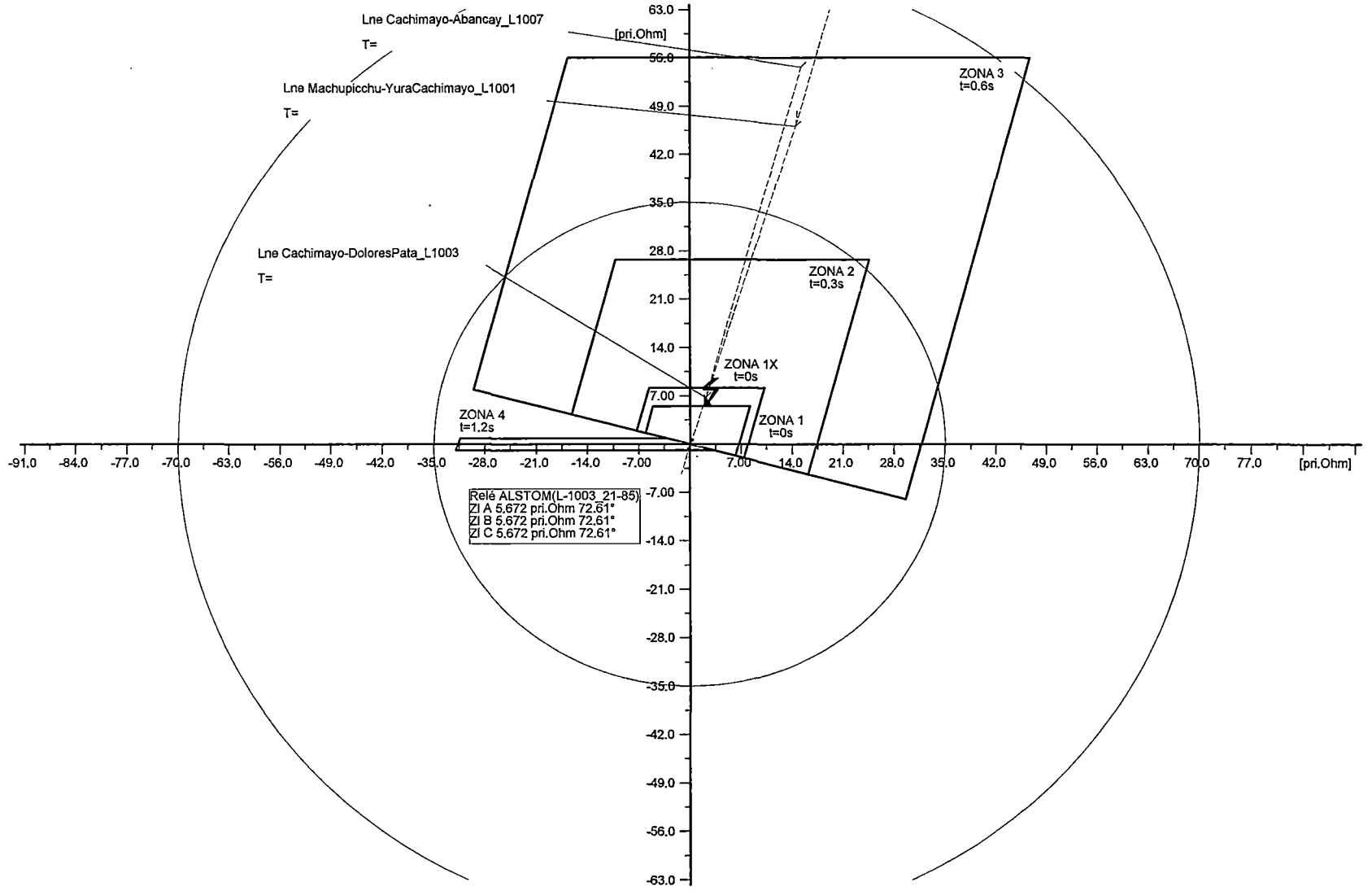
Date: 4/16/2015

Falla Trifásica al 50% de la línea L-1003

Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Annex: J.E.Q.C

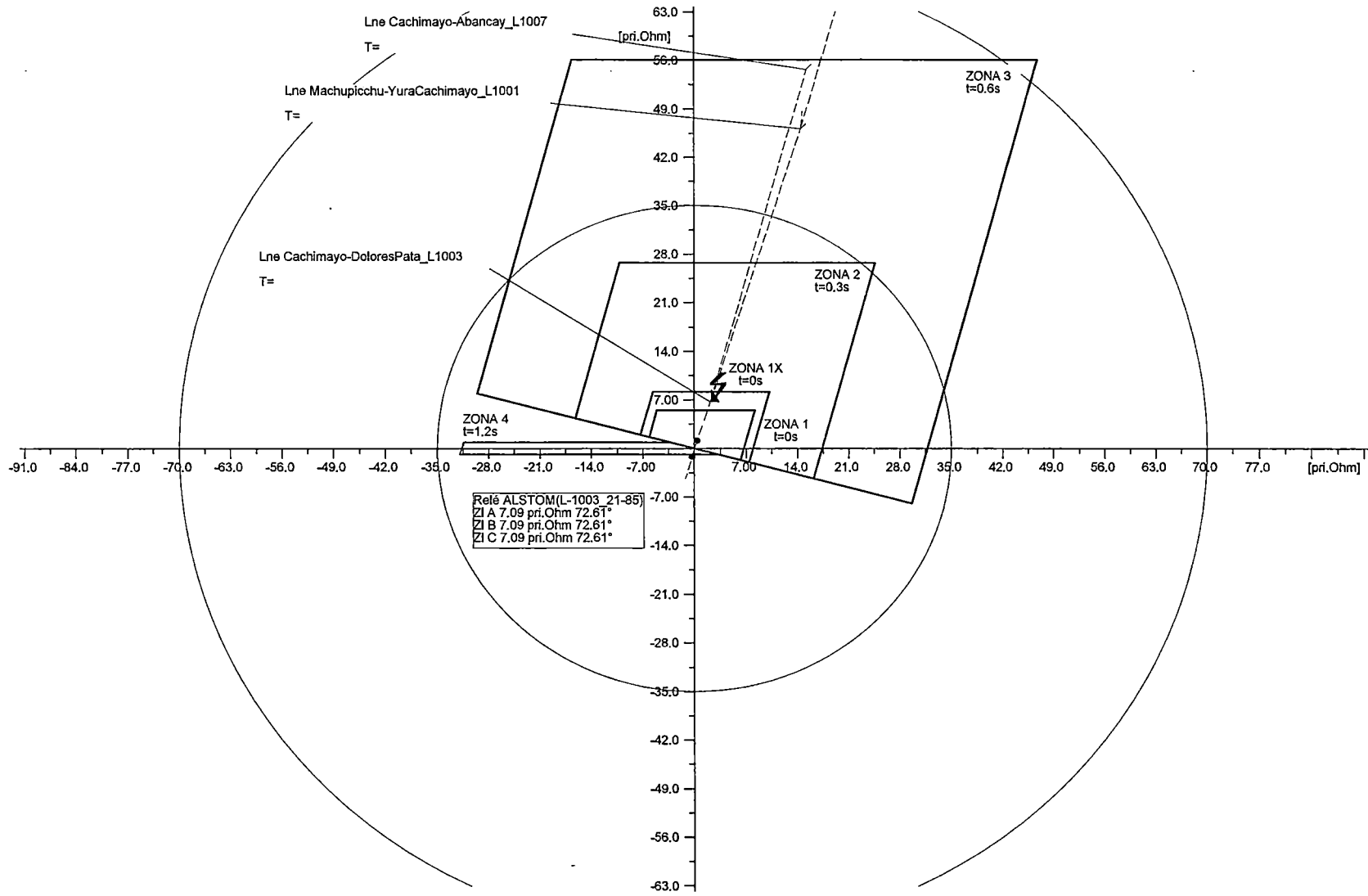
Fig. 5.25. Falla trifásica al 80% de la línea L-1003.



238



Fig. 5.26. Falla trifásica al 100% de la línea L-1003.



DOLOR138\Cub_5\Relé ALSTOM(L-1003_21-85)



Falla Trifásica al 100% de la línea L-1003

Coordinación de Protecciones de Distancia

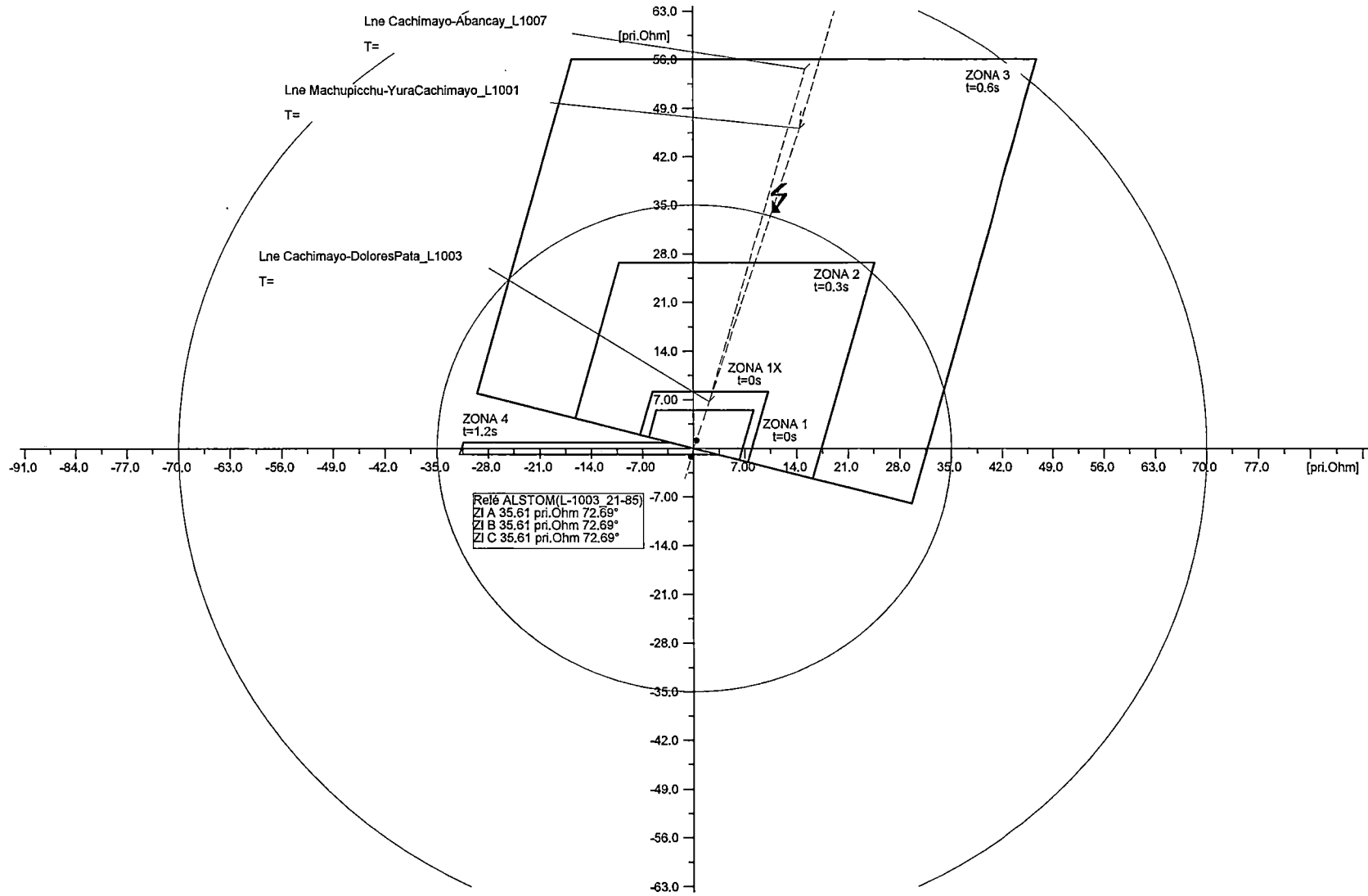
Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Grafica R-X_FASES_L-1003 Dolorespata

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.27. Falla trifásica al 50% de la línea L-1001.



DOLOR138\Cub_5\Relé ALSTOM(L-1003_21-85)



Coordinación de Protecciones de Distancia

Grafica R-X_FASES_L-1003 Dolorespata

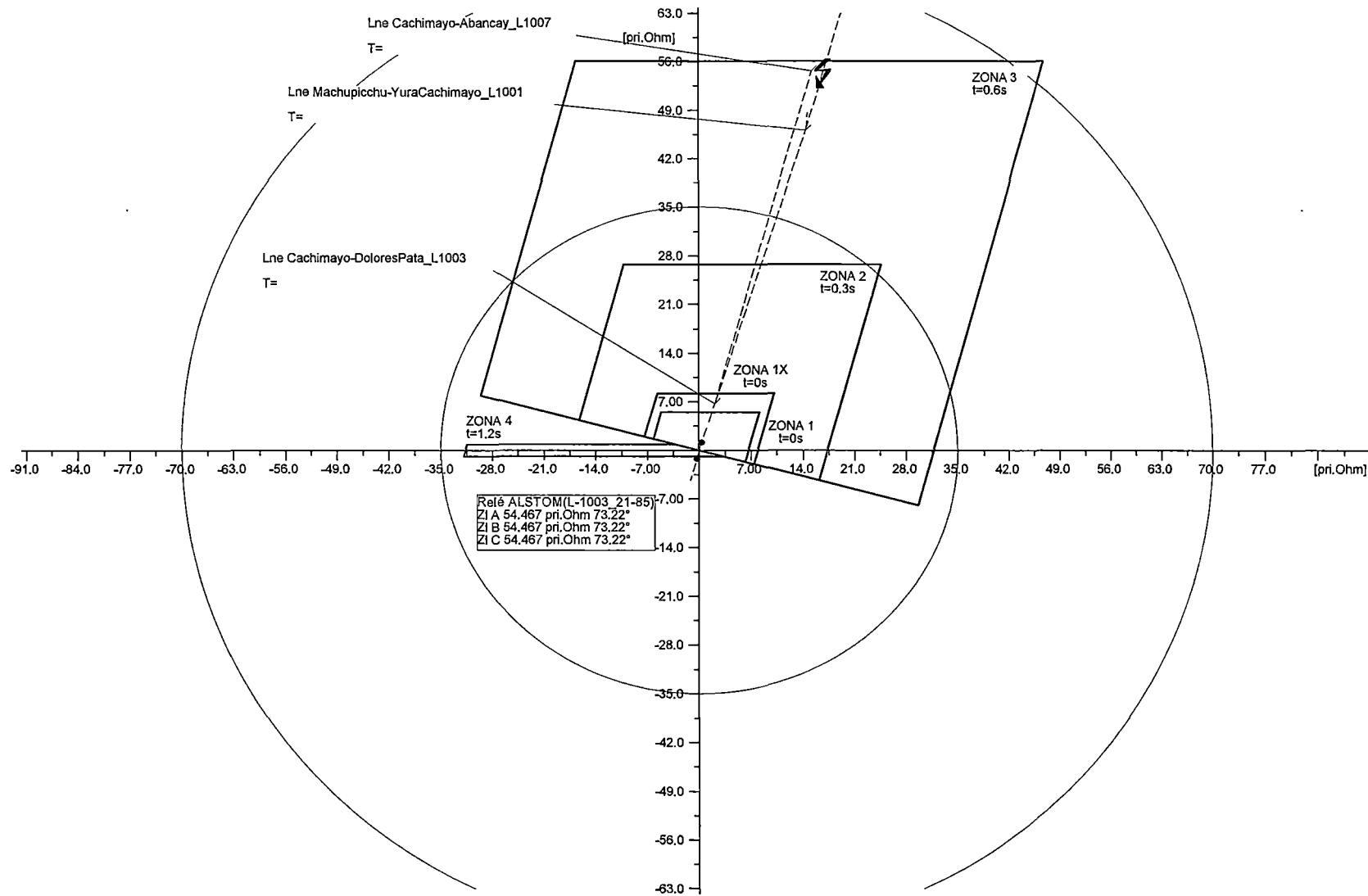
Date: 4/16/2015

Falla Trifásica al 50% de la línea L-1001

Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.28. Falla trifásica al 80% de la línea L-1001.

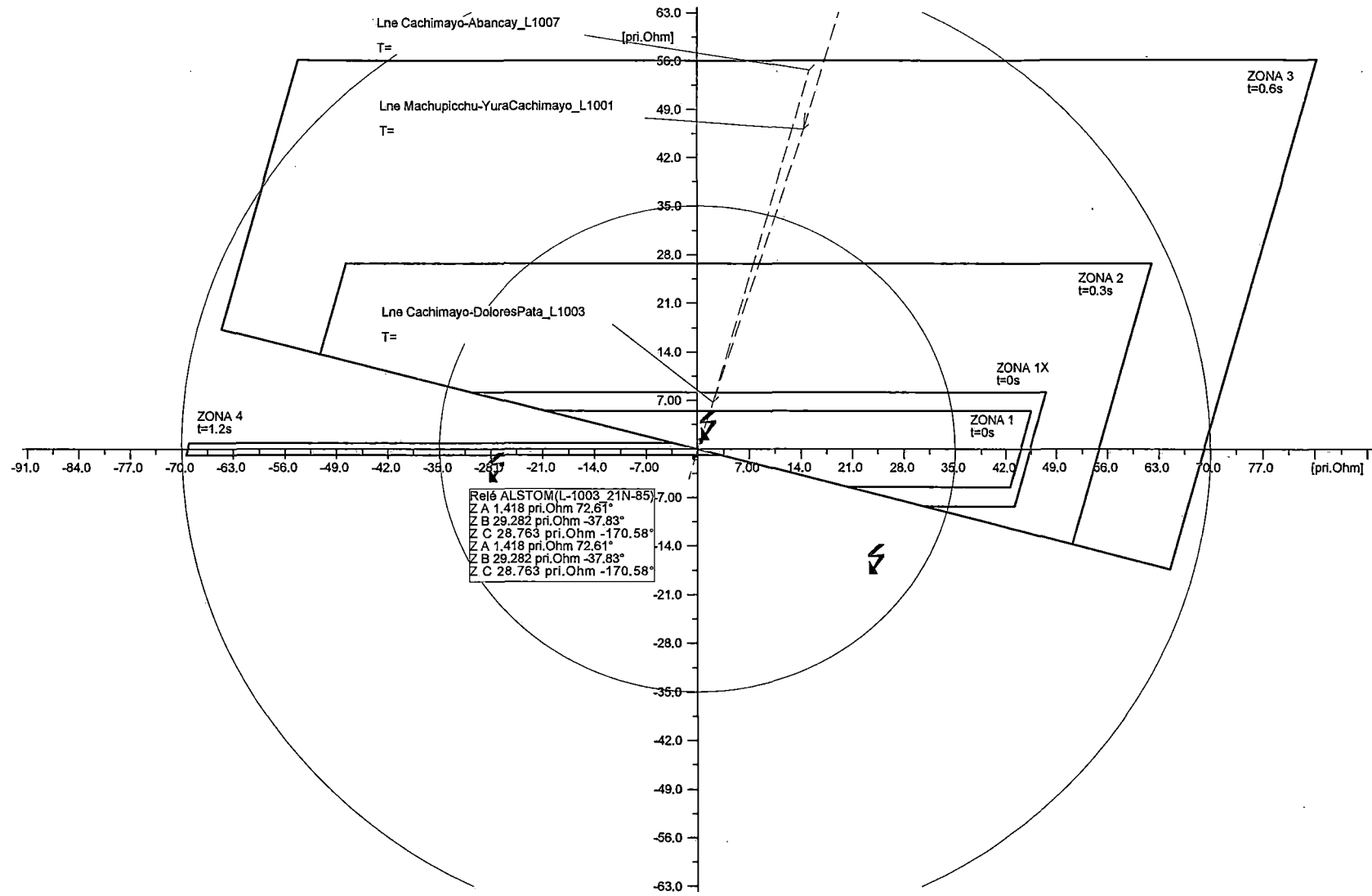


241



- Protecciones de distancia de fases 21N + Zona para teleprotección (Zona 1X) :
 - Falla monofásica al 20 % de la línea L-1003.
 - Falla monofásica al 50 % de la línea L-1003.
 - Falla monofásica al 80 % de la línea L-1003.
 - Falla monofásica al 100 % de la línea L-1003.
 - Falla monofásica al 50 % de la línea L-1001.
 - Falla monofásica al 70 % de la línea L-1001.

Fig. 5.29. Falla monofásica al 20% de la línea L-1003.



243

DOLOR138Cub_5Relé ALSTOM(L-1003_21N-85)



Coordinación de Protecciones de Distancia

Falla Monofásica al 20% de la línea L-1003

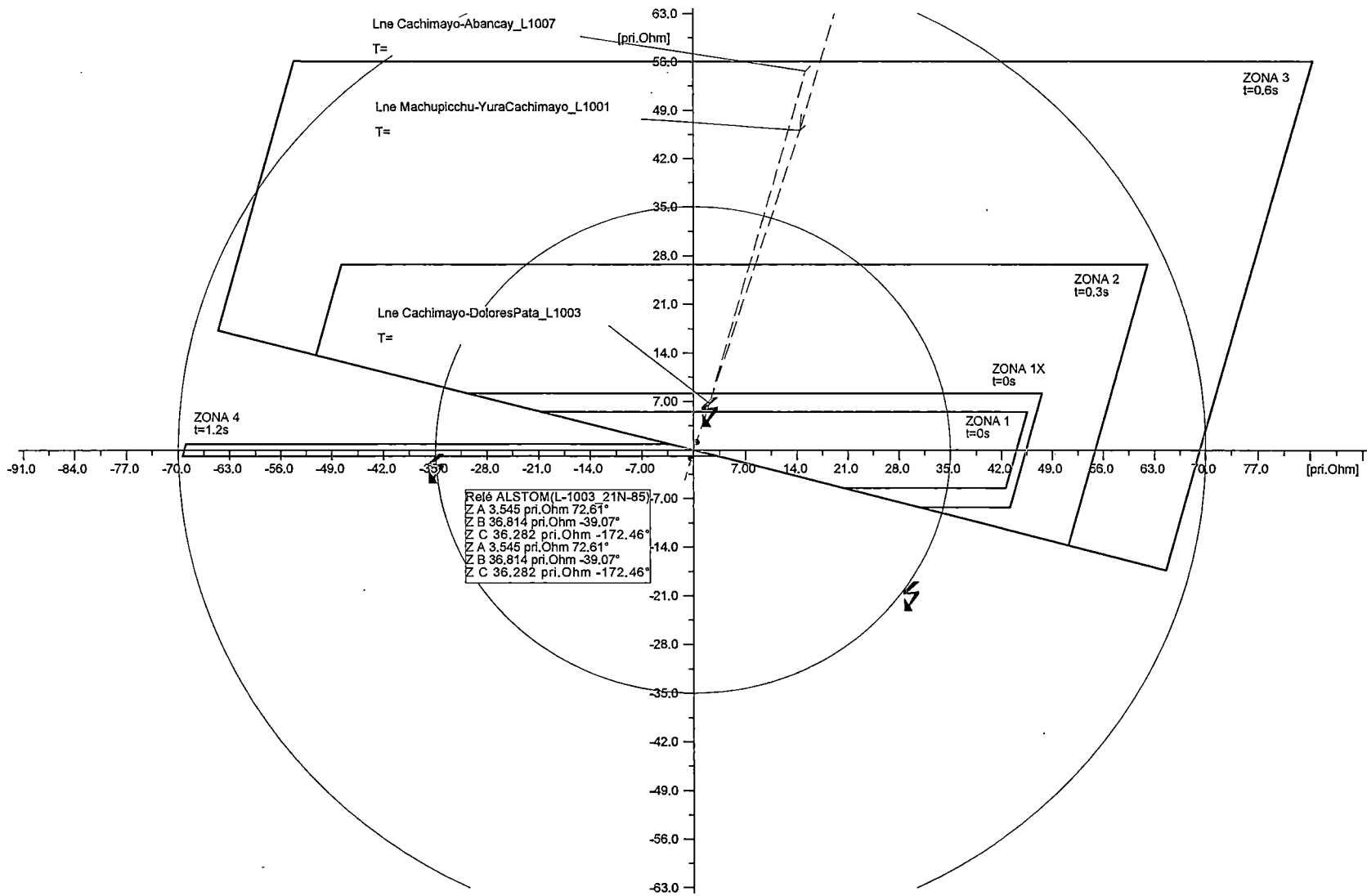
Grafica R-X_TIERRA_L-1003 Dolorespata

Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

Fig. 5.30. Falla monofásica al 50% de la línea L-1003.



DOLOR138\Cub_5Relé ALSTOM(L-1003_21N-85)



Coordinación de Protecciones de Distancia

Gráfica R-X_TIERRA_L-1003 Dolorespata

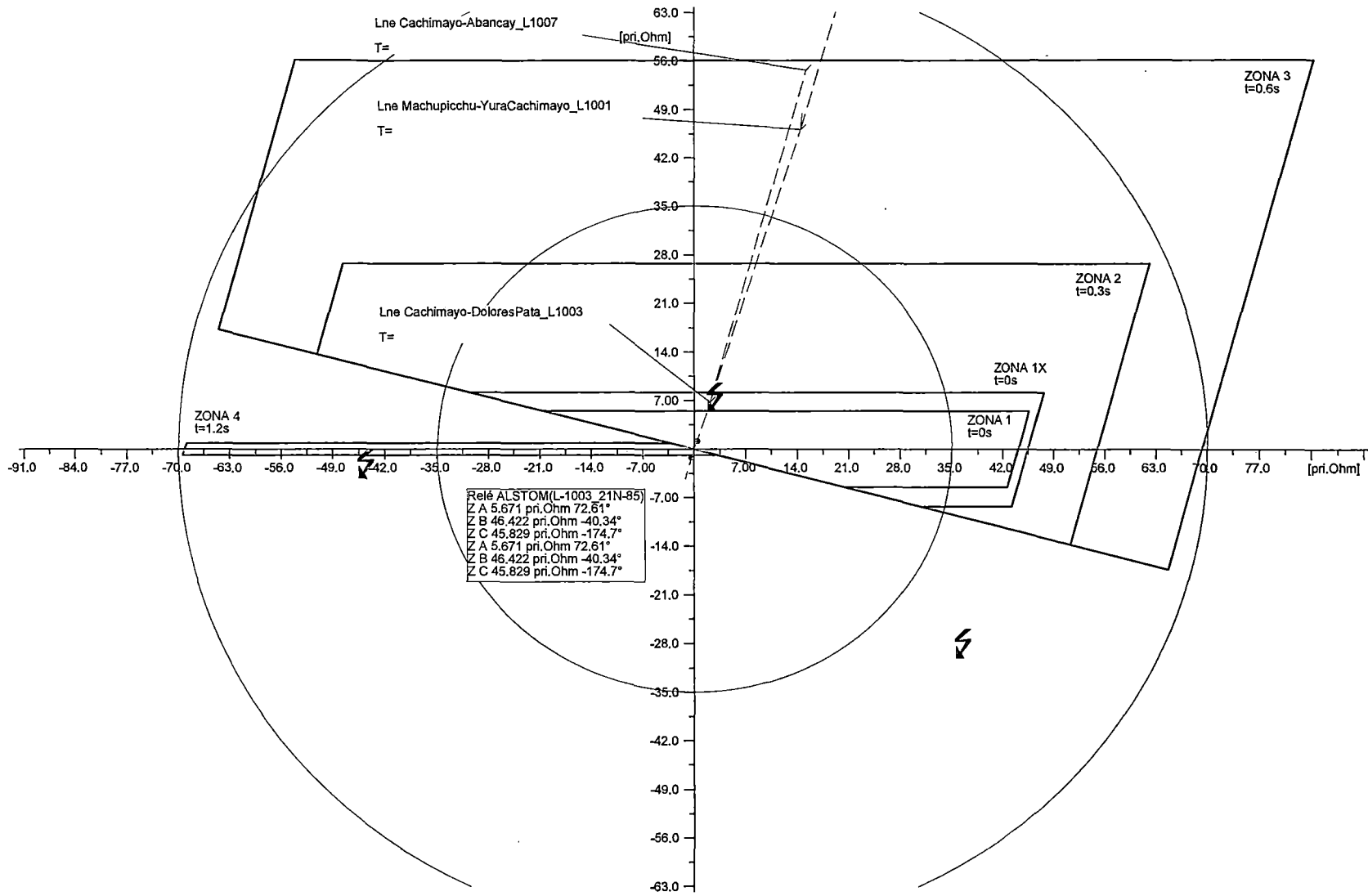
Date: 4/16/2015

Falla Monofásica al 50% de la línea L-1003

Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Annex: J.E.Q.C

Fig. 5.31. Falla monofásica al 80% de la línea L-1003.



245



Coordinación de Protecciones de Distancia

Falla Monofásica al 80% de la línea L-1003

Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

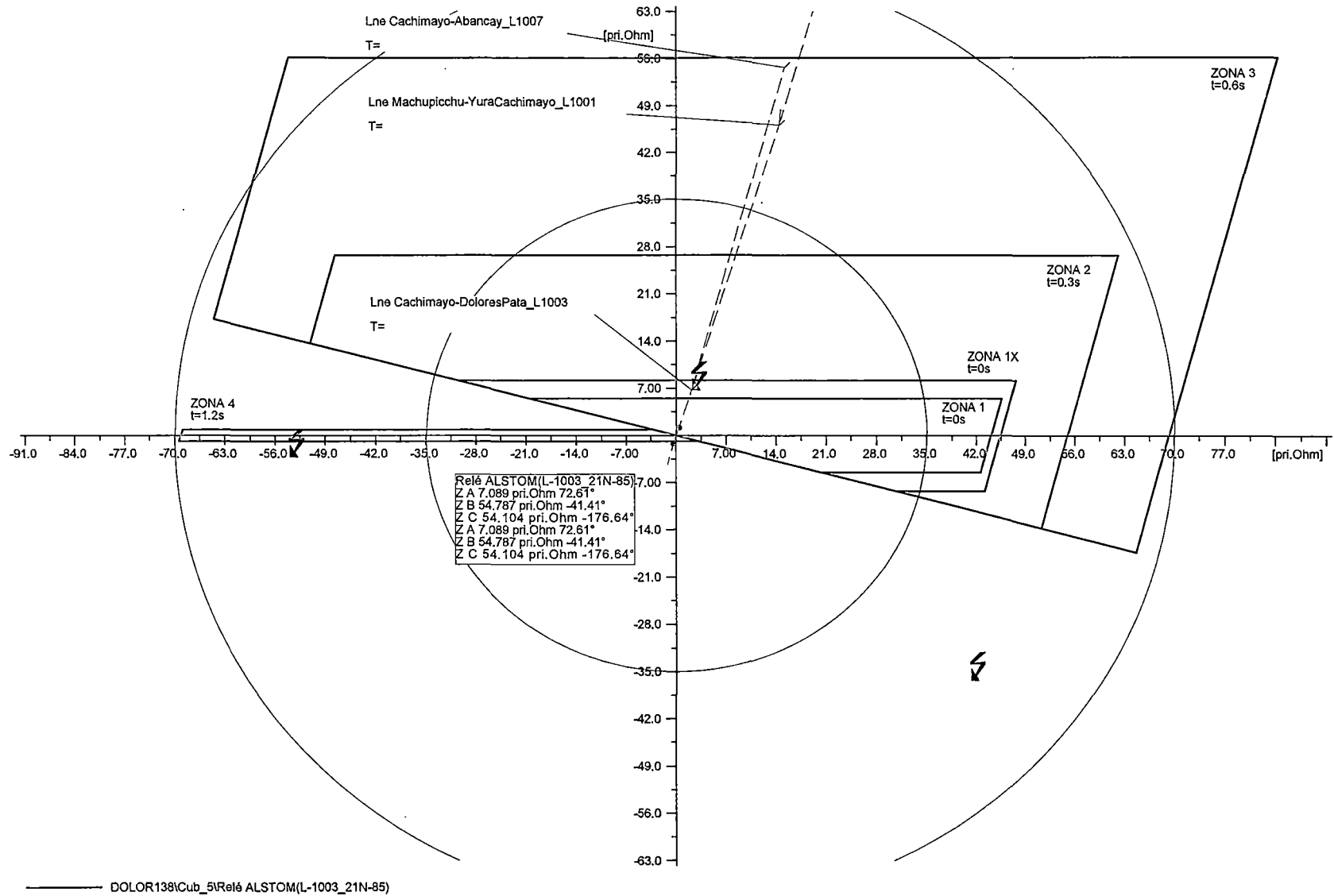
Grafica R-X_TIERRA_L-1003 Dolorespata

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

DOLOR138ICub_5Relé ALSTOM(L-1003_21N-85)

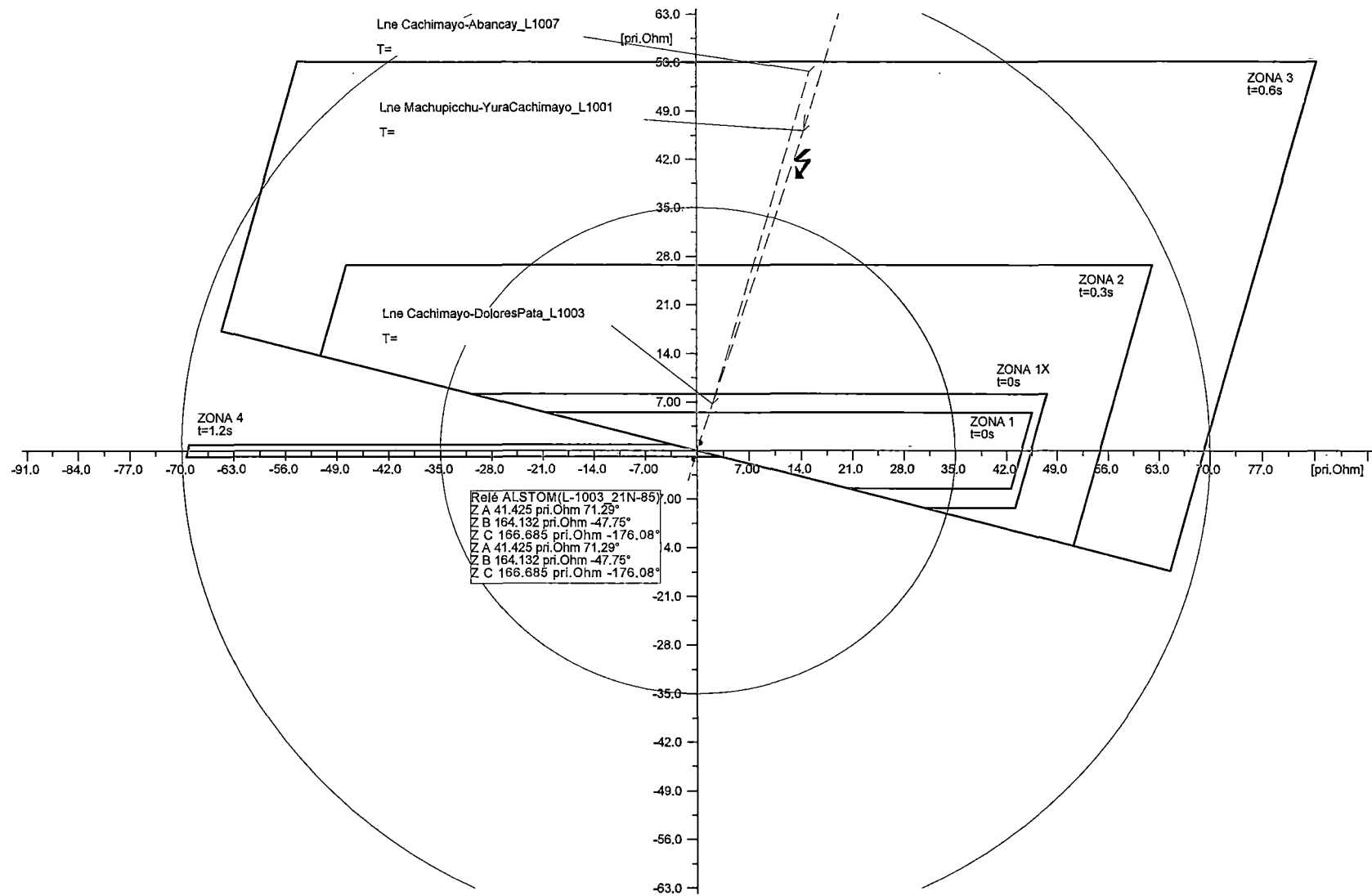
Fig.5.32. Falla monofásica al 100% de la línea L-1003.



246



Fig.5.33. Falla monofásica al 50% de la línea L-1001.



DOLOR138\Cub_5\Relé ALSTOM(L-1003_21N-85)



Falla Monofásica al 50% de la línea L-1001

Coordinación de Protecciones de Distancia

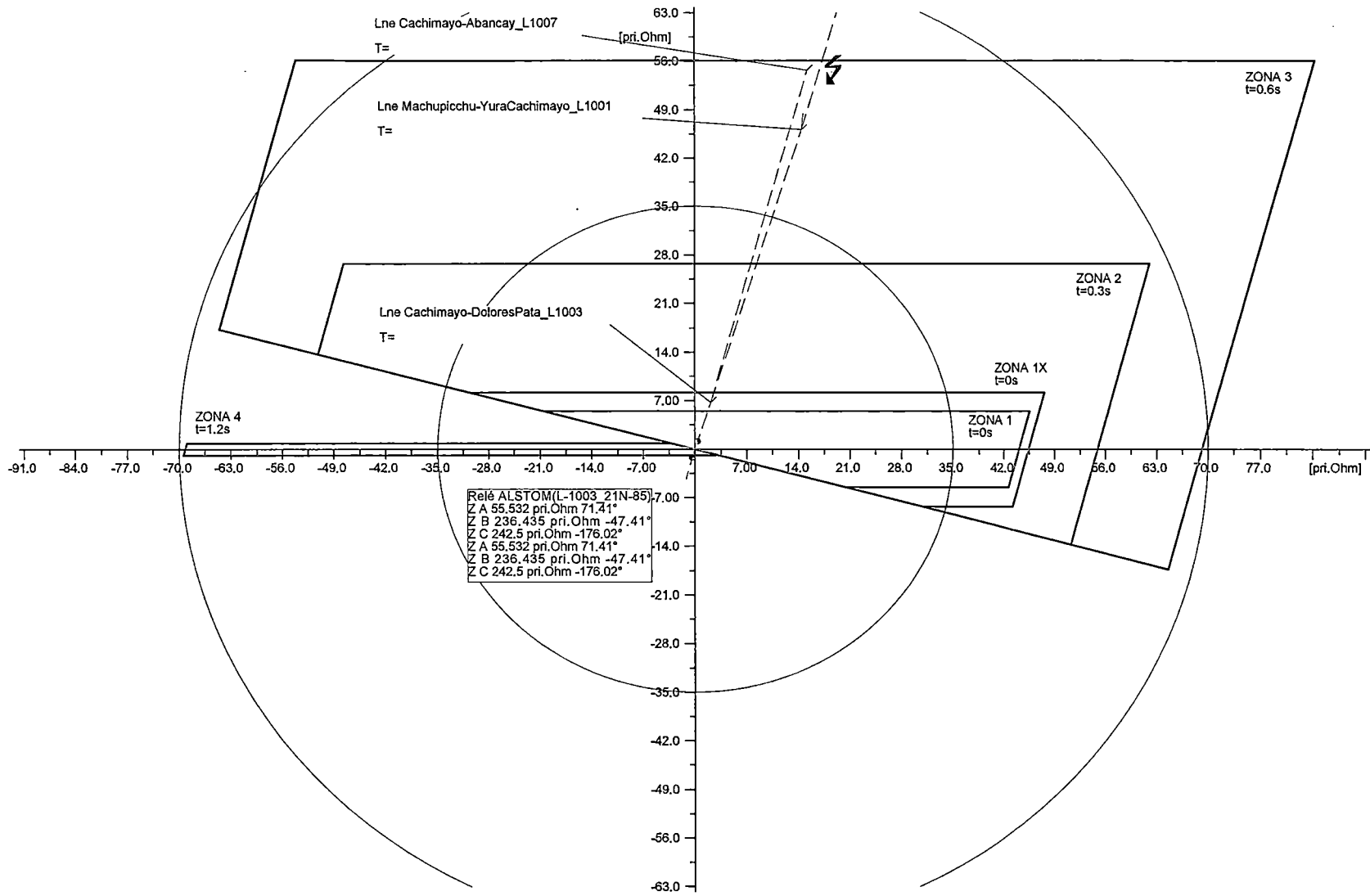
Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Grafica R-X_TIERRA_L-1003 Dolorespata

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

Fig. 5.34. Falla monofásica al 70% de la línea L-1001.



DOLOR138\Cub_5\Relé ALSTOM(L-1003_21N-85)



Coordinación de Protecciones de Distancia

Gráfica R-X_TIERRA_L-1003 Dolorespata

Date: 4/16/2015

Falla Monofásica al 70% de la línea L-1001

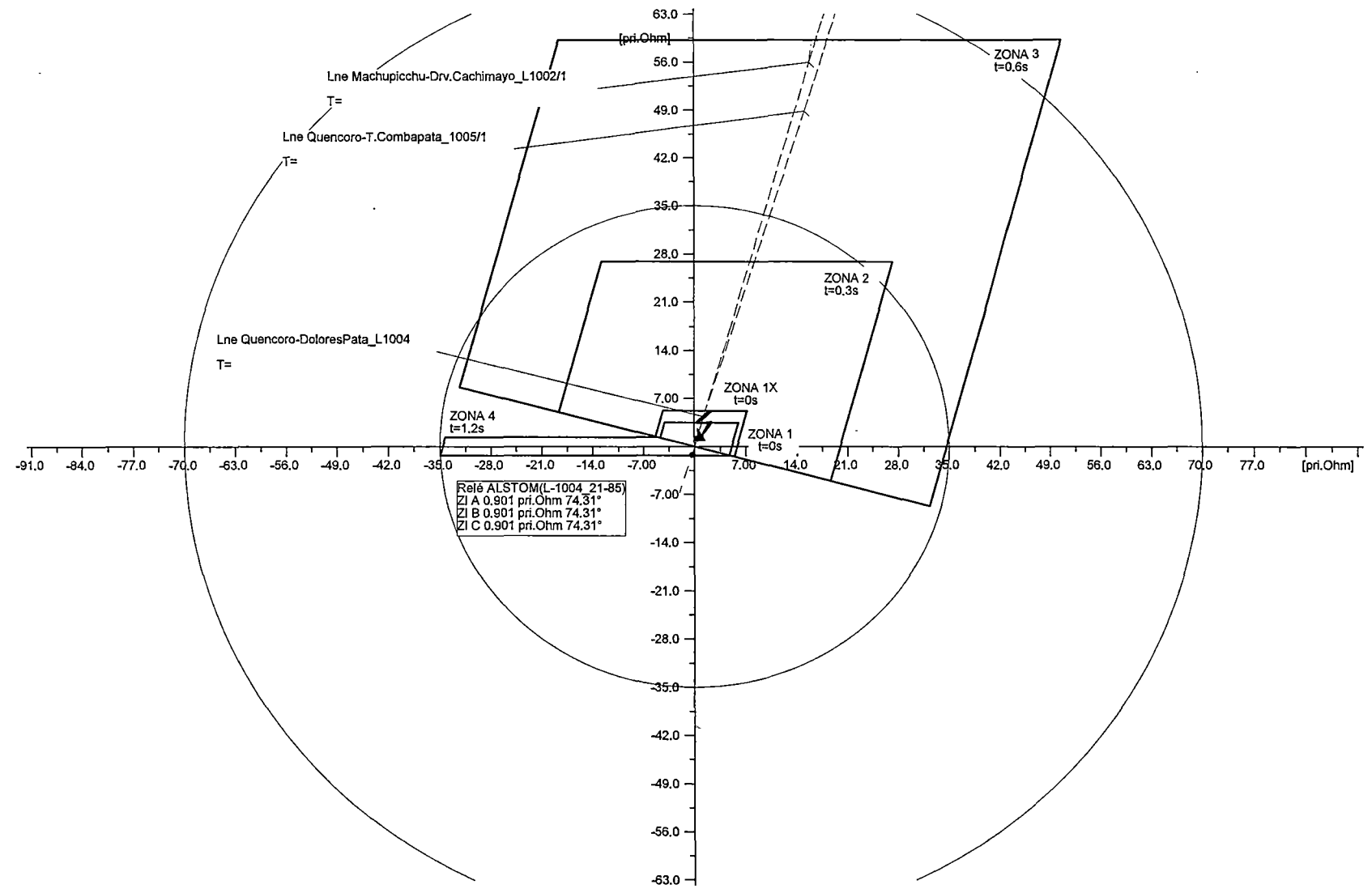
Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Annex: J.E.Q.C

b) Línea 1004:

- Protecciones de distancia de fases 21 + Zona para teleprotección (Zona 1X) :
 - Falla trifásica al 20 % de la línea L-1004.
 - Falla trifásica al 50 % de la línea L-1004.
 - Falla trifásica al 80 % de la línea L-1004.
 - Falla trifásica al 10 % de la línea L-1005/1.
 - Falla trifásica al 30 % de la línea L-1005/1.
 - Falla trifásica en la barra Quencoro 138 kV.

Fig.5.35. Falla trifásica al 20% de la línea L-1004.



250



Coordinación de Protecciones de Distancia

Grafica R-X_FASES_L-1004 Dolorespata

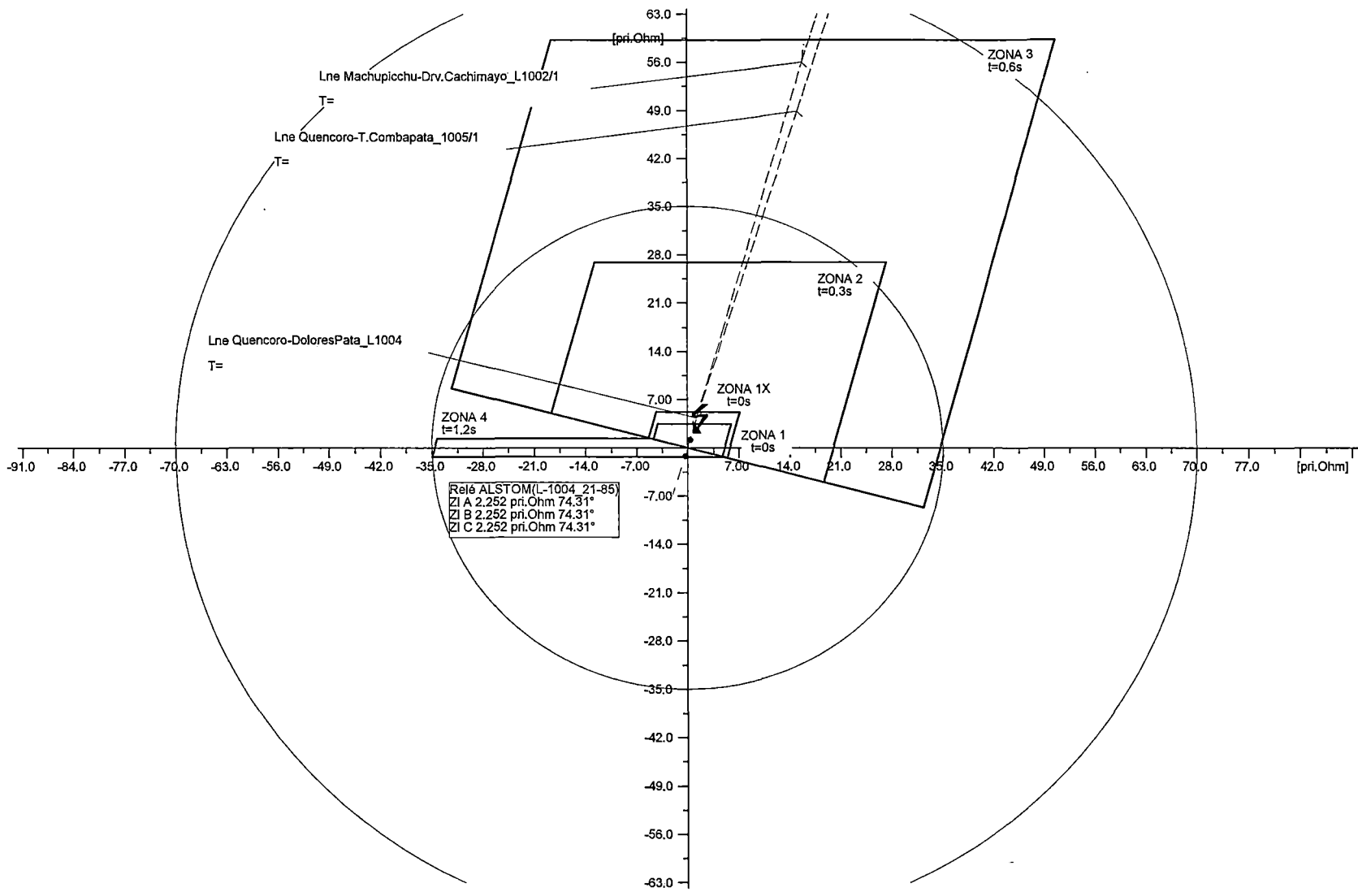
Date: 4/16/2015

Falla Trifásica al 20% de la línea L-1004

Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Annex: J.E.Q.C

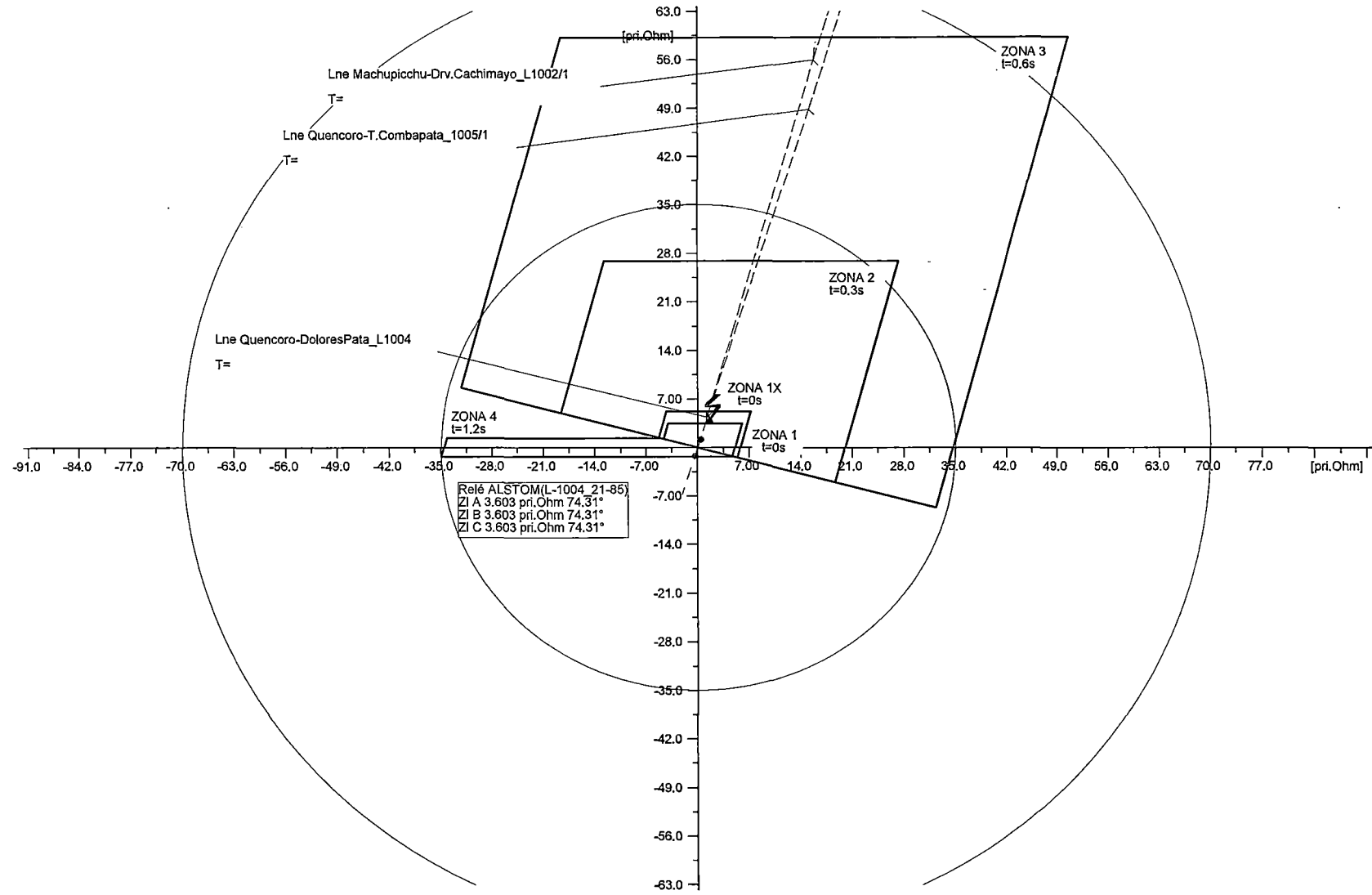
Fig. 5.36. Falla trifásica al 50% de la línea L-1004.



251



Fig. 5.37. Falla trifásica al 80% de la línea L-1004.



252

DOLOR138\Cub_4\Relé ALSTOM(L-1004_21-85)



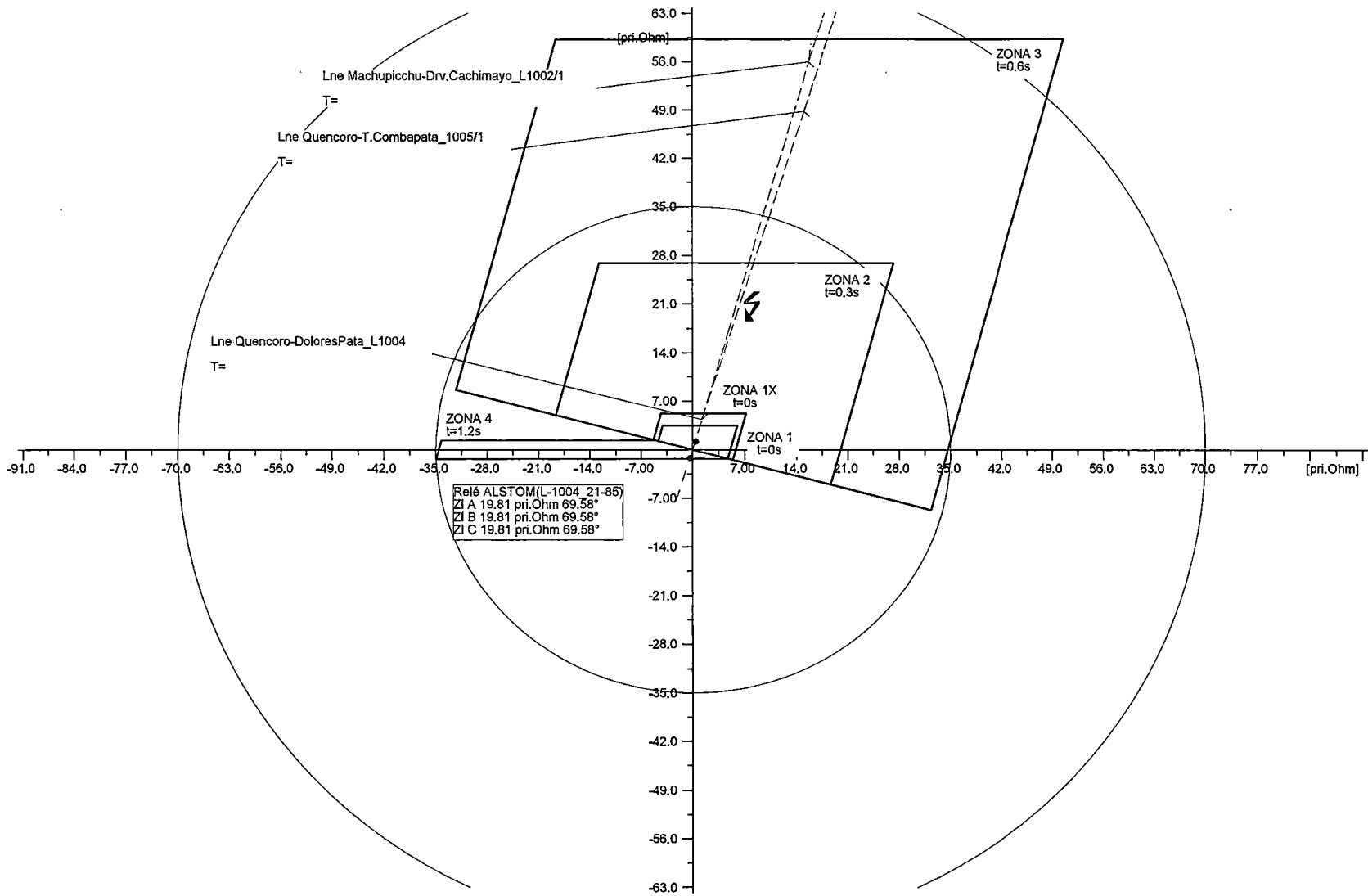
Coordinación de Protecciones de Distancia
Falla Trifásica al 80% de la línea L-1004

Coordinación de Protecciones de Distancia

Grafica R-X_FASES_L-1004 Dolorespata
Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Date: 4/16/2015
Annex: J.E.Q.C

Fig.5.38. Falla trifásica al 10% de la línea L-1005/1.



DOLOR138ICub_4Relé ALSTOM(L-1004_21-85)



Coordinación de Protecciones de Distancia

Falla Trifásica al 10% de la línea L-1005/1

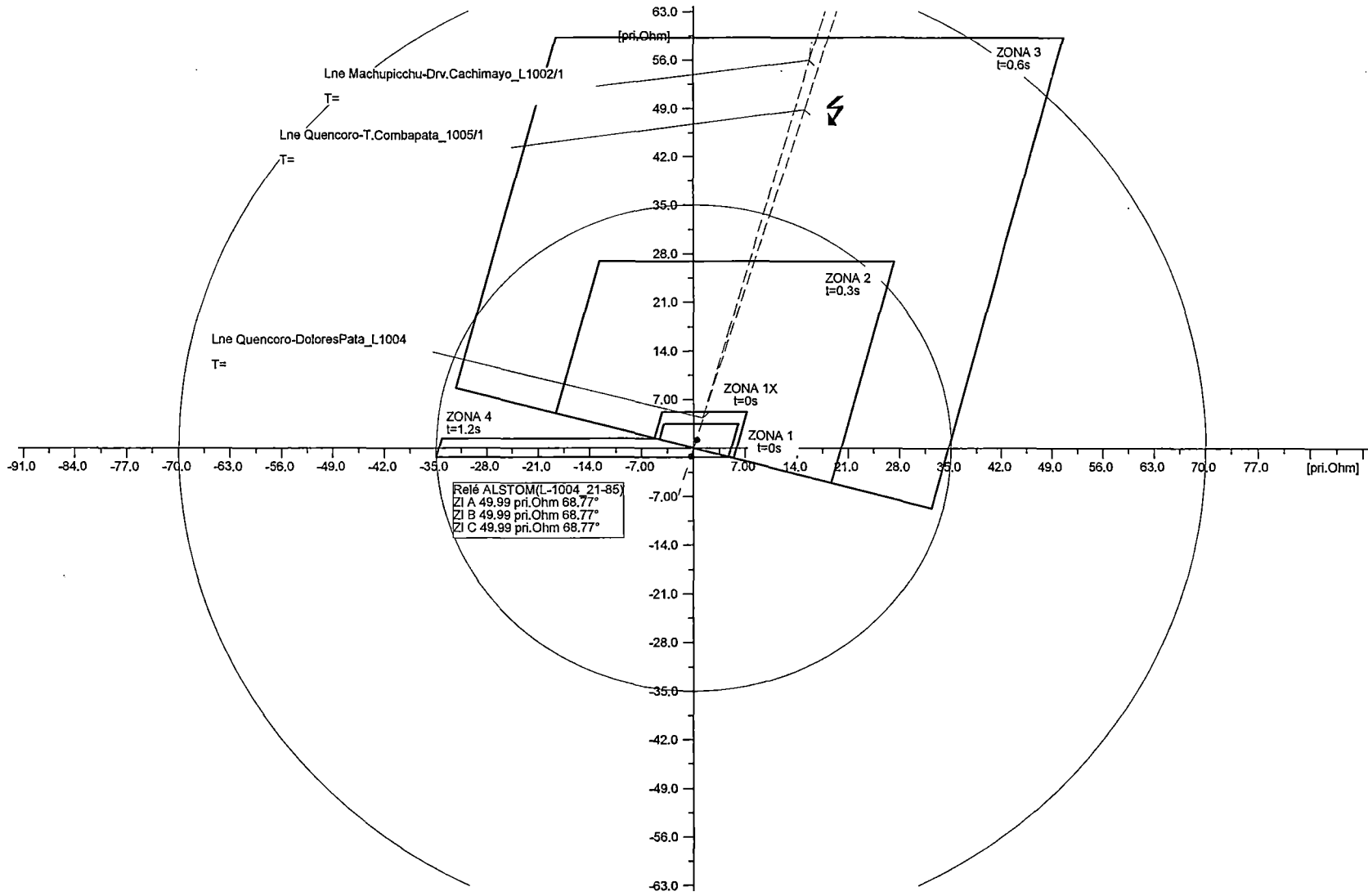
Grafica R-X_FASES_L-1004 Dolorespata

Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.39. Falla trifásica al 30% de la línea L-1005 /1.



254

DOLOR138\Cub_4\Relé ALSTOM(L-1004_21-85)



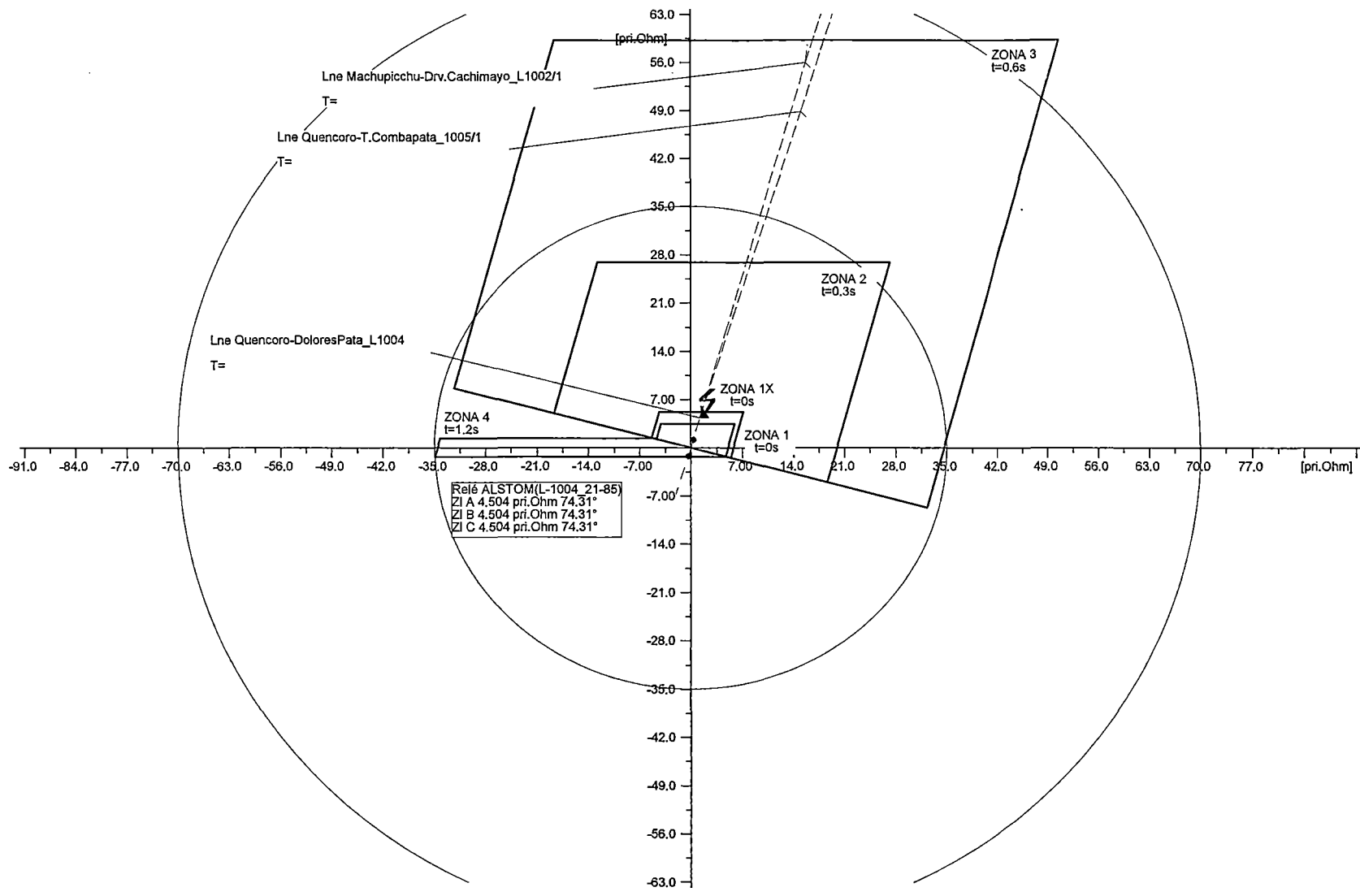
Coordinación de Protecciones de Distancia

Falla Trifásica al 30% de la línea L-1005/1

Protecciones de Distancia de Fases 21 + Zona para teleprotección(ZONA 1X)
 Grafica R-X_FASES_L-1004 Dolorespata

Date: 4/16/2015
 Annex: J.E.Q.C

Fig.5.40. Falla trifásica en la barra Quencoro 138 kV.

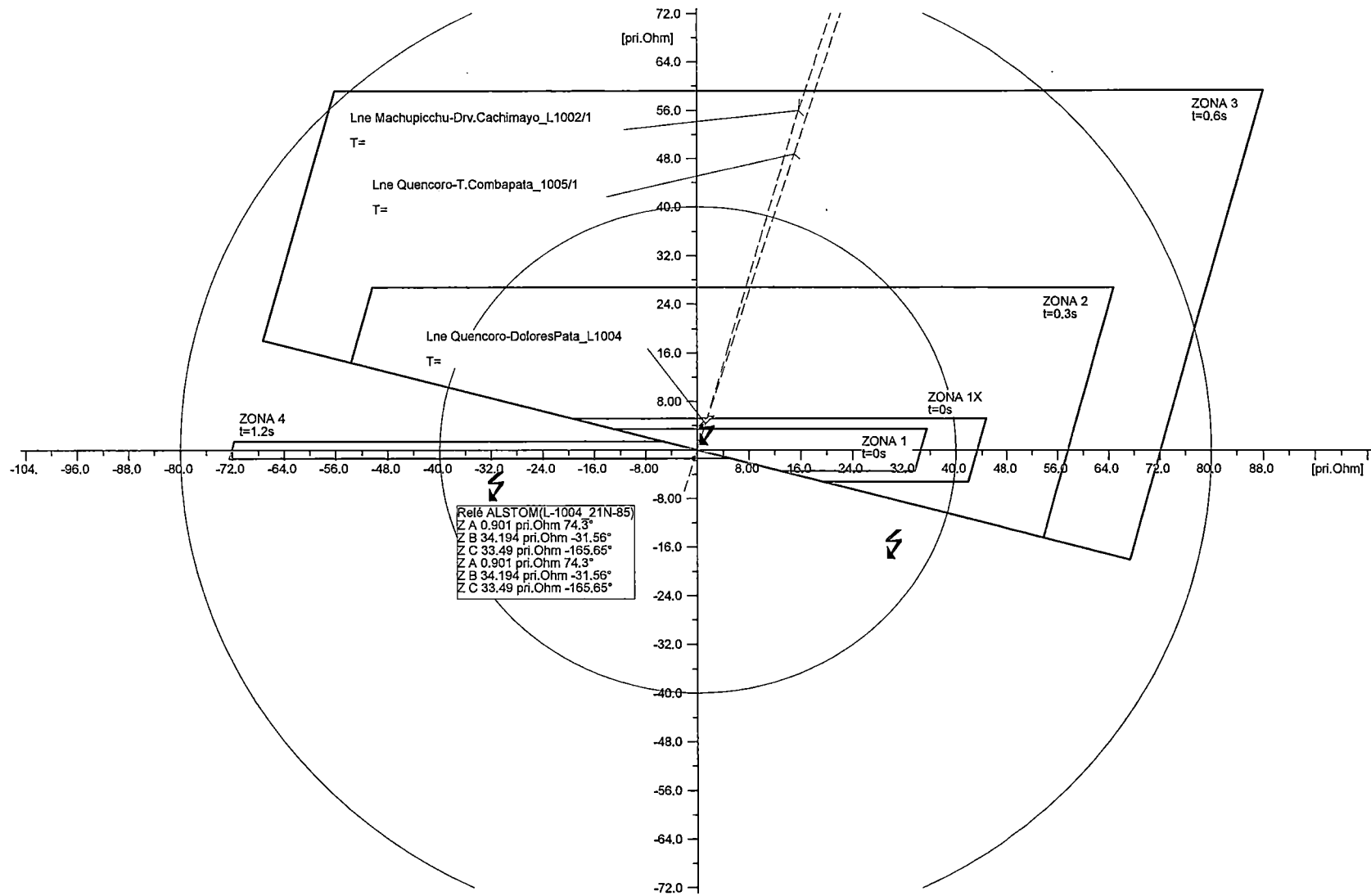


DOLOR138Cub_4\Relé ALSTOM(L-1004_21-85)



- Protecciones de distancia de fases 21N + Zona para teleprotección (Zona 1X) :
 - Falla monofásica al 20 % de la línea L-1004.
 - Falla monofásica al 50 % de la línea L-1004.
 - Falla monofásica al 80 % de la línea L-1004.
 - Falla monofásica al 10 % de la línea L-1005/1.
 - Falla monofásica al 30 % de la línea L-1005/1.
 - Falla monofásica en la barra Quencoro 138kV

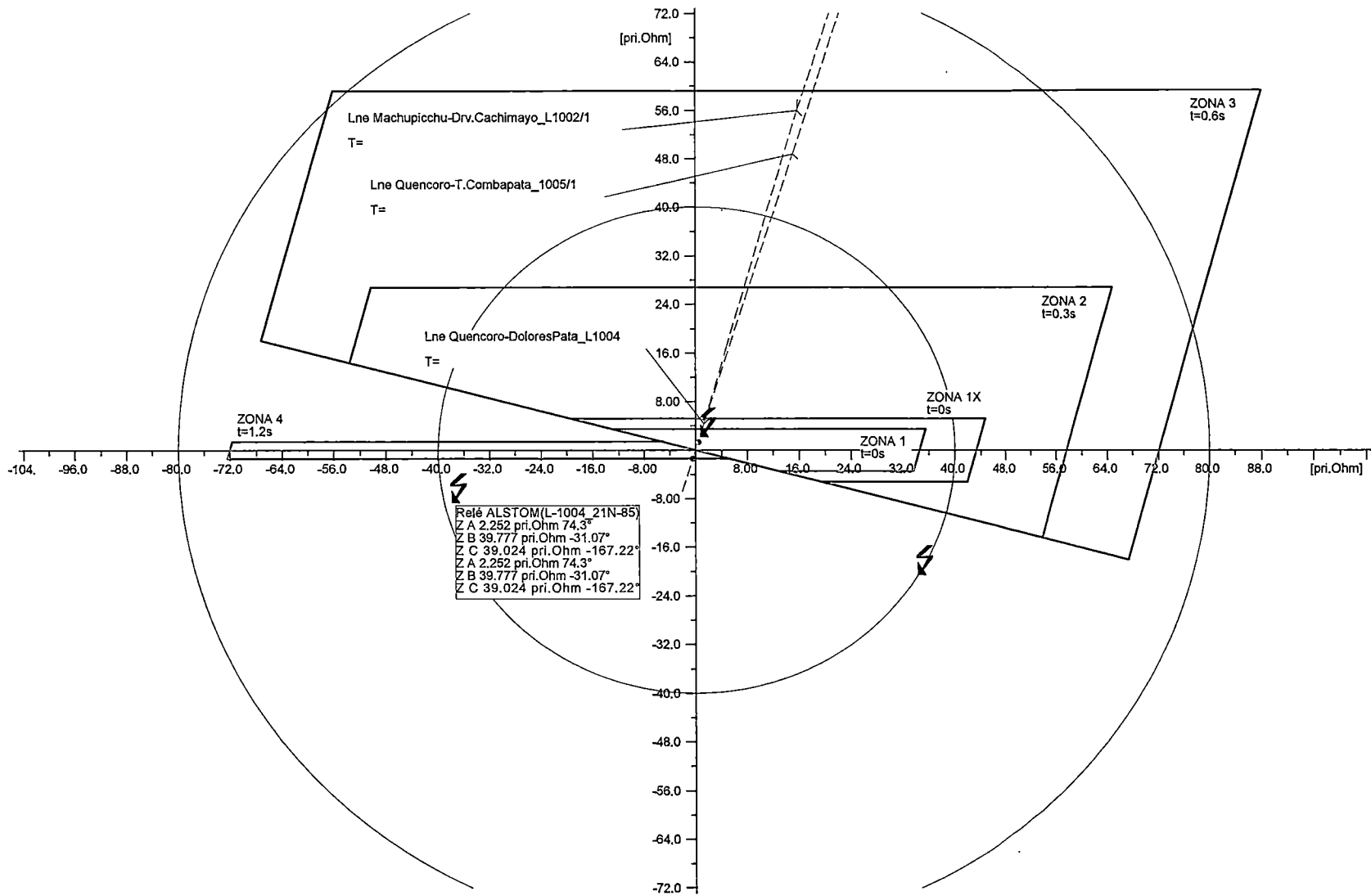
Fig.5.41. Falla monofásica al 20% de la línea L-1004.



DOLOR138\Cub_4\Relé ALSTOM(L-1004_21N-85)



Fig. 5.42. Falla monofásica al 50% de la línea L-1004.



DOLOR138\Cub_4\Relé ALSTOM(L-1004_21N-85)



Coordinación de Protecciones de Distancia

Gráfica R-X_TIERRA_L-1004 Dolorespata

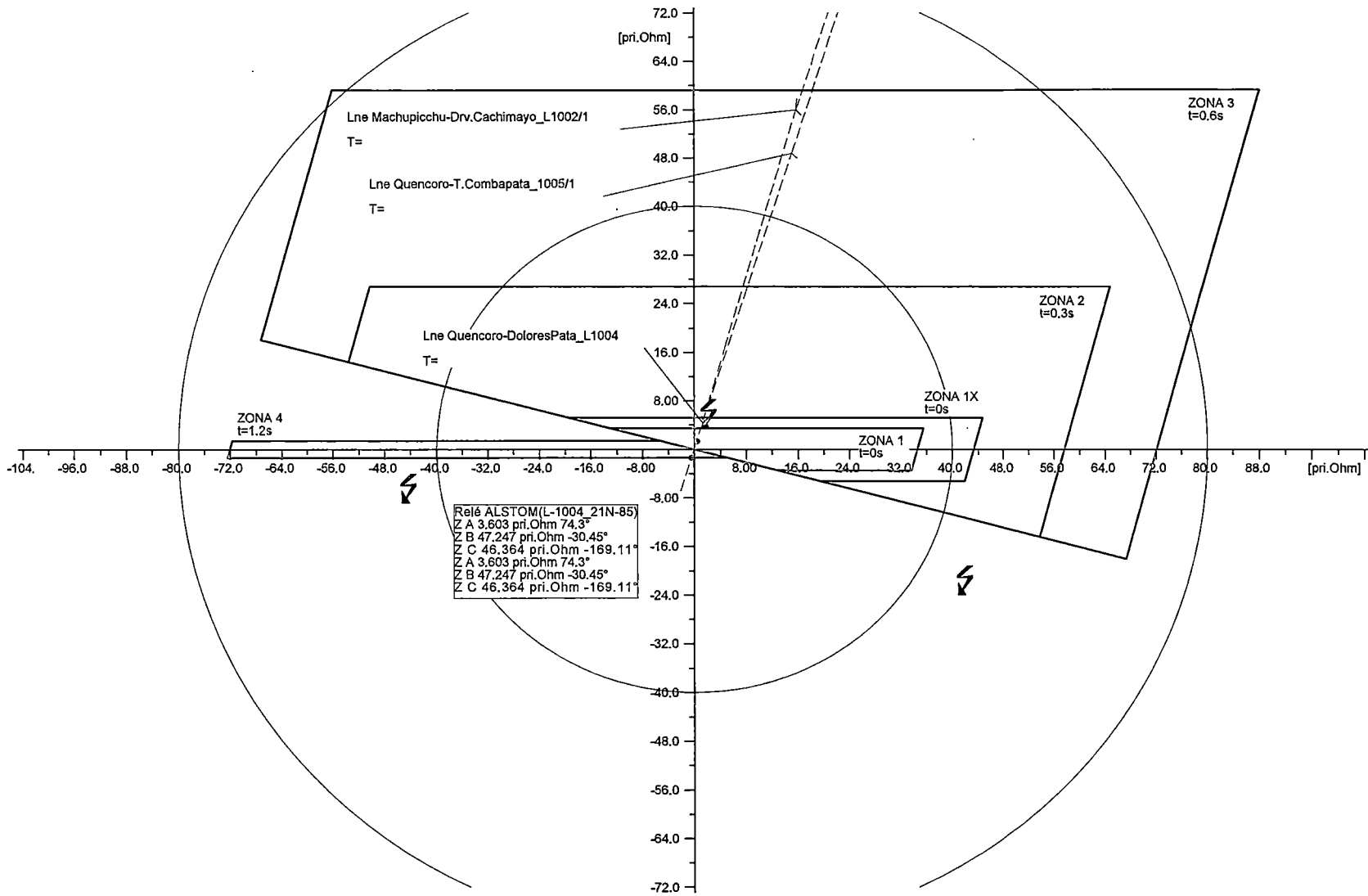
Date: 4/16/2015

Falla Monofásica al 50% de la línea L-1004

Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.43. Falla monofásica al 80% de la línea L-1004.



259

DOLOR138\Cub_4Relé ALSTOM(L-1004_21N-85)



Falla Monofásica al 80% de la línea L-1004

Coordinación de Protecciones de Distancia

Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

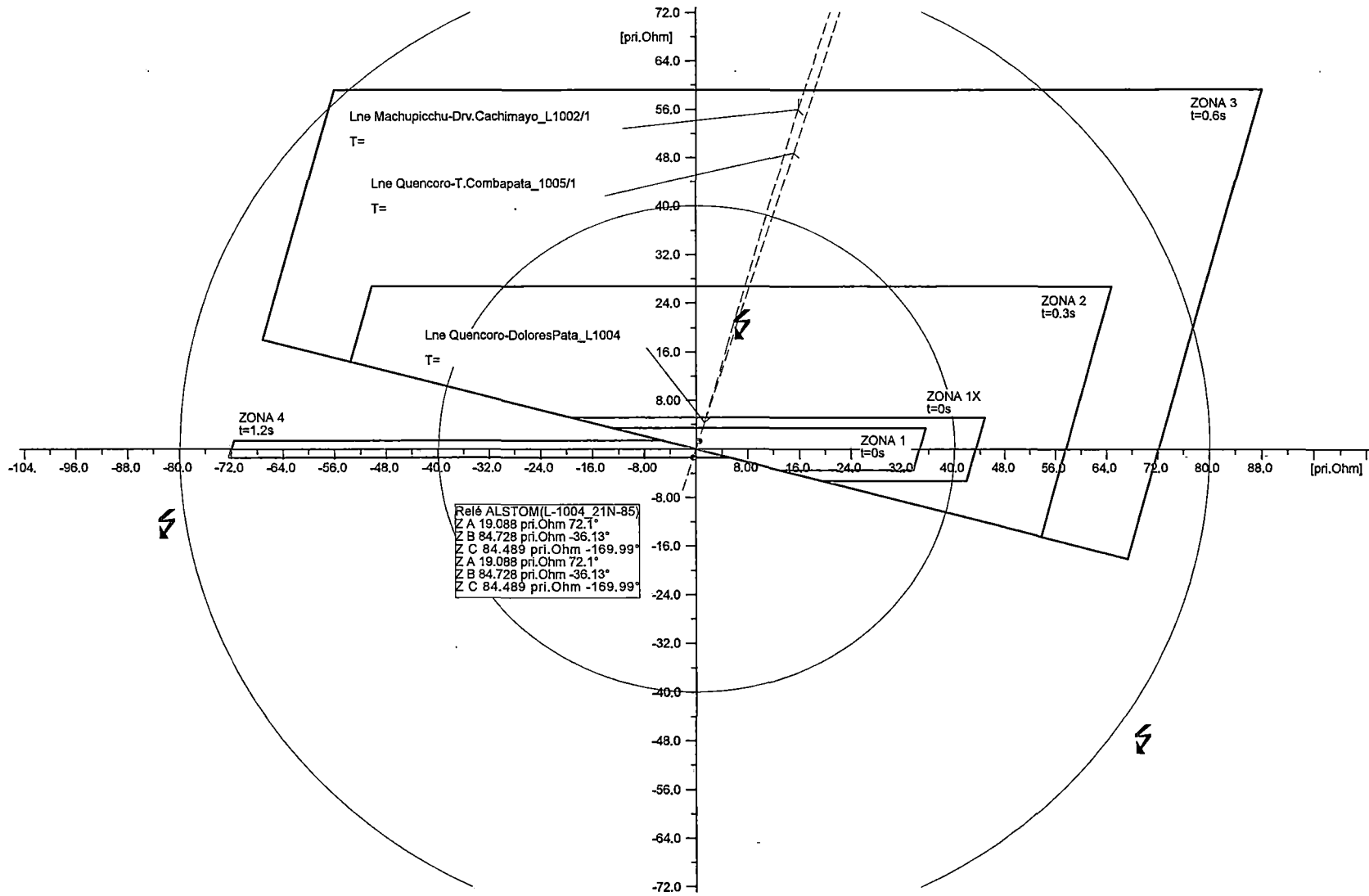
Grafica R-X_TIERRA_L-1004 Dolorespata

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

Fig. 5.44. Falla monofásica al 10% de la línea L-1005/1.

260



DOLOR138ICub_4Relé ALSTOM(L-1004_21N-85)



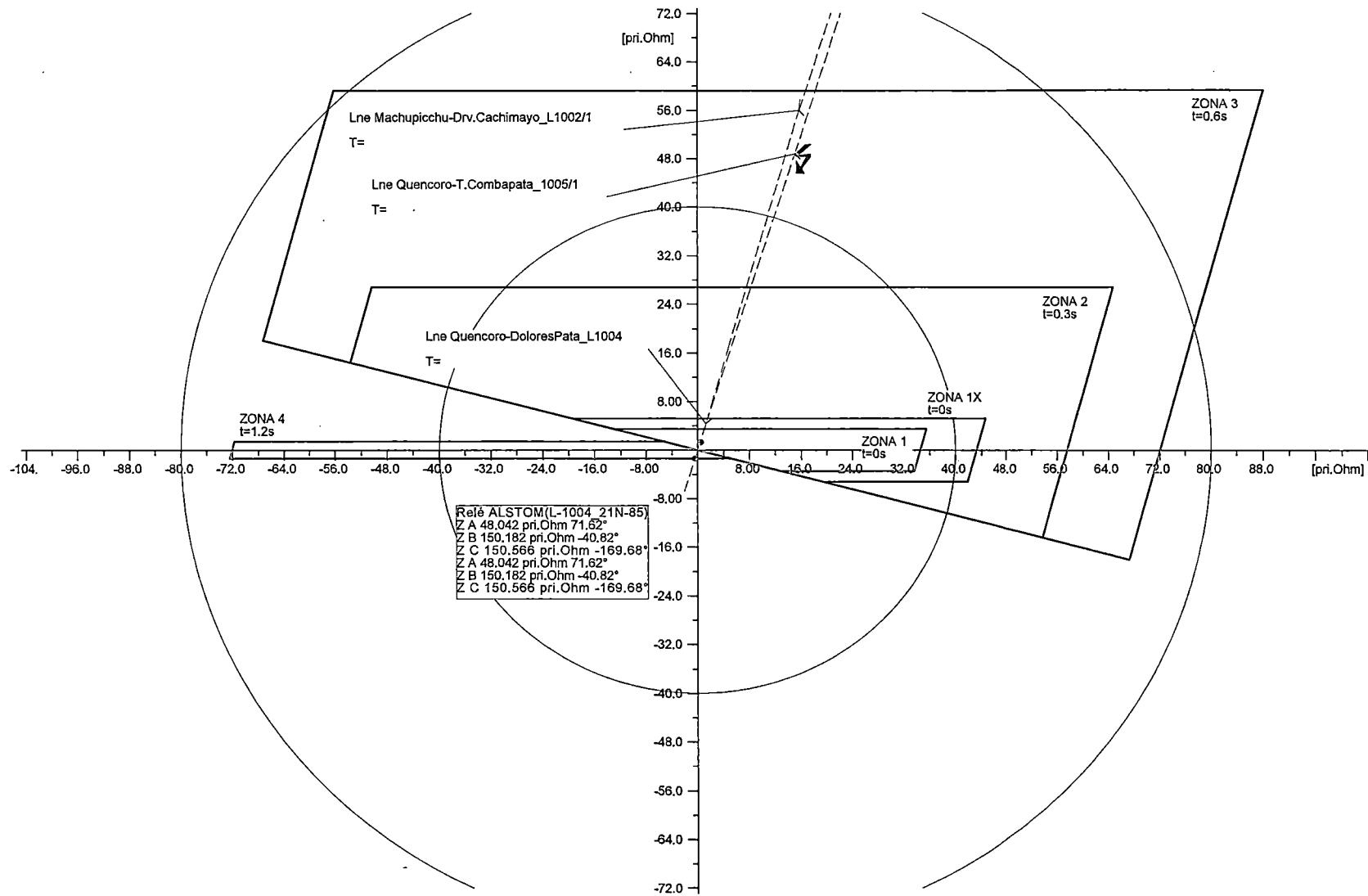
Coordinación de Protecciones de Distancia

Falla Monofásica al 10% de la línea L-1005/1

Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)
 Grafica R-X_TIERRA_L-1004 Dolorespata

Date: 4/16/2015
 Annex: J.E.Q.C

Fig.5.45. Falla monofásica al 30% de la línea L-1005 /1.



261



DOLOR138\Cub_4\Relé ALSTOM(L-1004_21N-85)

Coordinación de Protecciones de Distancia

Falla Monofásica al 30% de la línea L-1005/1

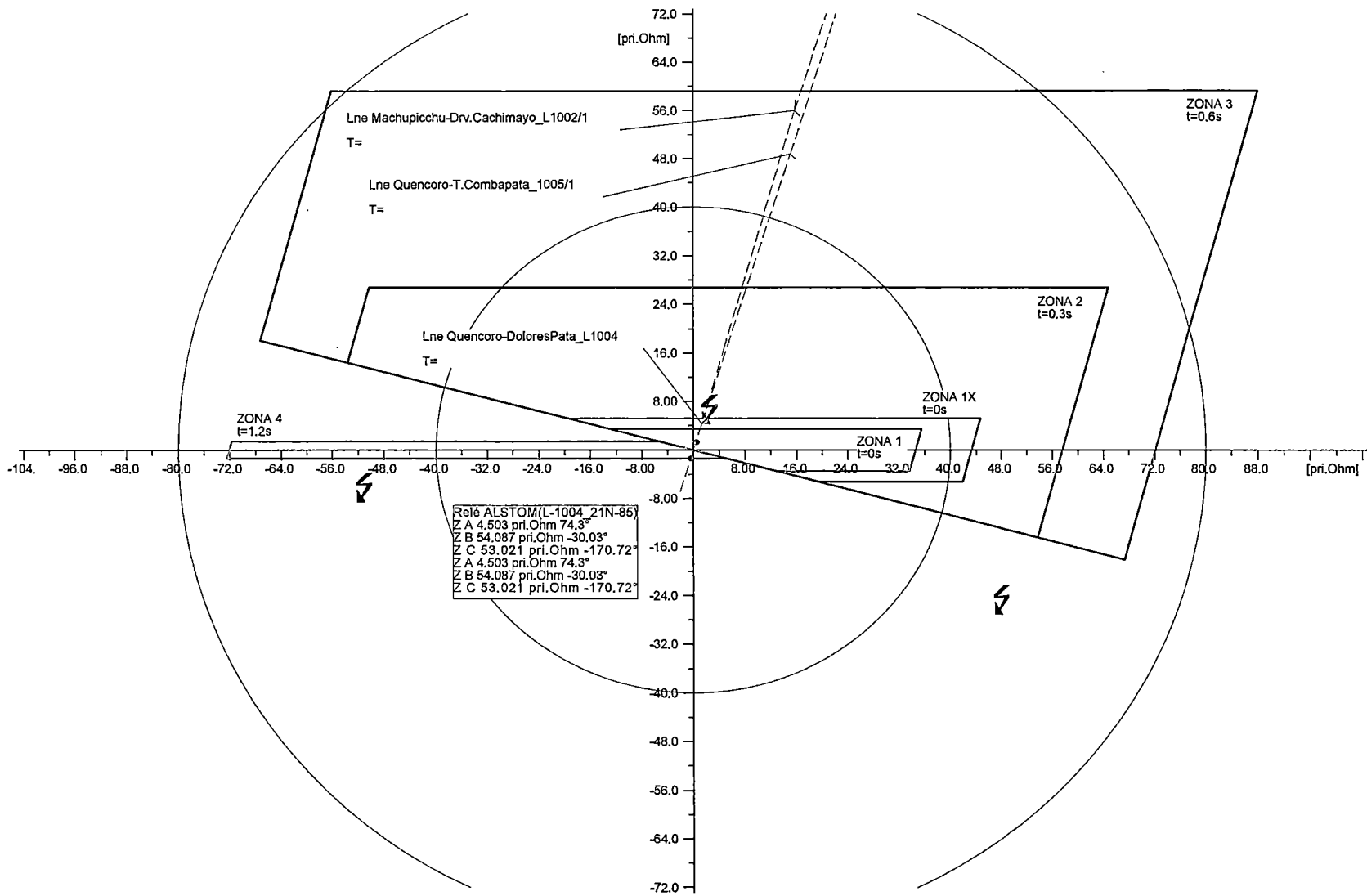
Protecciones de Distancia de Tierra 21N + Zona para teleprotección(ZONA 1X)

Grafica R-X_TIERRA_L-1004 Dolorespata

Date: 4/16/2015

Annex: J.E.Q.C

Fig.5.46. Falla monofásica en la barra Quencoro 138 KV.



DOLOR138ICub_4Relé ALSTOM(L-1004_21N-85)



5.6. ANALISIS COMPARATIVO DE AJUSTES (ACTUALES - PROPUESTOS).

5.6.1. ANALISIS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA.

Se consideró para este análisis, un comparativo de los ajustes actuales con los ajustes propuestos, los que damos a conocer en el presente trabajo de tesis para el año 2018.

A continuación haremos una comparación entre los cuadro 5.33 y cuadro 5.34:

Cuadro 5.33.- Ajustes actuales de sobrecorriente de fase 51/50

NºRELE	MODELO	T/C	I (p.r.A)	Ajuste Temporizado			I (p.r.A)	Ajuste Instantaneo		
				Curva	TAP (A)	TMS		Curva	TAP (A)	t (s)
DP08/10	MICOMP632	100/1	64	IEC-SI	0,64	0,11	700	DT	7	Inst
DP12	MICOMP632	60/1	64,2	IEC-SI	1,07	0,11	700	DT	11,67	Inst
DP15	SR735	300/5	360	IEC-SI	6	0,11	702	DT	11,7	Inst
DP16	TMA211	600/5	600	IEC-SI	5	0,28				

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.34.- Ajustes propuestos de sobrecorriente de fase 51/50

NºRELE	MODELO	T/C	I (p.r.A)	Ajuste Temporizado			I (p.r.A)	Ajuste Instantaneo		
				Curva	TAP (A)	TMS		Curva	TAP (A)	t (s)
DP08	MICOMP632	200/1	157	IEC-SI	0,78	0,2	1256,25	DT	6,28	0,5
DP10	MICOMP632	100/1	64	IEC-SI	0,64	0,25	477,50	DT	4,78	0,5
DP12	MICOMP632	60/1	64	IEC-SI	1,06	0,2	477,50	DT	7,96	0,4
DP15	SR735	300/5	375	IEC-SI	6,25	0,5	7156,25	DT	119,27	0,1
DP16	TMA211	600/5	628	IEC-SI	5,23	0,9				
DP17	TMA211	600/5	706	IEC-SI	5,88	0,9				

Fuente: Elaboración propia.

- Solo se consideró la protección de sobrecorriente de fases en el lado de alta tensión de los transformadores (138 kV) porque el COES así lo considera en sus ajustes actuales, mas no tendría que ser así pues también se debe considerar dicha protección para el lado de baja tensión (11.5 kV) como lo que proponemos en el cuadro 5.7 y 5.8 del presente trabajo de tesis.
- En los ajustes actuales también se considera el ajuste de los relés ubicados en los alimentadores y en el banco de condensadores.
- Mientras que en los ajustes propuestos se considera el ajuste de los relés ya antes mencionados y también el ajuste del relé ubicado en el nuevo banco de condensadores.

A continuación haremos una comparación entre los cuadro 5.35 y cuadro 5.36:

Cuadro 5.35.- Ajustes actuales de sobrecorriente de tierra 51N/50N

N°RELE	MODELO	TC	I (p.r.A)	Ajuste Temporizado			I (p.r.A)	Ajuste Instantaneo		
				Curva	TAP(A)	TMS		Curva	TAP(A)	t(s)
DP08/10	MICOMP632	100/1	20	DT	0,2	0,55	500	DT	5	0,05
DP12	MICOMP632	60/1	20,4	DT	0,34	0,55	504	DT	8,4	0,05

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.36.- Ajustes propuestos de sobrecorriente de tierra 51N/50N

N°RELE	MODELO	TC	I (p.r.A)	Ajuste Temporizado			I (p.r.A)	Ajuste Instantaneo		
				Curva	TAP(A)	TMS		Curva	TAP(A)	t(s)
DP08	MICOMP632	4/0,1	50	DT	1,26	1	65	DT	1,63	0,8
DP10	MICOMP632	4/0,1	20	DT	0,51	0,8	25	DT	0,63	0,7
DP12	MICOMP632	4/0,1	20	DT	0,51	0,7	25	DT	0,63	0,6
DP15	SR735	300/5	120	DT	2,00	0,15	1736,25	DT	28,94	0,1
DP16	TMA211	600/5	201	DT	1,67	0,15				
DP17	TMA211	600/5	226	DT	1,88	0,15				

Fuente: Elaboración propia.

- Solo se consideró la protección de sobrecorriente de tierra en el lado de alta tensión de los transformadores (138 kV) porque el COES así lo considera en sus ajustes actuales, mas no tendría que ser así pues también se debe considerar dicha protección para el lado de baja tensión (11.5 kV) como lo que proponemos en el cuadro 5.13 y 5.14 del presente trabajo de tesis.
- En los ajustes actuales se considera solo el ajuste de los relés ubicados en el lado de alta tensión de los transformadores mas no el ajuste del relé ubicado en los alimentadores ni tampoco el ajuste del relé ubicado en el banco de condensadores.
- Mientras que en los ajustes propuestos si hemos considerado el ajuste del relé ubicado en los alimentadores, también se consideró el ajuste del relé ubicado el antiguo y nuevo banco de condensadores.

5.6.2. ANALISIS DE LA PROTECCION DE DISTANCIA.

Se consideró para este análisis, un comparativo de los ajustes actuales con los ajustes propuestos, los que damos a conocer en el presente trabajo de tesis para el año 2018.

5.6.2.1. LÍNEA L-1003

A continuación haremos una comparación entre los cuadro 5.37 y cuadro 5.38:

Cuadro 5.37.- Ajustes actuales para la protección de distancia 21/21N (L-1003)

Ajustes	Zona 1	Zona 1x	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse
Z (Ω)-sec	1,64	2,47	7,88	16,82	1,57
Rph (Ω)-sec	1,92	2,29	5,04	9,18	9,18
RG (Ω)-sec	12,79	13,16	15,91	9,7	9,7
Polarización (K0)	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Angulo de K0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.38.- Ajustes propuestos para la protección de distancia 21/21N (L-1003)

Ajustes	Zona 1	Zona 1x	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse
Z (Ω)-sec	1,64	2,47	8,03	16,82	0,26
Rph (Ω)-sec	1,92	2,29	5,04	9,18	9,18
RG (Ω)-sec	12,79	13,16	15,91	20,05	20,05
Polarización (K0)	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Angulo de K0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9

Fuente: Elaboración propia.

a) Impedancia de zona Z1:

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Está ajustado aproximadamente al 80% de la impedancia de la línea, se recomienda mantener el ajuste actual:

Z1	1,64 ohm - sec
----	----------------

- **Alcance Resistivo:** De acuerdo al fabricante la relación R/Z debe ser menor o igual a 10, por lo que se recomienda mantener el ajuste actual.

R1ph	1,92 ohm - sec
-------------	----------------

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Actualmente está ajustado igual al alcance resistivo de fases, se recomienda mantener el ajuste actual.

R1G	12,79 ohm - sec
------------	-----------------

b) Impedancia de zona Z1X:

Esta zona extendida es usada como zona para el esquema de teleprotección. La misma no tiene disparo independiente.

Dado que esta zona extendida no está siendo utilizada en el esquema de teleprotección implementado, se recomienda mantener los ajustes actuales.

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:**

Z1X	2,47 ohm - sec
------------	----------------

- **Alcance Resistivo:** Este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de fases de la zona 1.

R1Xph	1,92 ohm - sec
--------------	----------------

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Igualmente este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de tierra de la zona 1.

R1GX	12,79 ohm - sec
-------------	-----------------

c) Impedancia de zona Z2:

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Está ajustado como el 118% de la impedancia de la línea protegida, se recomienda ajustarlo al 120% de la impedancia de la línea a fin de cubrir cortocircuitos entre fases con resistencia de falla de 10 ohm hasta el 100% de la línea en el escenario de mínima demanda en estiaje.

Z2 8.03 ohm - sec

- **Alcance Resistivo:** Se recomienda mantener el ajuste actual.

R2ph 5.04 ohm - sec

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Igualmente se recomienda mantener el ajuste actual, el cual permite cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencia de falla de 50 ohm hasta el 60% de la línea protegida.

R2G 15,91 ohm - sec

d) Impedancia de zona Z3:

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Esta zona está ajustado como el 115% de la suma de las impedancias de las líneas L-1003 y L-1001, con la finalidad de cubrir la barra adyacente en el mismo nivel de tensión (SE Machupicchu), sin considerar el efecto infeed, se recomienda mantener el ajuste actual.

Z3 16,82 ohm - sec

- **Alcance Resistivo:** Actualmente está ajustado igual a 9,18, se recomienda mantener el ajuste actual.

R3ph 9,18 ohm - sec

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Está ajustado casi igual al alcance resistivo de fases, se recomienda incrementar el alcance de tal forma que permita cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencia de falla de 50 ohm hasta el 100% de la línea protegida.

R3G 20,05 ohm - sec

e) Impedancia de zona Z4:

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Actualmente se encuentra ajustado como un 50% de la impedancia de la línea reversa más corta (L-1004), se recomienda ajustarlo al 20% de la impedancia de dicha línea a fin de detectar fallas sólo en la línea L-1004.

Z4	0.26 ohm - sec
-----------	----------------

- **Alcance Resistivo:** Este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de fases de la zona 3 (común para zonas 3 y 4).

R4Ph	9,18 ohm - sec
-------------	----------------

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Igualmente este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de tierra propuesto para la zona 3 (común para zonas 3 y 4).

R4G	20,05 ohm - sec
------------	-----------------

5.6.2.2. LÍNEA L-1004

A continuación haremos una comparación entre los cuadro 5.39 y cuadro 5.40:

Cuadro 5.39.- Ajustes actuales para la protección de distancia 21/21N (L-1004)

Ajustes	Zona 1	Zona 1x	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse
Z (Ω)-sec	0,91	1,37	7,05	15,55	0,36
Rph (Ω)-sec	20,8	20,98	5,07	8,77	8,77
RG (Ω)-sec	20,8	29,12	3,54	2,5	2,5
Polarización (K0)	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Angulo de K0	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5.40.- Ajustes propuestos para la protección de distancia 21/21N (L-1004)

Ajustes	Zona 1	Zona 1x	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse
Z (Ω)-sec	0,91	1,37	7,05	15,55	0,36
Rph (Ω)-sec	1,28	1,46	5,07	8,77	8,77
RG (Ω)-sec	8,76	10,98	14,58	18,28	18,28
Polarización (KΩ)	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Angulo de KΩ	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8

Fuente: Elaboración propia.

a) Impedancia de zona Z1:

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Está ajustado aproximadamente al 73% de la impedancia de la línea, a fin de evitar sobrealcances cuando ocurran fallas resistivas, se recomienda mantener el ajuste actual.

Z1 0,91 ohm - sec

- **Alcance Resistivo:** De acuerdo al fabricante la relación R/Z debe ser menor o igual a 10, igualmente se identifica un problema de sobrealce por lo que se recomienda reducir el alcance resistivo de fases a un valor que permita cubrir cortocircuitos bifásicos con resistencia de falla de 5 ohm hasta el 60% de la línea protegida tal como se muestra en el gráfico Imp_Vis_Fase_MICOMP442.

R1ph 1,28 ohm - sec

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Igualmente se identifica un problema de sobrealce por lo que se recomienda reducir el alcance resistivo de tierra a un valor que permita cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencia de falla de 20 ohm hasta el 60% de la línea protegida.

R1G 8,76 ohm - sec

b) Impedancia de zona Z1x:

Esta zona extendida es usada como zona para el esquema de teleprotección. La misma no tiene disparo independiente.

Dado que esta zona extendida no está siendo utilizada en el esquema de teleprotección implementado, se recomienda mantener los ajustes actuales

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:**

Z1X 1,37 ohm - sec

- **Alcance Resistivo:** Este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de fases propuesto para la zona 1.

R1Xph 1,46 ohm - sec

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Igualmente este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de tierra propuesto para la zona 1.

R1GX 10,98 ohm - sec

c) Impedancia de zona Z2:

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Está ajustado como el 100% de la impedancia de la línea protegida más el 50% de la impedancia del tramo de línea L1005 (Quencoro-Der. Combapata), se recomienda mantener el ajuste actual.

Z2 7,05 ohm - sec

- **Alcance Resistivo:** Se recomienda mantener el ajuste actual.

R2ph 5,07 ohm - sec

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Se recomienda incrementar el alcance resistivo de tierra a un valor que permita cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencia de falla de 50 ohm hasta el 80% de la línea protegida.

R2G 14,58 ohm primario

d) Impedancia de zona Z3:

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Esta zona está ajustada como el 120% de la suma de las impedancias de las líneas L-1004 y el tramo de línea L-1005 (Quencoro-Der. Combapata), con la finalidad de cubrir la barra adyacente en el mismo nivel de tensión (SE Combapata), sin considerar el efecto infeed, se recomienda mantener el ajuste actual.

Z3 15,55 ohm - sec

- **Alcance Resistivo:** Se recomienda mantener el ajuste actual.

R3ph 8,77 ohm - sec

Fase-Tierra

- **Alcance Resistivo:** Se recomienda incrementar el alcance resistivo de tal forma que permita cubrir cortocircuitos monofásicos con resistencia de falla de 50 ohm hasta el 100% de la línea protegida.

R3G 18,28 ohm - sec

e) Impedancia de zona Z4.

Ajustes:

Fase-Fase

- **Alcance de Impedancia:** Actualmente se encuentra ajustado como un 50% de la impedancia de la línea reversa (L-1003), se recomienda mantener el ajuste actual.

Z4 0,36 ohm - sec

- **Alcance Resistivo:** Este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de fases de la zona 3 (común para zonas 3 y 4).

R4Ph 8,77 ohm - sec

Fase-Tierra

Alcance Resistivo: Igualmente este parámetro de ajuste en el relé corresponde al alcance resistivo de tierra propuesto para la zona 3 (común para zonas 3 y 4).

R4G 18,28 ohm - sec

5.6.3. RESUMEN COMPARATIVO DE AJUSTES ACTUALES Y PROPUESTOS

5.6.3.1. FUNCION DE SOBRECORRIENTE (50/51)

a) SOBRECORRIENTE DE FASES

Cuadro 5.41.- Comparativo de sobrecorriente de fases.

FUNCION	RESUMEN DE COMPARACION DE AJUSTE DE FASES EN SOBRECORRIENTE 50/51											
	TENPORIZADO						INSTANTANEO					
	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO
AJUSTE	I(pri.A)	I(pri.A)	TAP (A)	TAP (A)	TMS	TMS	I(pri.A)	I(pri.A)	TAP (A)	TAP (A)	t(s)	t(s)
N°RELE	64	157	0.64	0.78	0.11	0.2	700	1256.25	7	6.28	Inst.	0.5
DP8	64	64	0.64	0.64	0.11	0.25	700	477.5	7	4.78	Inst.	0.5
DP10	64.2	64	1.07	1.06	0.11	0.2	700	477.5	11.67	7.96	Inst.	0.4
DP12	360	375	6	6.25	0.11	0.5	702	7156.25	11.7	119.27	Inst.	0.1
DP15	600	628	5	5.23	0.28	0.9						
DP16		706		5.88		0.9						
DP17												

Fuente: Elaboración propia.

b) SOBRECORRIENTE DE TIERRA

Cuadro 5.42.- Comparativo de sobrecorriente de tierra.

FUNCION	RESUMEN DE COMPARACION DE AJUSTE DE FASES EN SOBRECORRIENTE DE TIERRA 50N/51N											
	TENPORIZADO						INSTANTANEO					
	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO	ACTUAL	PROPUESTO
AJUSTE	I(pri.A)	I(pri.A)	TAP (A)	TAP (A)	TMS	TMS	I(pri.A)	I(pri.A)	TAP (A)	TAP (A)	t(s)	t(s)
N°RELE	20	50	0.2	1.26	0.55	1	500	65	5	1.63	0.05	0.8
DP8	20	20	0.2	0.51	0.55	0.8	500	25	5	0.63	0.05	0.7
DP10	20.4	20	0.34	0.51	0.55	0.7	504	25	8.4	0.63	0.05	0.6
DP12		120		2		0.15		1736.25		28.94		0.1
DP15		201		1.67		0.15						
DP16		226		1.88		0.15						
DP17												

Fuente: Elaboración propia.

5.6.3.2. FUNCION DE DISTANCIA (21,21N)

a) LÍNEA L-1003

Cuadro 5.43.- Comparativo en la función de Distancia de la L-1003.

AJUSTE	COMPARACION DE AJUSTE EN LA LINEA L-1003 EN LA FUNCION DE DISTANCIA (21/21N)											
	ACTUAL		PROPUESTO		ACTUAL		PROPUESTO		ACTUAL		PROPUESTO	
	ZONA 1	ZONA 1	ZONA 1X	ZONA 1X	ZONA 2	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 3	ZONA 4	ZONA 4		
Z (Ω)-sec	1.64	1.64	2.47	2.47	7.88	8.03	16.82	16.82	1.57	0.26		
Rph (Ω)-sec	1.92	1.92	2.29	2.29	5.04	5.04	9.18	9.18	9.18	9.18		
RG (Ω)-sec	12.79	12.79	13.16	13.16	15.91	15.91	9.7	20.05	9.7	20.05		
Polarizacion (K 0)	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73		
ANGULO DE K0	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9		

Fuente: Elaboración propia.

b) LÍNEA L-1004

Cuadro 5.44.- Comparativo en la función de Distancia de la L-1003.

AJUSTE	COMPARACION DE AJUSTE EN LA LINEA L-1004 EN LA FUNCION DE DISTANCIA (21/21N)											
	ACTUAL		PROPUESTO		ACTUAL		PROPUESTO		ACTUAL		PROPUESTO	
	ZONA 1	ZONA 1	ZONA 1X	ZONA 1X	ZONA 2	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 3	ZONA 4	ZONA 4		
Z (Ω)-sec	0.91	0.91	1.37	1.37	7.05	7.05	15.55	15.55	0.36	0.36		
Rph (Ω)-sec	20.8	1.28	20.98	1.46	5.07	5.07	8.77	8.77	8.77	8.77		
RG (Ω)-sec	20.8	8.76	29.12	10.98	3.54	14.58	2.5	18.28	2.5	18.28		
Polarizacion (K 0)	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67		
ANGULO DE K0	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8		

Fuente: Elaboración propia.

5.6.4. INTRODUCCION

En esta sección se hace el estudio económico del proyecto, es necesario hacer un desglose de cada uno de los costos, para empezar se hace el análisis de los precios unitarios quedando de la siguiente manera: en donde se muestra el valor de los conceptos y las unidades en que se realizan los trabajos.

INGENIERA ELECTRICA APLICADA

Dependencia: EGEMSA.

Obra: ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018.

Lugar: Dolorespata S/N- Santiago.

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

Código	Concepto	Unidad	Costo	Cantidad	Importe	%
Desarrollo de ingeniera base para discutir con el cliente si acepta nuestra propuesta y modificación de la misma.						
MANO DE OBRA	-Un ingeniero especializado.	JOR	S/. 1005.17	7	S/. 7036.19	
	-Un ingeniero especializado-Coordinador	JOR	S/. 1252.72	7	S/. 8769.04	
	-Un técnico o ayudante en general.	JOR	S/. 114.29	7	S/. 800.00	
	Subtotal: Mano de obra.				S/. 16605.23	66.22%

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

HERRAMIENTA Y EQUIPO	-Software Cálculo de Cortocircuitos- Digsilent.	HR	S/. 73.20	5	S/. 366.00	
	-Software Coord. De Protecciones-Digsilent.	HR	S/. 73.20	20	S/. 1464.00	
	Subtotal: Herramienta y equipo.				S/. 1830.00	11.1900%
BASICOS	-Visita a Egemsa P/mediciones, diagrama unifilar.	LOTE	S/. 3200.00	1	S/. 3200.00	
	Subtotal: Básicos.				S/. 3200.00	22.5900%
	Costos directos.				S/. 21635.23	
	Costos indirectos				S/. 12450.02	12.4553%
	Financiamiento				S/. 1519.84	4.2399%
	Utilidad				S/. 2491.07	6.6667%
	PRECIO UNITARIO				S/. 38096.79	100.0000%
(Treinta y ocho mil noventa y seis nuevos soles con 79 centavos).						

A continuación se realiza el estudio del análisis básico y de los costos indirectos que son necesarios para poder realizar el presupuesto de la obra.

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

ANALISIS DE BASICOS

Código	Concepto	Unidad	Costo	Cantidad	Importe	%
Ingeniero especializado.						
MANO DE OBRA	-Ingeniero especializado	JOR	S/. 1005.17	1	S/. 1005.17	
	Subtotal: Mano de obra.				S/. 1005.17	
	(Mil cinco nuevos soles con 17 centavos)					
Visita a Egemsa para levantamiento de diagrama unifilar.						
MATERIALES	-Viáticos por persona por día.	JOR	S/. 350.00	2	S/. 700.00	
	Subtotal: Materiales.				S/. 700.00	
	(Setecientos nuevos soles)					
Visita a Egemsa para mediciones eléctricas.						
MATERIALES	-Viáticos por persona por día.	JOR	S/. 373.50	4	S/. 1494.80	
	Subtotal: Materiales.				S/. 1494.80	
	(Mil cuatrocientos noventa y cuatro nuevos soles con 80 centavos)					
	Subtotal: Básicos.				S/. 3200.00	22.5900%

DESGLOSE DE COSTOS INDIRECTOS

Concepto	Total de costos indirectos	
	Administración oficina central	
	Monto	Porcentaje
I. Honorarios, sueldos y prestaciones.		
a. Personal directivo incluye: Prestaciones	S/. 2790.00	2.7912%
b. Personal técnico incluye: Prestaciones.	S/. 1240.00	1.2405%
c. Personal administrativo incluye: Prestaciones.	S/. 2790.00	2.5586%
Subtotales.	S/. 6587.50	
II. Depreciación, mantenimiento y rentas.		
a. Edificios y locales.	S/. 1649.30	1.6500%
b. Muebles y enseres.	S/. 449.81	0.4500%
c. Operación de vehículos.	S/. 629.73	0.6300%
Subtotales.	S/. 2728.85	
III. Servicios.		
a. Estudios e investigación.	S/. 199.92	0.2000%
Subtotales.	S/. 199.92	
IV. Gastos oficina.		
a. Papeles y útiles de escritorio.	S/. 277.88	0.2780%
b. Correos, fax, teléfonos.	S/. 219.91	0.2200%
c. Equipo de computación.	S/. 999.58	1.0000%
d. Copias y duplicados.	S/. 186.92	0.1870%
e. Luz.	S/. 299.87	0.3000%
Subtotales.	S/. 1984.16	

"ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACION DE DOLORESPATA ACORDE A LA NUEVA TOPOLOGIA EN ALTA Y MEDIA TENSION PARA EL AÑO 2018"

V. Capacitación y adiestramiento.	S/. 499.79	0.5000%
VI. Seguros y fianzas.		
a. Primas por seguro.	S/. 299.87	0.3000%
b. Primas por fianzas.	S/. 149.94	0.1500%
Subtotales.	S/. 449.81	
Totales	S/. 12450.02	12.4553%

5.7. CONCLUSIONES

Protección Diferencial

1. Para el año 2018 la relación del transformador de corriente que calculamos en el lado primario del transformador de 30 MVA es: 200-1 A, mientras que en el lado secundario es : 2000-1 A ., el cálculo de esta relación se realizó tomando en cuenta la corriente a plena carga cuyo valor en el lado primario es 125,51 A., mientras que en el lado secundario es 1506,17 A.
2. Para el año 2018 la relación del transformador de corriente tanto en el lado primario como en el lado secundario de los transformadores de 12.2 MVA permanecerán con la misma relación que tienen actualmente (año 2014)

Protección de Sobrecorriente

1. Las protecciones de sobrecorriente de fases para la subestación de Dolorespata, poseen buena performance, dado que las protecciones temporizadas de fases (51) utilizadas para todos los transformadores conectados en paralelo; ante una falla trifásica o bifásica, le corresponde un tiempo según la curva normalmente inversa del relé.
2. Las protecciones de sobrecorriente de tierra para la subestación de Dolorespata, poseen buena performance, dado que las protecciones temporizadas de tierra (51N) se utilizó curvas de tiempo definido, sensibles ante una falla monofásica a tierra.
3. También se concluye que las unidades instantáneas (50 y 50N) por tener actuación rápida ante fallas cercanas al relé, tiene una buena performance según las simulaciones realizadas en el capítulo IV.
4. Para la protección de los bancos de capacitores en la barra 11.5 kV de la S.E. Dolorespata se concluye que las curvas normalmente inversa utilizada tanto para fases y tierra (51,51N), sin elemento instantáneo (50,50N), son suficientes para la protección de la misma., dado que, ante fallas en bornes del banco de capacitores los relés actúan en un tiempo determinado proporcional a la magnitud de la falla, ayudando en forma positiva al régimen transitorio del capacitor.

5. Para la protección de los alimentadores de la S.E. Dolorespata se utilizó en el cálculo de las corrientes de arranque del relé con las capacidades nominales del tc instalado en los mismos alimentadores, dado que ante sobrecargas ocurridas, el tc será el que más daño sufra.
6. En el cálculo de arranque de las funciones instantáneas de los relés se tomó en consideración las corrientes de cortocircuito en el extremo remoto de uno de los alimentadores, para nuestro caso el alimentador DO08.
7. Según las simulaciones realizadas, tanto para las protecciones de fase y tierra, se concluye que, la selectividad temporal cumple con los criterios de ajuste de coordinación de protecciones de sobrecorriente $< 0.3s$.

Protecciones de Distancia

1. Para el la línea de transmisión L-1003, se concluye que el relé numérico utilizado ALSTOM MICOM P442, con característica cuadrilateral, posee correcta decisión ante fallas a entre fases y fallas a tierra, según lo simulado en el programa DigSilent Power Factory.
2. Para el la línea de transmisión L-1004, se concluye que el relé numérico utilizado ALSTOM MICOM P442, con característica cuadrilateral, posee correcta decisión ante fallas a entre fases y fallas a tierra DigSilent Power Factory.
3. También se concluye que, los cálculos de las zonas de protección según los criterios de COES, responde correctamente, ante fallas entre fases y tierra con diferente resistencia de falla.
4. Los alcances resistivos, para las diferentes zonas son diferentes, dado que el cálculo se realizó en función de las parte resistivas de cada zona; por tanto, se concluye se considera correcto, según las simulaciones realizadas.
5. Se concluye también que, los valores adoptados para el alcance resistivo de tierra, están en función de las características de resistencia de arco de falla y de la

puesta a tierra a través de las líneas de transmisión, donde corresponda la zona de protección.

6. También se concluye que, el factor de compensación de secuencia homopolar, calculada para cada línea, fue implementada solo para las funciones de protección de distancia tierra.

CONCLUSIONES

1. Al evaluar la situación actual de la subestación de Dolorespata, se observó la operación de la topología del sistema actual así como la importancia de mantener actualizada el Sistema de Protección de la Subestación de Dolorespata.
2. Al evaluar la estadística de fallas y eventos, se vislumbra la cantidad de veces que tiene en número de operaciones el Sistema de Protección en forma anual además de realizar un análisis de las repercusiones en daños y pérdidas que ocasionan una indebida actuación de la misma.
3. Con la evaluación operativa del sistema Sur Este para el año 2018 se hizo un análisis de flujo de potencia y cortocircuito con todos los cambios en la Subestación de Dolorespata, así como en el Área Operativa en mención.
4. Con el estudio de flujo de potencias se hizo con la finalidad de calcular la distribución de carga y los perfiles de tensión para examinar el rendimiento del sistema, determinando la eficacia de la regulación y/o corrección del factor de potencia, mientras que con el estudio de cortocircuito se hizo con la finalidad de verificar de que los equipos diseñados para interrumpir el paso de la corriente eléctrica en casos de falla, deben tener un rango de operación suficiente para que a la tensión eléctrica nominal interrumpan la corriente disponible,
5. La curva de daño de transformadores implementada en el programa DigSilent Power Factory, no llega a ser vulnerada, al realizarse las simulaciones de falla respectiva.
6. Los ajustes realizados en los relés de distancia, tanto para la línea L-1003 y L-1004, están realizadas selectivamente, hasta considerándose una zona con dirección inversa correspondiente a la zona 4, por la cual se concluye correcta esta decisión.
7. El nuevo ajuste propuesto considera todos los nuevos cambios presentes y futuros en la topología del Sistema Sur Este, el cual permite mejorar la rapidez, confiabilidad, sensibilidad y selectividad del sistema de protección de la Subestación de Dolorespata.

RECOMENDACIONES

- 1) Se recomienda a la Empresas a cargo, realizar un estudio periódico en el reajuste de los relés de protección.
- 2) Se recomienda al Comité de operación Económico del Sistema realizar un estudio completo, considerando todas las instalaciones de cada una de las Subestaciones del SEIN.
- 3) Considerar este estudio, para futuros estudios de Coordinación de protecciones en la Subestación de Dolorespata.
- 4) Se recomienda utilizar este estudio de coordinación de protecciones como referencia en otras subestaciones, por ser el criterio general aplicado al SEIN en todo el Perú.
- 5) Se recomienda hacer el ajuste del relé de distancia marca SIEMENS, modelo 7SA612 ubicado tanto en la línea 1003 y línea 1004, ya que en nuestro estudio no lo realizamos., porque consideramos que no fue necesario ya que es un relé de protección de respaldo.
- 6) Se debe programar un mantenimiento periódico continuo, en lo posible cada año del Sistema de protección de la S.E. Dolorespata así como pruebas reales de fallas trifásicas por ser la falla más crítica, con la finalidad de comprobar la correcta operación del sistema de protección.

BIBLIOGRAFIA

- [1]. Plan de Transmisión COES.
- [2]. Expansión de Generación COES.
- [3]. Guia Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica.
- [4]. Metodología de la Investigación Científica – Alberto Ramírez González – Pontificia Universidad Javeriana – Colombia.
- [5]. Criterio de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN – Julio_2014.
- [6]. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia – Bernardino Rojas Vera – Junio_2003
- [7]. Protecciones electricas – Gilberto Carrillo Caicedo – Octubre 2007.
- [8]. Protección de Sistemas Eléctricos – Samuel Ramírez Castaño – Primera edición.
- [9]. Análisis de Sistemas de Potencia – John J. Grainger & Willian D. Stevenson.
- [10]. Computer Relaying for Power Systems-Arun G. Phadke & James S. Thorp-Second Edition.
- [11]. Electric Power Substations Engineering – John D. McDonald – Second Edition.
- [12]. Electrical Energy Systems – Mohamed E. El-Hawari - Third Edition.
- [13]. Máquinas Eléctricas Estáticas – M. Salvador G – 2007.
- [14]. Análisis de Sistemas de Potencia – Rafael Pumacayo & Rubén Romero L – 1983.
- [15]. Sistemas Eléctricos de Potencia – Ing. Moises Ventosilla Zevallos – 1982.
- [16]. The art & Science of Protective Relaying – C. Russell Masson.
- [17]. Modeling Relays for Power System Protection Studies – Sandro A. Perez-Canada 2006.
- [18]. Simulación de Sistemas Eléctricos – Zamora & Sainz & Fernandez - España 2005.

MANUALES Y CATALOGOS:

- 1) Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN.
- 2) Curso de Sistemas de Protección – Electronica de Potencia (EDP) – 2012.
- 3) Modeling of a Protective Digital Relay in a Real Time Digital Simulator – Normann Fischer.
- 4) Technical Manual Transformer Differential Protection – Relay Areva Micom P632.
- 5) Technical Manual Line Distance Protection – Relay Alstom Micom P442.
- 6) Selección y Regulación de Protecciones en Sistemas Electricos de Distribucion y transmision mediante el Siftware Digsilent.
- 7) Digsilent Power Factory Software Manual – Version 14 – Germany 2008.
- 8) Guide to Low Voltage System Design and Selectivity.
- 9) Technical Manual Relay General Electric – SR735.
- 10) Technical Manual Relay ABB – REJ 525.
- 11) Desarrollo energetico del Sur – Osinergmin.

OTROS:

- 1) Actualizacion del Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN – Año 2010.
- 2) Estudios de Coordinacion de Protecciones EGEMSA – Electricidad de Potencia S.A.C – 2003.
- 3) Foros.
- 4) Wikipedia.

ANEXOS

CAPITULO III

EVALUACION DE LA SITUACION ACTUAL DE LA SUBESTACION DOLORESPATA

- 1) Lista de eventos. (digital)
- 2) Ajuste actual de curvas de protección.(digital)
- 3) Diagrama unifilar de sistema de protección actual.

CAPITULO IV

EVALUACION OPERATIVA DEL SISTEMA ELECTRICO SUR-ESTE PARA EL AÑO 2018

4) Diagramas unifilares :

- Fig: DU1: ACTUAL TOPOLOGIA: SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE 138 kV AÑO 2014.
- Fig: DU1: NUEVA TOPOLOGIA: SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE 220 kV .AÑO 2018.
- Fig: DU1: ACTUAL TOPOLOGIA: SUBESTACION DOLORESPATA 138kV/11.5Kv. AÑO 2014.
- Fig: DU2: NUEVA TOPOLOGIA: SUBESTACION DOLORESPATA 138kV/11.5Kv. AÑO 2018.