



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN Y
PUESTA EN SERVICIO DE LA NUEVA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE
BARRAS DISTRIBUIDA DEL PATIO DE 138 KV DE LA S/E PASCUALES”**

TESIS DE GRADUACIÓN

Previa la obtención del título de

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

ALFREDO XAVIER CAMACHO MERCHÁN

GUAYAQUIL-ECUADOR

AÑO

2009

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por las personas que puso en mi camino.

A mis padres Alfredo y Martha, por su confianza y apoyo en estos años de estudio.

A mi hermano Cristian, por su apoyo y voto de confianza.

Mi director guía Ing. Jorge Chiriboga, por su orientación en el desarrollo de la presente.

A los Ingenieros de Transelectric por su apoyo, colaboración y orientación brindada en el desarrollo de la presente, muy en especial a Germán Arrieta y mi amigo Roosswelt Saraguro.

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mis padres Alfredo y
Martha, mi hermano Cristian, mis
familiares y amigos.

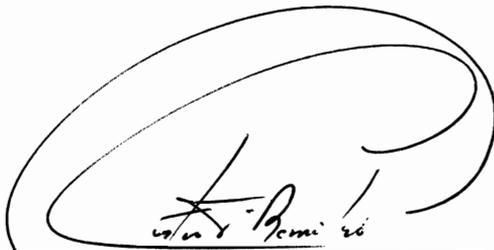
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Holguer Cevallos
SUBDECANO DE LA FIEC



Ing. Jorge Chiriboga
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Gustavo Bermúdez
VOCAL



Ing. Jorge Flores
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Alfredo', is written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

Alfredo Xavier Camacho Merchán

OBJETIVOS:

- Establecer las ventajas y desventajas de la implementación de un nuevo esquema de protección diferencial de barras distribuida del patio de 138 kV en la S/E Pascuales
- Describir los componentes y funcionamiento del nuevo esquema de protección diferencial de barras distribuida del patio de 138 kV en la S/E Pascuales
- Análisis comparativo de componentes y funciones entre el esquema actual y el nuevo esquema de protección diferencial de barras distribuida del patio de 138 kV en la S/E Pascuales
- Análisis comparativo económico de los componentes utilizados en el esquema actual y el nuevo esquema de protección diferencial de barras distribuida del patio de 138 kV en la S/E Pascuales

ÍNDICE GENERAL

OBJETIVOS	Pág. II
INDICE GENERAL	III
INDICE DE FIGURAS	IV
INDICE DE ESQUEMAS	V
INDICE DE TABLAS	VI
INTRODUCCIÓN	VII

	Página
1. Descripción general de la protección diferencial de barras	
1.1 Descripción de la Subestación Pascuales	1
1.1.1 Antecedentes	1
1.2 Filosofía del esquema de protección diferencial de barras en las subestaciones del SNT	3
1.2.1 Nivel 69 kV	5
1.2.2 Nivel 138 kV	6
1.2.3 Nivel 230 kV	7
1.3 Descripción del patio de 138 kV	9
1.3.1 Posiciones de línea	9
1.3.2 Posición de transferencia	12
1.3.3 Posiciones de autotransformadores	12
1.3.4 Barras de 138 kV	14
1.3.5 Seccionadores separadores de barra (89 – 1Y1 - 89 – 1Y3)	
1.4 Descripción general de la protección diferencial	17

1.4.1	Protección diferencial de barras	18
1.4.2	Sistema básico diferencial	20
1.4.3	Saturación de los TC's	21
1.4.4	Tipos de relés diferenciales de barras	23
1.4.4.1	Relés de sobrecorriente diferencial	23
1.4.4.2	Relés diferencial de alta impedancia	25
1.4.4.3	Acopladores lineares	28
1.4.4.4	Relé diferencial de porcentaje limitado	29
1.4.4.5	Relé diferencial de baja impedancia	30
2.	Descripción y funcionamiento del sistema actual de la protección diferencial de barras del patio de 138 kV en la S/E Pascuales	
2.1	Esquemas y filosofía de protección	32
2.1.1	Actuación del esquema del diferencial de barras	35
2.1.2	Actuación del esquema de la protección "Breaker Failure" o "Falla Interruptor (50BF)"	36
2.1.3	Actuación del 50BF en cada una de las posiciones del nivel de 138kV	37
2.1.3.1	Línea Santa Elena	37
2.1.3.2	Línea Electroquil	39
2.1.3.3	Línea Salitral 2	41
2.1.3.4	Línea Salitral 1	43
2.1.3.5	Línea Policentro 2	45
2.1.3.6	Línea Policentro 1	47
2.1.3.7	Línea Cedegé	49
2.1.3.8	Autotransformador ATU	50
2.1.3.9	Autotransformador ATT	53
2.1.3.10	Autotransformador ATR	55
2.2	Maniobras de transferencia de las Posiciones en el nivel de 138kV	57
2.2.1	Línea Santa Elena	57

2.2.2	Línea Electroquil	58
2.2.3	Línea Salitral 2	59
2.2.4	Línea Salitral 1	60
2.2.5	Línea Policentro 2	61
2.2.6	Línea Policentro 1	63
2.2.7	Línea Cedegé	64
2.2.8	Autotransformador ATU	65
2.2.9	Autotransformador ATT	66
2.2.10	Autotransformador ATR	67
2.3	Componentes utilizados en el sistema actual de la Protección diferencial de barras de 138 kV	68
2.3.1	Componentes del esquema del diferencial de barras	68
2.3.2	Componentes del esquema del 50BF (Breaker Failure o falla interruptor)	71
2.3.3	Alimentación de los KTC's a las posiciones de 138 kV	79
2.3.4	Manijas que intervienen en la maniobra de transferencia de posiciones en 138 kV	81
2.4	Alarmas y Supervisión remota de la Protección Diferencial de barras	81
2.4.1	Alarmas	81
2.4.2	Supervisión Remota	83
2.5	Características de la Protección diferencial de barras	85
2.5.1	Sensibilidad	86
2.5.2	Selectividad	86
2.5.3	Velocidad	86
2.5.4	Fiabilidad ("Dependability")	87
2.5.5	Seguridad	87
2.5.6	Capacidad de Registro	87
2.6	Criterio de Ajustes	88

2.6.1	Criterios Generales de Coordinación de Protecciones	88
2.6.1.1	Protecciones Principales y Protección de Respaldo	88
2.6.1.2	Protecciones principales y protección de falla de Interruptor	91
2.6.2	Tiempo de Operación de los Interruptores	94
2.6.3	Ajuste de la Protección de barras	95
2.6.3.1	Protección diferencial	95
2.6.3.2	Protección de sobrecorriente de acoplador de Barras	96
2.6.3.3	Protección de falla del Interruptor	96
2.7	Interfaz Hombre/Máquina	97
3.	Descripción y funcionamiento del nuevo sistema de protección diferencial de barras distribuida del patio de 138 kV en la S/E Pascuales	
3.1	Descripción del nuevo sistema de protección diferencial de barras distribuida del patio de 138kV	99
3.1.1	Descripción del SICAM PAS	100
3.1.2	Descripción del SICAM PAS CC	102
3.1.3	Descripción de SIPROTEC 4	102
3.2	Descripción del funcionamiento del nuevo sistema de protección diferencial de barras distribuida del patio de 138kV	105
3.2.1	Modos de operación	105
3.2.1.1	Nivel 0 (patio)	106
3.2.1.2	Nivel 1 (controlador de campo)	107
3.2.1.3	Nivel 2 (estación de operación IU)	108
3.2.1.4	Nivel 3 (centro de control CENACE – COT)	108
3.3	Principios de funcionamiento del sistema de control	108

3.3.1	Generalidades nivel 1	109
3.3.2	Componentes de hardware	109
3.3.2.1	Controlador de campo 6MD662 Y 6MD663	109
3.3.2.2	Características particulares	109
3.3.2.3	Tareas	112
3.3.2.4	Componentes	113
3.3.2.5	Operación local	114
3.3.2.6	Sincronización de tiempo	115
3.3.3	Componentes de software	116
3.3.3.1	DIGSI 4	116
3.3.3.2	Adquisición de datos y comandos	119
3.3.4	Enclavamientos	121
3.3.5	Comunicaciones	123
3.3.6	Autochequeo y autodiagnóstico	124
3.3.7	Arquitectura del sistema - Interfaz de usuario de nivel 1	124
3.3.8	Generalidades nivel 2	125
3.3.9	Componentes de hardware	126
3.3.9.1	STATION UNIT	126
3.3.9.2	SWITCHES RUGGEDCOM	128
3.3.10	Componentes de software	129
3.3.11	SICAM PAS UI – operación	133
3.3.12	SCADA-VALUE – viewer	135
3.3.13	SICAM PAS UI – configuración	137
3.3.13.1	Configuración	138
3.3.13.2	Funciones de enlace (mapeo)	139
3.3.13.3	Topología	140
3.3.13.4	Formatos (modelos)	141
3.3.13.5	Intercambio de archivos de configuración	142

3.3.13.6 Importación de archivos	143
3.3.13.7 Exportación de archivos	144
3.3.13.8 Módulo automatización - continuos function chart CFC	145
3.3.14 SICAM PAS CC	145
3.3.15 SICAM PAS WIZARD	146
3.3.16 Librería de símbolos SICAM PAS	147
3.3.17 Objetos de equipos de maniobra	147
3.4 Esquemas y filosofía de protección	148
3.4.1 Líneas de transmisión de 138 kV	149
3.4.2 Sistema de protección de barras distribuida de 138 kV	150
3.4.3 Actuación de la protección diferencial de barras distribuida de 138 kV	152
3.4.3.1 Barra seccionada	156
3.4.3.2 Falla en sección 1	156
3.4.3.3 Falla en sección 2	156
3.4.4 Actuación del esquema del 50BF	160
3.4.4.1 Actuación del esquema del 50BF en los interruptores de las posiciones de líneas de transmisión –Protección primaria 21P	160
3.4.4.2 Actuación del esquema del 50BF en los interruptores de las posiciones de líneas de transmisión –Protección secundaria 21S	161
3.4.5 Actuación del esquema del 50BF en los interruptores de las posiciones de autotransformadores ATT / ATU / ATR 138kV	164
3.4.5.1 Falla de sobrecorriente en los autotransformadores ATT / ATU 138 kV	165
3.4.5.2 Fallas mecánicas de los autotransformadores ATT / ATU 138 kV	166
3.4.5.3 Disparo directo transferido interruptor de alta o zona muerta de los autotransformadores	167

ATT / ATU 138 kV	
3.4.5.4 Diferencial de corrientes de los autotransformadores ATT / ATU 138 kV	170
3.4.5.5 Falla de sobrecorriente del autotransformador ATR 138 kV	171
3.4.5.6 Fallas mecánicas del autotransformador ATR 138 kV	172
3.4.5.7 Diferencial de corrientes del autotransformador ATR 138 kV	173
3.5 Maniobras de transferencia en el nuevo esquema de protección diferencial de barras distribuida de las posiciones de 138kV	175
3.5.1 Posiciones de línea	175
3.5.2 Posiciones de autotransformadores ATT/ATU/ATR 138kV	178
3.6 Componentes utilizados en el nuevo sistema de protección diferencial de barras distribuida de 138kV	180
3.6.1 Componentes del esquema del diferencial de barras	180
3.6.2 Componentes del esquema breaker failure	184
3.6.2.1 Posiciones de líneas de transmisión	184
3.6.2.2 Posiciones de los autotransformadores ATT/ATU – 230 / 138 kV	185
3.6.2.3 Posición del autotransformador ATR 138/69 kV	189
3.7 Alarmas y supervisión remota del nuevo esquema de la protección diferencial de barras distribuida	192
3.7.1 Alarmas por actuación del nuevo esquema de protección diferencial de barras distribuida	193
3.7.2 Alarmas por la actuación del esquema de falla de breaker en las posiciones de línea y autotransformadores	194
3.7.2.1 Posiciones de líneas de transmisión	194
3.7.2.2 Posiciones de autotransformadores	194
3.7.3 Supervisión remota	195
3.8 Características de la nueva protección diferencial de barras distribuida	206

3.8.1	Sensibilidad	206
3.8.2	Selectividad	206
3.8.3	Velocidad	206
3.8.4	Seguridad	207
3.8.5	Capacidad de registro	207
3.9	Interfaz Hombre – Máquina	208
3.10	Parametrización de los equipos SIPROTEC aplicados a la nueva protección diferencial de barras	211
3.11	Parametrización del equipo de la nueva protección diferencial de barras SIPROTEC-7SS6010 - 87B	212
3.11.1	Modos de operación off line	214
3.11.2	Configuración de parámetros del POWER SYSTEM DATA	217
3.11.2.1	Frecuencia Nominal	217
3.11.2.2	Comando de Mínima duración de disparo	218
3.11.2.3	Función de cierre	219
3.11.3	Configuración de parámetros de BUSBAR PROTECTION	220
3.11.3.1	Estado de la protección de barra	220
3.11.3.2	Valor de Pick-up de la corriente diferencial	222
3.11.3.3	Factor de Restricción	223
3.11.3.4	Retraso del comando de disparo	224
3.11.3.5	Descripción de los parámetros	225
3.11.3.6	Alarmas	226
3.11.4	Configuración del DIFERENTIAL CURRENT SUPERVISION	226
3.11.4.1	Supervisor de corriente diferencial	226
3.11.4.2	Arranque de la supervisión de corriente diferencial	227
3.11.5	Configuración de la clasificación de entradas discretas	228
3.12	Parametrización del equipo SIPROTEC - 7SA6125 - 21P/21S	233

3.12.1 Configuración del MLFB del SIPROTEC	234
3.12.2 Parametrización del SIPROTEC 7SA6125	235
3.12.3 Parametrización de las entradas binarias, salidas digitales y led's del SIPROTEC 7SA6125	240
3.13 Parametrización del equipo SIPROTEC – 7SA6115 – 50BF/25	244
3.13.1 Configuración del MLFB del SIPROTEC	245
3.13.2 Parametrización del SIPROTEC 7SA6115	246
3.13.3 Parametrización de las entradas binarias, salidas digitales y led's del SIPROTEC 7SA6115	250
4. Cuadros comparativos y tablas	
4.1 Cuadro comparativo entre las ventajas y desventajas entre el actual y nuevo esquema de la protección diferencial de barras de 138kV de la S/E Pascuales.	255
4.2 Cuadro comparativo de componentes y funciones entre el actual y el nuevo esquema de la protección diferencial de barras de 138kV de la S/E Pascuales.	264
4.3 Tabla de costos de los componentes utilizados en el nuevo esquema de la protección diferencial de barras de 138kV de la S/E Pascuales.	285
Conclusiones y Recomendaciones	
Glosario	
Bibliografía	

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCION	PAGINA
1	Diagrama unifilar del patio 230kV – Subestación Pascuales	15
2	Diagrama unifilar del patio 138/69 kV – Subestación Pascuales	16
3	Diagrama Esquemático del Relé Diferencial	17
4	Falla para la Protección Diferencial de barras	19
5	Falla interna y externa para un Sistema Básico Diferencial	20
6	Efectos de Saturación de TC´s	22
7	Circuito simplificado de un TC´s con carga conectada	23
8	Circuito Diferencial usando un relé de Sobrecorriente	24
9	Relé Diferencial de alta impedancia (voltaje operado)	25
10	Multirelación de TC´s	26
11	Acopladores Lineales	28
12	Relé diferencial de porcentaje limitado	29
13	Relé diferencial de porcentaje limitado con TC´s aux.	30
14	Corrientes durante la saturación	30
15	Diagrama unifilar del patio de 138 kV	32
16	Panel TB-D1	33
17	Diagrama de Corrientes de la actual protección diferencial de Barras	34
18	Coordinación protección Principal y de respaldo	90
19	Coordinación protección principal y protección falla interruptor	93
20	Sala de control S/E Pascuales	98
21	SICAM PAS “FULL SERVER” – SICAM PAS “DIP”	101
22	Equipos SIPROTEC	104
23	Controladores de campo	113
24	Módulo Device configuration del DIGSI	117
25	Station Unit - SIEMENS	127
26	Switches Ruggedcom	128

27	Componentes del Software – Sicam Pas	130
28	SICAM PAS – Operation	133
29	Value Viewer – Scada	136
30	SICAM PAS – Configuration	139
31	Funciones de enlace o mapeo	140
32	Topología del SICAM PAS	141
33	Formatos o modelos del SICAM PAS	142
34	Importación de archivos – SICAM PAS	143
35	Continuous function chart	145
36	SICAM PAS CC	146
37	Diagrama unifilar y protecciones de la Subestación Pascuales	151
38	Diagrama de control de relé diferencial de barras	153
39	Diagrama trifilar de señales de corriente protección diferencial – 138 KV	158
40	Diagrama trifilar – Circuito de control - Protección diferencial 138KV	159
41	Distribución de los tableros en la caseta de 138 kV	205
42	Admisión de la protección 7SS6010 al proyecto	213
43	MLFB del SIPROTEC 7SS6010	214
44	Modo offline del SIPROTEC 7SS6010	215
45	Funciones de configuración del SIPROTEC 7SS6010	216
46	Configuración de parámetros del SIPROTEC 7SS6010	216
47	Configuración de parámetros del POWER SYSTEM DATA	217
48	Configuración de parámetros de frecuencia y el comando de mínima duración de disparo	218
49	Configuración del parámetro de función de cierre	219
50	Disparo característico de la protección diferencial de barras	220
51	Configuración del estado de la protección de barra	221
52	Configuración del Pick-up de la corriente diferencial	222
53	Configuración del factor de restricción	224
54	Configuración del retardo del comando de disparo	225
55	Configuración del estado de supervisión del la corriente diferencial	227

56	Configuración del arranque de supervisión de la corriente diferencial	228
57	Clasificación de las entradas binarias, señales de relés, led's indicadores y relés de comando	229
58	Configuración de la función de la entrada binaria	230
59	Configuración de las señales de relé	231
60	Configuración de los indicadores de led's	232
61	Configuración de la función comand relay	233
62	Admisión del SIPROTEC 7SA6125 al proyecto	234
63	MLFB del SIPROTEC 7SA6125	235
64	Configuración del SIPROTEC 7SA6125	236
65	Configuración de la función 50BF del SIPROTEC 7SA6125	237
66	Configuración del final de falla de la protección	238
67	Configuración de la discrepancia de polos – Función 50BF	239
68	Configuración de las entradas binarias – Función 50BF – 7SA6125	242
69	Configuración de las salidas digitales – Función 50BF- 7SA6125	242
70	Configuración de las señales de los led's – Función 50BF – 7SA6125	243
71	Admisión del equipo SIPROTEC 7SA6115 al proyecto	244
72	MLFB del SIPROTEC 7SA6115	245
73	Configuración del SIPROTEC 7SA6115	246
74	Configuración de la función 50BF del SIPROTEC 7SA6125	248
75	Configuración del final de falla de la protección	249
76	Configuración de la discrepancia de polos – Función 50BF	250
77	Configuración de las entradas binarias – Función 50BF – 7SA6115	253
78	Configuración de las salidas digitales – Función 50BF- 7SA6115	253
79	Configuración de las señales de los led's – Función 50BF – 7SA6115	254

ÍNDICE DE ESQUEMAS

ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Protección diferencial de barras de 138kV	35
2	Protección falla de breaker (50BF)	36
3	Actuación 50BF – Pos. Santa Elena	38
4	Actuación 50BF – Pos. Electroquil	40
5	Actuación 50BF – Pos. Salitral 2	42
6	Actuación 50BF – Pos. Salitral 1	44
7	Actuación 50BF – Pos. Policentro 2	46
8	Actuación 50BF – Pos. Policentro 1	48
9	Actuación 50BF – Pos. Cedegé	50
10	Actuación 50BF – Pos. ATU – 138 kV	52
11	Actuación 50BF – Pos. ATT – 138 kV	54
12	Actuación 50BF – Pos. ATR – 138 kV	56
13	Actuación de la Función 50BF – Posiciones de línea – 138kV	163
14	Actuación de la Función 50BF – Posición ATT – 138kV	168
15	Actuación de la función 50BF – Posición ATU – 138kV	169
16	Actuación de la función 50BF – Posición ATR – 138kV	174

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Tiempos para coordinación de los relés	1
2	Tiempos de operación de los interruptores	94
3	Escalonamiento de tiempos para la coordinación de la protección (ciclos)	94
4	Escalonamiento de tiempos para la coordinación de la protección (milisegundos)	95
5	Simbología del SICAM PAS	134
6	Información del Value Viewer – Scada	136
7	Descripción de parámetros Busbar Protection	225
8	Alarmas Busbar Protection	226
9	Configuración de los Led's Busbar protection	231
10	Configuración de la función 50BF del SIPROTEC 7SA6125	236
11	Configuración del final de falla de la protección	238
12	Discrepancia de polos – Función 50BF	239
13	Configuración de entradas binarias y salidas digitales	241
14	Led's – Función 50BF	243
15	Configuración de la función 50BF del SIPROTEC 7SA6115	247
16	Configuración del final de falla de la protección	248
17	Discrepancia de polos – Función 50BF	249
18	Configuración de entradas binarias y salidas digitales	252
19	Led's – Función 50BF	254

INTRODUCCIÓN

El esquema de protección de las subestaciones eléctricas en el país va de la mano con la innovación tecnológica. Transelectric a través de su área de estudios de Ingeniería en el año 2006, encontró la necesidad de modernizar el funcionamiento de la operación del sistema de automatización y protección para las Subestaciones “Milagro”, “Shoray”, “Pascuales”, “Salitral” y “Sinincay” .

El motivo de la tesis es el desarrollar un análisis técnico – económico de la implementación y puesta en servicio de la nueva protección diferencial de barras del patio de 138kV de la Subestación Pascuales, la cual se realiza en cuatro partes, la primera consta de una breve descripción de la subestación Pascuales y una descripción general de la protección diferencial; la segunda de una descripción de los esquemas, filosofías y componentes utilizados en la actual protección diferencial de barras del patio de 138kV, así también las maniobras necesarias para realizar la transferencia de las posiciones de línea como autotransformador, sin descartar las características de la protección diferencial y su criterio de ajuste; la tercera parte descripción del nuevo sistema de protección distribuido de barras del patio de 138kV, su funcionamiento con sus modos de operación y del sistema de control, esquemas, filosofías y componentes utilizados en la nueva protección; así también las maniobras para realizar la transferencia de las posiciones de línea como autotransformador, sin olvidar la parametrización de los equipos SIPROTEC a través del software DISGI

de SIEMENS; y la cuarta parte la realización de cuadros comparativos de ventajas y desventajas, componentes y funciones, entre la actual y nueva protección diferencial de barras de 138kV, elaborando un cuadro económico del costo total de los componentes utilizados en el nuevo sistema de protección diferencial distribuida de barras del patio de 138kV.

1

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN PASCUALES

1.1.1 ANTECEDENTES

La Subestación eléctrica Pascuales forma parte del Sistema Nacional de Transmisión Zona Sur, se encuentra ubicada en la parroquia Pascuales a los 16.5 Km en la vía Guayaquil-Daule.

A nivel de 230 kV está interconectada con las subestaciones MOLINO - MILAGRO – QUEVEDO – TRINITARIA – DOS CERRITOS.

A nivel de 138 kV alimenta a las subestaciones SANTA ELENA – ELECTROQUIL – POLICENTRO - SALITRAL – CEDEGE.

A nivel de 69kV, se sirve a las empresas eléctricas de EMELEC – EMELGUR y gran consumidor como INTERAGUA y recibe generación a través de la Central Térmica Enrique García.

La subestación cuenta con dos patios de transformadores y cuatro patios de maniobras a su haber, los cuales se detallan a continuación:

1. Un patio de 230 kV formado por once posiciones las cuales son:
 - Ocho posiciones de línea: TRINITARIA 1 y 2; PAUTE 1 y 2; QUEVEDO 1 y 2; MILAGRO 1 y DOS CERRITOS.
 - Dos posiciones de Autotransformadores:
 - Posición ATU – 230 kV
 - Posición ATT – 230 kV
 - Una posición de acoplador de barras de 230 kV

2. Un patio de 138 kV formado por once posiciones las cuales son:
 - Siete posiciones de línea: SANTA ELENA; ELECTROQUIL; SALITRAL 1 y 2; CEDEGE; POLICENTRO 1 y 2.
 - Una posición de transferencia de 138 kV
 - Tres posiciones de autotransformador; las cuales son:
 - Posición del ATU – 138 kV
 - Posición del ATT – 138 kV
 - Posición del ATR – 138 kV
3. Un patio de 69 kV formado por ocho posiciones las cuales son:
 - Cinco posiciones de línea: QUINTO GUAYAS; DAULE; INTERAGUA; VERGELES y CERVECERÍA.
 - Una posición para la bahía de la Central térmica Enrique García
 - Posición de transferencia de 69 kV.
 - Una posición del autotransformador ATR – 69 kV.
4. Dos patios de autotransformadores los cuales se detallan a continuación:
 - Un banco de autotransformadores ATU (230 – 138 – 13.8 kV) de 375MVA de capacidad.
 - Un banco de autotransformadores ATT (230 – 138 – 13.8 kV) de 375MVA de capacidad.
 - Un autotransformador trifásico ATR (138 – 69 – 13.8 kV) de 220MVA de capacidad.

5. Un patio de Servicios Auxiliares donde se encuentran los transformadores T1 y T2 (13.8kV /480V), el transformador T3 (480/208V), paneles de distribución y el grupo generador de emergencia (GDE).

1.2 FILOSOFÍA DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

Existen dos esquemas para operar la protección diferencial de barras, el primero a través de la propia protección, debido a que la falla se puede producir en la barra por contacto entre las fases o contacto a tierra por objetos extraños que ocasionan la falla. Debido a que la falla se produce normalmente en el aire y no en el aislamiento de una máquina, no hay un daño físico; pero, como consecuencia de las altas corrientes de cortocircuito, se producen esfuerzos térmicos y mecánicos importantes en todos los equipos conectados a las barras por esta causa. Si bien los equipos están diseñados para las magnitudes de las corrientes que se producen, estas fallas resultan en una disminución de la vida útil de los equipos.

Por esta razón, es deseable tener un sistema de protección con una alta velocidad de operación, a fin de reducir el tiempo de duración de los cortocircuitos.

El siguiente esquema para la actuación de la protección diferencial de barras es a través del esquema del 50BF (falla de interruptor) el cual actúa cuando un relé

de protección ha dado la orden de apertura de un interruptor y existe el peligro de que no se produzca la apertura del circuito por falla del interruptor en efectuar dicha maniobra. En esta situación, dada la condición de falla, no se debe demorar la apertura del circuito, por lo que es necesario un esquema de protección para prevenir la falla del interruptor.

Esta falla se puede producir por diversas razones como son:

- Falla del cableado de control
- Falla de las bobinas de apertura
- Falla del mecanismo propio del interruptor
- Falla del interruptor al extinguir el arco dentro del equipo

El principio de detección se basa en la medición de la corriente que circula por el interruptor, la cual debe ser cero al haberse efectuado la apertura exitosa del circuito, después de un mando de apertura por protecciones. Esta protección trabaja a través de 2 funciones

- **Función 50BF**

El principio de detección se basa en la medición de la corriente que circula por el interruptor (función 50BF), la cual debe ser cero al haberse efectuado la apertura exitosa del circuito en los tres polos. Por tanto, el ajuste del relé 50BF debe ser el valor más pequeño de corriente posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 20% al 120% de la corriente nominal del circuito. El valor mayor permite asegurar que el relé solo operará en caso de falla.

- **Función 62BF**

Al producirse una falla de interruptor se debe proceder de la siguiente manera:

1. En primera instancia (función 62BF1) se debe efectuar una orden de apertura a ambas bobinas de apertura del interruptor. Este tiempo debe ser definido considerando un margen de actuación sobre la protección principal y no debe interferir con los recierres automáticos.
2. En segunda instancia (función 62BF2) se debe proceder con la apertura de los interruptores vecinos de manera que se pueda obtener la apertura del circuito deseado, al mismo tiempo que se consigue aislar al Interruptor fallado.

1.2.1 NIVEL DE 69 kV

Cada posición cuenta con tres transformadores monofásicos de corriente multirelación con 4 devanados secundarios cada uno, a la salida de la línea, uno de estos devanados cuya clase es de protección (5P20) y generalmente su relación nominal es de (2000/5), son empleados para censar las corrientes que pasan por cada una de las fases de las posiciones, las cuales son llevadas a través de cables al panel dúplex en la sala de control del edificio de la Subestación, donde se ubica la protección, estas señales ingresan a los relés monofásicos 87B-0Ø2-A; 87B-0Ø2-B y 87B-0Ø2-C, al existir un diferencial de

corrientes visto en cualquiera de los relés monofásicos se energiza el relé 86-002 que bloquea el cierre y dispara todas las posiciones que se encuentran conectadas en la barra principal.

También puede actuar esta protección si al existir una falla de interruptor (50BF) en cualquiera de las posiciones del nivel de 69kV, al no disparar el interruptor, energizan el relé 86B-002 que bloquea el cierre y dispara todas las posiciones que se encuentran conectadas en la barra principal.

1.2.2 NIVEL 138 kV

Cada posición posee tres transformadores monofásicos de corriente multirelación con 4 devanados secundarios cada uno, a la salida de la línea, uno de estos devanados cuya clase es de protección (5P20) y generalmente su relación nominal es de (2000/5), son empleados para censar las corrientes que pasan por cada una de las fases de las posiciones, las cuales son llevadas a través de cables al panel dúplex en la sala de control del edificio de la Subestación, donde se ubica la protección, estas señales ingresan a los relés monofásicos, al existir una diferencial de corrientes en la barra principal de 138 KV se enclavan los contactos 87B-1/A, 87B-1/B, 87B-1/C, los cuales energizan al 86B-1 que bloquea el cierre y a su vez energizan el 86BX1/1 y 86BX1/2 que disparan todas las posiciones que se encuentran conectados a la barra.

También puede actuar esta protección si al existir una falla de breaker (50BF) en cualquiera de las posiciones del nivel de 138kV, al no disparar el interruptor,

energizan a la bobina 62BF-1Ø2 y este a su vez a él relé 86B-1 que bloquea el cierre y a su vez energizan el 86BX1/1 y 86BX1/2 que disparan todas las posiciones que se encuentran conectados a la barra.

1.2.3 NIVEL 230 kV

En el nivel de 230 kV posee un esquema de doble barra (barra 1 y barra 2), a las cuales están conectadas cualquiera de las posiciones del nivel de voltaje, mediante las maniobras de cambio de barra; cada posición cuenta con tres transformadores de corriente multirelación con 4 devanados secundarios cada uno, a la salida de la línea, uno de estos devanados cuya clase es de protección (5P20) y generalmente su relación nominal es de (2000/5), son empleados para censar las corrientes que pasan por cada una de las fases de las posiciones, las cuales son llevadas a través de cables al panel dúplex en la sala de control del edificio de la Subestación, donde se ubican los relés de protección, 21B/1-2Ø2 y 21NB/1-2Ø2 (relés de distancia para discriminación de falla) de fase a fase y de fase a tierra respectivamente, tomando también el voltaje a través de los Divisores Capacitivos de Potencial (DCP's) de barra, discriminando si la falla ocurrió en la barra 1 o 2, energizándose el 87B-1 o el 87B-2, a su vez al relé 86B/1-2 (relé de disparo Barra 1) o 86B/2-2 (relé de disparo de la barra 2), los cuales disparan todas las posiciones de la barra 1 o barra 2 en donde haya ocurrido la falla, también bloqueándolas el cierre a través del 86BX1-21 (Barra 1) y 86BX2-22 (Barra 2).

También puede actuar esta protección si al existir una falla de interruptor (50BF) en cualquiera de las posiciones del nivel de 230 kV, al no haber disparado el interruptor, energizan a la bobina 62BF-1 (Barra 1) o 62BF-2 (Barra 2) y este a su vez a él relé auxiliar 86X1-2 (Barra 1) o al 86X2-2 (Barra 2), los cuales energizan al 87B-1 o el 87B-2, a su vez al relé 86B/1-2(Relé de disparo Barra 1) o 86B/2-2 (Relé de disparo de la barra 2), los cuales disparan todas las posiciones de barra en donde haya ocurrido la falla, también bloqueando el cierre a través del 86BX1-21 (Barra 1) y 86BX2-22 (Barra 2).

1.3 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN DEL PATIO DE 138 kV

En el nivel de 138 kV en la Subestación Pascuales existen actualmente 7 posiciones de línea: **SANTA ELENA; ELECTROQUIL; SALITRAL 1 y 2, POLICENTRO 1 y 2, CEDEGE**; una posición de transferencia y tres posiciones de autotransformador: ATT, ATU y ATR.

1.3.1 POSICIONES DE LÍNEA

- **TRES PARARRAYOS** (uno por fase)

POSICIÓN	MARCA	MODELO	CAPACIDAD	BIL
SANTA ELENA	ASEA	XAL-120CS	120kV-10kA	550 kV
ELECTROQUIL	ASEA	XAL-120CS	120kV-10kA	550 kV
SALITRAL 2	OHIO BRASS	MPR-S	120Kv	550 kV
SALITRAL 1	OHIO BRASS	MPR-S	120kV	550 kV
POLICENTRO 2	ASEA	XAL-120CS	120kV-10kA	550 kV
POLICENTRO 1	ASEA	XAL-120CS	120kV-10kA	550 kV
CEDEGE	ASEA	P120 AH -145	120kV-10kA	550 kV

- **DIVISOR CAPACITIVO DE POTENCIAL** (uno por fase)

POSICIÓN	MARCA	MODELO	CAPAC	Np/Ns	PRECISIÓN
SANTA ELENA	Magrini Galileo Spa	CPT-145 / 8	145kV - 8000pf	2	1.2
ELECTROQUIL	Magrini Galileo Spa	CPT-145 / 8	145kV - 8000pf	2	1.2
SALITRAL 2	Nissin	PDL -13E -SD	0.016uf	3	0.3-1.2
SALITRAL 1	Nissin	PDL -13E -SD	0.016uf	3	0.3-1.2
POLICENTRO 2	Arteche	DFC -145	1200pf	3	0.6
POLICENTRO 1	Nissin	PDL -13E -SD	0.016uf	2	0.3-1.2
CEDEGE	IMG	CPTA-145 /12	1200pf	3	0.6

- SECCIONADORES

POSICIÓN	MARCA	POSICION	MODELO	CAPAC.	MEC. OPERA.
SANTA ELENA	Magrini Galileo Spa	89-111	SA-170	1600 A	MD -100
		89-113	SA-170	2000 A	MD -100
		89-114	SA-170	2000 A	Manual
		89-115	SA-170	2000 A	MD -100
ELECTROQUIL	Magrini Galileo Spa	89-121	SA-245	1600 A	MD -100
		89-123	SA-245	1600 A	MD -100
		89-124	SA-245	1600 A	Manual
		89-125	SA-245	1600 A	MD -100
SALITRAL 2	General Electric	89-131	RB-3	1200 A	Motorizado
		89-133	RB-3	1250 A	Motorizado
		89-134	RB-3	1250 A	Manual
		89-135	RB-3	1250 A	Motorizado
SALITRAL 1	General Electric	89-141	RB-3	1250 A	Motorizado
		89-143	RB-3	1250 A	Motorizado
		89-144	RB-3	1250 A	Manual
		89-145	RB-3	1250 A	Motorizado
POLICENTRO 2	Mesa Gattica	89-151	145RKV	1600 A	Motorizado
		89-153	145RKV	1600 A	Motorizado
		89-154	145RKV	1600 A	Manual
		89-155	RB-3	1600 A	Motorizado
POLICENTRO 1	General Electric	89-161	RB-3	1250 A	Motorizado
	Magrini Galileo	89-163	SA-170	2000 A	Motorizado
		89-164	SA-170	2000 A	Manual
	General Electric	89-165	RB-3	1250 A	Motorizado
CEDEGE	SPIG	89-171	SR – 300	1200 A	Motorizado
		89-173	SR – 300	1200 A	Motorizado
		89-174	SR – 300T	1200 A	Manual
		89-175	SR – 300	1200 A	Motorizado

(*) El mecanismo MD -100 es motorizado

- DISYUNTORES (MANDO TRIPOLAR)

POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
SANTA ELENA	Mitsubishi	120-SMFT-40	1600A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. de bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV
POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
ELECTROQUIL	Mitsubishi	120-SMFT-40	1600A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. de bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV
POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
SALITRAL 2	Mitsubishi	120-SMFT-40	1600 A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. de bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV
POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
SALITRAL 1	Mitsubishi	120-SMFT-40	1600 A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. de bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV
POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
POLICENTRO 2	Cenemesa	145-1WE 30/2000	2000 A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. de bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV
POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
POLICENTRO 1	Cenemesa	145-1WE 30/2000	2000 A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. de bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV
POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
CEDEGE	Gel Alsthom	FX11-45	3150A	31.5 kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. de bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV

1.3.2 POSICIÓN DE TRANSFERENCIA

- SECCIONADOR

POSICIÓN	MARCA	POSICION	MODELO	CAPAC.	MEC. OPERA.
Transferencia	General Electric	89-1Ø1	RB-3	1200 A	Motorizado
		89-1Ø3	RB-3	1250 A	Motorizado
		89-1Ø6	RB-3	1250 A	Manual
		89-1Ø8	RB-3	1250 A	Manual

- DISYUNTOR (MANDO TRIPOLAR)

POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
Transferencia	Mitsubishi	120-SMFT-40	2000A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. De bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV

1.3.3 POSICIONES DE AUTOTRANSFORMADOR

POSICION DEL AUTOTRANSFORMADOR ATU - 138 kV

- SECCIONADORES

POSICIÓN	MARCA	POSICIÓN	MODELO	CAPAC.	MEC. OPERA.
ATU 138 kV	General Electric	89-1U1	RB-3	1200 A	Motorizado
		89-1U3	RB-3	1250 A	Motorizado
		89-1U5	RB-3	1250 A	Motorizado

- DISYUNTOR (MANDO TRIPOLAR)

POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
ATU 138 kV	Mitsubishi	120-SMFT-40	2000A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. De bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kV

POSICIÓN DEL AUTOTRAFO ATR - 138 kV

- SECCIONADOR

POSICIÓN	MARCA	POSICIÓN	MODELO	CAPAC.	MEC. OPERA.
ATR 138 kV	General Electric	89-1R1	RB-3	1200 A	Motorizado
		89-1R3	RB-3	1250 A	Motorizado
		89-1R5	RB-3	1250 A	Motorizado

- DISYUNTOR

POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
ATR 138 kV	Mitsubishi	120-SMFT-40	1600A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. De bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	650 kv

POSICION DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT-138 kV

- SECCIONADOR

POSICIÓN	MARCA	POSICIÓN	MODELO	CAPAC.	MEC. OPERA.
ATT 138 kV	Lago	89-1T1	SLA-30	1200 A	Motorizado
		89-1T3	SLA-30	1200 A	Motorizado
		89-1T5	SLA-30	1200 A	Motorizado

- DISYUNTOR

POSICIÓN	Marca	Modelo	I _{nominal}	I _{cortocircuito}	T _{interrup.}
ATT 138 kV	ABB	LTB245E1	2000A	40kA	3 ciclos
	Aislamiento	Tipo de mecanismo		No. De bobinas	BIL
	SF6	Neumático		1	1080 kV

1.3.4 BARRAS DE 138 kV

POSICIÓN	MARCA	MODELO	CAPAC.	BIL
BARRA 138 kV	Nissin Electric	FIE – 100E	400VA	550 kV

1.3.5 SECCIONADORES SEPARADORES DE BARRA (89-1Y1 - 89 – 1Y3)

POSICIÓN	MARCA	POSICION	MODELO	CAPAC.	MEC. OPERA.
BARRA PRINCIPAL	Merlin	89-1Y1	SRT	2000 A	Motorizado
	Gerin	89-1Y3	SRT	2000 A	Motorizado

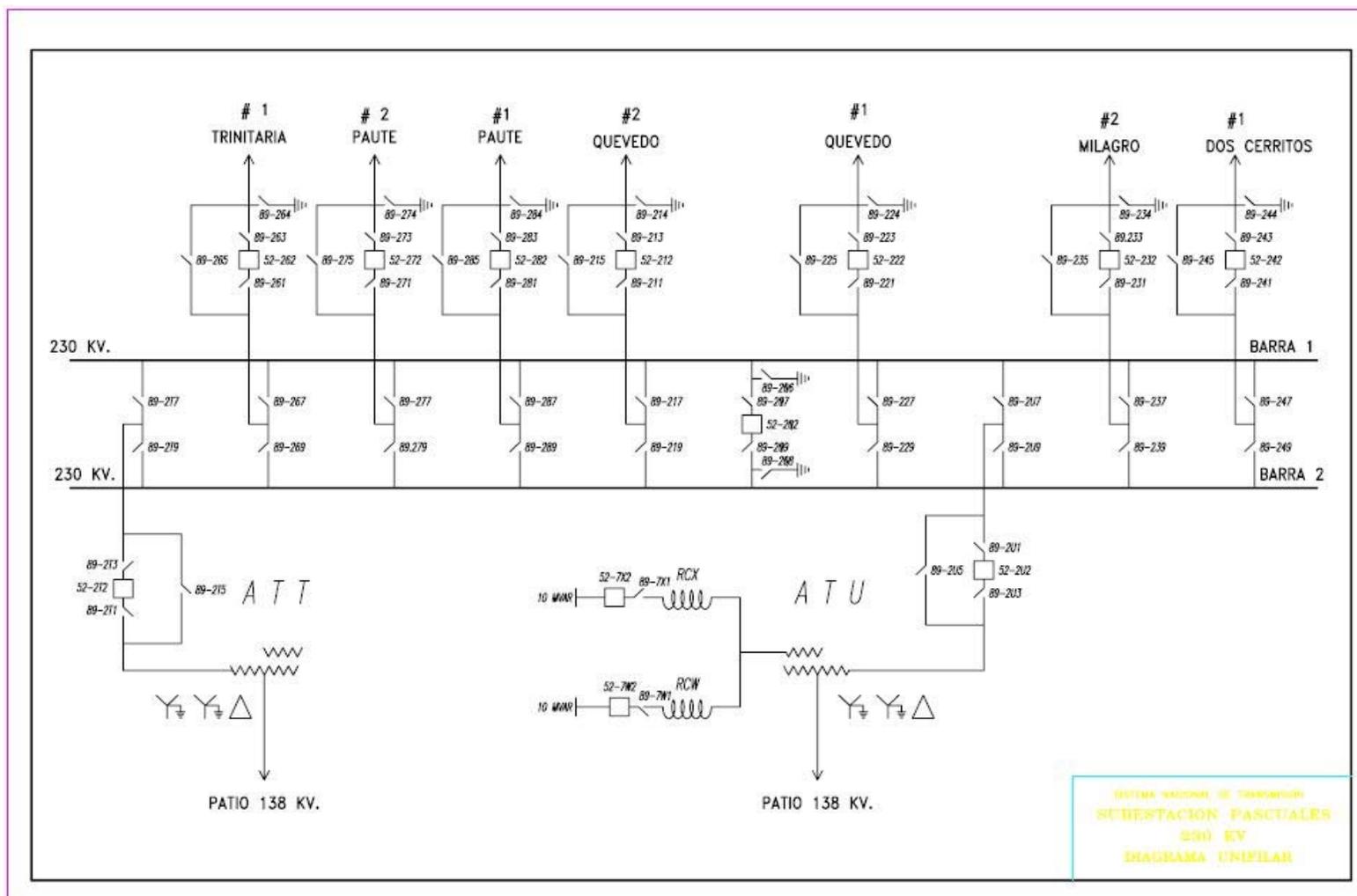


Fig 1. Diagrama unifilar del patio 230 kV - S/E Pascuales

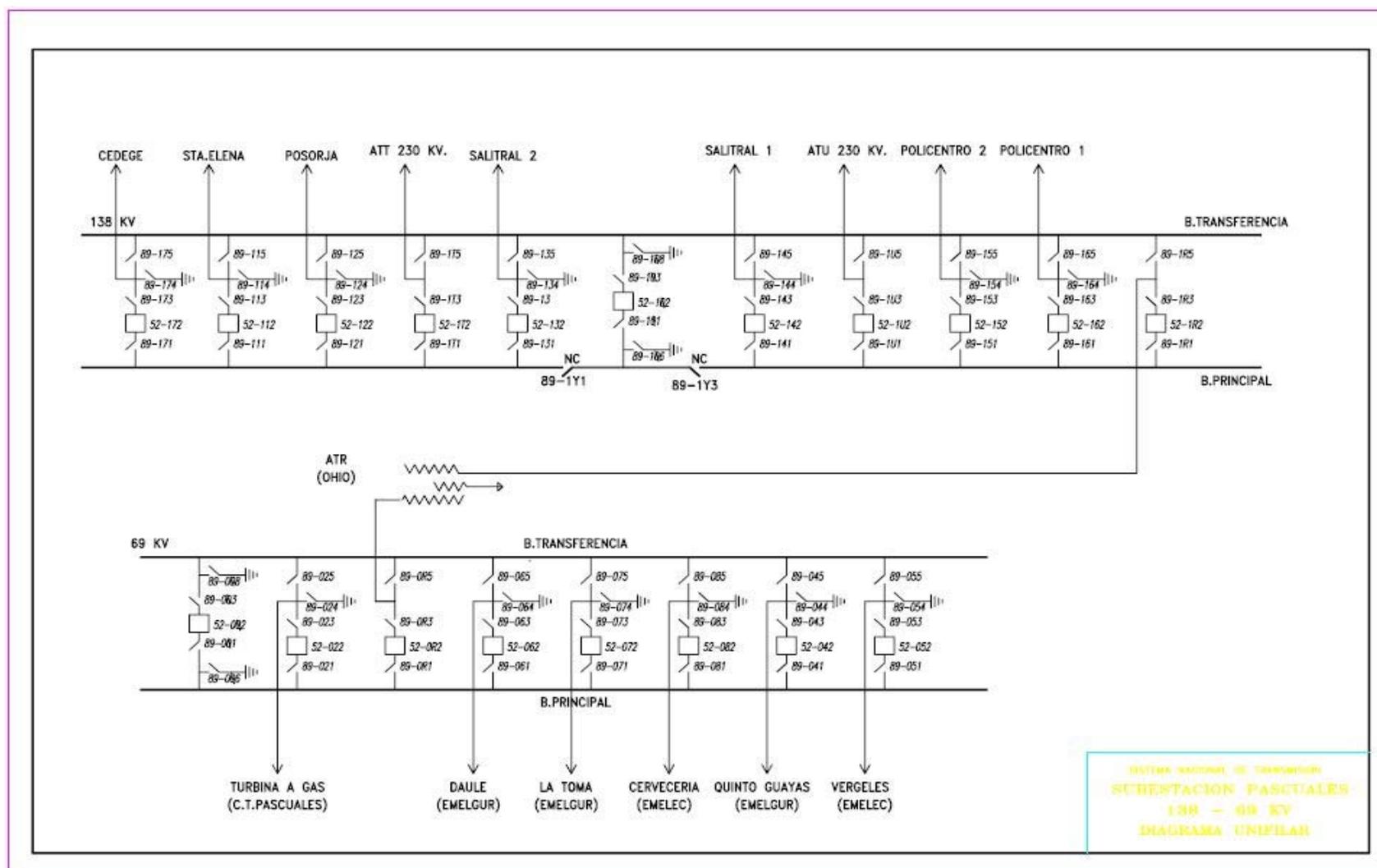


Fig 2. Diagrama unifilar del patio de 138 y 69 kV – S/E Pascuales

1.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Las protecciones diferenciales basan su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo. El relé diferencial se usa para la protección de máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de poder, barras de subestaciones (S/E), interruptores de potencia y líneas cortas, siempre que su potencia sea importante. (Usualmente sobre 5 a 8 MVA). En el caso de líneas largas, el problema de la lejanía física de los extremos cuyas magnitudes deben compararse, se ha subsanado de diferentes maneras dando origen a las protecciones de hilo piloto (alambre o cable de fibra óptica), vía carrier (30-200 kHz), microondas (sobre 900 MHz).

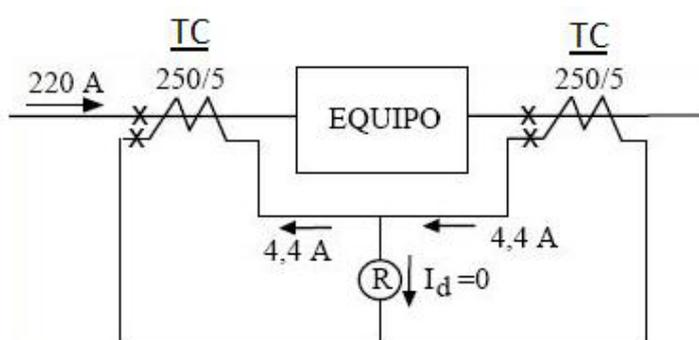


FIG. 3 Diagrama Esquemático del relé diferencial

En el esquema de la Figura 3 se puede apreciar que la corriente que detecta el relé diferencial R, en las condiciones indicadas, es igual a cero. Al ocurrir una falla, sea monofásica, bifásica o trifásica, en la zona protegida (entre los TC's), se produce un desequilibrio que hace fluir una corriente diferencial I_d distinta de

cero, por el relé R, de modo que éste da la orden de abrir el interruptor correspondiente.

La protección diferencial, por lo tanto, resulta ser eminentemente selectiva, ya que no responde a fallas que no estén comprendidas en su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente. Por esta razón, no necesita ser coordinada con otras protecciones, como las de sobrecorriente por ejemplo; además, es independiente de la corriente de carga circulante, puede tener un pick-up muy bajo y ser teóricamente instantánea. La protección diferencial se construye de diversas formas utilizando distintos principios y con diferentes prestaciones.

Entre las protecciones diferenciales utilizadas tenemos:

- Protección diferencial de barras
- Protección diferencial de porcentaje
- Protección diferencial de porcentaje tipo de inducción
- Protección diferencial para máquinas rotatorias
 - Protección diferencial longitudinal
 - Protección diferencial transversal
- Protección diferencial de transformadores de poder

1.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

De acuerdo a la ley de corrientes de Kirchhoff: ***“La suma de corrientes que ingresan a un nodo deben ser igual a las corrientes que salen del mismo”***.

Considerando dos situaciones en una simple barra tenemos lo mostrado en la figura 4:

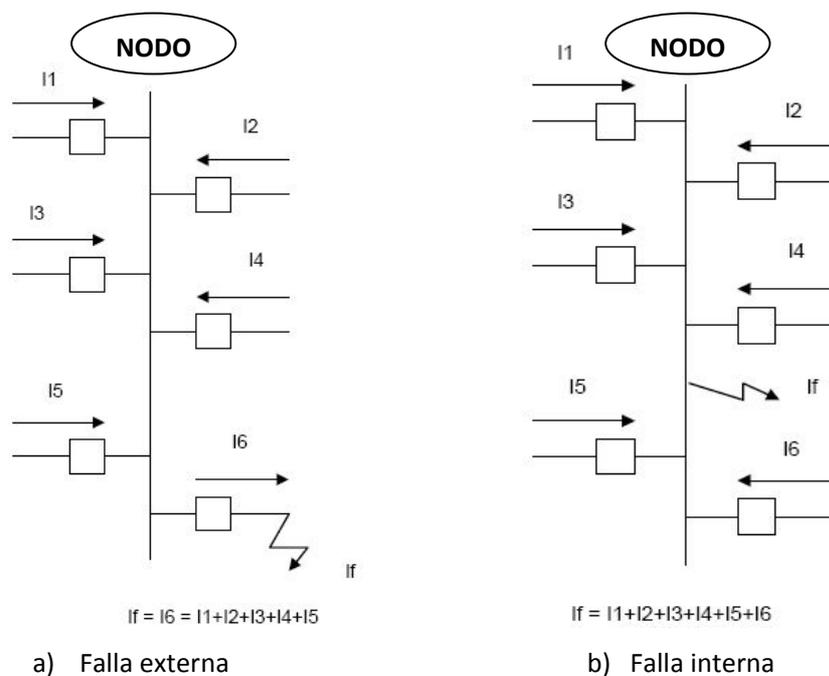


Fig. 4 Fallas para la protección diferencial de barras

Para el caso de la falla externa, la corriente saliendo de la barra es igual a la suma de todas las corrientes entrando a la barra, y la suma total es cero; dependiendo del flujo de la carga. En el otro caso, para fallas internas, la suma de todas las corrientes entrando a la barra es igual al total de la corriente de falla.

Un sistema de relés de diferenciado ideal se aprovecha del hecho de que la suma de las corrientes será cero para las fallas externas o el flujo de la carga,

mientras que la suma será igual a la corriente de falla total para las fallas internas.

Desafortunadamente, en la práctica hay problemas introducidos en donde el ideal no siempre puede ser obtenido, y una serie de medidas deben tomarse en cuenta para asegurar que el sistema de relés diferenciado trabaje correctamente, incluso bajo condiciones no-ideales.

1.4.2 SISTEMA BÁSICO DIFERENCIAL

Un sistema de relés diferenciado básico se demuestra en la figura 5. Los transformadores de corrientes (TC's) son todos conectados con la misma relación de vueltas y el mismo sentido de polaridad de modo que las corrientes circulen entre los TC's ($I_d = 0$) para todas las fallas externas, mientras que la corriente de falla total ($I_d = I_f$) atravesará el relé (R) para todas las fallas internas.

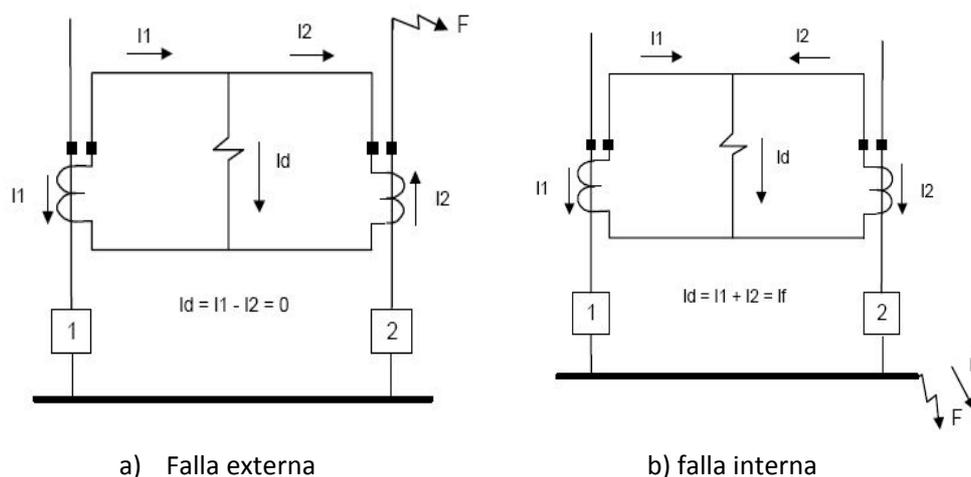


Fig. 5 Falla interna y externa para un sistema básico diferencial

Si los TC's se comportarán idealmente, el sistema de relés de diferencia mostrado en figura 5 sería muy fácil de utilizar, usando unos simples relés de sobrecorriente. Desafortunadamente, los TC's, al no ser debidamente seleccionados, se pueden saturar y pueden hacer fallar el sistema de relés de diferencia.

1.4.3 SATURACIÓN DE LOS TC'S

La saturación del TC ocurre cuando el flujo requerido para producir la corriente secundaria excede la densidad de flujo de la saturación de la base según lo dictado por las dimensiones físicas del TC; esto depende de la cantidad y calidad del hierro usado en la construcción del TC.

Independientemente de si cualquier transformador corriente dado se saturara dependerá de los factores siguientes:

- Relación de vueltas del TC
- Superficie transversal de la base
- Carga conectada
- Magnitud de la carga
- Presencia y cantidad de flujo remanente (eventualmente)
- Cantidad y dirección de la compensación de la corriente continua en el actual TC
- Densidad de flujo de la saturación del acero de la base

Un caso típico de la saturación del TC se demuestra en el Fig. 6 para una onda actual completamente compensada que tiene una constante de tiempo de aproximadamente 30 milisegundos. El tiempo a la saturación (el punto donde la

corriente secundaria comienza a distorsionarse) es dependiente en los factores enumerados arriba, y se puede determinar según lo descrito en la figura 6.

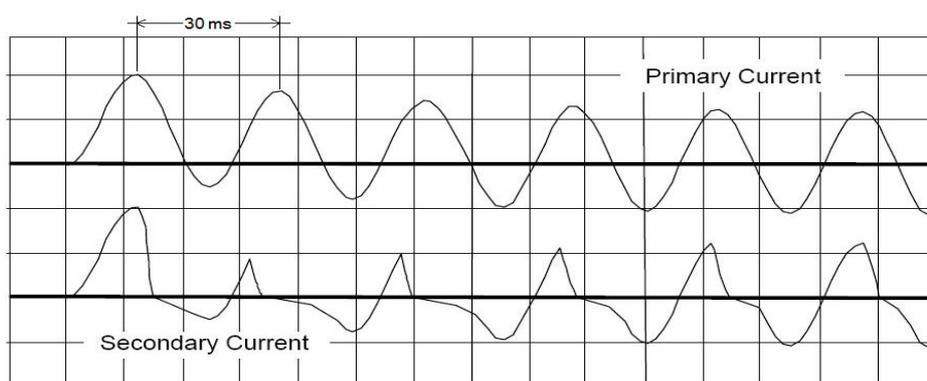


Fig.6 Efectos de Saturación de TC's

Lo importante a observar en este gráfico es que la corriente secundaria se puede distorsionar absolutamente con respecto a la corriente primaria. En este ejemplo, la corriente secundaria se distorsiona absolutamente por lo menos cinco ciclos. Si las condiciones son bastante severas, es posible que la distorsión puede ser incluso peor que la demostrada en el ejemplo, y que la saturación puede comenzar a ocurrir incluso más pronto. Durante el proceso de saturación del TC la corriente secundaria entonces tendrá la misma forma que la primaria. Es la distorsión en la corriente secundaria la que puede causar problemas en el circuito diferenciado (barras, máquinas rotatorias, etc.) y absolutamente en otros circuitos de los relés.

Un circuito simplificado para un TC's se muestra en la Fig. 7

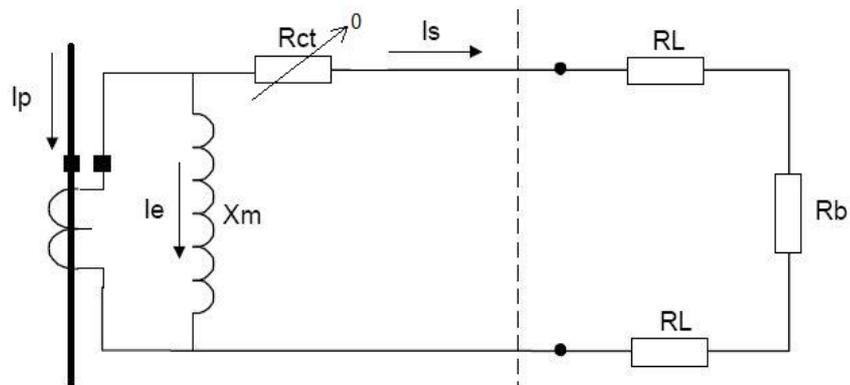


Fig. 7 Circuito simplificado de un TC con carga conectada

Este circuito típico representa un tipo de transformador corriente (TC) con bobinas completamente distribuidas en una base toroidal. Este circuito demuestra que la reactancia de la salida en este tipo de TC es insignificante y por lo tanto puede ser representada como se muestra (con componente resistente solamente R_{ct}). Cuando el TC se satura, la reactancia que magnetiza X_m se asume R_{ct} igual a cero y la corriente secundaria también va a cero en aquel momento.

1.4.4 TIPOS DE RELÉS DIFERENCIALES DE BARRAS

1.4.4.1 RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIFERENCIAL

El circuito diferencial para relés de sobrecorriente está indicado en la figura 8, para una falla externa.

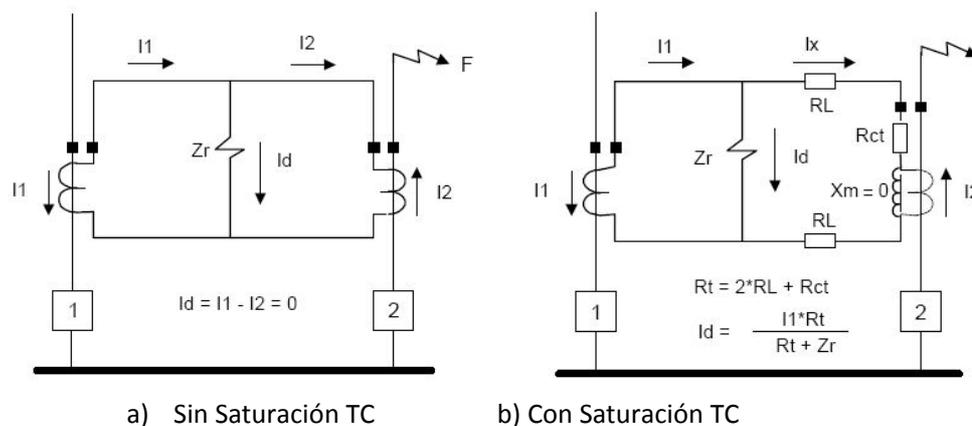


Fig. 8 Circuito Diferencial usando un relé de sobrecorriente

Si no existe saturación en el TC, la corriente diferencial (I_d) será cero y el relé no debería tener tendencia a operar. Si hay saturación, la I_d no será cero y un simple relé de sobrecorriente podría operar si la I_d excediera la función de ajuste. Si se asume la saturación completa (no se da probablemente), después la I_d se podría calcular según las indicaciones de la figura 8b. Esto representa el peor caso. El relé de la sobrecorriente se podría fijar sobre este valor para prevenir la operación en condiciones de saturación del TC. Esto podría requerir los ajustes muy altos que pueden no ser bastante sensibles para detectar la avería posible mínima de la barra. Otra manera de solucionar el problema sería introducir un tiempo que retrase a la función de la sobrecorriente, pero es difícil determinar exactamente el tiempo que se requiere para prevenir la operación. Incluso si el tiempo se podría determinar exactamente, puede ser demasiado

largo desde un punto de vista del sistema, y podría llevar a los problemas de la estabilidad.

1.4.4.2 RELÉS DE DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

El uso de relés de diferencia de la alta impedancia se demuestra en la figura 9. Este relé es aplicado en la hipótesis de que el TC es asociado al alimentador crítico (lleva la corriente de falla total) saturada totalmente. Para esa condición, el TC se puede representar por un componente resistente simple $R_{ct} + \overset{0}{\widehat{X}_m}$ (TC toroidal). El relé, que está conectado a través del punto de ensambladura de los TC tiene una impedancia que es mucho mayor que la resistencia total del circuito del TC. El voltaje (V_r) a través de los terminales del relé entonces será igual a la R_t multiplicada por la corriente de falla total que atraviesa esta resistencia.

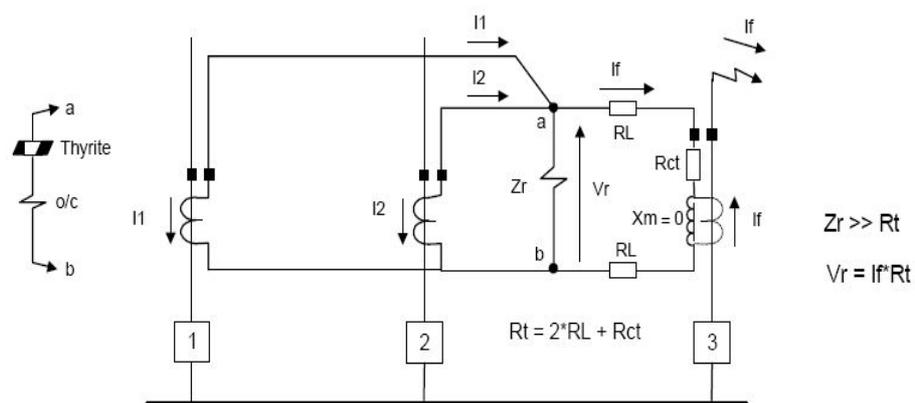


Fig 9. Relé diferencial de alta impedancia (voltaje operado)

Los cálculos se hacen para que cada circuito del TC en base a la determinación del voltaje posible máximo que se puede desarrollar a través de los relés (saturación total asumida en cada circuito). El relé entonces es fijado a un mayor voltaje para un margen conveniente.

La hipótesis de que el TC parece ser puramente resistente cuando está saturado totalmente, está basada en el TC que es de construcción toroidal con bobinas totalmente distribuidas. Para este tipo de TC, la reactancia de salida será insignificante y la hipótesis antedicha es válida. Para la aplicación del relé es necesario conocer la reactancia de salida para determinar el ajuste del relé; si la reactancias es demasiado grande, no es posible utilizar el relé por que necesita un ajuste demasiado alto, hay que tener en cuenta que este relé no se puede aplicar a TC toroidales.

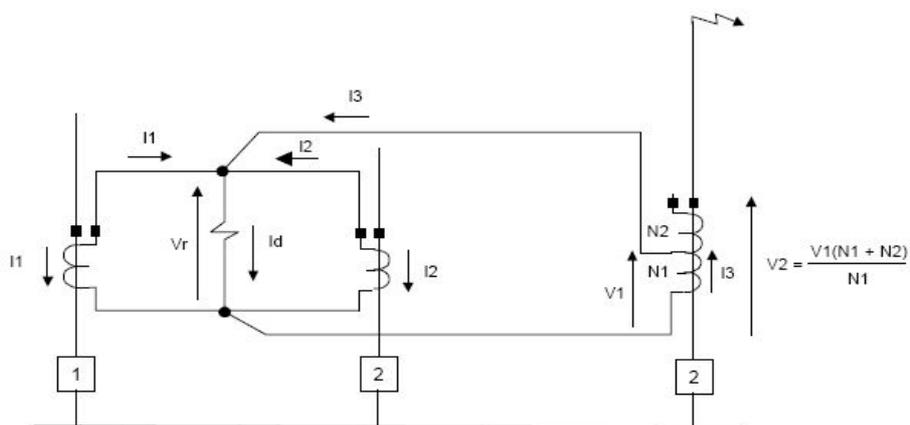


Fig 10. Multirelación de TC's

Para las fallas internas, los voltajes extremadamente grandes intentarán ser detectados a través de los relés debido a la alta impedancia; esto podría llegar a dañar a los TC's. El circuito del Tiristor incluido en la figura 9 es una técnica que se utiliza para la limitación del voltaje. El Tiristor, que exhibe una característica de resistencia inversa con el aumento de voltaje, está conectado directamente a través de los relés. Por la selección apropiada del tiristor, los niveles voltaicos razonables pueden ser establecidos. Para las fallas grandes, el tiristor llevará una cantidad significativa de corriente, así debido a una sobrecorriente simple el relé se coloca en serie con el tiristor para proporcionar la protección adicional. El relé de sobrecorriente se fija para prevenir la operación en el voltaje máximo esperado a través del tiristor para una falla externa.

El uso de relés de diferencia de alta impedancia se basa en que todos los TC son fijados a la misma relación. En algunas instalaciones puede haber TC's de diversas relaciones pero se los puede igualar a través de la selección de la relación de transformación de uso de los TC's. Puede ser posible utilizar los TC's auxiliares para obtener la relación correcta de emparejamiento.

No es generalmente recomendable conectar otros dispositivos en los circuitos del TC usados en un esquema diferencial de alta impedancia, porque la carga agregada puede aumentar la tendencia para el TC se sature o el resultado en el ajuste esté más allá de la escala de los relés de alta impedancia. Una ventaja al usar este tipo de relés es que el punto de unión de todos los CT debe ser hecho

en la parte posterior del relé, que se encuentra en el interior del panel dúplex en la casa de la subestación. La localización del punto de ensambladura reduce al mínimo la cantidad de cableado requerida y alternadamente ayuda para bajar ajustes y así lograr una protección más sensible.

1.4.4.3 ACOPLADORES LINEALES

Los acopladores lineales, que no tienen ningún hierro en su base, se pueden utilizar para superar los problemas causado por la saturación del TC. Estos dispositivos tienen una característica lineal que hacen que se produzca un voltaje en el secundario que es directamente proporcional a la corriente primaria. Un uso típico se demuestra en la Figura 11. Para una falla externa, la suma de los voltajes será igual a cero (o casi completamente).

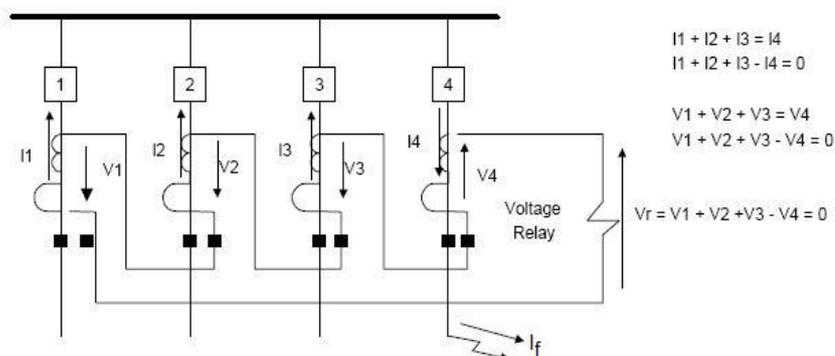


Fig 11. Acopladores lineales

Por una parte, los voltajes de las posiciones, se agregan juntos para una falla interna, produciendo así suficiente voltaje para funcionar el relé. Estos dispositivos proporcionan una solución algo simple para la protección de la barra, y algunos usos están en existencia, pero los acopladores lineales no se

han aceptado extensamente debido a sus características especiales y uso limitado.

1.4.4.4 RELÉ DIFERENCIAL DE PORCENTAJE LIMITADO

El relé diferencial de porcentaje limitado toma conocimiento de que puede existir corriente del error en el circuito diferenciado.

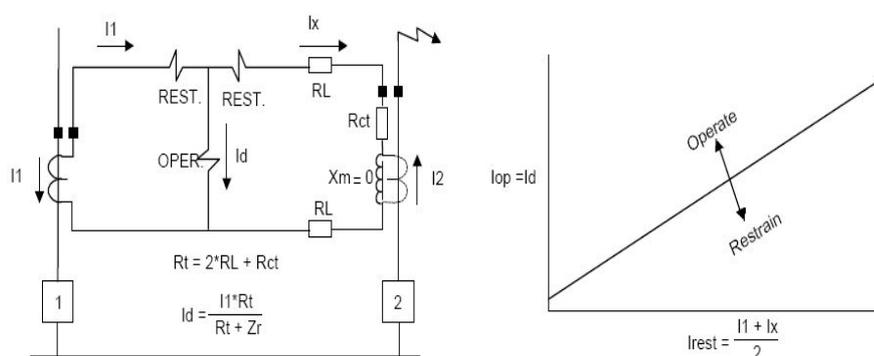


Fig 12. Relé diferencial de porcentaje limitado

Un método de obtener la corriente límite se define en la figura 12. El relé funcionará cuando la corriente diferenciada (I_d) es mayor que un cierto porcentaje de la corriente total de restricción.

La cantidad de restricción es generalmente ajustable. La característica del relé es tal que si la restricción se convierte en más grande, también lo hace operar o la diferencia de corriente requerida para producir la actuación. Este tipo de operación produce la característica demostrada a la derecha en la figura 12. La pendiente de la característica es dependiente del ajuste de restricción de porcentaje.

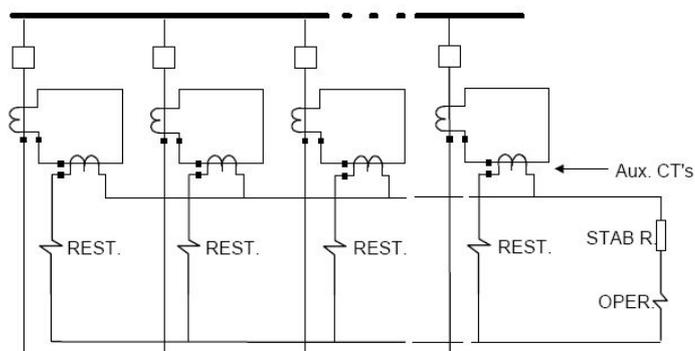


Fig 13. Relé diferencial de porcentaje limitado con TC's auxiliares

Los TC's auxiliares se seleccionan para proporcionar una relación de vueltas del campo común.

1.1.3.5 RELÉ DIFERENCIAL DE BAJA IMPEDANCIA

El relé diferencial de baja impedancia es usado para la protección de barras que necesita un ajuste muy alto o una cantidad significativa de tiempo de retraso para prevenir la operación debido a la saturación del TC. Es posible utilizar un dispositivo de baja impedancia si las medidas se toman para superar los efectos de la saturación del TC. Considere la situación demostrada en la Figura 14.

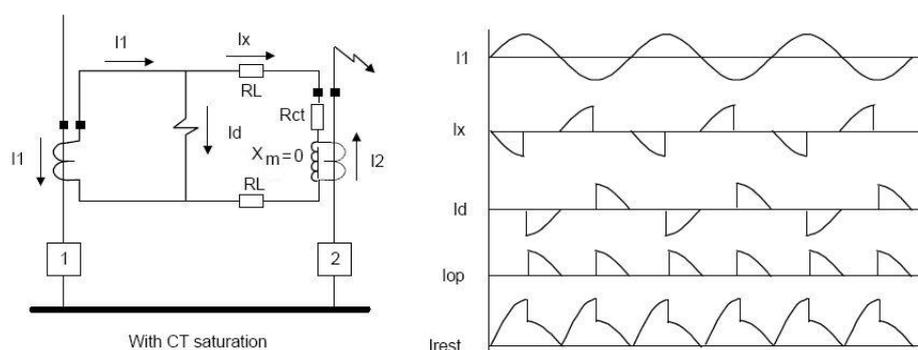


Fig 14. Corrientes durante la saturación

Las corrientes en la figura 14 se demuestran en forma simplificada para propósitos de demostración solamente. El TC de la línea 2 en la fig. 14 se asume totalmente saturado cada medio ciclo de modo que se muestra en el gráfico la I_x actual. Como resultado del colapso del TC en la línea 2, la I_d diferenciada de la corriente fluirá. La corriente de operación, I_{op} , es el valor absoluto de la I_d de la corriente diferencial y la corriente de restricción, I_{rest} , la cual es la suma de los valores absolutos de todas las corrientes que ingresan y que salen del punto de nodo de los circuitos del TC. El punto clave en esta figura es que la corriente de restricción es significativa durante el período de no-saturación mientras que la corriente de operación al mismo tiempo es igual o casi igual a cero.

2.1 ESQUEMAS Y FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

En la Subestación Pascuales en el nivel de 138 kV se tiene un esquema de barras simple, la cual se encuentra seccionada por dos seccionadores 89-1Y1 y 89-1Y3, separándola en dos secciones: **SECCIÓN 1:** CEDEGE, SANTA ELENA, ATT 138 kV, ELECTROQUIL, SALITRAL 2 y la **SECCIÓN 2:** ATU 138 kV, SALITRAL 1, POLICENTRO 2, POLICENTRO 1, ATR 138 kV.

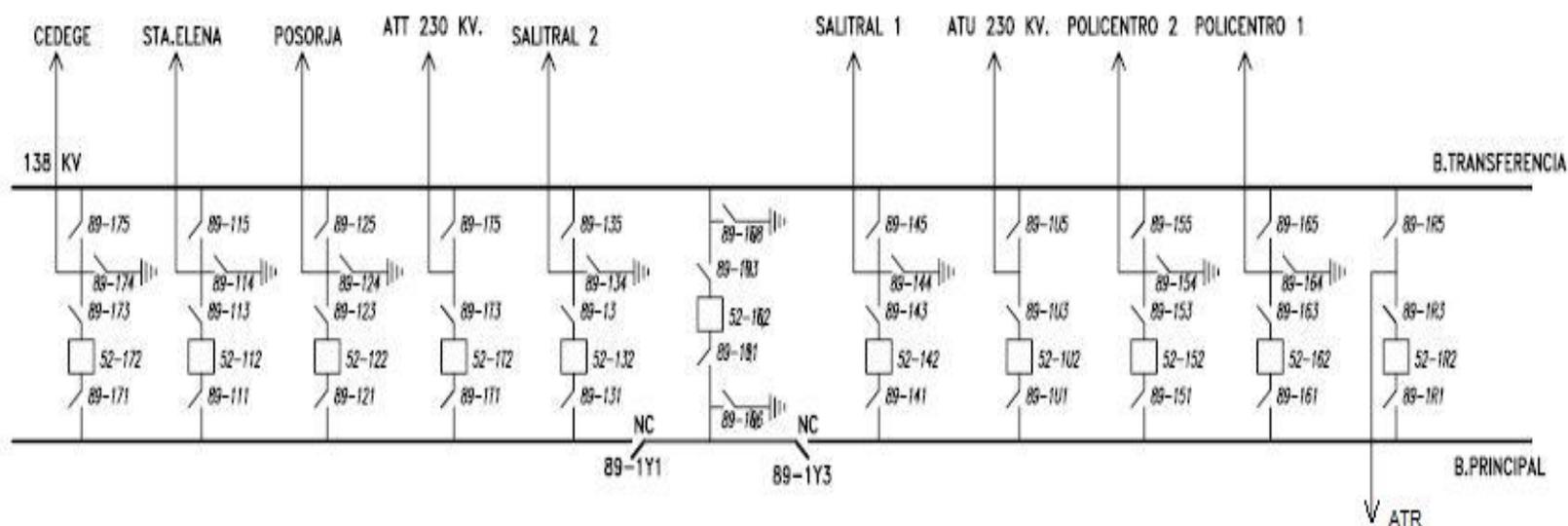


FIG 15. DIAGRAMA UNIFILAR DEL PATIO DE 138 kV

En el actual sistema de protección diferencial de barras de 138 kV, los TC'S tipo bushing de cada posición transforman la señal de corriente primaria en una secundaria, cableada hacia el panel TB-D1 que se encuentra en el patio de 138 kV de la subestación, fig. 16; a través de los Test switches (TSW) (borneras cortocircuitables y seccionables) propios de cada posición, que se encuentran unidas entre sí, se suman las corrientes; debido a lo cual sale una sola señal a través de un cable concéntrico de cuatro hilos (4x8 AWG), que llega al relé electromecánico 87 de barras FAC 14 - 87B/A-1, 87B/B-1, 87B/C-1; montado y conectado en el panel dúplex de la bahía de transferencia en la Sala de Control.



a) Panel TB-D1 externo



b) Panel TB-D1 interno

Fig 16. Panel TB-D1

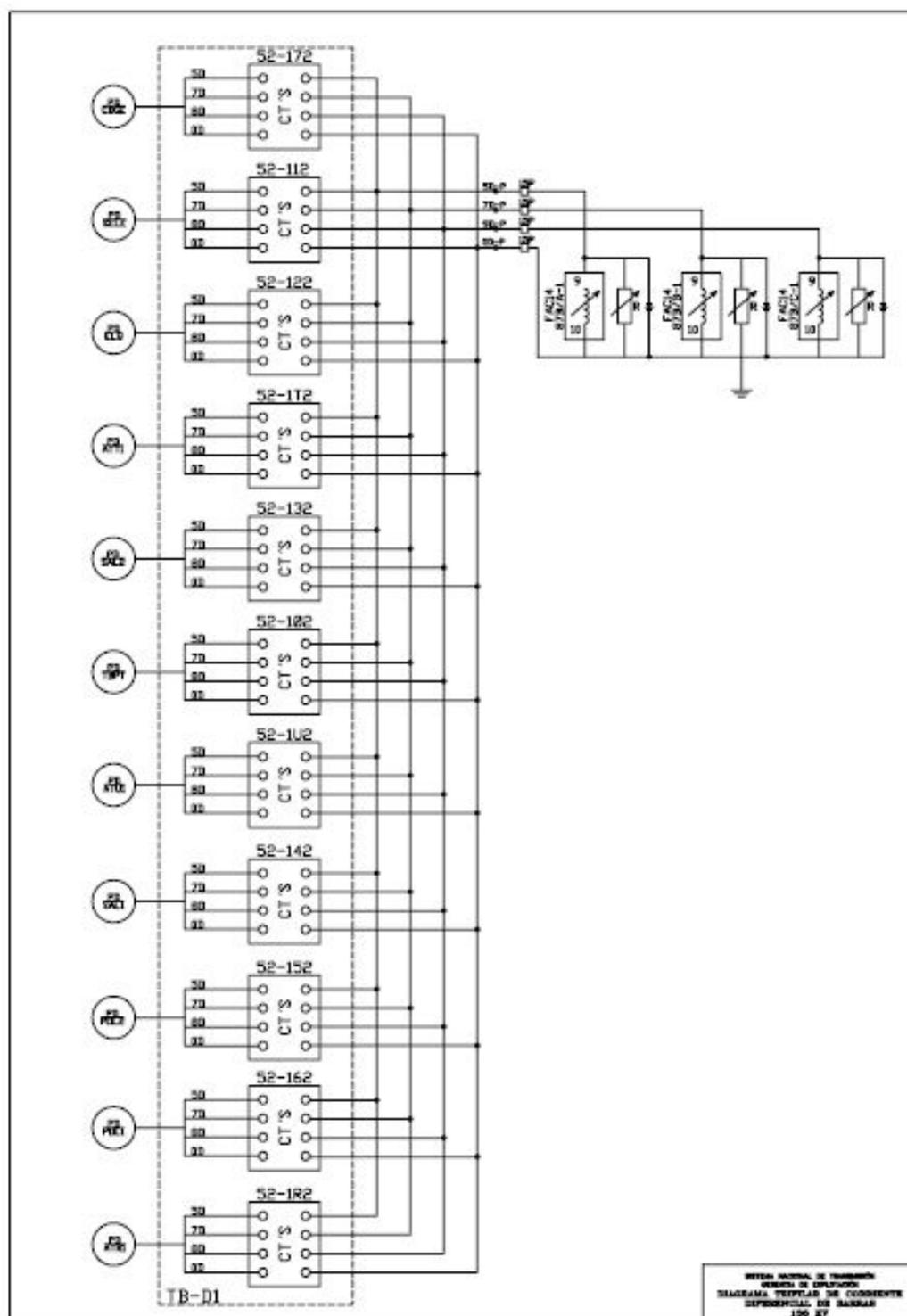
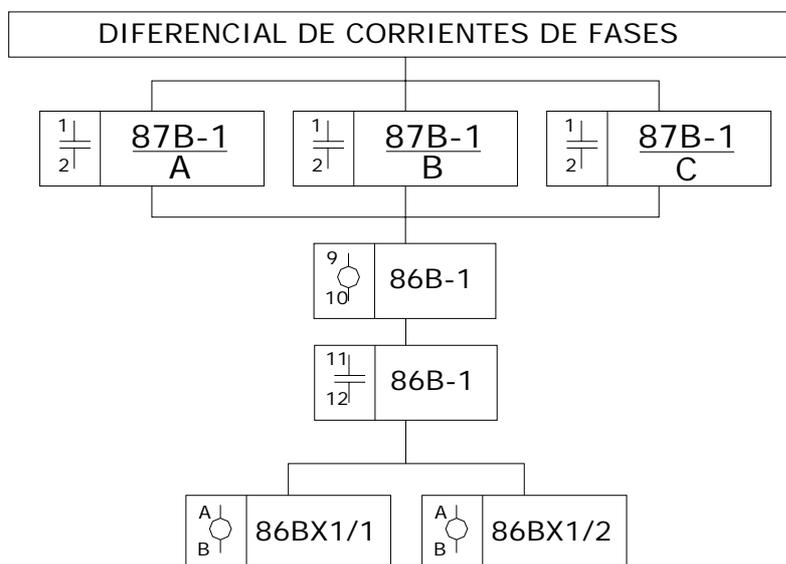


FIG 17. Diagrama de corrientes de la actual protección diferencial de barras de 138 Kv

2.1.1 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DEL DIFERENCIAL DE BARRAS

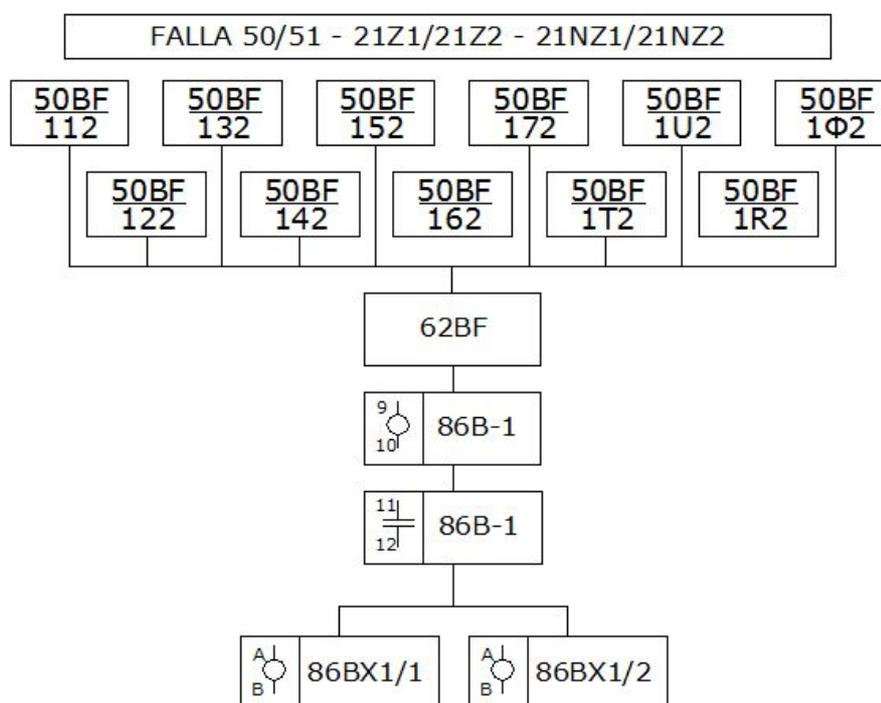
La protección de diferencial de barras de la Subestación Pascuales actúa debido a fallas que se producen en la barra por contacto entre las fases o contacto a tierra por objetos extraños que ocasionan la falla; en estos casos actúan los relés monofásicos del diferencial de barra $\frac{87B-1}{A}$, $\frac{87B-1}{B}$, $\frac{87B-1}{C}$ cuya característica principal, que son relés de baja impedancia; cerrando sus contactos y energizando a la bobina del relé electromecánico 86B-1 que dispara todas las posiciones del nivel de 138KV que se encuentran conectados a la barra principal, bloqueando al cierre todas las posiciones con la energización de la bobina del relé electromecánico 86BX1/1.



Esquema 1. Protección diferencial de barras de 138kV

2.1.2 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCION "BREAKER FAILURE" O FALLA INTERRUPTOR (50BF)

Al ocurrir una falla por sobrecorriente o distancia ya sea fase a fase o fase a tierra, arranca la protección 50BF, la cual presenta un retardo de tiempo para que sea despejada la falla, ya sea por los relés de sobrecorriente o distancia. Si esta falla no ha podido ser despejada se cierran los contactos del 50BF de la posición afectada, energizándose el relé auxiliar 62BF y a su vez el 86B1, el cual dispara todas las posiciones conectadas a la barra, al mismo tiempo energizándose la bobina 86BX1/1 bloqueando al cierre todas las posiciones.

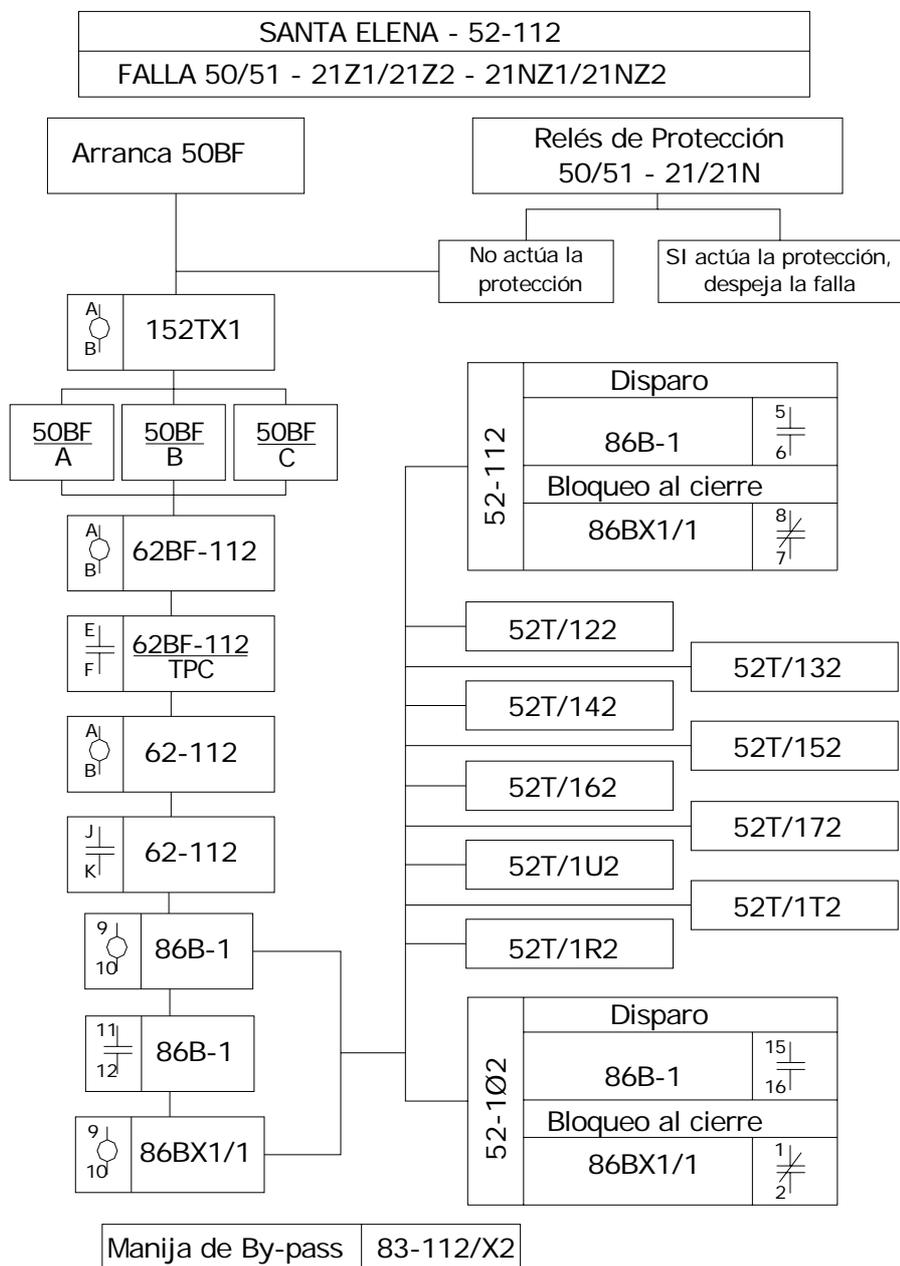


Esquema 2. Protección falla de breaker (50BF)

2.1.3 ACTUACIÓN DEL 50BF EN CADA UNA DE LAS POSICIONES

2.1.3.1 LÍNEA SANTA ELENA – 52-112

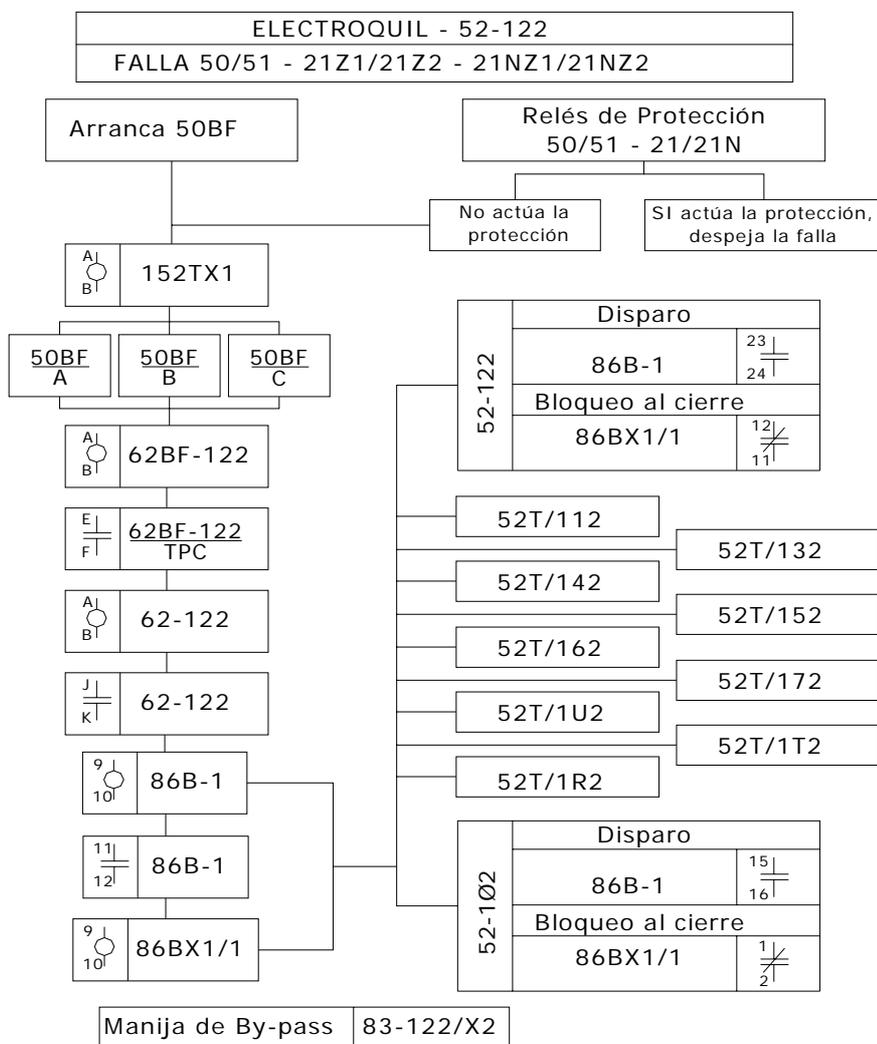
Al ocurrir una falla de sobrecorriente 50/51 o de distancia 21-Z1/21-Z2 (fase a fase) y 21-NZ1/21-NZ2 (fase a tierra) en la línea de transmisión de la posición, y de no haber sido despejada por los relés pertinentes, se energiza el relé auxiliar 152TX1, a su vez la bobina 50BF-112 fases A-B-C. Cualquiera de los contactos de las tres fases energizan la bobina del relé 62BF-112, cerrándose los contactos a través de un contacto temporizado al cierre, a su vez energizan el relé auxiliar 62-112X, el cual energiza la bobina 86B1 el cual produce que se dispare el interruptor propio y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/1. La posición cuando es transferida a la posición de transferencia, la manija 83-112-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, con lo cual las protecciones son transferidas a la posición del 52-1Ø2.



Esquema 3. Actuación 50BF – Posición línea Santa Elena

2.1.3.2 LÍNEA ELECTROQUIL – 52-122

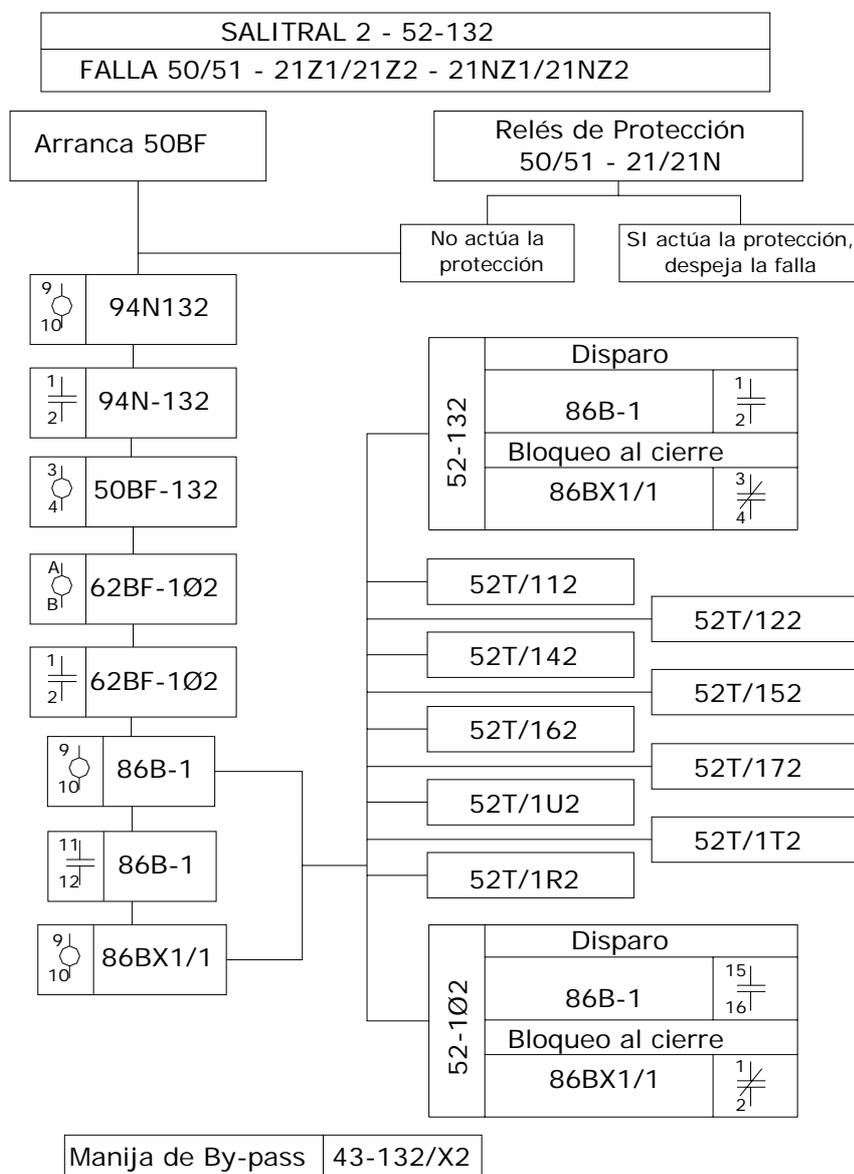
Al ocurrir una falla de sobrecorriente 50/51 o de distancia 21-Z1/21-Z2 (fase a fase) y 21-NZ1/21-NZ2 (fase a tierra) en la línea de transmisión de la posición, y de no haber sido despejada por los relés pertinentes, se energiza el relé auxiliar 152TX1, a su vez la bobina 50BF-122 fases A-B-C. Cualquiera de los contactos de las tres fases energizan la bobina del relé 62BF-122, cerrándose sus contactos a través de un contacto temporizado al cierre, a su vez energizan el relé auxiliar 62-122X, el cual energiza la bobina 86B1 el cual produce que se dispare el interruptor propio y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/1. La posición cuando es transferida la manija 83-122-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, con lo cual las protecciones son transferidas a la posición del 52-1Ø2.



Esquema 4. Actuación 50BF – Posición línea Electroquil

2.1.3.3 LÍNEA SALITRAL 2 – 52-132

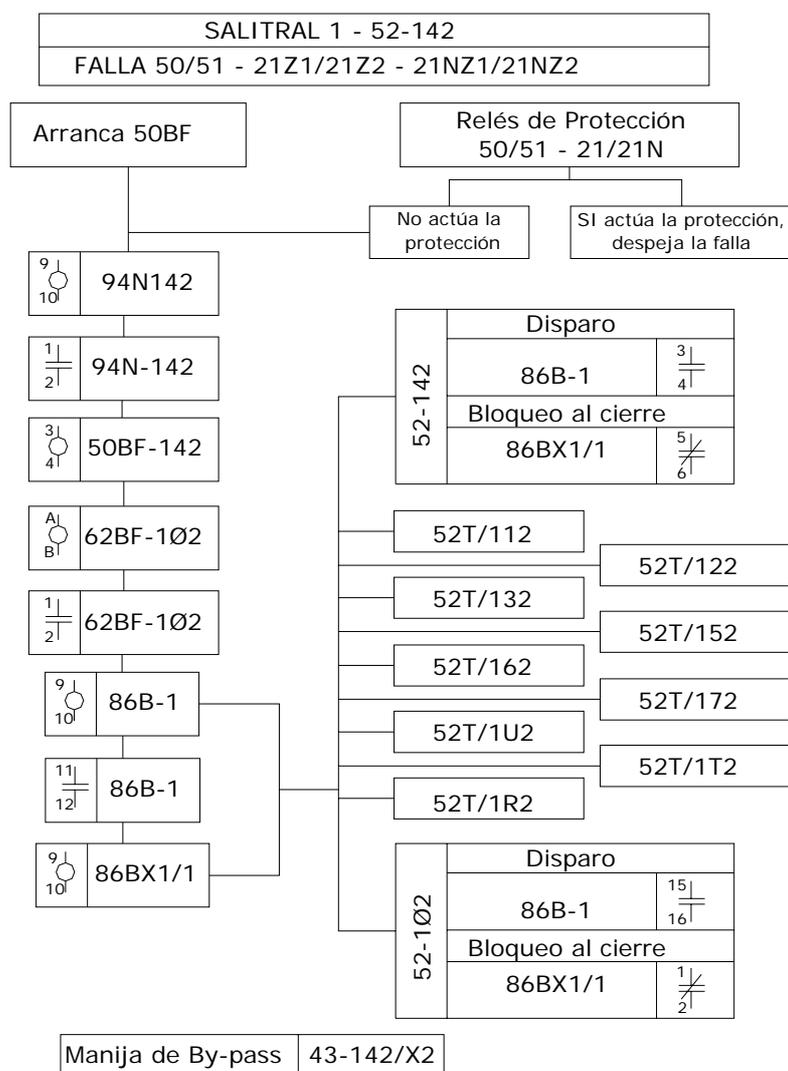
Al ocurrir una falla de sobrecorriente 50/51 o de distancia 21-Z1/21-Z2 (fase a fase) y 21-NZ1/21-NZ2 (fase a tierra) en la línea de transmisión de la posición, y de no haber sido despejada por los relés pertinentes, se energiza el relé auxiliar 94N132, a su vez la bobina 50BF, energizando la bobina del relé auxiliar 62BF-1Ø2, el cual energiza al relé 86B1; disparando el interruptor propio y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/1. La posición cuando es transferida a la posición de transferencia, la manija 43-132-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, con lo cual sus protecciones son transferidas a la posición del 52-1Ø2.



Esquema 5. Actuación 50BF – Posición línea Salitral 2

2.1.3.4 LÍNEA SALITRAL 1 – 52-142

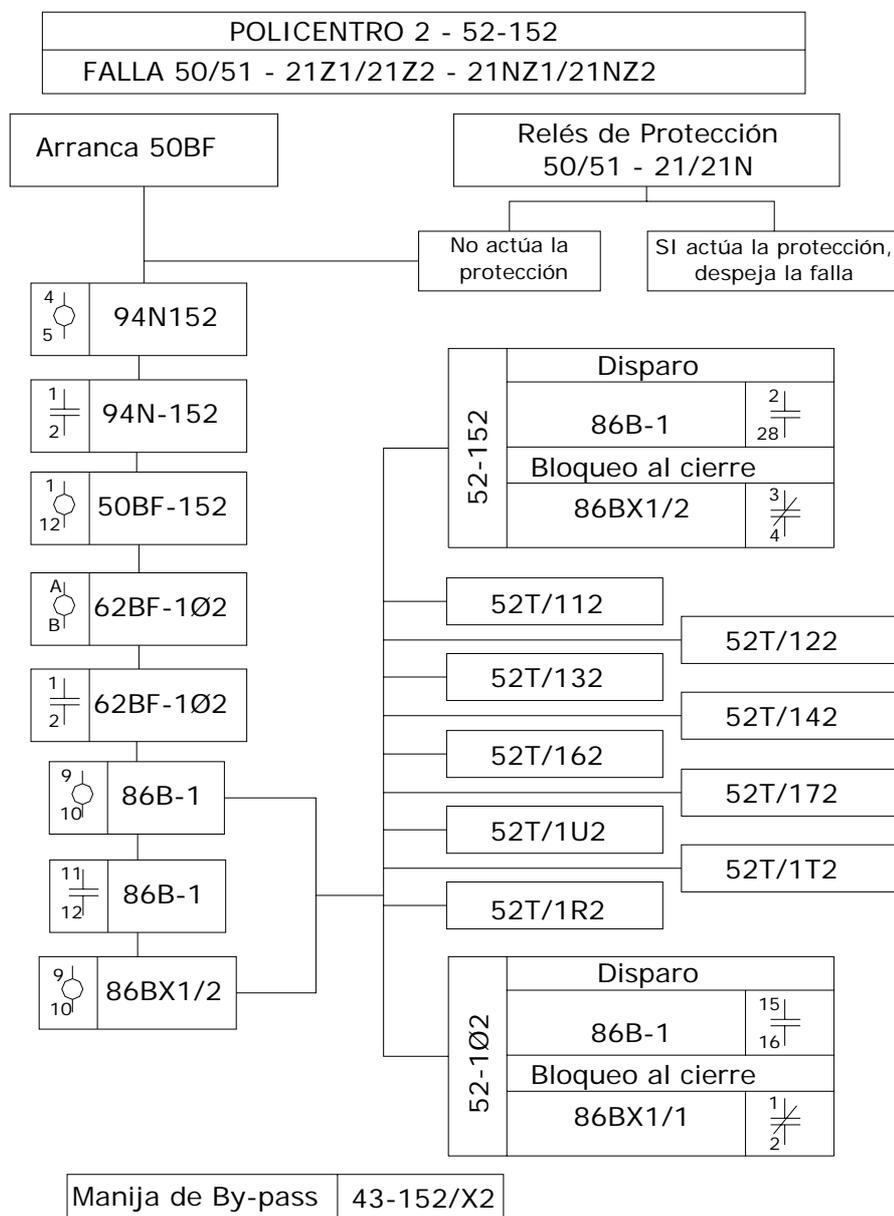
Al ocurrir una falla de sobrecorriente 50/51 o de distancia 21-Z1/21-Z2 (fase a fase) y 21-NZ1/21-NZ2 (fase a tierra) en la línea de transmisión de la posición, y no haber sido despejada por los relés pertinentes, se energiza el relé auxiliar 94N142, a su vez la bobina 50BF, energizando la bobina del relé auxiliar 62BF-1Ø2, el cual energiza al relé 86B1 el cual produce que se dispare el interruptor propio y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/1. La posición cuando es transferida a la posición de transferencia, la manija 43-142-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, con lo cual las protecciones son transferidas a la posición del 52-1Ø2.



Esquema 6. Actuación 50BF – Posición línea Salitral 1

2.1.3.5 LÍNEA POLICENTRO 2 – 52-152

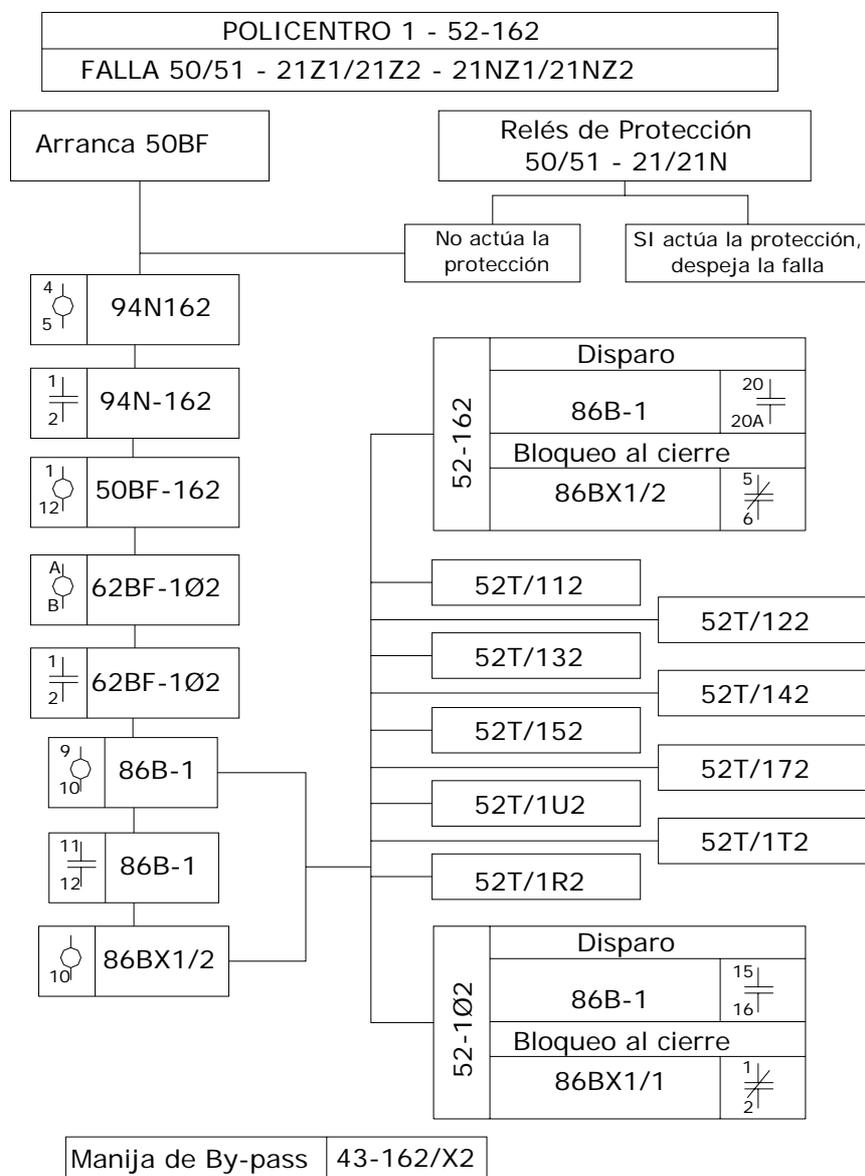
Al ocurrir una falla de sobrecorriente 50/51 o de distancia 21-Z1/21-Z2 (fase a fase) y 21-NZ1/21-NZ2 (fase a tierra) en la línea de transmisión de la posición, y no haber sido despejada por los relés pertinentes, se energiza el relé auxiliar 94N152, a su vez la bobina 50BF, energizando la bobina del relé auxiliar 62BF-1Ø2, el cual energiza al relé 86B1 el cual produce que se dispare el interruptor propio y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/2. La posición cuando es transferida a la posición de transferencia, la manija 43-152-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, con lo cual sus protecciones son transferidas a la posición del 52-1Ø2.



Esquema 7. Actuación 50BF – Posición Línea Policentro 2

2.1.3.6 LÍNEA POLICENTRO 1 – 52-162

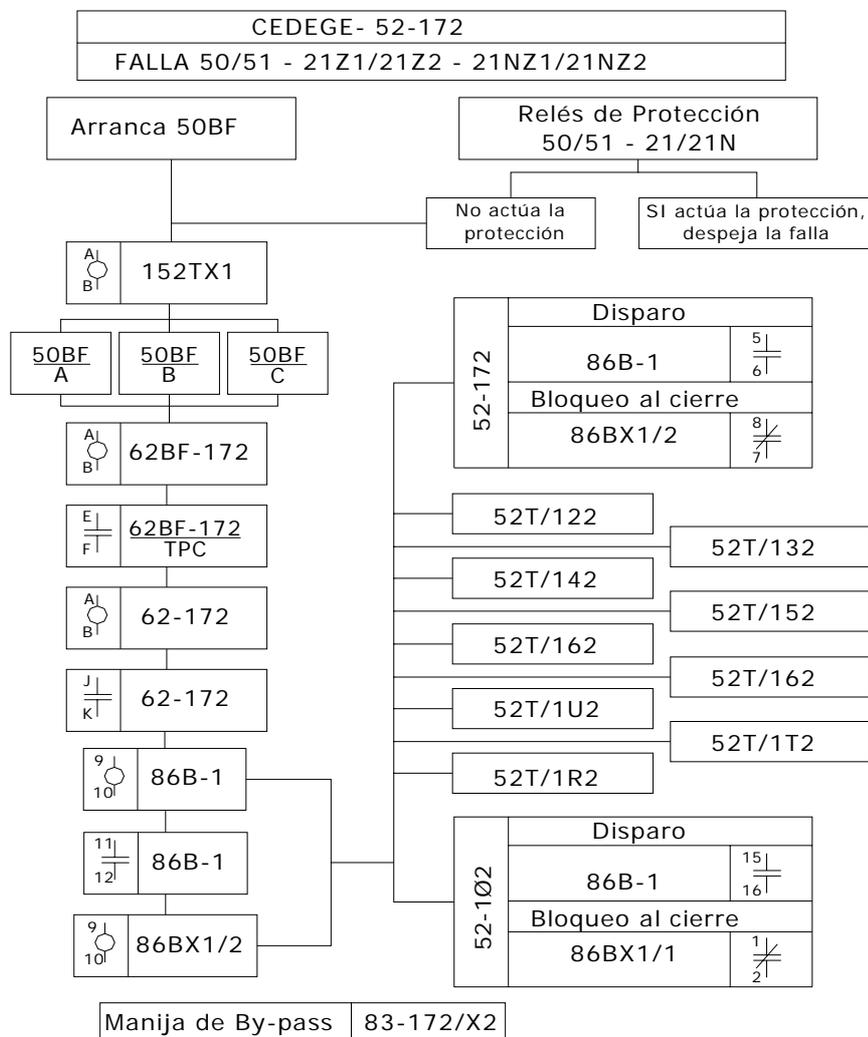
Al ocurrir una falla de sobrecorriente 50/51 o de distancia 21-Z1/21-Z2 (fase a fase) y 21-NZ1/21-NZ2 (fase a tierra) en la línea de transmisión de la posición, y no haber sido despejada por los relés pertinentes, se energiza el relé auxiliar 94N162, a su vez la bobina 50BF, energizando la bobina del relé auxiliar 62BF-1Ø2, el cual energiza al relé 86B1 el cual produce que se dispare el interruptor propio y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/2. La posición cuando es transferida a la posición de transferencia, la manija 43-162-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, con lo cual sus protecciones son transferidas a la posición del 52-1Ø2.



Esquema 8. Actuación 50BF – Posición línea Policentro 1

2.1.3.7 LÍNEA CEDEGE – 52-172

Al ocurrir una falla de sobrecorriente 50/51 en el interruptor o de distancia 21-Z1/21-Z2 (fase a fase) y 21-NZ1/21-NZ2 (fase a tierra) en la línea de transmisión de la posición, y no haber sido despejada por los relés pertinentes, se energiza el relé auxiliar 152TX1, a su vez la bobina 50BF-172 fases A-B-C, cualquiera de los contactos de las tres fases energizan la bobina del rele 62BF-172, cerrándose sus contactos a través de un contacto temporizado al cierre, a su vez energizan el relé auxiliar 62-172X, el cual energiza la bobina 86B1 el cual produce que se dispare el interruptor propio y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/2. La posición cuando es transferida a la posición de transferencia, la manija 83-172-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, con lo cual sus protecciones son transferidas a la posición del 52-1Ø2.



Esquema 9. Actuación 50BF – Posición línea Cedegé

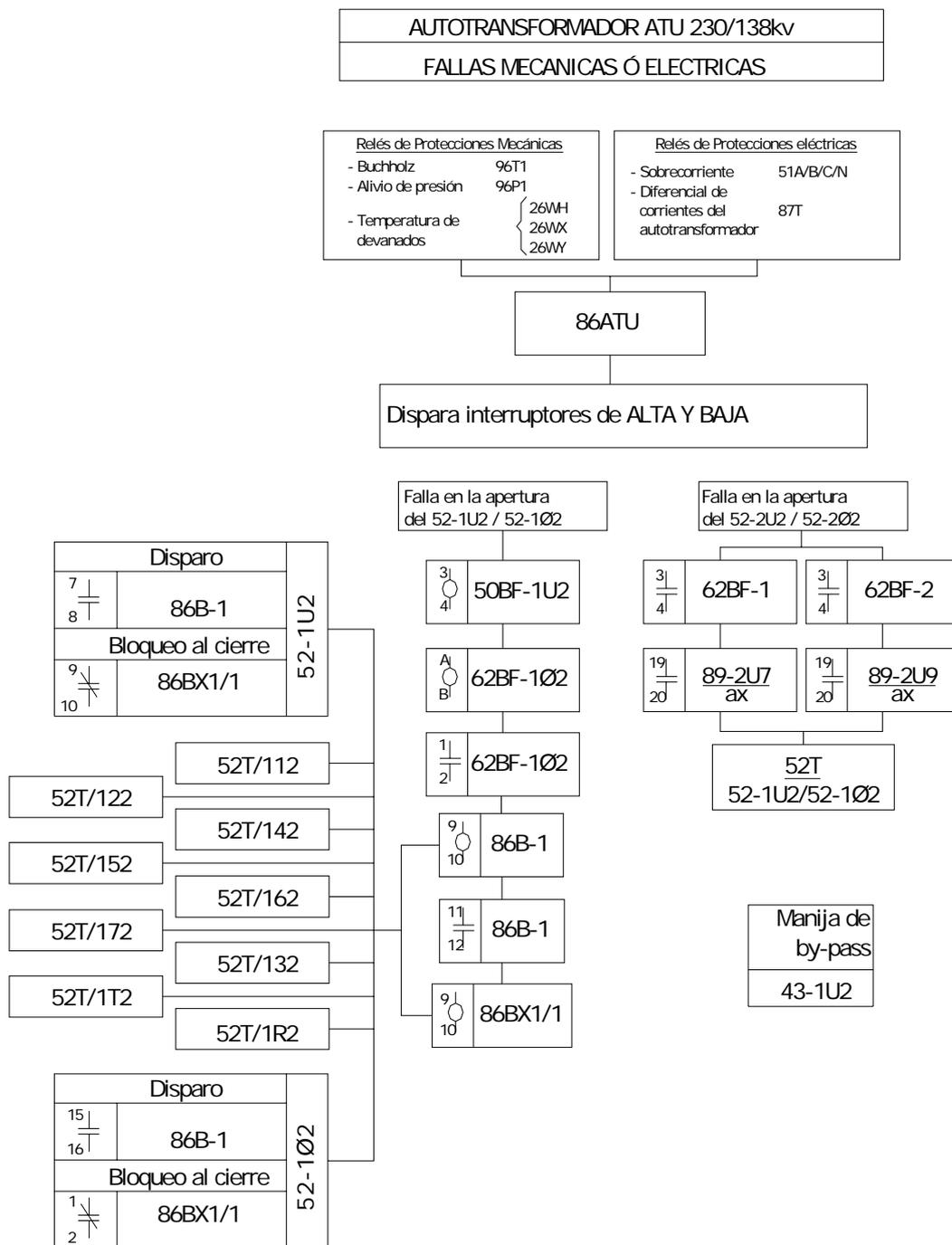
2.1.3.8 AUTOTRANSFORMADOR ATU 230/138 kV

Al producirse una falla interna en el transformador originada por una falla mecánica (*Buchholz 96T1, Alivio de presión 96P1 o Temperatura de devanados*

alta, media y terciaria (26WH, 26WX y 26WY)), o fallas eléctricas como de sobrecorriente 51 A,B,C,N o de diferencial de corrientes del transformador 87T, se energiza el relé 86 ATU, que a través sus contactos manda abrir los interruptores del lado de alta como de baja; si la falla no es despejada en el lado de baja arranca el esquema del 50BF, energizándose el 50BF/1U2, el cual excita la bobina del relé auxiliar 62BF/1Ø2, el cual energiza la bobina 86B1 produciéndose que se dispare el interruptor propio del autotransformador de baja y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/1. En el lado de alta a través del 86 ATU se manda a abrir el interruptor del lado de alta, si persisten los problemas en la apertura del interruptor entra en esquema del 50BF de 230KV.

Al producirse una falla en barra o en el interruptor de la posición del lado de alta de 230KV, se excita la bobina 62BF-1 O 62BF-2 dependiendo a que barra se encuentre conectada la posición, los cuales disparan el interruptor de la posición del autotransformador del lado de baja de 138KV, o la posición de transferencia cuando la posición se encuentra transferida.

La posición cuando es transferida la manija 43-1U2-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, las protecciones son transferidas a la posición de transferencia.



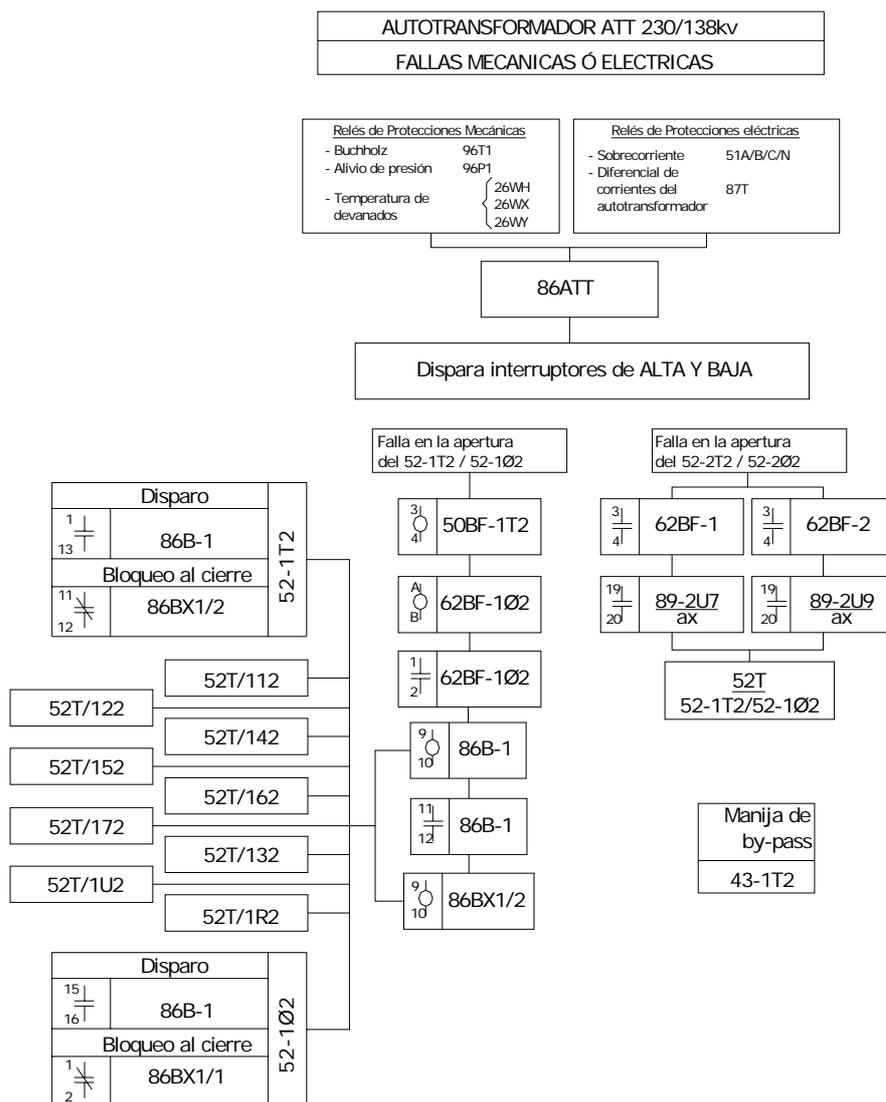
Esquema 10. Actuación 50BF – Posición ATU – 138kV

2.1.3.9 AUTOTRANSFORMADOR ATT 230/138 kV

Al producirse una falla interna en el transformador originada por una falla mecánica (*Buchholz 96T1, Alivio de presión 96P1 o Temperatura de devanados alta, media y terciaria (26WH, 26WX y 26WY)*), o fallas eléctricas como de *sobrecorriente 51 A,B,C,N o de diferencial de corrientes del transformador 87T*, se energiza el relé 86 ATU, que a través de sus contactos manda abrir los interruptores del lado de alta como de baja; si la falla no es despejada en el lado de baja arranca el esquema del 50BF, energizándose el 50BF/1T2, el cual excita la bobina del relé auxiliar 62BF/1Ø2, el cual energiza la bobina 86B1 produciéndose que se dispare el interruptor propio del autotransformador de baja y todos los interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/1. En el lado de alta a través del 86 ATU manda a abrir el interruptor del lado de alta, si persisten los problemas en la apertura del interruptor entra en esquema del 50BF de 230kV.

Al producirse una falla en barra o en el interruptor de la posición del lado de alta de 230KV, se excita la bobina 62BF-1 O 62BF-2 dependiendo a que barra se encuentre conectada la posición, los cuales disparan el interruptor de la posición del autotransformador del lado de baja de 138kV, o el interruptor de transferencia cuando la posición se encuentra transferida.

La posición cuando es transferida la manija 43-1T2-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, las protecciones son transferidas a la posición de transferencia.



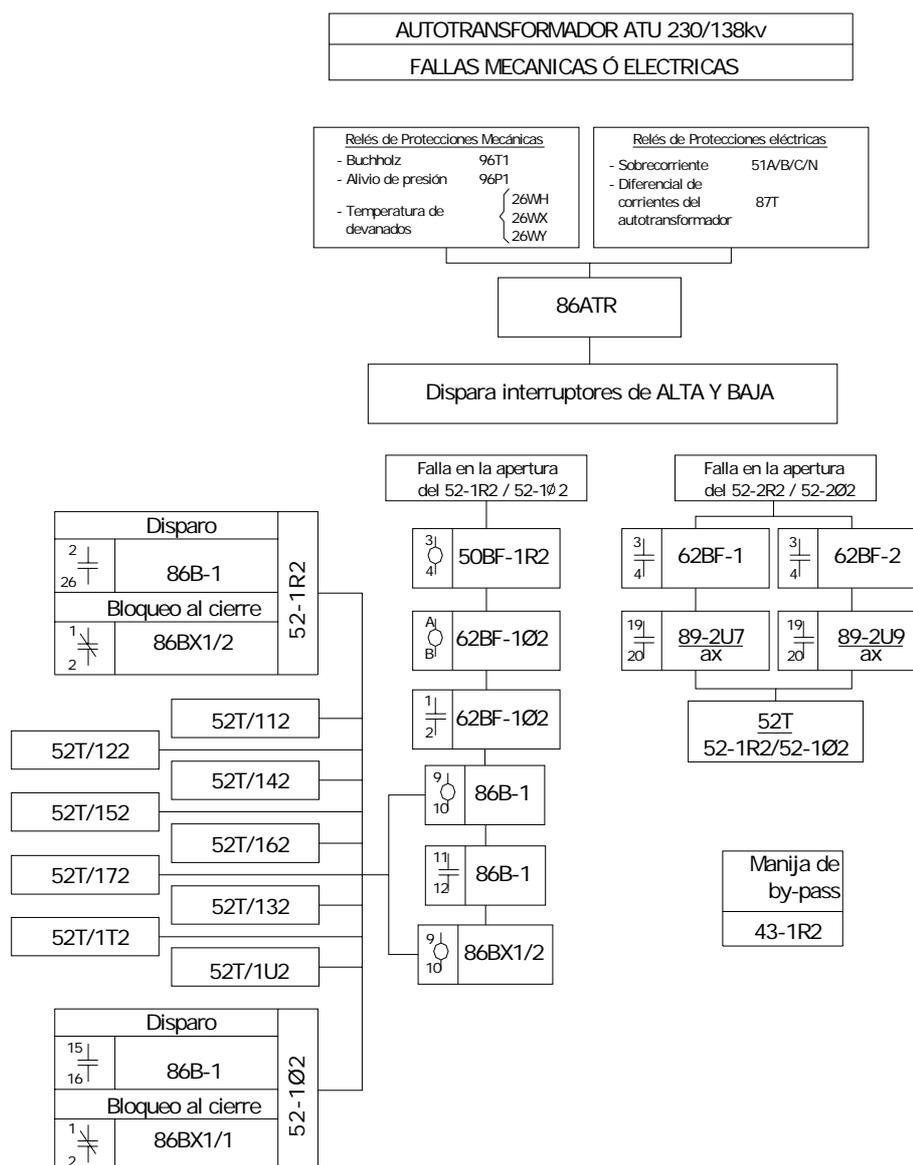
Esquema 11. Actuación 50BF – Posición ATT – 138kV

2.1.3.10 AUTOTRANSFORMADOR ATR 138/69 kV

Al producirse una falla interna en el transformador originada por una falla mecánica (*Buchholz 96T1, Alivio de Presión 96P1 o Temperatura de devanados alta, media y terciaria (26WH, 26WX y 26WY)*), o fallas eléctricas como de *Sobrecorriente 51 A,B,C,N o de diferencial de corrientes del transformador 87T*, se energiza el relé 86 ATR, que a través de los contactos del relé manda abrir los interruptores del lado de alta como de baja; si la falla no es despejada en el lado de alta arranca el esquema del 50BF, energizándose el 50BF/1R2, el cual excita la bobina del relé auxiliar 62BF/1Ø2, el que energiza la bobina 86B1 produciéndose que se dispare el interruptor propio del transformador de alta y todos los interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86BX1/1. En el lado de baja a través del 86 ATR manda a abrir el interruptor del lado de baja, si persisten los problemas en la apertura del interruptor entra en esquema del 50BF de 69kV.

Al producirse una falla en barra o en el interruptor de la posición del lado de baja de 69KV, y las protecciones propias del interruptor como de sobrecorriente no actúen, arranca el esquema del 50BF energizándose el 50BF/OR2, el cual excita la bobina del relé auxiliar 62BF/OR2, el cual energiza la bobina 86B-0Ø2 produciéndose que se dispare el interruptor propio del transformador de baja y todos los demás interruptores conectados a la barra, bloqueándolos al cierre a través del 86B-0Ø2.

La posición cuando es transferida la manija 43-0R2-X2 en el panel dúplex tiene que ponerse en posición de BY-PASS, las protecciones son transferidas a la posición de transferencia.



Esquema 12. Actuación 50BF – Posición ATR – 138kV

2.2 MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA DE LAS POSICIONES DE 138 kV

A continuación detallaremos las operaciones requeridas para sustituir el interruptor de línea y de los autotransformadores de las diversas posiciones del nivel de 138KV por el interruptor de de transferencia.

2.2.1 LÍNEA SANTA ELENA

1. Condiciones Iniciales

- 1.1. Interruptor **52 - 112** cerrado
- 1.2. Seccionadores **89 - 111** y **89 - 113** cerrados
- 1.3. Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta
- 1.4. Interruptor **52 - 1Ø2** abierto
- 1.5. Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación Requerida

- 2.1. Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 2.2. Cerrar seccionador **89-115**
- 2.3. Girar manija **43 – 112** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla en el panel dúplex)
- 2.4. Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de **“sincronizar”**
- 2.5. Chequear sincronoscopio
- 2.6. Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).
- 2.7. Abrir el interruptor **52 – 112**
- 2.8. Abrir los seccionadores **89 - 111** y **89 – 113**
- 2.9. Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a Condiciones normales

- 3.1. Cerrar los seccionadores **89 - 111** y **89 - 113**
- 3.2. Cerrar interruptor **52 - 112**
- 3.3. Girar manija **43 - 112** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)
- 3.4. Abrir el interruptor **52-102** (se apaga la luz amarilla)
- 3.5. Abrir los seccionadores **89 - 101** y **89 - 103**
- 3.6. Abrir el seccionador **89-115**

2.2.2 LÍNEA ELECTROQUIL

1. Condiciones Iniciales

- 1.1 Interruptor **52 - 122** cerrado
- 1.2 Seccionadores **89 - 121** y **89 - 123** cerrados
- 1.3 Cuchilla de tierra **89 - 108** abierta
- 1.4 Interruptor **52 - 102** abierto
- 1.5 Seccionadores **89 - 101** y **89 - 103** abiertos

2. Operación Requerida

- 2.1 Cerrar seccionadores **89 - 101** y **89 - 103**
- 2.2 Cerrar seccionador **89-125**
- 2.3 Girar manija **43 - 122** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla en el panel dúplex)
- 2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -102** a posición de **"sincronizar"**
- 2.5 Chequear sincronoscopio
- 2.6 Cerrar el interruptor **52-102** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).

- 2.7 Abrir el interruptor **52 – 122**
- 2.8 Abrir los seccionadores **89 - 121** y **89 – 123**
- 2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a condiciones normales

- 3.1 Cerrar los seccionadores **89 - 121** y **89 – 123**
- 3.2 Cerrar interruptor **52 – 122**
- 3.3 Girar manija **43 – 122** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)
- 3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)
- 3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 3.6 Abrir el seccionador **89-125**

2.2.3 LÍNEA SALITRAL 2

1. Condiciones Iniciales

- 1.1 Interruptor **52 - 132** cerrado
- 1.2 Seccionadores **89 - 131** y **89 - 133** cerrados
- 1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta
- 1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto
- 1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación Requerida

- 2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 2.2 Cerrar seccionador **89-135**
- 2.3 Girar manija **43 – 132** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla en el panel dúplex)
- 2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de **“sincronizar”**
- 2.5 Chequear sincronoscopio

2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).

2.7 Abrir el interruptor **52 – 132**

2.8 Abrir los seccionadores **89 - 131** y **89 – 133**

2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a Condiciones normales

3.1 Cerrar los seccionadores **89 - 131** y **89 – 133**

3.2 Cerrar interruptor **52 – 132**

3.3 Girar manija **43 – 132** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)

3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)

3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**

3.6 Abrir el seccionador **89-135**

2.2.4 LÍNEA SALITRAL 1

1. Condiciones Iniciales

1.1 Interruptor **52 - 142** cerrado

1.2 Seccionadores **89 - 141** y **89 - 143** cerrados

1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta

1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto

1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación Requerida

2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**

2.2 Cerrar seccionador **89-145**

2.3 Girar manija **43 – 142** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla en el panel dúplex)

- 2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de **“sincronizar”**
- 2.5 Chequear sincronoscopio
- 2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).
- 2.7 Abrir el interruptor **52 – 142**
- 2.8 Abrir los seccionadores **89 - 141** y **89 – 143**
- 2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a condiciones normales

- 3.1 Cerrar los seccionadores **89 - 141** y **89 – 143**
- 3.2 Cerrar interruptor **52 – 142**
- 3.3 Girar manija **43 – 142** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)
- 3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)
- 3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 3.6 Abrir el seccionador **89-145**

2.2.5 LÍNEA POLICENTRO 2

1. Condiciones Iniciales

- 1.1 Interruptor **52 - 152** cerrado
- 1.2 Seccionadores **89 - 151** y **89 - 133** cerrados
- 1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta
- 1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto
- 1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación Requerida

- 2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**

- 2.2 Cerrar seccionador **89-155**
- 2.3 Girar manija **43 – 152** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla en el panel dúplex)
- 2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de **“sincronizar”**
- 2.5 Chequear sincronoscopio
- 2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).
- 2.7 Abrir el interruptor **52 – 152**
- 2.8 Abrir los seccionadores **89 - 151** y **89 – 153**
- 2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a Condiciones normales

- 3.1 Cerrar los seccionadores **89 - 151** y **89 – 153**
- 3.2 Cerrar interruptor **52 – 152**
- 3.3 Girar manija **43 – 152** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)
- 3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)
- 3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 3.6 Abrir el seccionador **89-155**

2.2.6 LÍNEA POLICENTRO 1

1. Condiciones Iniciales

- 1.1 Interruptor **52 - 162** cerrado
- 1.2 Seccionadores **89 - 161** y **89 - 163** cerrados
- 1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta
- 1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto
- 1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación Requerida

- 2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 2.2 Cerrar seccionador **89-165**
- 2.3 Girar manija **43 – 162** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla en el panel dúplex)
- 2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de **“sincronizar”**
- 2.5 Chequear sincronoscopio
- 2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).
- 2.7 Abrir el interruptor **52 – 162**
- 2.8 Abrir los seccionadores **89 - 161** y **89 – 163**
- 2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a Condiciones normales

- 3.1 Cerrar los seccionadores **89 - 161** y **89 – 163**
- 3.2 Cerrar interruptor **52 – 162**
- 3.3 Girar manija **43 – 162** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)
- 3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)
- 3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 3.6 Abrir el seccionador **89-165**

2.2.7 LÍNEA CEDEGE

1. Condiciones Iniciales

- 1.1 Interruptor **52 - 172** cerrado
- 1.2 Seccionadores **89 - 171** y **89 - 173** cerrados
- 1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta

- 1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto
- 1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abierto

2. Operación Requerida

- 2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 2.2 Cerrar seccionador **89-175**
- 2.3 Girar manija **43T – 172** a posición **BY-PASS**
- 2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2**
- 2.5 Chequear sincronoscopio
- 2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).
- 2.7 Abrir el interruptor **52 – 172**
- 2.8 Abrir los seccionadores **89 - 171** y **89 – 173**
- 2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a Condiciones normales

- 3.1 Cerrar los seccionadores **89 - 171** y **89 – 173**
- 3.2 Cerrar interruptor **52 – 172**
- 3.3 Girar manija **43T – 172** a posición **NORMAL**
- 3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)
- 3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 3.6 Abrir el seccionador **89-175**

2.2.8 AUTOTRANSFORMADOR ATU 138KV

1. Condiciones Iniciales

- 1.1 Interruptor **52 – 1U2** cerrado
- 1.2 Seccionadores **89 – 1U1** y **89 – 1U3** cerrados
- 1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta
- 1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto

1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación Requerida

2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**

2.2 Cerrar seccionador **89-1U5**

2.3 Girar manija **43 – 1U2** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla)

2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de “sincronizar”

2.5 Chequear sincronoscopio

2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).

2.7 Abrir el interruptor **52 – 1U2**

2.8 Abrir los seccionadores **89 – 1U1** y **89 – 1U3**

2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a Condiciones normales

3.1 Cerrar los seccionadores **89 – 1U1** y **89 – 1U3**

3.2 Cerrar interruptor **52 – 1U2**

3.3 Girar manija **43 – 1U2** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)

3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)

3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**

3.6 Abrir el seccionador **89-1U5**

2.2.9 AUTOTRANSFORMADOR ATT 138KV

1. Condiciones Iniciales

1.1 Interruptor **52 – 1T2** cerrado

1.2 Seccionadores **89 – 1T1** y **89 – 1T3** cerrados

1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta

1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto

1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación requerida

2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**

2.2 Cerrar seccionador **89-1T5**

2.3 Girar manija **43 – 1T2** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla)

2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de “sincronizar”

2.5 Chequear sincronoscopio

2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).

2.7 Abrir el interruptor **52 – 1T2**

2.8 Abrir los seccionadores **89 – 1T1** y **89 – 1T3**

2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

3. Retorno a condiciones normales

3.1 Cerrar los seccionadores **89 – 1U1** y **89 – 1U3**

3.2 Cerrar interruptor **52 – 1U2**

3.2 Girar manija **43 – 1U2** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)

3.3 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)

3.4 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**

3.5 Abrir el seccionador **89-1U5**

2.2.10 AUTOTRANSFORMADOR ATR 138KV

1. Condiciones Iniciales

1.1 Interruptor **52 – 1R2** cerrado

1.2 Seccionadores **89 – 1R1** y **89 – 1R3** cerrados

- 1.3 Cuchilla de tierra **89 - 1Ø8** abierta
- 1.4 Interruptor **52 - 1Ø2** abierto
- 1.5 Seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3** abiertos

2. Operación Requerida

- 2.1 Cerrar seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 2.2 Cerrar seccionador **89-1R5**
- 2.3 Girar manija **43 – 1R2** a posición **BY-PASS** (se activa la luz azul y se apaga la luz amarilla)
- 2.4 Habilitar el circuito de sincronización girando la perilla **43/SS -1Ø2** a posición de **“sincronizar”**
- 2.5 Chequear sincronoscopio
- 2.6 Cerrar el interruptor **52-1Ø2** (Se enciende la luz amarilla en el panel dúplex, la cual da intermitencia de **BY-PASS** incompleto).
- 2.7 Abrir el interruptor **52 – 1R2**
- 2.8 Abrir los seccionadores **89 – 1R1** y **89 – 1R3**
- 2.9 Retornar la llave de sincronización a posición **NORMAL**

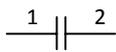
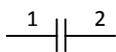
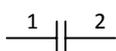
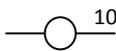
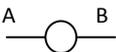
3. Retorno a Condiciones normales

- 3.1 Cerrar los seccionadores **89 – 1R1** y **89 – 1R3**
- 3.2 Cerrar interruptor **52 – 1R2**
- 3.3 Girar manija **43 – 1R2** a posición **NORMAL** (se activa la luz amarilla de intermitencia de **BY-PASS** y se apaga la luz azul en el panel dúplex)
- 3.4 Abrir el interruptor **52-1Ø2** (se apaga la luz amarilla)
- 3.5 Abrir los seccionadores **89 - 1Ø1** y **89 - 1Ø3**
- 3.6 Abrir el seccionador **89-1R5**

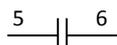
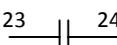
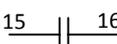
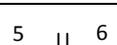
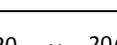
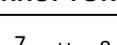
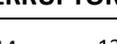
2.3 COMPONENTES UTILIZADOS EN EL SISTEMA ACTUAL DE PROTECCIÓN

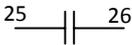
DIFERENCIAL DE BARRAS

2.3.1 COMPONENTES DEL ESQUEMA DEL DIFERENCIAL DE BARRAS

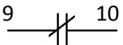
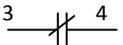
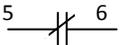
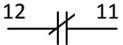
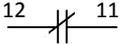
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	MARCA	TIPO
$\frac{87B - 1}{A}$		Relé monofásico de diferencial de barras de alta impedancia	GEC	FAC-14AF111A6
$\frac{87B - 1}{B}$		Relé monofásico de diferencial de barras de alta impedancia		
$\frac{87B - 1}{C}$		Relé monofásico de diferencial de barras de alta impedancia		
86B-1		Bobina de operación del relé de disparo de los interruptores conectados a la barra	GEC	VAJY-Y12SF2261BA
86B-X1/1		Bobina de operación del relé de bloqueo al cierre de los interruptores conectados a la barra – Sección 1	GEC	(VAJY12)
86B-X1/2 (VAJY12)		Bobina de operación del relé de bloqueo al cierre de los interruptores conectados a la barra – Sección 2	GEC	(VAJY12)

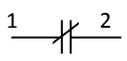
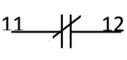
**CONTACTOS DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES DE LAS POSICIONES DE
LINEA DE TRANSMISIÓN Y DE AUTOTRANSFORMADORES**

DISPARO INTERRUPTOR SANTA ELENA – 52-112		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR ELECTROQUIL – 52-122		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR TRANSFERENCIA – 52-1Ø2		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR SALITRAL 2 – 52-132		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR SALITRAL 1 – 52-142		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR CEDEGE – 52-172		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR POLICENTRO 2 – 52-162		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR POLICENTRO 1 – 52-152		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR AUTOTRAFO ATU – 52-1U2		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1
DISPARO INTERRUPTOR AUTOTRAFO ATT – 52-1T2		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1

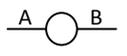
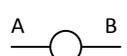
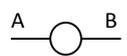
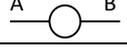
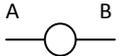
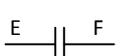
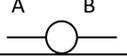
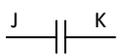
DISPARO INTERRUPTOR AUTOTRAFO ATR – 52-1R2		
86B-1		Contacto del relé de disparo 86B-1

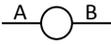
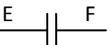
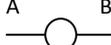
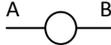
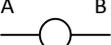
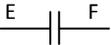
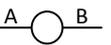
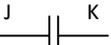
BLOQUEO AL CIERRE DE LOS INTERRUPTORES DE LAS POSICIONES DE LINEA Y DE AUTOTRANSFORMADORES

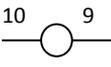
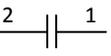
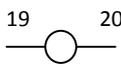
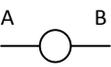
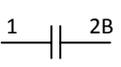
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR SANTA ELENA – 52-112		
86BX1-1		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-1
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR ELECTROQUIL – 52-122		
86BX1-1		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-1
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR SALITRAL 2 – 52-132		
86BX1-1		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-1
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR SALITRAL 1 – 52-142		
86BX1-1		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-1
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR ATU – 52-1U2		
86BX1-1		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-1
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR POLICENTRO 2 – 52-152		
86BX1-2		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-2
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR POLICENTRO 1– 52-162		
86BX1-2		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-2
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR CEDEGE – 52-172		
86BX1-2		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-1
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR ATT – 52-1T2		
86BX1-2		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-2

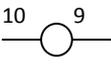
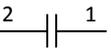
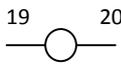
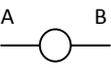
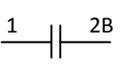
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR ATR – 52-1R2		
86BX1-2		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-2
BLOQUEO AL CIERRE INTERRUPTOR TRANSFERENCIA– 52-1Ø2		
86BX1-2		Contacto del relé de bloqueo al cierre 86BX1-2

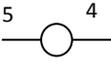
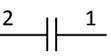
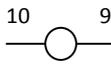
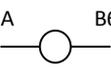
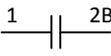
2.3.2 COMPONENTES DEL ESQUEMA DEL 50BF (BREAKER FAILURE O FALLA INTERRUPTOR)

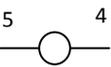
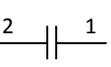
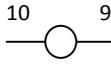
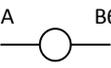
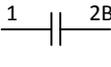
DISPARO INTERRUPTOR SANTA ELENA – 52-112				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
152TX1		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 50BF-112	# 3	D1-A 125Vcd 20A
152TX1		Contacto del relé auxiliar para energizar el 50BF-112		
50BF – 112 <i>A</i>		Relé monofásico 50BF		
50BF – 112 <i>B</i>		Relé monofásico 50BF		
50BF – 112 <i>C</i>		Relé monofásico 50BF		
62BF-112		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 62-112		
62BF – 112 <i>TPC</i>		Contacto del relé auxiliar temporizado al cierre para energizar el 62-112		
62-112		Bobina del relé auxiliar para energizar el 86B-1	#11	
62-112		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

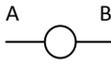
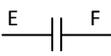
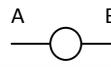
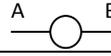
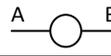
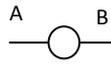
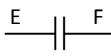
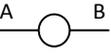
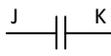
DISPARO INTERRUPTOR ELECTROQUIL – 52-122				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
152TX1		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 50BF-122	# 7	D1-A 125Vcd 20A
152TX1		Contacto del relé auxiliar para energizar el 50BF-122		
<u>50BF – 122</u> A		Relé monofásico 50BF		
<u>50BF – 122</u> B		Relé monofásico 50BF		
<u>50BF – 122</u> C		Relé monofásico 50BF		
62BF/122		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 62-122	# 7	
<u>62BF – 122</u> TPC		Contacto del relé auxiliar temporizado al cierre para energizar el 62-122		
62-122		Bobina del relé auxiliar para energizar el 86B-1	#11	D1-A 125Vcd 20A
62-122		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

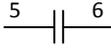
DISPARO INTERRUPTOR SALITRAL 2 – 52-132				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
94N132		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 50BF-132	# 9	D1-A 125Vcd 20A
94N132		Contacto del relé auxiliar para energizar el 50BF-132		
50BF-132 (CTIG39)		Bobina de operación de falla de breaker 50BF		
62BF/1Ø2		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 86B-1	# 11	
62BF/1Ø2		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

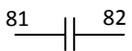
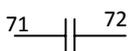
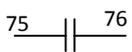
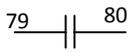
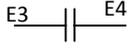
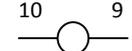
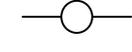
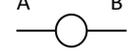
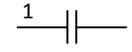
DISPARO INTERRUPTOR SALITRAL 1 – 52-142				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
94N142		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 50BF-142	# 15	D1-A 125Vcd 20A
94N142		Contacto del relé auxiliar para energizar el 50BF-142		
50BF-142 (CTIG39)		Bobina de operación de falla de breaker 50BF		
62BF/1Ø2		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 86B-1	# 11	
62BF/1Ø2		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

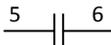
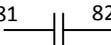
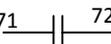
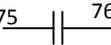
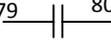
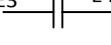
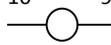
DISPARO INTERRUPTOR POLICENTRO 2 – 52-152				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
94N152		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 50BF-152	# 5	D1-A 125Vcd 20A
94N152		Contacto del relé auxiliar para energizar el 50BF-152		
50BF-152 (CTIG39)		Bobina de operación de falla de breaker 50BF		
62BF/1Ø2		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 86B-1	# 11	
62BF/1Ø2		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

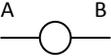
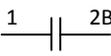
DISPARO INTERRUPTOR POLICENTRO 1 – 52-162				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
94N162		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 50BF-112	# 8	D1-A 125Vcd 20A
94N162		Contacto del relé auxiliar para energizar el 50BF-112		
50BF-162 (CTIG39)		Bobina de operación de falla de breaker 50BF		
62BF/1Ø2		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 86B-1	# 11	
62BF/1Ø2		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

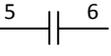
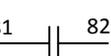
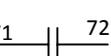
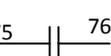
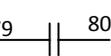
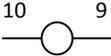
DISPARO INTERRUPTOR CEDEGE – 52-172				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
152TX1		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 50BF-112	# 5	D1-B 125Vcd 20A
152TX1		Contacto del relé auxiliar para energizar el 50BF-112		
<u>50BF – 172</u> A		Relé monofásico 50BF		
<u>50BF – 172</u> B		Relé monofásico 50BF		
<u>50BF – 172</u> C		Relé monofásico 50BF		
62BF-172		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 62-172	# 5	D1-B 125Vcd 20A
<u>62BF – 172</u> TPC		Contacto del relé auxiliar temporizado al cierre para energizar el 62-172		
62-172		Bobina del relé auxiliar para energizar el 86B-1	#11	D1-B 125Vcd 20A
62-172		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

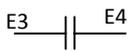
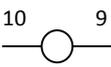
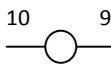
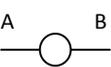
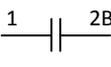
DISPARO INTERRUPTOR ATT 138kV – 52-1T2				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
96T1		Contacto de operación de la protección mecánica Buchholz		

96P1		Contacto de operación de la protección mecánica de alivio de presión	# 5	D4 125Vcd 20A
26WH		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados ALTA		
26WX		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados MEDIA		
26WY		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados BAJA		
51 A/B/C/N (CDG13)		Relé de sobrecorriente del autotransformador	# 5	D4 125Vcd 20A
87T (GE MTP)		Relé del diferencial de corrientes del autotransformador		
86ATT (VAJY11)		Relé de disparo y bloqueo del autotransformador		
50BF-1T2 (CTIG39)		Bobina de operación de falla de breaker 50BF		
62BF/1Ø2		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 86B-1	# 11	D1-A 125Vcd 20A
62BF/1Ø2		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

DISPARO INTERRUPTOR ATU 138kV – 52-1T2				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
96T1		Contacto de operación de la protección mecánica Buchholz	# 13	D4 125Vcd 20A
96P1		Contacto de operación de la protección mecánica de alivio de presión		
26WH		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados ALTA		
26WX		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados MEDIA		
26WY		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados BAJA		
51 A/B/C/N (CDG13)		Relé de sobrecorriente del autotransformador		
87T (GE MTP)		Relé del diferencial de corrientes del autotransformador		
86ATU (VAJY11)		Relé de disparo y bloqueo del autotransformador		
50BF-1U2 (CTIG39)		Bobina de operación de falla de breaker 50BF		

62BF/1Ø2		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 86B-1	# 11	D1-A 125Vcd 20A
62BF/1Ø2		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

DISPARO INTERRUPTOR ATR 138kV – 52-1T2				
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN	CIRCUITO	PANEL
96T1		Contacto de operación de la protección mecánica Buchholz	# 13	D4 125Vcd 20A
96P1		Contacto de operación de la protección mecánica de alivio de presión		
26WH		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados ALTA		
26WX		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados MEDIA		
26WY		Contacto de operación de la protección mecánica de la temperatura de devanados BAJA		
51 A/B/C/N (CDG13)		Relé de sobrecorriente del autotransformador		

87T (GE MTP)		Relé del diferencial de corrientes del autotransformador		
86ATR (VAJY11)		Relé de disparo y bloqueo del autotransformador		
50BF-1R2 (CTIG39)		Bobina de operación de falla de breaker 50BF		
62BF/1Ø2		Bobina de operación del relé auxiliar para energizar el 86B-1	# 11	D1-A 125Vcd 20A
62BF/1Ø2		Contacto del relé auxiliar para energizar el 86B-1		

2.3.3 ALIMENTACIÓN DE LOS KTC'S A LAS POSICIONES DE 138 kV

POSICIÓN	RELACIÓN DE TC'S	CABLE	RELÉS QUE ALIMENTA
SANTA ELENA	2000/5A Ajustado: 1200/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	-21P-112 -21NP-112 -50BF-112
ELECTROQUIL	2000/5A Ajustado: 1200/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	-21P-122 -21NP-122 -50BF-122
SALITRAL 2	2000/5A Ajustado: 800/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	-50BF-132 -Relé de distancia fase y tierra -Relé de réplica de la impedancia del neutro

SALITRAL 1	2000/5A Ajustado: 800/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	-50BF-142 -Relé de distancia fase y tierra -Relé de réplica de la impedancia del neutro
POLICENTRO 2	2000/5A Ajustado: 1200/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	-21Z1 -21Z2 -21NZ1 -21NZ2 -50BF-152
POLICENTRO 1	2000/5A Ajustado: 1200/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	-21Z1 -21Z2 -21NZ1 -21NZ2 -50BF-162
CEDEGE	2000/5A Ajustado: 1200/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	-21-112 -21N-112 -50BF-162
ATT	2000/5A Ajustado: 2000/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	50BF-1T2 FASE A FASE B FASE C FALLA A TIERRA
ATU	2000/5A Ajustado: 2000/5A Clase 800	Cable concéntrico 4/8	50BF-1U2 FASE A FASE B FASE C FALLA A TIERRA

2.3.4 MANIJAS QUE INTERVIENEN EN LA MANIOBRA DE TRANSFERENCIA DE POSICIONES EN 138 kV

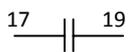
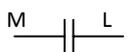
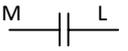
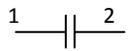
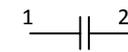
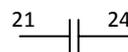
POSICION	MANIJA BY-PASS	MANIJA - SINCRONIZACION
SANTA ELENA	43-112	43/SS-1Ø2
ELECTROQUIL	43-122	
SALITRAL 2	43-132	
SALITRAL 1	43-142	
POLICENTRO 2	43-152	
POLICENTRO 1	43-162	
CEDEGE	43-172	
ATU	43-1U2	
ATT	43-1T2	
ATR	43-1R2	

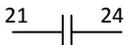
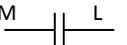
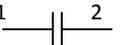
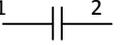
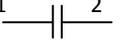
2.4 ALARMAS Y SUPERVISIÓN REMOTA DE LA ACTUAL PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

2.4.1 ALARMAS

Los contactos que energizan las alarmas para las fallas por diferencial de barras o por el esquema del 50BF son los siguientes:

Todas las señales se energizan por el circuito 29 a 125Vcc en el panel D1-B.

DIFERENCIAL DE BARRAS		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
86B-1		Contacto de la bobina 86B-1 energizada por el 87B
ESQUEMA DEL 50BF		
SANTA ELENA		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
62-112X		Contacto de la bobina 62-112X energizada por el 62BF-112
ELECTROQUIL		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
62-122X		Contacto de la bobina 62-122X energizada por el 62BF-122
SALITRAL 2		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
50BF-132		Contacto de la bobina 50BF-132 energizada por el 94N-132
SALITRAL 1		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
50BF-142		Contacto de la bobina 50BF-132 energizada por el 94N-142
POLICENTRO 2		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
62BFX-152		Contacto de la bobina 62BFX-152 energizada por el 62BF-152

POLICENTRO 1		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
62BFX-162		Contacto de la bobina 62BFX-162 energizada por el 62BF-162
CEDEGE		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
62-172X		Contacto de la bobina 62-172X energizada por el 62BF-172
ATU 138 kV		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
50BF-1U2		Contacto de la bobina 50BF-1U2 energizada por el 86ATU o falla en 52-1U2
ATT 138 kV		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
50BF-1T2		Contacto de la bobina 50BF-1T2 energizada por el 86ATT o falla en 52-1T2
ATR138 kV		
ELEMENTOS	ESQUEMA	DESCRIPCIÓN
50BF-1R2		Contacto de la bobina 50BF-1R2 energizada por el 86ATR o falla en 52-1R2

2.4.2 SUPERVISIÓN REMOTA

La supervisión remota es realizada por el Centro de Operaciones de Transelectric (COT), la señal es enviada a través de PLC (power line carrier), la cual corresponde a señales de alta frecuencia utilizando la misma línea de

transmisión como medio para las telecomunicaciones. Para ello, los Equipos transmisores/receptores de onda portadora son acoplados a la línea de transmisión a través de un capacitor (que usualmente es el mismo del divisor capacitivo de voltaje) y se filtra a la entrada de las señales a la subestación mediante una trampa de onda. Se debe mencionar que las cuchillas de puesta a tierra de la línea están ubicadas fuera del enlace de telecomunicaciones por lo que la puesta a tierra de la línea no le afecta a la transmisión de la alta frecuencia.

Este sistema tiene el inconveniente de estar expuesto a la interferencia de la línea de transmisión. En la operación permanente el ruido del efecto corona causa interferencia; pero, durante las fallas puede ser más crítica la transmisión, ya que la propia falla puede ser causa de una gran atenuación de la señal. Por esta razón no se utiliza acoplamientos sencillos (fase-tierra) sino que se prefiere acoplamientos redundantes (fase-fase o mejor terna-terna).

El sistema de fibra óptica utiliza una fina fibra de vidrio (óxido de silicio y germanio), la cual tiene una baja atenuación a las ondas de luz que pueden viajar en su interior, debido a su alto índice de refracción y está rodeado de un material similar con un índice de refracción menor. De esta manera el cable de fibra óptica actúa como una guía de onda de la luz introducida por un láser, o por un diodo emisor de luz (LED).

El cable de fibra óptica fue reemplazado en la posición del cable de guarda de la línea de transmisión, ya que por tratarse de la transmisión de luz es totalmente inmune a las interferencias electromagnéticas de la línea. Además, los Relés normalmente están preparados para un acoplamiento directo a la fibra óptica. Por estas razones, este medio resulta de muy fácil aplicación e integración a la protección de las líneas de transmisión.

Desde el año 2006 Transelectric comenzó con el tendido de la fibra óptica por todas las líneas y subestaciones del país, cerrando el anillo eléctrico del Ecuador. El COT desde su sala de control que se encuentra ubicada en la ciudad de Quito, puede controlar la operación dando pulsos para la apertura y cierre de los disyuntores; supervisando el estado de los equipos (interruptores y seccionadores) y el accionamiento de las alarmas existentes en la subestación.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

Un sistema de protección diferencial de barras debe tener varias características de comportamiento para que pueda asegurar el cumplimiento de sus funciones.

Las principales son:

2.5.1 SENSIBILIDAD

Es la capacidad de detectar una falla por muy pequeña o incipiente que sea. La mayor sensibilidad viene a ser la capacidad para diferenciar una situación de falla con una situación de no existencia de falla.

En el relé 87 diferencial de barras de alta impedancia censa la falla en cada una de las 3 fases de la barra, las cuales pueden ser fallas no controlables, debido a fenómenos naturales; o por fallas controlables debido a fallas de equipo de protección, humanas, acción de terceros o no identificadas.

2.5.2 SELECTIVIDAD

Es la capacidad de detectar una falla dentro de la zona de protección. La mayor selectividad viene a ser la capacidad de descartar una falla cercana a la zona de protección.

Existe la detección del esquema del 50BF al producirse una falla de interruptor o al no haber actuado las protecciones pertinentes, las cuales siguen el esquema del diferencial de barras.

2.5.3 VELOCIDAD

Es la capacidad de respuesta con el mínimo tiempo. La necesidad de tener una rápida respuesta está relacionada con la minimización de los daños por causa de la falla.

2.5.4 FIABILIDAD

Es la capacidad de actuar correctamente cuando sea necesario, aún cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias que puedan perjudicar la capacidad de detección de la falla.

2.5.5 SEGURIDAD

Es la capacidad de no actuar cuando no es necesario, aún cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias, las cuales puedan ocasionar errores en la discriminación de la falla dentro de la zona de protección.

2.5.6 CAPACIDAD DE REGISTRO

Es la capacidad de almacenar información relativa a la falla con la finalidad de proporcionar datos de las fallas.

El registro actual de las fallas en la Subestación se los lleva a través de dos métodos, el primero es la anotación a través de una bitácora del operador que se encuentre en la Subestación y la segunda, la cual está sin funcionar hace años es el RAF (Registro Automático de Fallas) el cual tomaba las señales a través de los siguientes contactos auxiliares:

- SANTA ELENA - 152TXP
- ELECTROQUIL - 152TXP
- SALITRAL 2 - 94N132
- SALITRAL 1 - 94N142
- POLICENTRO 2 - 94N152
- POLICENTRO 1 - 94N162
- CEDEGE - 94N172

2.6 CRITERIOS DE AJUSTES

2.6.1 CRITERIOS GENERALES DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

La coordinación de las protecciones consiste en definir las divisiones 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 la(s) protección(es) principal(es) y la protección de falla de interruptor, así como con la protección de respaldo.

2.6.1.1 PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIÓN DE RESPALDO

Para determinar la coordinación con la protección de respaldo se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 18 que se detalla a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{S2}).
3. Si la falla no se extingue, la protección de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M) después del cual se envía un orden de apertura al interruptor.

4. La falla será extinguida por la protección de respaldo después del tiempo de apertura del interruptor (t_{52})

De acuerdo a lo expuesto, el tiempo de ajuste de la protección de respaldo (t_{PR}) vendrá dado por la siguiente expresión

$$t_{PR} = t_R + t_{52} + t_r + t_M$$

Los valores usuales para los tiempos antes mencionados están indicados en la tabla 1.

Tabla 1 - Tiempos para coordinación de los relés				
Relés		Tiempo del relé t_R	Reposición del relé t_r	Margen de operación t_M
Electro	Ciclos	4	8	8
mecánicos	Milisegundos	67	133	133

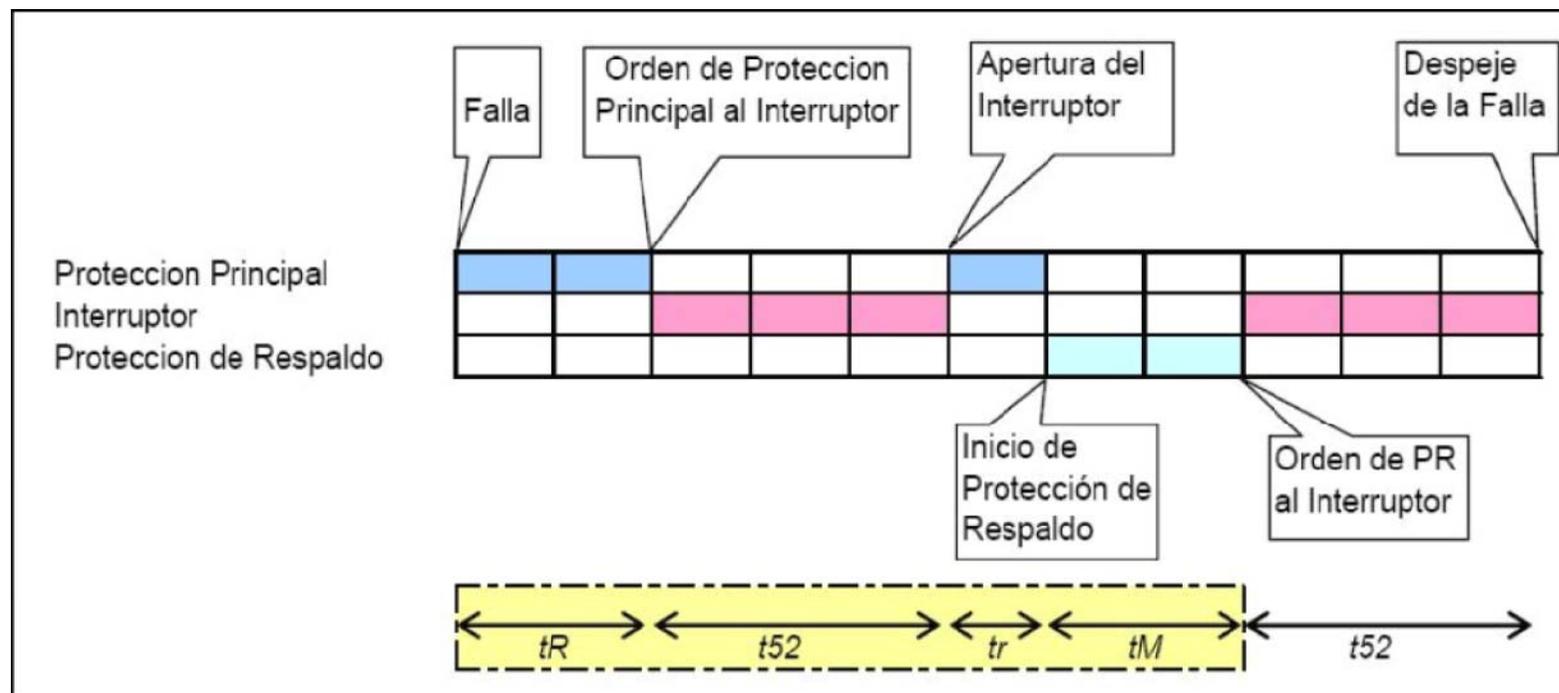


Fig. 18 Coordinación protección Principal y de respaldo

2.6.1.2 PROTECCIONES PRINCIPALES Y PROTECCIÓN FALLA DE INTERRUPTOR

La protección de falla de interruptor debe ser coordinada para una actuación con anticipación a las protecciones de respaldo.

Para determinar la coordinación con la protección de falla de interruptor se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 19 que se detalla a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{s2}).
3. Si la falla no se extingue, la protección de falla de interruptor debe actuar en su primera etapa para efectuar una reiteración del disparo a ambas bobinas del interruptor, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M) y el tiempo del relé auxiliar (t_x) que envía la reiteración de apertura al interruptor.
4. Si la falla no es extinguida en esta primera etapa de la protección de falla de interruptor, se inicia la segunda etapa para efectuar la apertura de todos los interruptores vecinos que deben despejar la falla. Nuevamente es necesario considerar un margen que incluya la reposición de la protección (t_r) un tiempo adicional (t_M) y el tiempo de los relés auxiliares de disparo (t_x).

5. La falla será extinguida por la protección de falla de interruptor después del tiempo de la apertura de los interruptores no fallados (t_{52}).

De acuerdo a lo expuesto, los tiempos de ajuste de la protección de falla de interruptor en cada etapa (t_{BF1}) y (t_{BF2}) son:

$$T_{BF1} = t_R + t_{52} + t_r + t_M + t_{X1}$$

$$t_{BF2} = t_{BF1} + t_{52} + t_r + t_M + t_{X2}$$

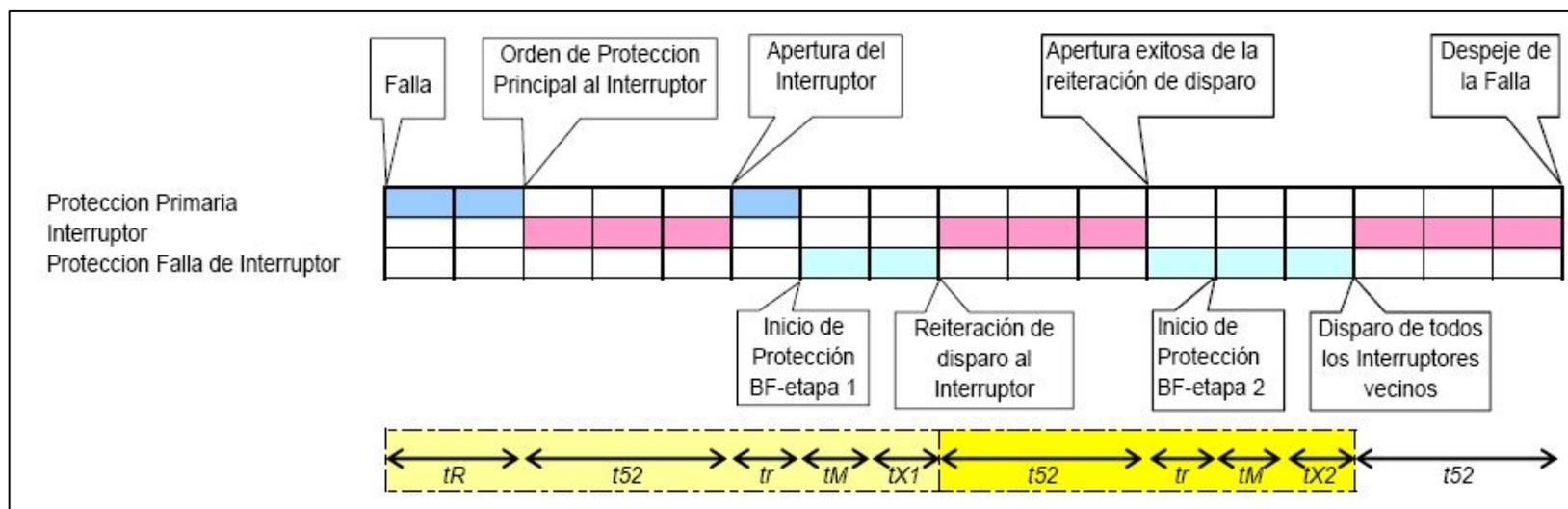


Fig. 19 Coordinación protección principal y protección falla interruptor

2.6.2 TIEMPO DE OPERACIÓN DE LOS INTERRUPTORES

Los tiempos de operación de los interruptores dependen de su tecnología. Los interruptores antiguos en aceite tenían tiempos de 5 y hasta 8 ciclos; sin embargo, los modernos equipos tienen los tiempos que se indican en la tabla siguiente:

Tabla 2. Tiempos de operación de los interruptores		
Nivel de Tensión	Tensiones	Tiempos de Interrupción
Alta Tensión	245 kV - 145 Kv	3 ciclos = 50 ms

En función de los tiempos indicados, se puede establecer el escalonamiento de tiempos que se indica en las tablas 3 y 4

TABLA 3						
Escalonamiento de tiempos para la coordinación de la protección (ciclos)						
RELE	Interruptor ciclos	Protección Principal	Protección de Respaldo sin BF	Protección Falla de Interruptor		Protección de Respaldo con BF
				BF1	BF2	
ELECTRO MECANICO	3	7	15	15	15	26

TABLA 4 Escalonamiento de tiempos para la coordinación de la protección (milisegundos)						
RELE	Interruptor (ms)	Protección Principal	Protección de Respaldo sin BF	Protección Falla de Interruptor		Protección de Respaldo con BF
				BF1	BF2	
ELECTRO MECANICO	50	117	250	250	250	433

2.6.3 AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

2.6.3.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

El ajuste de la protección diferencial de barras debe ser como sigue:

Corriente diferencial

- a) Menor que la mínima corriente de cortocircuito.
- b) Mayor que la máxima corriente de carga de cualquiera de los circuitos conectados a la barra.

Estabilidad

La máxima corriente de falla externa en cualquiera de los circuitos no debe provocar la operación del relé, aun en la condición de saturación de los transformadores de corriente.

2.6.3.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL ACOPLADOR DE BARRAS

La protección de sobrecorriente del acoplador debe provocar la apertura del acoplamiento antes de la operación de las protecciones de respaldo remoto, tales como las segundas zonas de la protección de distancia.

El ajuste de la protección de sobrecorriente del acoplador debe ser efectuado con una característica de tiempo definido de acuerdo a lo siguiente:

Corriente de arranque: Para detectar las fallas hasta en el 50% de los circuitos conectados a la barra

Ajuste de tiempo: 30 ms

2.6.3.3 PROTECCIÓN DE FALLA DE INTERRUPTOR

Configuraciones de barra simple y doble barra

La protección de falla de interruptor debe operar con dos temporizaciones que son:

1. Para la reiteración del disparo al propio interruptor 50 ms
2. Para la apertura de los demás interruptores conectados a la barra donde está conectado el interruptor fallado 250ms

El esquema del disparo es similar al empleado por las protecciones de barra; por tal motivo, en la práctica se utiliza esta protección asociada a la protección de barras.

La protección falla de interruptor debe dar orden de apertura a todos los interruptores en la vecindad del interruptor fallado, de manera de eliminar la

falla. En consecuencia, si un interruptor fallado está asociado a un transformador, se debe dar orden de apertura al interruptor del otro extremo del transformador con la finalidad de eliminar la posible alimentación a la falla a través del transformador. En caso se tenga un interruptor al otro extremo de una línea de transmisión, no es necesario enviar orden de apertura, ya que la actuación de la protección del extremo remoto efectúa esta función, tal es el caso de la protección de la línea, en primera zona o en segunda zona.

2.7 INTERFAZ HOMBRE/MÁQUINA

En el sistema actual la operación de la Subestación Pascuales está a cargo de 8 tecnólogos en cuatro turnos rotativos diferentes, 2 tecnólogos por cada turno, los cuales están bajo la supervisión de un Ingeniero de planta de Transelectric. Los operadores no tienen una interfaz directa hombre/máquina con una computadora, debido a que el sistema actual es a base de switcheos de apertura y cierre de seccionadores, interruptores, reactores, energización y desenergización de los autotransformadores; se llevan los datos a través de una bitácora en un cuadro de Excel, en donde anotan los datos de voltaje, corriente y potencia de cada una de las posiciones de la subestación, así también el detalle de las alarmas que han sido operadas.



Fig. 20 Sala de control S/E Pascuales

3.1 DESCRIPCIÓN DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDA DEL PATIO DE 138kV

Transelectric a través del área de estudios de Ingeniería en el año 2006, encontró la necesidad de modernizar el funcionamiento y la filosofía del sistema de automatización y protección para las Subestaciones “Milagro”, “Shoray”, “Pascuales”, “Salitral” y “Sinincay” a través del proyecto ST5.

El sistema de automatización fue elaborado por SIEMENS, basado en el sistema SICAM PAS para el Nivel 2(Comunicaciones) y el sistema SIPROTEC 4 para el Nivel 1, conformando un sistema modular y abierto, cumpliendo tareas específicas de control y protección de sistemas de potencia.

El sistema cumple con las tareas de:

- Adquisición y distribución de la información en tiempo real
- Señalización local (Nivel 1 y Nivel 2) y remota (Nivel 3)
- Supervisión
- Automatización
- Control local y remoto
- Control con enclavamientos
- Control bajo secuencias de mando
- Conexión centralizada mediante protocolos estándar (configuración Maestro/Esclavo) con equipos de protección, controladores de campo y estaciones esclavas
- Conexión descentralizada mediante protocolos estándar (cliente/servidor) con equipos de protección y controladores de campo
- Registro y archivo de la información del proceso

- Integración a otros sistemas mediante la plataforma OPC (Sistema abierto)

Por el diseño modular, el sistema de automatización es escalable y expandible en la medida que se puede implementar en un rango amplio de tipos y tamaños de subestaciones con diferentes aplicaciones y requerimientos.

Por el diseño abierto, el sistema es flexible y migrable, utilizando estándares industriales aptos para el manejo de la información, permitiendo soluciones específicas para cada proyecto, permitiendo la utilización de sistemas de otros proyectos.

En el proyecto de modernización de la Subestación Pascuales, se construyó tres casetas para los diferentes niveles de voltaje que posee la subestación, en su interior se encuentran celdas que contienen los IED'S pertinentes de cada una de las posiciones de línea o de autotransformadores de cada nivel de voltaje, así como también las celdas de servicios auxiliares.

3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SICAM PAS

El sistema de automatización está conformado por un software denominado SICAM PAS "Full Server" que contiene la base datos relacionada en tiempo real y realiza las funciones de interfaz de datos (Gateway de datos y comunicaciones).

Para ampliar la capacidad de puntos de interfaz del sistema, se requiere distribuir en varios equipos el proceso de interfaz de datos, el SICAM PAS posee

un componente denominado procesador de interfaz de equipos o SICAM PAS “DIP’S”. EL SICAM PAS utiliza una sola base de datos relacional en la cual está incluida en el SICAM PAS “Full Server”, en cambio los SICAM PAS “DIP’S” no poseen bases de datos.

Al computador en que se instala el software del sistema SICAM PAS “Full Server” o “DIP” se le denomina SICAM SU o Station Unit.

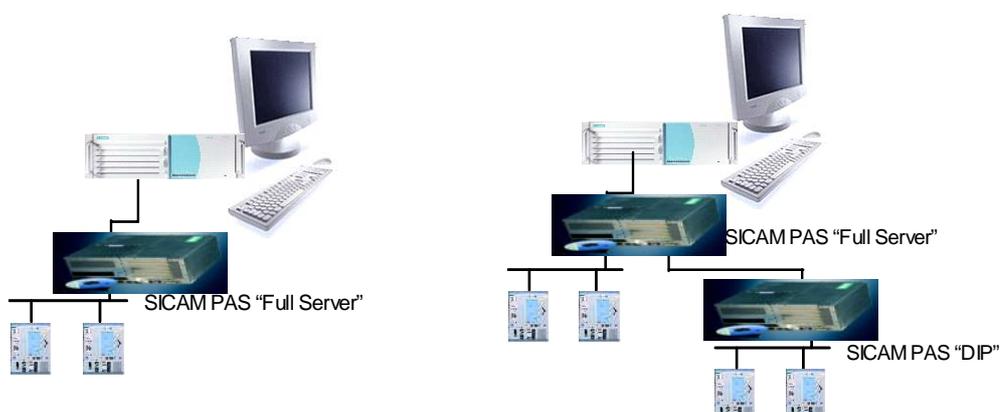


Fig. 21 SICAM PAS “FULL SERVER” – SICAM PAS “DIP”

Los módulos del paquete básico del sistema SICAM PAS son:

COMPONENTE	CONTENIDO EN
Sistema de distribución de datos en tiempo real DSI	Full Server
Base de datos Sybase SQL	Full Server
SICAM PAS UI – Operation	Full Server y DIP
SCADA – Value – Viewer	Full Server y DIP
OPC Server	Full Server y DIP
Feature Enabler	Full Server y DIP

3.1.2 DESCRIPCIÓN DEL SICAM PAS CC

El sistema SICAM PAS CC está relacionado con la interfaz de usuario IU de Nivel 2 y sus módulos, los cuales se ejecutan sobre la plataforma SIMATIC WinCC, ofreciendo paquetes estándares para la representación gráfica, registro y almacenamiento de datos.

Los módulos estándares de sistema SICAM PASS CC son:

- SICAM PAS Wizard
- SICAM PAS librería de Símbolos
- Industrial X-Controls
- SICAM PASS CC lista de Eventos y Alarmas

3.1.3 DESCRIPCIÓN DE SIPROTEC 4

Los equipos SIPROTEC 4 son especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía, elaborados con tecnología de punta, pertenecientes a la serie de equipos numéricos innovadores de SIEMENS.

Su procesamiento de señales es totalmente numérico, ofreciendo alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios.

Trabajan a través de técnicas internas de filtrado digital y estabilización dinámica de los valores medidos, asegurando un alto grado de seguridad en la

determinación de las respuestas de protección. Los errores de los equipos son reconocidos e indicados debido a las rutinas de autosupervisión.

Las funciones de protección y control son seleccionadas de forma separada o de forma integrada de acuerdo a las filosofía de protección y control de la Subestación.

Las opciones de los equipos SIPROTEC 4 son:

- Funciones de protección y control en equipos independientes
- Equipos de protección que proveen la capacidad de controlar el interruptor de un campo, por medio de una interfaz gráfica.
- Equipos de protección y control de varios equipos de maniobra por campos integrados.

Los equipos SIPROTEC son iguales en sus características generales como:

- Uniformidad en el diseño
- Uniformidad en la estructura de hardware
- Mismo software
- Uniformidad en el método de conexionado

Se diferencian dependiendo de las aplicaciones de acuerdo al:

- Principio de protección (Distancia, Diferencial, Sobrecorriente, etc)
- Elemento a proteger (Línea, Transformador, Generador, Motor)
- Tipo de Montaje
- Bloques de funciones estándar para tareas individuales tales como recierre automático, comparación de señales, localizador de falla, registrador de fallas, etc.

Dependiendo de las funciones y del número de salidas y entradas requeridas, los equipos de control y protección se suministran en cajas con anchos de 1/6, 1/3, 1/2 y 1/1 del sistema de 19" pulgadas, con despliegue de cristal líquido de cuatro líneas, cuatro teclas funcionales frontales, programable libremente, 7 ó 14 LED's programables libremente, 2 LED's indicando el estado del equipo, y selectores de dos posiciones con llave para el manejo del funcionamiento interno del equipo.

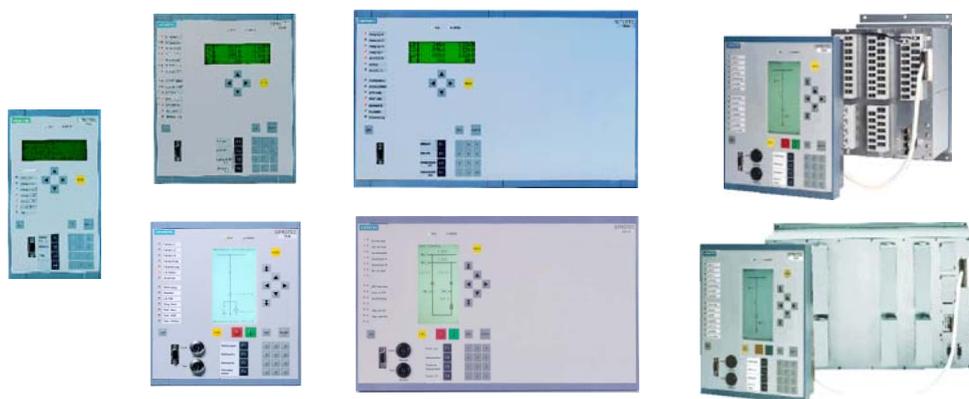


Fig. 22 Equipos SIPROTEC

Los equipos poseen una interfaz frontal para acceder mediante un computador con el software DIGSI 4.6 y realizar una parametrización local; y una interfaz posterior para la conexión a un sistema de sincronización de tiempo. Cuentan con una o varias interfaces de servicio y una interfaz de sistema independientes entre sí.

Las interfaces de servicio interconectan los equipos con sistema de gestión de protecciones, equipos de control, teleprotección, unidades externas para la lectura de temperatura o medidas análogas de 0-20mA.

Los interfaces de sistema sirven para interconectar los equipos a un sistema de control y supervisión mediante un protocolo definido de comunicaciones.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDA DEL PATIO DE 138kV

3.2.1 MODOS DE OPERACIÓN

La Subestación Pascuales cuenta con cuatro niveles jerárquicos de operación.

- Nivel 0: Patio
- Nivel 1: Controlador de Campo
- Nivel 2: Estación de operación IU
- Nivel 3: Centro de Control

Se establece que si un nivel jerárquico está habilitado para operación, los niveles superiores a éste se encontrarán bloqueados para ello. De esta forma, si el nivel 0 se encuentra habilitado, no se podrá operar desde los niveles 1, 2, 3; de tal forma, si se encuentra habilitado el nivel 1 no se podrá operar desde los nivel 2 y 3.

3.2.1.1 NIVEL 0 (PATIO)

Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador en el patio de la subestación, y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes; el cual es seleccionado desde los selectores LOCAL/REMOTO que se encuentran en los gabinetes de control en el patio de cada equipo (Interruptor, Seccionador, Servicios Auxiliares)

Para el cambiador de tomas se tendrá directamente mando desde los mecanismos de operación ubicados en cada una de las unidades en el patio de la subestación, donde se encuentra un selector LOCAL/REMOTO que permite seleccionar este nivel de control.

Los estados posibles de los selectores son:

- **LOCAL:** Control de los equipos en patio a través de los pulsadores ubicados en el gabinete de control de cada equipo, los cuales son independientes del sistema de control. Para la operación de interruptores desde el patio se cableó las posiciones de los seccionadores adyacentes, de forma que solo se pueda cerrar el interruptor si los seccionadores están abiertos (este nivel debe ser usado exclusivamente para mantenimiento)
- **REMOTO:** Operación de los siguientes modos:
 - Nivel 1 (Controlador de Campo)
 - Nivel 2 (Estación de operación IU)
 - Nivel 3 (Centro de Control CSM)

3.2.1.2 NIVEL 1 (CONTROLADOR DE CAMPO)

Para el mando de los equipos de maniobra esta subestación cuenta la operación desde el frontal del control de campo.

El controlador de campo posee dos selectores de llave ubicados en su panel frontal.

Selector **LOCAL/REMOTO** y selector **Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos**.

Las posiciones del Selector **LOCAL/REMOTO** son:

- **LOCAL:** Operación desde el panel frontal del controlador de campo
- **REMOTO:**
 - Operación desde el Nivel 2 (Estación de operación IU)
 - Operación desde el Nivel 3 (Centro de control)

La posición del selector **Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos** sólo tiene relevancia cuando el selector LOCAL/REMOTO se encuentra en posición LOCAL y no afecta el funcionamiento cuando el selector se encuentra en REMOTO. Las posiciones son:

- Sin Enclavamiento: el mando originado localmente se efectúa sin realizar verificación de enclavamientos. La verificación de sincronismo no es afectada por este selector y es efectuada independientemente de la posición en la cual se encuentre. En esta posición no puede ser retirada la llave.

- Con Enclavamientos: todos los mandos son liberados después de que han sido verificados los enclavamientos correspondientes.

3.2.1.3 NIVEL 2 (ESTACIÓN DE OPERACIÓN IU)

Este nivel corresponde al mando desde la estación de operario IU del sistema de automatización. En estas estaciones se programa en los despliegues del sistema un botón de opciones excluyentes entre sí para la selección del nivel de operación:

- **LOCAL:** Operación desde la estación de operación
- **REMOTO:** Operación desde el Nivel 3 (Centro de control)

3.2.1.4 NIVEL 3 (CENTRO DE CONTROL CENACE – COT)

Se habilita cuando el Nivel 0, Nivel 1 y la estación de Nivel 2 se encuentren en Remoto. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolo **IEC60870-5-101** configurada en la **SICAM SU**.

3.3 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL

En este numeral se describen los principios básicos de funcionamiento del sistema de automatización.

3.3.1 GENERALIDADES NIVEL 1

El sistema de control de Nivel 1 para la subestación Pascuales está conformado por controladores de campo **6MD662** y **6MD663** pertenecientes a la serie de equipos numéricos de la familia SIPROTEC 4 de SIEMENS, de tecnología de punta, especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía.

3.3.2 COMPONENTES DE HARDWARE

3.3.2.1 CONTROLADOR DE CAMPO 6MD662 Y 6MD663.

El controlador de campo **6MD662** tiene capacidad para 35 entradas binarias, 22 salidas de relé (de 1 polo), 3 entradas de corriente, 4 entradas de tensión y 2 entradas de transductor (0...20mA). El controlador de campo **6MD663** tiene capacidad para 50 entradas binarias, 32 salidas de relé, 3 entradas de corriente y 3 entradas de tensión y 2 entradas de transductor (0...20mA). Los controladores poseen interfaz gráfica de cristal líquido y teclado de operación en el panel frontal de la unidad. Se comunican con el sistema bajo un esquema cliente/servidor, donde el controlador de campo posee ambos roles.

3.3.2.2 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

- **Adquisición de datos.** A los controladores son cableados los contactos auxiliares, las bobinas de disparo y las señales de TP's y TC's que vienen de

patio, sin la necesidad de utilizar transductores de medida.

Las unidades son independientes una de otra y su operación no se afecta por cualquier falla ocurrida en el Nivel 2 o en cualquier otro campo. Los controladores de campo recogen constantemente información y llevan a cabo el pre procesamiento de los estados, alarmas y valores análogos de los equipos de patio. La información pre procesada se transmite al SICAM SU para el posterior procesamiento y transmisión al centro de control y estación de operación IU de Nivel 2.

- **Emisión de Comandos.** Los controladores permiten la salida de comandos dados por el operador del centro de control, estación de operación IU de Nivel 2 y localmente desde el teclado en el propio controlador de campo. Para que el comando se ejecute se verifican primero en el equipo los enclavamientos programados para la operación deseada. Solo si se cumplen estos enclavamientos el mando es realizado.
- **Puerto de comunicación con el sistema.** Los controladores de campo cuentan con dos puertos de comunicación **Ethernet 100BaseFX Full Dúplex** (esquema redundante) para la conexión a la red LAN de la subestación. El protocolo de comunicación utilizado por los controladores de campo para la integración al sistema de control es el **IEC61850**. Los controladores actúan como servidores en esta red en la medida que ponen a disposición su base de datos con la información procesada

adquirida y actúan como clientes en la medida en que solicitan información de otros controladores de campo o IED's. La red LAN de la subestación se utiliza adicionalmente para hacer la sincronización de tiempo y gestión centralizada de los controladores de campo e IED's SIPROTEC 4 en general.

- **Buffer de datos.** Se cuenta con un buffer local de eventos en cada controlador de campo. Este buffer es tipo FIFO, y almacena los últimos 200 eventos. Los datos adquiridos son enviados inmediatamente al sistema de control numérico SICAM PAS, en donde pueden almacenarse en mayor cantidad. El buffer puede ser consultado en cualquier momento a través del panel frontal del controlador. Allí se pueden consultar los últimos 200 eventos con una resolución de 1ms.
- **Comunicación entre controladores.** Los controladores de campo comparten información predeterminada entre un controlador y otro, por ejemplo información relevante para los enclavamientos y secuencias. La comunicación entre equipos se hace a través de la red LAN Ethernet del sistema utilizando el protocolo IEC61850, en particular utilizando el servicio de comunicación **GOOSE** mediante el cual es posible transmitir con prioridad en formato multicast la información relacionada a los enclavamientos y secuencias.

3.3.2.3 TAREAS

Las tareas generales cubren los siguientes aspectos:

- Liberación de comandos
- Adquisición de eventos con una resolución de 1 ms; por ejemplo: estados provenientes de los relés auxiliares, alarmas provenientes directamente de la subestación como presión de gas y alarmas provenientes de los relés de protección que no cuentan con interfaz serial.
- Recepción de valores análogos y de energía.
- Seguimiento a la ejecución de un comando; por ejemplo: tiempo de operación del interruptor.
- Pre-procesamiento de la información, tal como filtrado, supervisión de límites de valores análogos.
- Despliegue de valores análogos e información de estados de equipos.
- Comunicación con servidores de la red IEC61850.
- Comunicación con clientes de la red IEC61850.
- Rutinas de auto-interrogación.
- Cálculo de valores de medida derivados; por ejemplo: potencia activa y potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia.
- Enclavamientos del campo
- Capacidad de operación independiente del Nivel 2.
- Almacenamiento de los últimos 200 eventos y alarmas con estampa de tiempo.

3.3.2.4 COMPONENTES

Los controladores están provistos con:

- Entradas de CT y PT
- Entradas de transductor (0...20mA)
- Interfaz serial frontal para comunicación con el DIGSI4,
- Interfaz de sistema, conformada por dos puertos Ethernet 100BaseFX Full Duplex
- Panel frontal de operación como se muestra en la figura 23.



Fig. 23 Controladores de campo

Detalle de los relés

- 1) **Tecla MENU:** Abre el menú principal
- 2) **Display LCD** para la representación del diagrama unifilar de una celda, valores análogos, mensajes de alarma, entre otros.
- 3) **Teclas de navegación:** Sirven para navegar en los menús y sobre el mímico de control.
- 4) **Teclas de Control:** Sirven para la ejecución de comandos sobre equipos de maniobra

- 5) **Teclas Numéricas:** Usadas para entrar valores numéricos
- 6) **Teclas funcionales:** Libremente parametrizables para desempeñar diferentes funciones. Por lo general F1 se emplea para mostrar la lista de eventos. F2 se emplea para mostrar la lista de valores análogos. F3 se usa para mostrar ventana de alarmas presentes en los BCU 6MD66 y no tiene función asignada en las unidades 6MD63, y F4 no tiene función asignada.
- 7) **Tecla CTRL:** Debe ser presionada para acceder el mímico del campo. Pueden tenerse hasta 10 despliegues por unidad de celda.
- 8) **Selectores:** Local/Remoto (**S5**) y Operación con enclavamientos/sin enclavamientos (**S1**).
- 9) **Conector DB9** para conexión con PC
- 10) **Reset LED's:** Usado para prueba de led's y para resetear los led's y comandos memorizados
- 11) **LED's:** 14 LED's parametrizables empleados para mostrar información del equipo y/o celda.
- 12) **LED's de estado:** Muestran el estado "RUN" o "ERROR" de la unidad
Los símbolos mostrados en el display de LCD son mostrados en negro, ya que estos displays no cuentan con posibilidad de colores.

3.3.2.5 OPERACIÓN LOCAL

La operación local es muy sencilla de realizar a través del panel de control siguiendo el procedimiento descrito a continuación:

- Colocar el selector **S5** en Local.
- Oprimir la tecla **CTRL** para visualizar el diagrama de control de celda
- Seleccionar el equipo sobre el cual se desea realizar la maniobra por medio de las teclas de navegación

- Seleccionar la maniobra a realizar (Apertura o Cierre) por medio de las teclas dispuestas para tal fin. El equipo seleccionado debe entonces mostrar en forma intermitente el estado al cual llegará después de la operación.
- Confirmar la maniobra con la tecla ENTER para completar la ejecución. En este punto se puede cancelar la maniobra oprimiendo la tecla ESC.

Después de realizada la maniobra se debe observar el nuevo estado en el despliegue de control así como la confirmación del comando ejecutado con éxito en la línea inferior del despliegue.

3.3.2.6 SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO

El tiempo de todos los IED's de la subestación debe ser sincronizado según el sistema GPS, de forma que al realizar el análisis de eventos la secuencia de los mismos sea consistente (precisión de +/- 1 ms), independiente del IED del cual se esté tomando la información.

Los IED's SIPROTEC pueden ser sincronizados por diferentes métodos:

- A través del protocolo SNTP
- A través del protocolo IEC-870-5-103
- Vía el puerto para sincronización externa (DCF77 ó IRIG B)
- Por un impulso por minuto a través de una entrada binaria.

Para los controladores de campo así como todos los IED's conectados a la red LAN de la subestación se utilizará el protocolo **SNTP** para la sincronización del tiempo de los equipos.

El origen será un reloj maestro receptor de señales **GPS Hopf** el cual cuenta con una antena receptora de la señal de los satélites. El reloj maestro mediante una tarjeta de red LAN Ethernet 100BaseTX presta el servicio de **Servidor SNTP** (*Simple Network Time Protocol*) para la sincronización de tiempo de los clientes (SICAM SU, Estaciones de Interfaz de Usuario, Controladores de Campo e IED de protección) a través de la red LAN Ethernet de la subestación (puerto de sistema de los equipos SIPROTEC 4).

3.3.3 COMPONENTES DE SOFTWARE

3.3.3.1 DIGSI 4

El programa DIGSI 4 es el programa básico para configuración de los controladores de campo y de los relés de protección SIPROTEC 4.

Desde este programa se configuran las entradas y salidas de estos IED's, los despliegues de los mismos (en caso de tenerlos), los enclavamientos a ser tenidos en cuenta desde la operación de nivel 1, las secuencias, se activan/desactivan las funciones de protección disponibles, etc. La conexión del DIGSI a los IED's y controladores de campo se puede realizar de las siguientes maneras:

- En forma local, mediante conexión serial directa entre un computador con DIGSI y el puerto frontal del relé de protección o controlador de campo.

- En forma local centralizada, mediante el computador de gestión local instalado en la red LAN de la subestación.
- En forma remota, a través del sistema de gestión remoto. (Enlace remoto con el computador local de gestión de la subestación, a través del servicio Remote Desktop de Windows XP).

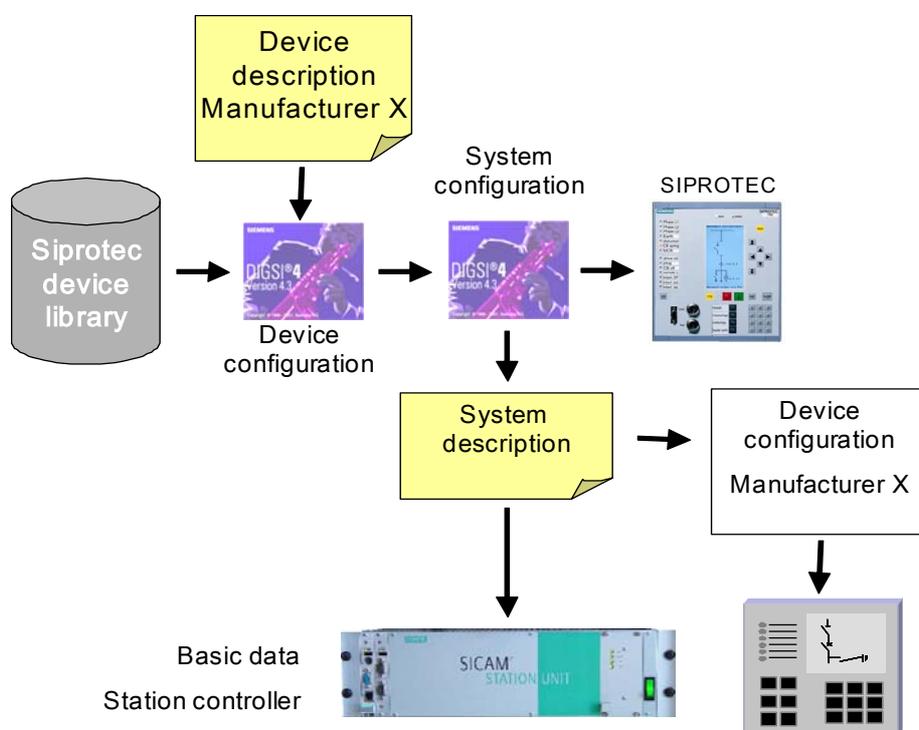


FIG. 24 Módulo Device configuration del DIGSI

- La norma IEC61850 define unos procedimientos y un formato de archivos para la parametrización de los controladores de campo e IED's, y poder así asegurar la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes sobre una misma red. El software DIGSI cumple

con este esquema de programación y genera los archivos estandarizados (ICD, SCD y CID) en formato (XML) según lo solicitado por la norma.

El módulo Device Configuration del DIGSI lee los archivos con la descripción típica de los IED's y controladores de campo. Para los equipos SIPROTEC 4, estos archivos se toman de la librería incluida en el DIGSI, para equipos de otros fabricantes, se toman los archivos de descripción típica en formato XML proporcionado por el fabricante del equipo.

El módulo Device Configuration permite crear los ajustes particulares sobre cada equipo SIPROTEC 4, (para los equipos de otros fabricantes, este módulo solo configura las opciones de datos que el IED va a compartir o leer de la red IEC61850, la programación de las funciones específicas del equipo deben ser parametrizadas con el software del fabricante). El módulo Device Configurator crea los archivos **ICD** (*IED Configuration Description*) los cuales contienen los datos específicos de cada IED que participa en la red. Este archivo es leído por la aplicación de configuración de sistema, para el caso SIEMENS, esta aplicación está formada por un módulo del DIGSI denominado System Configurator. Esta aplicación crea los parámetros completos de comunicación del sistema y genera un archivo en formato estándar (XML) denominado **SCD** (*System Configuration Description*) este archivo es requerido por las aplicaciones de cada fabricante para cargar los ajustes de conectividad a cada IED. En el caso SIEMENS, el

software DIGSI toma este archivo automáticamente y descarga los ajustes a los IED's y Controladores de Campo. El sistema SICAM PAS toma el archivo SCD para cargar y configurar la base de datos del sistema de forma directa.

3.3.3.2 ADQUISICIÓN DE DATOS Y COMANDOS

El sistema de automatización interactúa con el proceso a través de los controladores de campo y de los relés de protección. Bajo una estructura cliente / servidor estos equipos comparten y solicitan la información del proceso.

Los tipos de señales manejados son:

- **Indicación sencilla (SP):** Tiene sentido en los valores ON y OFF. Su adquisición se realiza a través de una entrada binaria.
- **Indicación sencilla transitoria (SP_F):** Solo tiene sentido en el valor ON. Su adquisición se realiza a través de una entrada binaria.
- **Indicación doble (DP):** Su adquisición se realiza a través de dos entradas binarias.
- **Indicación binaria (BP8)** de 8 bits
- **Valor análogo (MC_NC):** Punto flotante.
- **Valor análogo (MC_NA):** Normalizado.
- **Valor análogo (MVMV):** Valores de energía.
- **Indicación sencilla (IntSP):** Tiene sentido en los valores ON y OFF. Es generada internamente por el equipo, a través de las funciones CFC's.

- **Comando simple:** Puede ser con retroaviso (CF_S) o sin retroaviso (C_S)
- **Comando doble:** Puede ser con retroaviso (CF_D2) o sin retroaviso (C_D2)
- **Comando doble con contactos dobles:** Puede ser con retroaviso (CF_D4) o sin retroaviso (C_D4)
- **Comando lógico para cambio de una indicación sencilla (SP_PER).** Por ejemplo, para habilitar o deshabilitar el telecontrol de un campo.

Las señales digitales son adquiridas mediante los módulos de entradas digitales incluidos en los controladores de campo e IED's de protección. Estas señales binarias llevan una marcación desde origen (es decir el equipo que las adquiere es el encargado de hacer la marcación) de la fecha y hora de la ocurrencia de cada evento con resolución de 1 ms y una precisión de +/- 1ms. La base de tiempo utilizada para la sincronización de tiempo es el sistema SNTP descrito anteriormente. Para las señales dobles (DP) el sistema verifica el estado complementario de estas señales para establecer la validez de la posición de los equipos.

La adquisición de las variables eléctricas se hace directamente conectando los transformadores de tensión y corriente al controlador de campo y relés de protección. El equipo realiza las funciones de verificación, filtro, ajuste de escala y conversión a unidades de ingeniería, además de generar alarmas por violación

de límites ajustables (alto, muy alto, bajo, muy bajo). Adicionalmente los controladores de campo poseen módulos de entradas análogas para la adquisición de señales de corriente de hasta 20mA y los relés de protección poseen interfaces de comunicaciones serial (RS485) para la comunicación con un módulo concentrador de señales de temperatura procedentes de sondas tipo PT100.

Los comandos generados por el sistema de automatización son emitidos al proceso mediante módulos de salidas digitales que poseen tanto los controladores de campo como los relés. El sistema utiliza en sus interfaces de usuario de los niveles 1 y 2 el procedimiento de “seleccionar antes de operar” para dar las ordenes hacia el proceso y reporta al operador sobre los comandos ejecutados las siguientes funciones de supervisión:

- Verificación de la validez del origen del comando según el nivel de control seleccionado.
- Retro aviso de la ejecución positiva o negativa de los comandos
- Registro de ejecución de comandos en la base de datos histórica del sistema.

3.3.4 ENCLAVAMIENTOS

Esta función evalúa el estado (abierto/cerrado) de todos los equipos de maniobra involucrados en cada operación, así como otras condiciones.

Una vez que se cumplen las condiciones de operación, se habilita la emisión del comando correspondiente proveniente de los niveles 1, 2 o 3.

En el IU de la estación de operación se tiene un despliegue donde se muestra gráficamente con compuertas lógicas y mediante animación en colores las condiciones de enclavamientos para cada equipo y maniobra. De igual forma se genera una alarma cuando se intenta dar un comando sin que se hayan cumplido las condiciones dadas.

Las funciones de enclavamiento se hacen a Nivel 1 utilizando las características de programación y comunicación que tienen los controladores de campo y los IED's de protección. Cada controlador de campo adquiere en tiempo real a través de la red LAN de la subestación toda la información de otros controladores de campo, IED's de protección y SICAM SU que requiera para evaluar la función de enclavamientos. Este tipo de información es enviado a través de la red LAN mediante un servicio del protocolo IEC 61850, denominado **GOOSE** (*Generic Object Oriented Substation Event*), el cual utiliza una característica de la red Ethernet para enviar telegramas con prioridad. Con esto se logra la transmisión efectiva en tiempo real de información de enclavamientos aún en condiciones de congestión en la red. En el caso que un controlador no pueda evaluar la función de enclavamientos para una maniobra debido a una falla en las comunicaciones o por encontrarse fuera de servicio algún elemento que tenga información sobre una condición del enclavamiento

para la maniobra, el mando sobre el equipo es inhabilitado por el controlador de campo.

3.3.5 COMUNICACIONES

Los controladores de campo se integran directamente a la red LAN redundante (conexión en anillo) de la subestación mediante los dos puertos ópticos Ethernet 100BaseFX Full Dúplex. Los controladores manejan el protocolo **RSTP**, estos participan activamente en el procedimiento de administración de la redundancia a través de la conexión en anillo. Los controladores de campo tienen las funciones de servidor y cliente de datos para la red IEC61850. La función de sincronización se hace mediante el protocolo **SNTP** utilizando la red LAN de la subestación, los controladores de campo actúan como clientes de este servicio. La comunicación entre controladores de campo e IED's de protección se hace a través de la misma red LAN de la subestación y utiliza los servicios respectivos (por ejemplo GOOSE) del protocolo IEC61850. La gestión de los controladores de campo se hace a través de la estación local de gestión mediante una conexión DIGSI sobre TCP/IP y utiliza la misma red LAN de la subestación. La gestión remota se logra mediante el enlace remoto a la estación de gestión local.

3.3.6 AUTOCHEQUEO Y AUTODIAGNÓSTICO

Los controladores tienen funciones de auto verificación y autodiagnóstico que reportan las fallas al sistema, ante la detección de un error de hardware o software, o la falla en un canal de comunicaciones. En caso de errores severos los controladores generan una alarma local (LED) y operan un contacto de vida, el cual es cableado a un controlador de campo adyacente para notificar al sistema el estado de fuera de servicio del controlador. Mediante alarmas y animación en el despliegue “Arquitectura del Sistema” se muestra en la estación de operación de Nivel 2 el estado de los equipos y sus componentes principales.

3.3.7 ARQUITECTURA DEL SISTEMA - INTERFAZ DE USUARIO DE NIVEL 1

La interfaz de usuario de Nivel 1 está dada por el panel de operación incluido en los controladores de subestación. Este panel es del tipo electrónico con pantalla de cristal líquido. En él se puede representar gráficamente un representativo del campo para control o supervisión, desplegar la lista de los últimos 200 eventos registrados por el controlador, mostrar la lista de alarmas activas o presentes, presentar valor análogos primarios, entre otros despliegues. El panel de operación incluye botones de navegación por el representativo y botones de control para el comando sobre los equipos de maniobra. Posee adicionalmente un selector con llave para la selección del modo Local/Remoto del controlador, y otro selector para la selección del modo Con Enclavamientos/Sin

Enclavamientos. Si este último selector se coloca en la posición “Con Enclavamientos” todos los mandos dados desde cualquier nivel de control sobre este controlador serán sometidos a verificación de enclavamientos para su liberación. Si por el contrario el selector se encuentra en posición “Sin Enclavamientos” los mandos dados desde Nivel 1 (panel frontal de la unidad) se ejecutarán con verificación de enclavamientos mínimos o sin verificación de enclavamientos. Por seguridad las operaciones dadas desde niveles superiores (2 y 3) siempre son sometidas a verificación total de enclavamientos. Los enclavamientos mínimos de cada campo serán programados y convenidos con TRANSELECTRIC.

3.3.8 GENERALIDADES NIVEL 2

El sistema de control de Nivel 2 en la Subestación Pascuales, está basado en el sistema de automatización SICAM PAS conformado por el software SICAM PAS “Full Server” como base de datos relacional en tiempo real e interfaz de datos. En cada SICAM SU se tiene por un lado la aplicación DSI, la cual se encarga de solicitar la información del proceso a los servidores de datos (controladores de campo y relés) y de distribuir esta información a las demás interfaces de comunicaciones (por ejemplo, Centro de Control, Estación de Operación UI, aplicación de Automatismos, etc.) Por otro lado se tiene la aplicación Sybase SQL, la cual representa la base de datos relacional del sistema, y es donde se “relaciona” la configuración del sistema y los datos del proceso que entrega la

aplicación DSI. Bajo este esquema cada SICAM SU funciona como un cliente independiente en la red LAN de la subestación.

El software SICAM PAS CC es la interfaz de usuario y base de datos histórica del sistema. Este software se tiene instalado en la interfaz de usuario de Nivel 2.

La red LAN de subestación está montada sobre una plataforma Ethernet conformada por switches RUGGEDCOM, sobre esta red van los servicios de IEC61850, SNTP para sincronización de tiempo, gestión de protecciones y enlaces seriales virtuales para la conexión en **IEC870-5-101** al CENACE y COT, y para la gestión en DIGSI. Como servidor de tiempo integrado en la red LAN de la subestación se tiene un reloj maestro con funciones de Servidor SNTP. Para la gestión centralizada y como Gateway para la gestión remota se tiene una estación local de gestión integrada a la red LAN de la subestación.

3.3.9 COMPONENTES DE HARDWARE

3.3.9.1 STATION UNIT

La Station Unit está basada en un computador industrial de la serie SIMATIC BOX PX de SIEMENS, el cual está diseñado para trabajar en ambientes pesados (temperaturas de hasta 55°C).



Fig. 25 Station Unit - SIEMENS

El módulo de la CPU utiliza un procesador INTEL Pentium M 760 de 2.0 GHz, 533 MHz FSB, 2 MB SLC. Utiliza 512 MB de memoria RAM, dos discos duros tipo *RAID1* de 60GB, CD-R/RW/DVD, un puerto paralelo, dos puertos seriales DB9, cuatro puertos USB 2.0, dos interfaces LAN Ethernet 10/100BaseTX y una interfaz VGA/DVI/LVDS para conexión de un monitor o un LC Display.

El RAID1 (Redundant Array of Independent Disk, nivel 1 - *mirroring*), proporciona redundancia por el método de escribir los mismos datos en cada disco, dejando una copia idéntica en cada uno. El disco redundante es una réplica exacta del disco de datos, por lo que se conoce también como disco espejo. Los datos pueden leerse de cualquiera de las 2 unidades de forma que si

se avería la unidad de datos es posible acceder a la unidad de réplica, con lo que el sistema puede seguir funcionando normalmente.

3.3.9.2 SWITCHES RUGGEDCOM

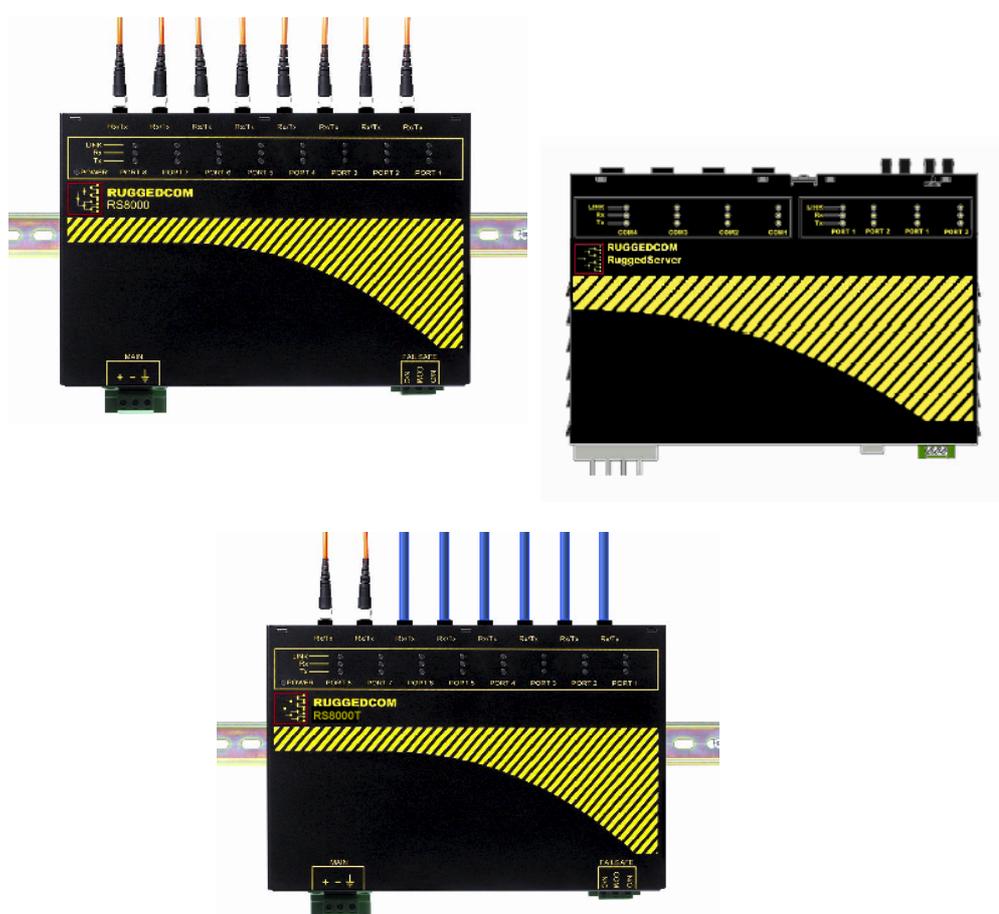


Fig. 26 Switches Ruggedcom

Los switches son los equipos encargados de crear los enlaces de datos en la red Ethernet. En el proyecto se utilizan 4 referencias:

- **RS8000**, el cual posee 8 puertos 100BaseFX.

- **RS8000H**, el cual posee 4 puertos 100BaseFX y 4 puertos 10/100BaseTx con conectores RJ45.
- **RS8000T**, el cual posee dos puertos 100BaseFX, 6 puertos 10/100BaseTX.
- **RS400**, el cual posee dos puertos 100BaseFX, dos puertos 10/100BaseTX y 4 puertos seriales RS485. El switch RS400 establece los puertos seriales físicos a los puertos seriales virtuales creados en los equipos de la red LAN. Los switches poseen un contacto de vida, el cual es cableado al controlador de campo 6MD66 instalado en el mismo gabinete donde se ubican los switches.

3.3.10 COMPONENTES DE SOFTWARE

El SICAM PAS está basado en una base de datos relacional en tiempo real denominada SybaseSQL, en la cual está contenida la configuración, las propiedades, la arquitectura y los enlaces del sistema de control. Para crear las interfaces de proceso de la base de datos, el SICAM PAS cuenta con los módulos o servicios de aplicación, por ejemplo: servicios de comunicaciones, para crear la interfaz con los proceso de adquisición y transmisión de datos (Módulo de IEC61850, Módulo de OPC Server, Módulo IEC 10, etc.); servicios de automatización, para crear la interfaz con los procesos de automatismo del sistema (módulo de CFC). Sobre la base de datos corre un motor que distribuye los datos entre ésta y los módulos de proceso. Este motor corre como un servicio propio del sistema operacional Windows XP y por lo tanto siempre está

activo (a menos que manualmente se apague). Este sistema de distribución de datos se denomina DSI.

Adicional a los módulos o servicios de proceso el sistema SICAM PAS utiliza los módulos de interfaz con el usuario para las labores de configuración, gestión y visualización de la base de datos, por ejemplo: el módulo UI-Configurator, que permite la configuración de la base de datos; el módulo UI-Operation, que permite prender o apagar los servicios de proceso; el módulo Value-Viewer, que permite ver en tiempo real el flujo de datos de cada servicio de proceso y el módulo Feature Enable, que permite habilitar o deshabilitar los servicios de proceso.

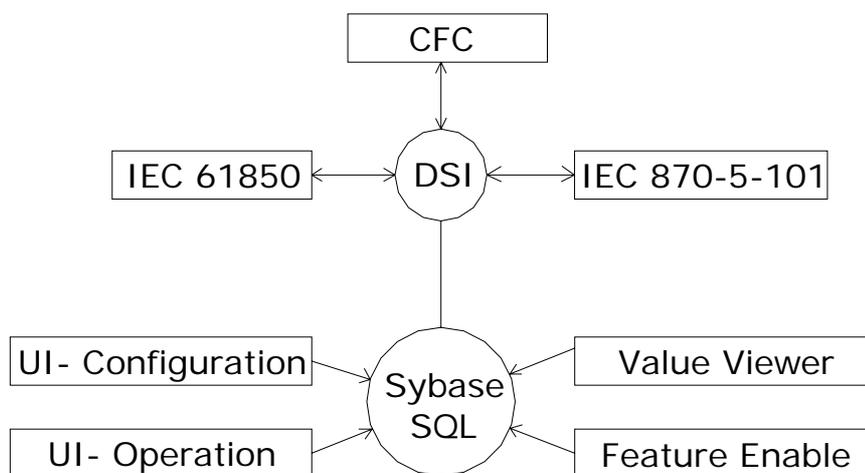


Fig. 27 Componentes del Software – SICAM PAS

El sistema SICAM PAS Full Server en la Subestación Pascuales, contiene el sistema de interfaz y distribución de datos DSI, la base de datos relacional en tiempo real (Sybase SQL) y la interfaz de usuario conformada por los módulos:

- SICAM PAS UI – Operation
- SCADA-Value-Viewer
- Feature Enabler
- OPC Server

Para crear las interfaces de comunicación con el sistema, se encuentran también instaladas las siguientes aplicaciones de comunicación:

- IEC 61850 (Cliente) para la conexión de unidades (controladores e IED's) de campo con propiedades de servidores IEC61850
- IEC 60870-5-101 Slave

Finalmente para las funciones de automatización requeridas a Nivel 2, se tiene instalado el servicio:

- Automatización CFC

En la versión Runtime del software SICAM PAS Full Server está disponible como aplicación de interfaz de usuario el paquete SICAM PAS UI – Operation, el cual permiten tener acceso al control de la base de datos, en la medida que permite prender y apagar servicios, pero no permite modificar la programación de ésta.

Para tener acceso a la base de datos en modo escritura, es decir para configurar y programar la base de datos del sistema se utiliza el módulo SICAM PAS UI – Configuration.

Mediante una llave de hardware (Hardlock conectado en el puerto paralelo o USB del equipo) se lleva el control de los servicios activos en un SICAM SU o computador PC.

Existen tres modelos de licencia para el sistema SICAM PAS Full Server:

- Licencia para versión Runtime
- Licencia para versión Configuración
- Licencia para Runtime y Configuración incluidos en la misma llave de hardware

En las llaves se encuentran encriptados las licencias de los módulos básicos y opcionales de comunicación y de automatización del sistema..

En la Subestación se incluirán diez llaves en total con claves de autorización en cada Station Unit para los siguientes servicios:

Licencia tipo Runtime

- SICAM PAS UI – Operation
- SCADA-Value-Viewer
- Feature Enabler
- OPC Server

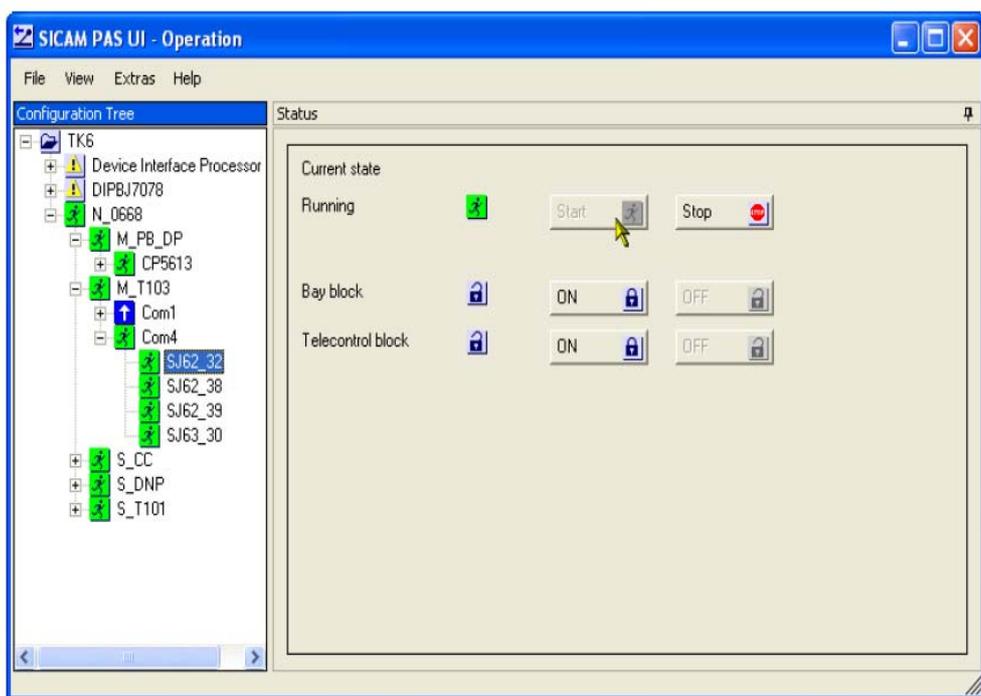
Paquetes opcionales

- Automatización CFC
- IEC 61850 (Cliente) para la conexión de unidades (controladores e IED's) de campo con propiedades de servidores IEC61850
- IEC 60870-5-101 Slave

Adicionalmente se entregan tres llaves de configuración (módulo SICAM PAS UI – Configuration).

3.3.11 SICAM PAS UI – OPERACIÓN

Mediante esta aplicación se puede ver el estado del sistema y controlar manualmente el estado de las conexiones de datos (servicios de comunicación). Esta aplicación permite prender y apagar manualmente las aplicaciones, las interfaces y equipos. Cuando un servicio se encuentra apagado, los datos de esa conexión no son transmitidos al sistema SICAM PAS. La presentación de los equipos se muestra en un formato tipo árbol donde se muestran en orden jerárquico, los servicios, las interfaces y los equipos del sistema.



SicamPAS71.tif

Fig. 28 SICAM PAS - Operation

En la pantalla de la derecha se muestran las opciones de control para el ítem seleccionado. La estructura tipo árbol para la representación de los elementos

del sistema se utiliza en todas las aplicaciones del sistema SICAM PAS con el fin de homogenizar la interfaz de usuario

La simbología utilizada por la aplicación se resume en la siguiente tabla:

TABLA 5. SIMBOLOGIA DEL SICAM PAS			
SIMBOLOS	STATUS DISPLAY	COLOR	DESCRIPCION
	Running	Verde	El link está activo
	Running (block)	Azul	El link está activo, pero está bloqueado para la bahía o bloqueo de telecontrol
	Stop	Rojo	El link se ha interrumpido
	Stop (block)	Rojo	El link se ha interrumpido, pero está bloqueado para la bahía o bloqueo de telecontrol
	Value(s) not valid	Amarillo	El link no está proporcionado actualmente valores válidos
	Pending Up	Blue	Arranque: El link ha sido activado por el SICAM PAS pero la protección y el sistema de protección habilitado no responda Posibles Causas: La componente responde poco después y el link es activado de nuevo (running). La componente ha fallado. La componente ha sido apagado en el hardware
	Pending Up (blocked)	Azul	Arranque: El link es bloqueado para la bahía o bloqueo de telecontrol
	Pending down	Azul	La conexión está inutilizada Ej. El operador ha apagado el link de operation manager pero el componente no responde. Estado Temporal, el link es interrumpido poco después para.

	Pending Down (blocked)	Azul	La conexión está inutilizada El link es bloqueado para la bahía o bloqueo de telecontrol
	Bay Block /Telecontrol block - ON	Azul	Bloqueo de bahía y telecontrol activo
	Bay Block /Telecontrol block - OFF	Azul	Bloqueo de bahía y telecontrol inactivo

3.3.12 SCADA-VALUE-VIEWER

La aplicación Value Viewer muestra en tiempo real en un listado toda la información que está siendo distribuida por la base de datos DSI en el sistema SICAM PAS. Esta información puede ser usada para verificar los enlaces de comunicación. Para efectos de diagnóstico y puesta en servicio, los valores de los datos pueden ser modificados manualmente.

La aplicación permite seleccionar el elemento del que se quiere supervisar los datos de comunicación utilizando la misma estructura de árbol utilizada en las otras aplicaciones del sistema SICAM PAS. En la pantalla del medio se representa en un formato lista toda la información del ítem seleccionado, y en la pantalla de la derecha se despliega los detalles del dato de información específico seleccionado para el elemento dado. En esta pantalla es posible cambiar los valores de los datos en tiempo real, para verificar por ejemplo el comportamiento del sistema (Comandos, Secuencias, Enclavamientos).

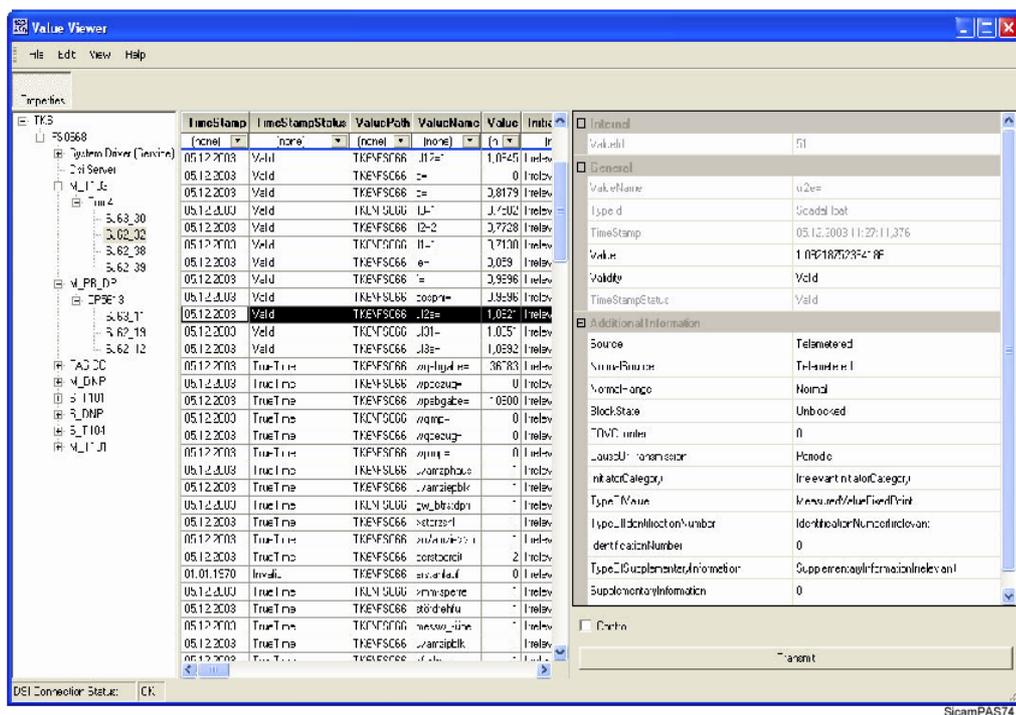


Fig. 29 Value Viewer - Scada

La información desplegada de cada dato se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 6. INFORMACION DEL VALUE VIEWER - SCADA	
NOMBRE DE COLUMNA	DESCRIPCION
TimeStamp	Hora de la última actualización de la información
TimeStamp Status	Validación del timeStamp
ValuePath	Dirección de la información
ValueName	Nombre de la información
Value	Valor de la información
Initiator Category	Origen del comando
Cause of transmission	Razón de transmisión
Additional Cause	Procedencia de transmisión lejana
Validity	Estado de la información
Type of Value	Tipo del valor de la información
Type ID	Tipo de valor (Scada Integrator & Scada Float)

NOMBRE DE COLUMNA	DESCRIPCION
Value ID	Internal ID
Source	Origen de la información
Normal Source	Origen esperado de la información
Normal Range	SI: Valor en el rango normal NO: Valor fuera del rango normal (medir el valor de crecida)
COV Counter	Número de información cambiada desde la última grabación
IdentificationNumber	Falta número, número de ciclo de exploración o identificación de información
Type of Identification Number	Tipo de identificación
Supplementary information	Tiempo relativo
Type of Supplementary information	Tipo de identificación
Block State	Estado de bloques (bahía o telecontrol bloqueado)

3.3.13 SICAM PAS UI – CONFIGURACIÓN

Esta aplicación es la encargada de realizar la configuración y parametrización del sistema. La configuración se puede hacer sobre la base de datos en ejecución (Online) o se puede descargar la configuración en otro PC, realizar los cambios fuera de línea, para luego descargar el proyecto configurado nuevamente en la SICAM SU.

La estructura del proceso de parametrización está diseñada para guiar al personal de programación paso a paso.

Mediante funciones de importación y exportación es posible intercambiar datos de configuración. Esto minimiza los costos y errores durante la etapa de configuración y parametrización del sistema.

La validez de los ajustes que es verificada inmediatamente son escritos en el sistema, y el sistema presenta ante cada parámetro los valores posibles o rangos.

SICAM PAS UI – Configuration estructura la parametrización en pasos claramente definidos, cada uno representado en una pantalla específica:

- Configuración
- Funciones de Enlace (Mapeo)
- Topología
- Formatos (Modelos)

3.3.13.1 CONFIGURACIÓN

En esta pantalla el usuario especifica los componentes que constituyen el sistema de automatización de la subestación.

- **Aplicaciones o Servicios:** Protocolo de IED's, Conexiones a Centros de Control, Interfaz de Usuario (SICAM PAS CC), automatismos, y OPC.
- **Interfaces:** Interfaces seriales, Ethernet, Profibus
- **Equipos o Centros de Control:** Controladores de Campo, relés de protección e IED's.

Los elementos son representados en la estructura de árbol típica de las aplicaciones del sistema SICAM PAS.

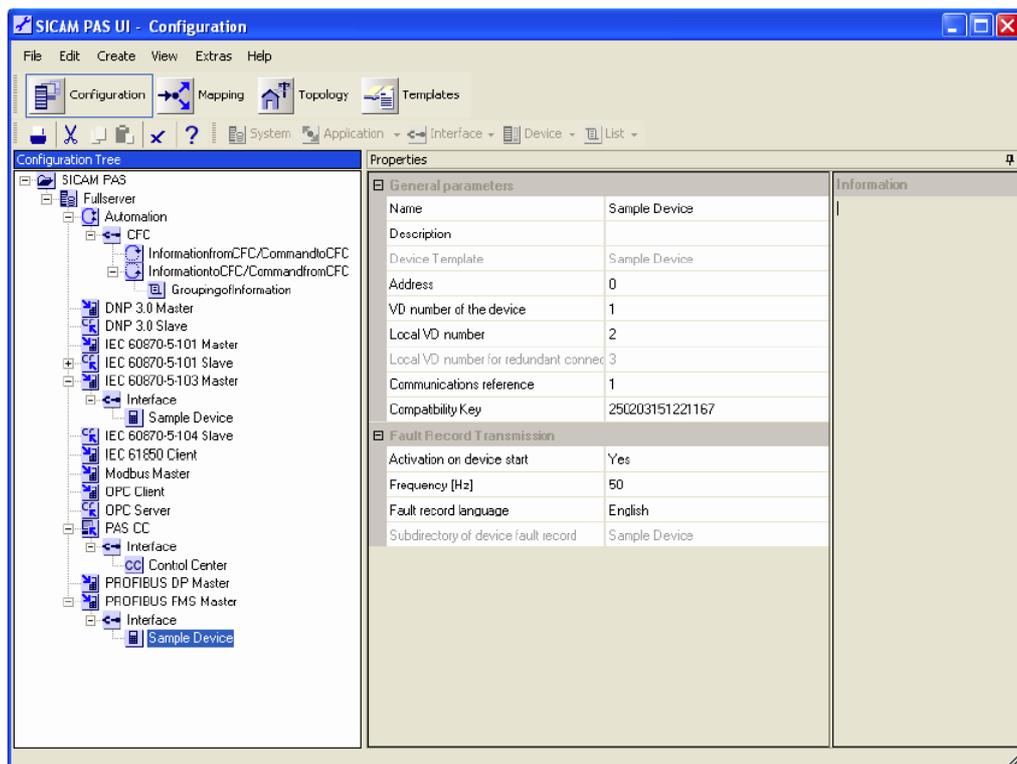


Fig. 30 Sicam Pas – Configuration

3.3.13.2 FUNCIONES DE ENLACE (MAPEO)

En esta pantalla se selecciona que información será usada en la aplicación correspondiente. Dependiendo de la aplicación y el protocolo de la aplicación se configura en esta pantalla las direcciones y ajustes propios del protocolo.

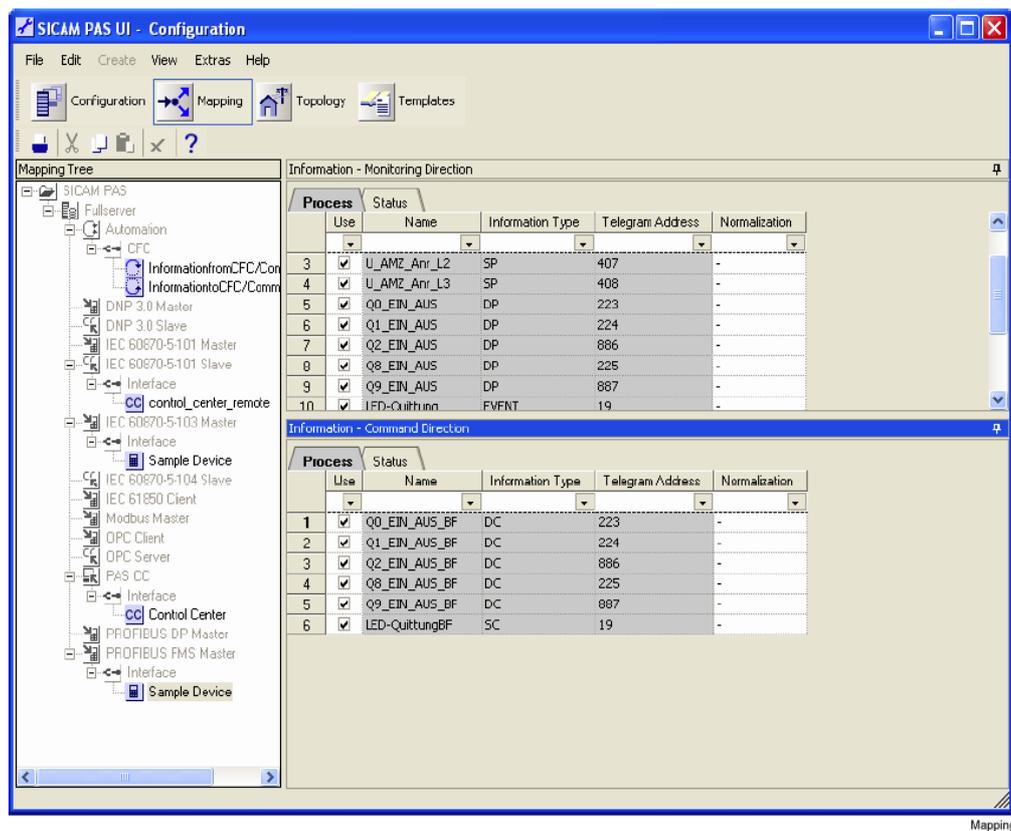


Fig. 31 Funciones de enlace o mapeo

3.3.13.3 TOPOLOGÍA

La presentación de la configuración del sistema está orientada a las comunicaciones. Con esta pantalla se puede crear una imagen del sistema desde un punto de vista de la topología. La estructura se puede organizar tomando como niveles de información por ejemplo: Subestación, Nivel de Tensión, Campo, Equipos.

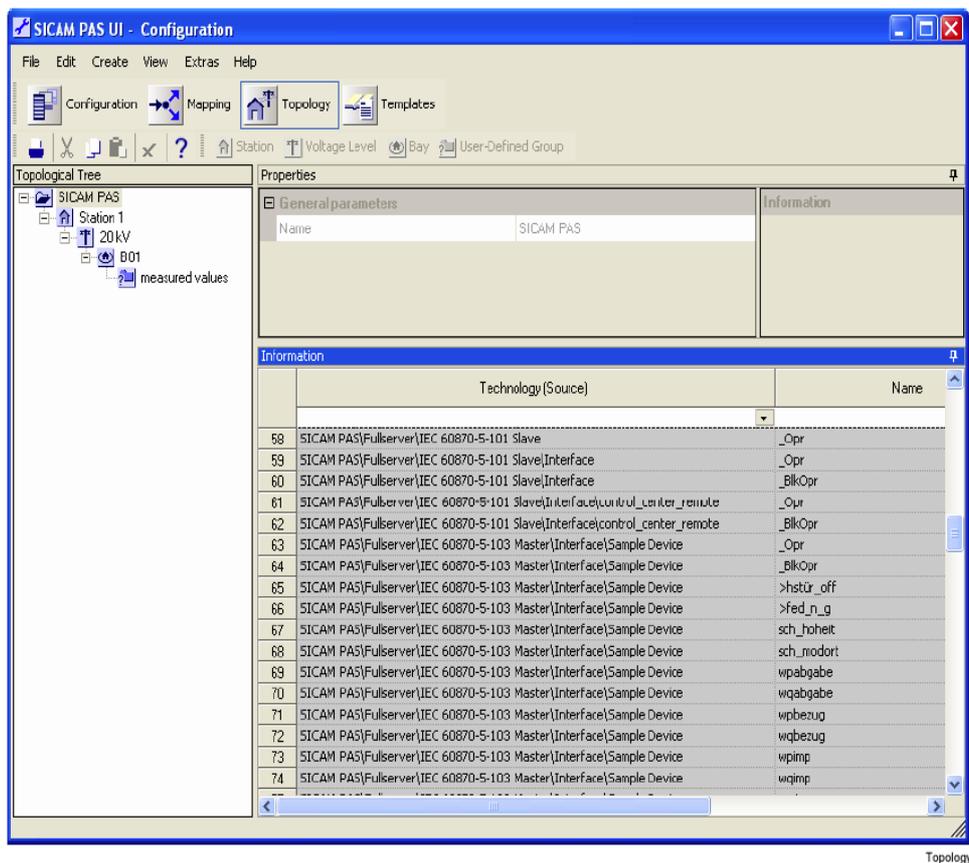
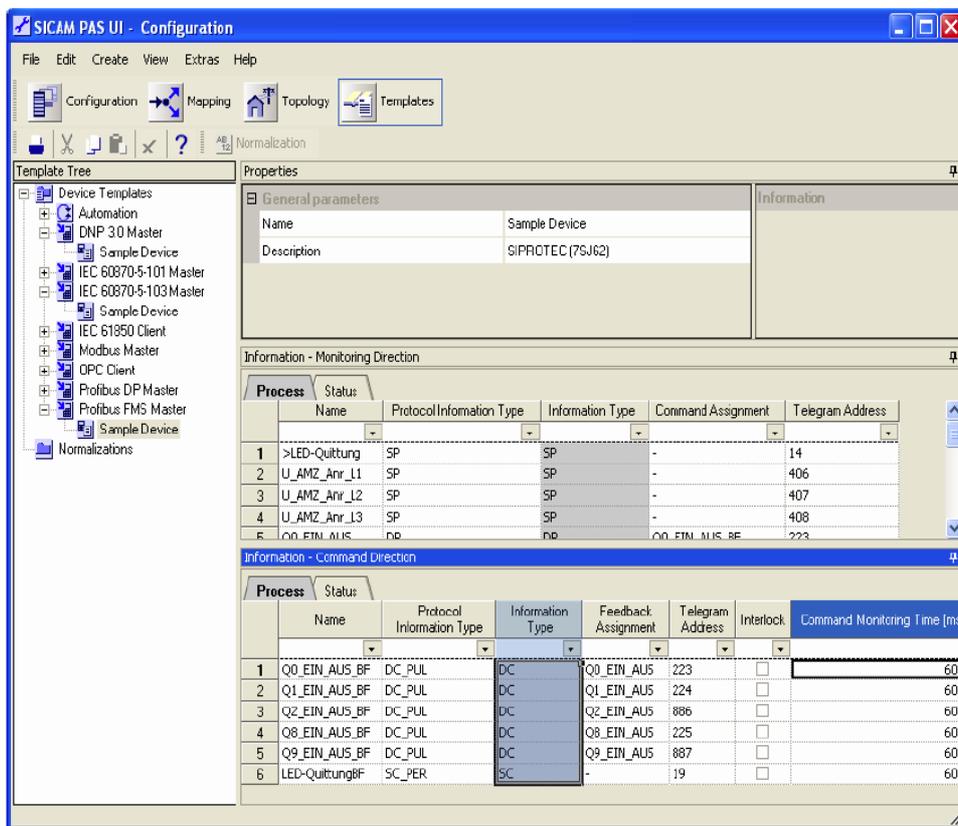


Fig. 32 Topología del SICAM PAS

3.3.13.4 FORMATOS (MODELOS)

En esta pantalla se pueden definir modelos específicos de descripción de equipos y proyectos para normalizar la información del sistema.

Se pueden definir nombres y direcciones específicos para el proyecto, tiempos de ejecución de comandos, información de retro aviso de comandos, entre otros.



Vorlagen_1

Fig. 33 Formatos o modelos del SICAM PAS

3.3.13.5 INTERCAMBIO DE ARCHIVOS DE CONFIGURACIÓN

En el sistema SICAM PAS UI – Configuration es posible importar archivos de configuración de sistemas y equipos que se van a integrar en el sistema. Dependiendo del sistema y los equipos existen diferentes formatos de archivos que son aceptados por el sistema SICAM PAS.

3.3.13.6 IMPORTACIÓN DE ARCHIVOS

Los archivos de los controladores de campo, relés e IED's pueden ser importados por el SICAM PAS UI – Configuration en los formatos DBF, XML o SCD. En el protocolo IEC61850 está definido el proceso de ingeniería, en el cual el software de configuración de sistema (System Configurator), para el caso SIEMENS este software representa un módulo del DIGSI, entrega un archivo del tipo SCD, con los datos de todos los equipos usuarios de la red IEC61850.

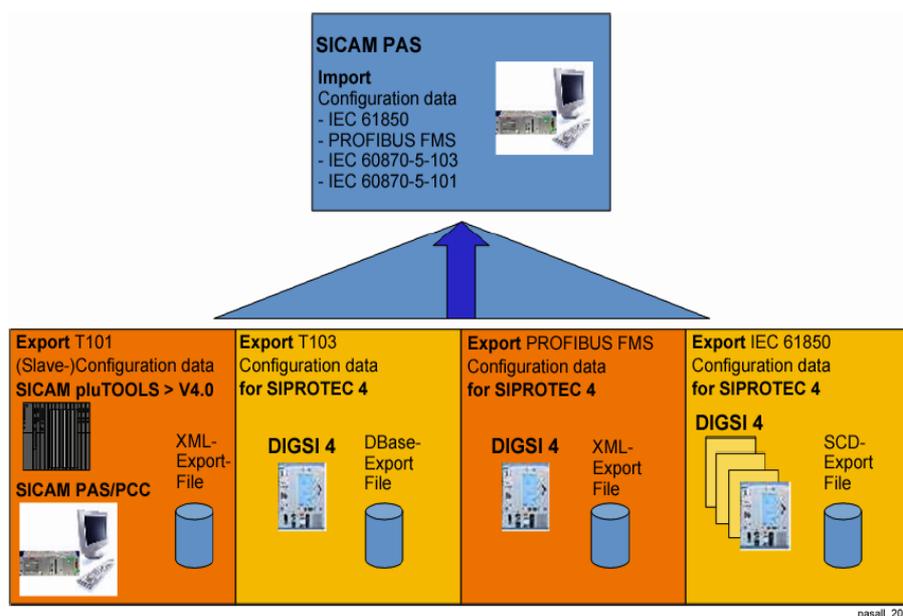


Fig. 34 Importación de archivos – SICAM PAS

3.3.13.7 EXPORTACIÓN DE ARCHIVOS

Los datos configurados que requieran ser mostrados en sistema de visualización SICAM PAS CC, son exportados en formato PXD. Este archivo de configuración es importado por el SICAM PAS Wizard del software SICAM PAS CC y es usado para la generación de la interfaz de usuario.

Si el sistema SICAM PAS utiliza los servicios de OPC client, el sistema puede consultar archivos de algún OPC server. Para este fin el Navegador OPC provee una herramienta para visualizar que información está disponible en el OPC server.

3.3.13.8 MÓDULO AUTOMATIZACIÓN - CONTINUOUS FUNCTION CHART CFC

Esta aplicación del sistema SICAM PAS provee una herramienta para programar tareas específicas de automatización. La programación puede ser formulada vía gráfica CFC o vía texto estructurado (ST).

El Continuous Function Chart (CFC) utiliza la conexión gráfica de bloques de funciones, como por ejemplo compuertas lógicas AND, OR, NOR, etc., y otros bloques probados de la librería.

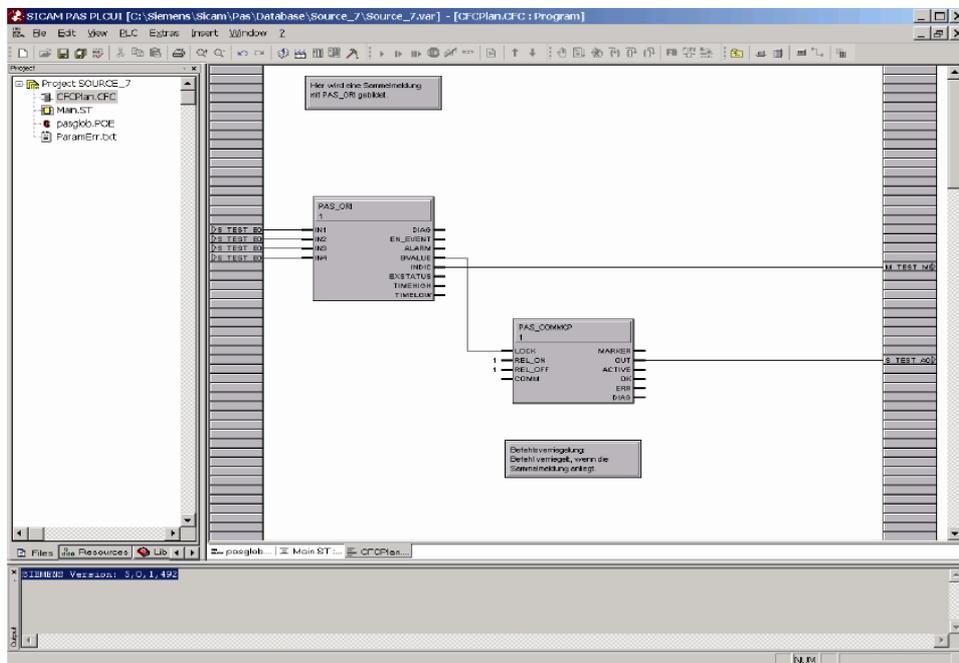


Fig. 35 Continuous function chart

3.3.14 SICAM PAS CC

En el sistema SICAM PAS, el software SICAM PAS CC lleva a cabo las tareas de manejador de base de datos, manejador de despliegues gráficos y programa de aplicación para la interfaz de usuario de Nivel 2 con tareas específicas como:

- Ejecución de comandos utilizando el principio de “seleccionar antes de operar”
- Manejo de alarmas
- Manejo de eventos
- Generación de reportes

El software viene en versión Runtime y Configuración. La comunicación con el sistema SICAM PAS se hace vía Ethernet utilizando el protocolo TCP/IP. El SICAM PAS CC utiliza como plataforma de operación el software de visualización SIMATIC WinCC el cual ofrece una plataforma estándar para las funciones de representación gráfica de despliegues, manejo de mensajes, archivo y registro de información. Los componentes SICAM PAS CC complementan el sistema para su aplicación específica en el área de sistemas de automatización de sistema de potencia eléctricos.

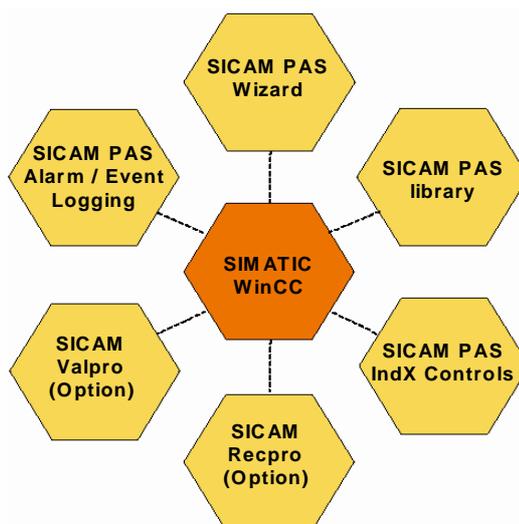


Fig. 36 Sicam Pas CC

3.3.15 SICAM PAS WIZARD

Luego de creada una estación con el SICAM PAS UI – Configuration se exporta la configuración en formato PXD. El SICAM PAS Wizard utiliza este archivo para importar la siguiente información:

- Importación de los tags o variables del sistema SICAM PAS al administrador de tags del SICAM PAS CC para la animación de despliegues.
- Importación de los mensajes de SICAM PAS al registro de alarmas del SICAM PAS CC (Base de datos histórica).
- Importación de los valores análogos y de medida desde el sistema SICAM PAS al registro de medidas del SICAM PAS CC.

Adicionalmente el SICAM PAS Wizard es usado para la inicialización del proyecto, en éste proceso son cargados en la plataforma WinCC la librería de símbolos SICAM, el registro de alarmas SICAM y la librería de textos SICAM.

3.3.16 LIBRERÍA DE SÍMBOLOS SICAM PAS

La librería de símbolos SICAM PAS incluye objetos para la representación de los equipos de maniobra, objetos para la visualización de valores análogos y de medida, formatos de ventanas para el registro de alarmas (lista de eventos, lista de alarmas, lista de mensajes de protección), elementos de control por ejemplo para el control de permisos de maniobra, de mandos sincronizados, etc.,

3.3.17 OBJETOS DE EQUIPOS DE MANIOBRA

Los IndustrialX Controls son usados en el SICAM PAS para la visualización y control de equipos de maniobra. IndustrialX Controls pueden ser usados en ambientes multcliente y de exploradores Web. Los objetos de equipos de

maniobra SICAM usan las representaciones descritas en las normas DIN 42200, IEC 445, LSA y SICAM. Si se requieren otro tipo de representaciones es posible asignar diferentes esquemas (bitmaps) a cada estado.

3.4 ESQUEMAS Y FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

De acuerdo a la configuración de los patios, en el sistema de protecciones a implementar en la Subestación Pascuales, se identifican cuatro tipos de esquemas diferentes de protección dependiendo del equipo a salvaguardar (línea, reactor de línea, transformador y barra de acople). La filosofía de protección implementada por cada bahía, determina el uso de equipos independientes para la protección (protección principal y respaldo) y el registro de fallas principalmente, para establecer la selectividad, confiabilidad y seguridad necesarias en el sistema de protecciones, con el fin de asegurar la mayor disponibilidad del sistema de transmisión.

En este proyecto se implementarán los siguientes protocolos de comunicación con el sistema de control:

- IEC 6180 para integrar los BCU's 6MD6*, los relés de distancia 7SA*, los relés diferenciales 7UT*, los relés de sobrecorriente 7SJ* y los relés diferenciales de barras 7SS52.

3.4.1 LÍNEAS 138 KV

Las líneas de transmisión de 138kV son protegidas por un sistema de protección redundante que se caracteriza principalmente por tener dos relés de protección idénticos e independientes entre sí, cuyas señales de voltaje y corriente son tomadas de núcleos diferentes. Ante la falla de alguno de los dos relés, el relé que queda en funcionamiento puede ofrecer una protección completa de la línea.

El sistema de protección típico de la línea está compuesto por los siguientes equipos, los cuales se encuentran ubicados en el tablero de protección correspondiente:

- Dos relés de protección de distancia, 21P y 21S, con igual referencia **7SA6125**. Este equipo cuenta con 21 entradas binarias, 18 salidas de comando y 7 salidas rápidas. Las funciones de protección incluidas y habilitadas en este relé son:
 - a. (21/21N/68/68T/50HS/27WI/85/FL) Protección de distancia con característica poligonal, monopolar y localizador de fallas. Bloqueo por oscilación de potencia, cierre en falla, falla evolutiva, fuente débil, compensación de línea paralela y de eco. Teleprotección.
 - b. (50N/51N/67N) Protección de sobrecorriente direccional tierra con esquema de comparación direccional y disparo definitivo en tiempo definido.
 - c.(27/59) Protección de sobre y sub tensión

- d. (25) Función de verificación de sincronismo
- e. (79) Recierre
- f. (50BF) Protección de falla interruptor
- g. Registro de fallas

El relé adicionalmente trae implementadas funciones de protección las cuales no están habilitadas debido a la filosofía de protección requerida, como función de alta y baja frecuencia (81 O/U), sobrecarga térmica (49) y supervisión del circuito de disparo (74) implementada externamente, etc.

3.4.2 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE BARRAS 138 KV

La barra de 138KV está protegida por una protección diferencial de barras de referencia **SIPROTEC 7SS6010**.

Adicionalmente se tiene un IED de protección de sobre y sub tensión con referencia **SIPROTEC 7SJ6225**, el cual cuenta con 11 entradas binarias y 6 salidas de comando. Con respecto a la Subestación Pascuales se tienen 2 **IED'S SIPROTEC 7SJ6225** debido a que la barra principal es seccionada.

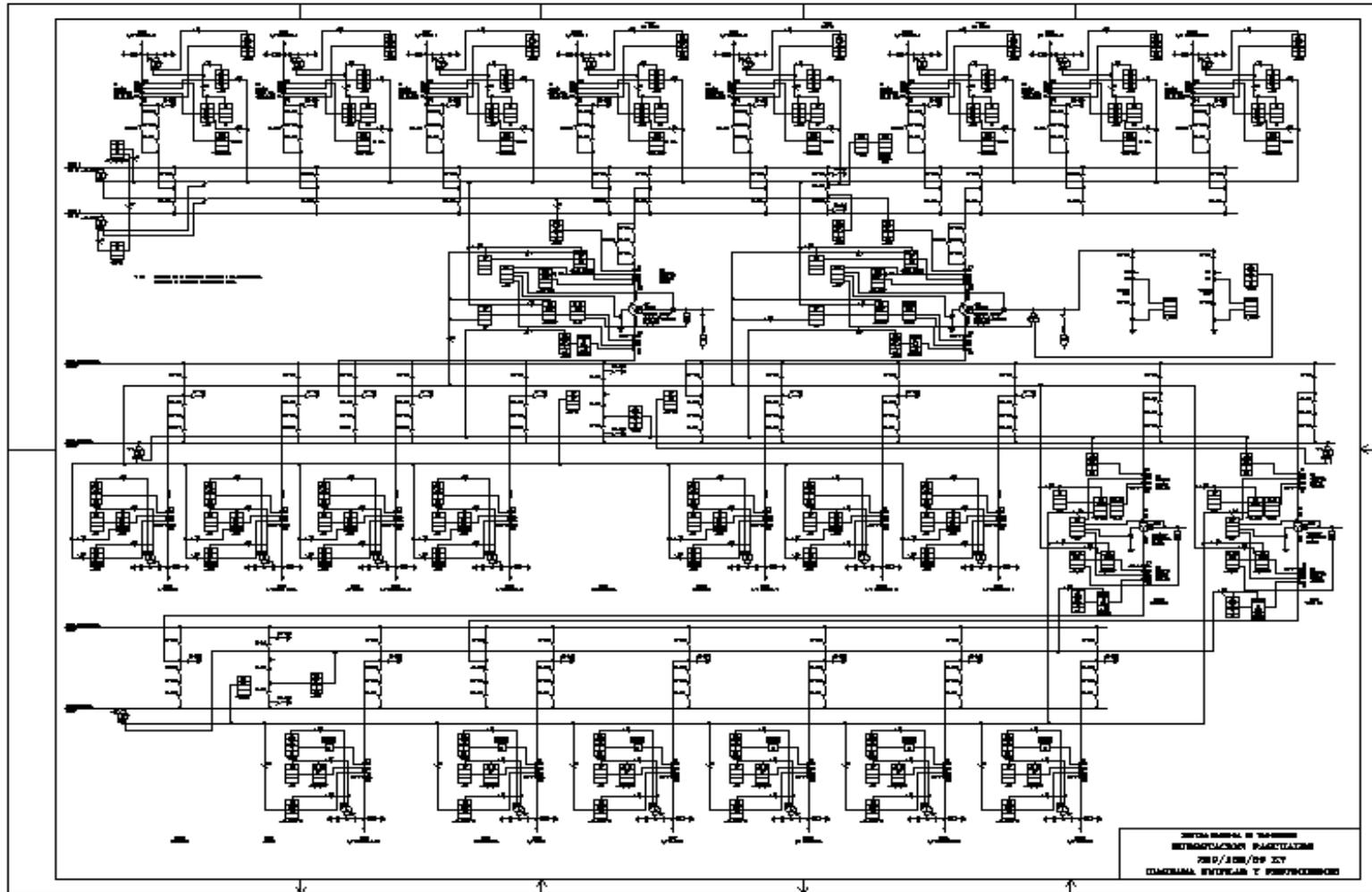


Fig. 37 Diagrama unifilar y protecciones de la Subestación Pascuales

3.4.3 ACTUACIÓN DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDA DE 138kV

La principal función del **SIPROTEC 7SS6010** es la de protección barras que funciona con el principio de medición diferenciada de corrientes de las posiciones de 138kV.

La protección digital de la barra de distribución **7SS60** posee dos funciones separadas. Una función del **SIPROTEC 7SS6010** es del sistema de medición; este detecta y procesa los valores de corrientes medido; el cual evalúa el límite de la corriente de restricción actual I_R e identifica la diferencia de corriente y toma una decisión que dispara los interruptores conectados a la barra. La otra función del sistema, es referida como sistema periférico, el cual tiene la tarea de sumar las corrientes de cada uno de los alimentadores, agrupándolas en el sistema de detección de valor de medición.

Si se desea una protección selectiva para cada fase, se asigna su propio sistema de medición. Si no, se combinan las corrientes trifásicas con la corriente del transformador quedando en este caso solo sistema de medición requerido. Si una barra de distribución es dividida en dos secciones por un seccionador cada sección debe tener su propio sistema de medición.

El sistema de medición 7SS601 puede detectar corriente alterna I_D y pulsaciones de corriente continua I_R . Las entradas de medición son aisladas galvánicamente

del electrónico equipo por un transformador corriente. Presenta tres (3) entradas binarias que proporcionan la detección de señales binarias externas.

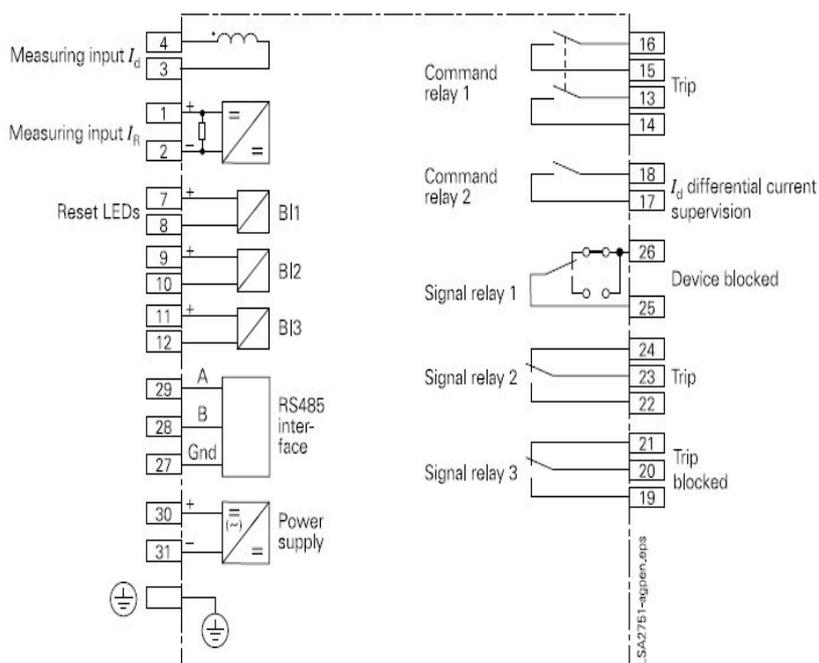


Fig. 38 Diagrama de control de relé diferencial de barras

El sistema posee dos relés de comando de supervisión. El **Comand Relay 1** consiste en dos relés conectados en paralelo. Este relé no puede ser configurado; la función **BP TRIP** se asigna permanentemente a él. El **Comand Relay 2** está disponible para tener funciones de comando configuradas a él. Todos los **Comand Relay** tienen un contacto de normalmente abierto (NO). Posee también tres **Signal Relay** con contactos de cambio, uno se utiliza para la salida y el otro para la protección del bloqueo. La funcionalidad del relé normalmente abierto o cerrado (NC o NO) puede ser seleccionada por un ajuste

del puente. El módulo se conecta de un interfaz serial RS485. El convertidor para la fuente de potencia auxiliar es integrado en el módulo o panel.

En la subestación Pascuales en el nivel de 138 kV se tiene un esquema de barras simple, la cual se encuentra seccionada por dos seccionadores 89-1Y1 y 89-1Y3. Cada una de las once posiciones del nivel de 138kV, cuenta con tres transformadores de corriente multirelación para la medición y protección de las líneas, cada uno cuenta con 4 devanados secundarios, a la salida de la línea, uno de estos devanados cuya clase es de protección y generalmente en su relación nominal (2000/5) son empleados, para censar las corrientes que pasan por cada una de las fases, llegando al KTC propio de la posición, los cuales se suman e ingresan a un transformador de corriente del tipo **4AM5120**, con una relación nominal 5 A, con un ajuste de la corriente de salida a 100 mA.

Las corrientes de salida de todas las posiciones de 138 kV son alimentadas a la medición del relé **SIPROTEC 7SS601** (formación de la corriente diferencial I_D) y sobre las unidades de restricción **7TM70** de las secciones 87BS1-X1, 87BS2-X1 y 87BS2-X2 (formación de la corriente de restricción I_R). La corriente total de restricción se alimenta sobre el sistema de medición **7SS601** de la sección 87BS2, como se muestra en la figura 38; teniendo en cuenta que el relé **ZE126** debe encontrarse desenergizado, esto es los seccionadores de barra 89-1Y1 Y 89-1Y3 cerrados, indicando que no esté seccionada la barra.

Debido a que no se encuentra seccionada la barra, al censar un diferencial de corrientes o falla en la barra el **SIPROTEC 7SS601**, se enclavan los contactos **(15-16)** del **COMAND RELAY 2** del **87BS2**, se energizan las bobinas **87BS2/X1** y **87BS2/X2**, arrancando la función del 50BF de las posiciones de la sección 2; a su vez se enclavan los contactos **(17-18)** del **COMAND RELAY 2** del **87BS2**, energizando las bobinas **86BS2X**, que a través de sus contactos dispara los interruptores de las posiciones que se encuentran conectadas a la sección 2, bloqueándolas al cierre a través de los contactos de la bobina del **86BS2** y al enclavarse el contacto de la bobina **86BS2X.4**, energiza las bobinas del **87BS1/X1**, arrancando la función del 50BF de las posiciones de la sección 1; al mismo instante al cerrarse el contacto **(14-13)** en el **RELAY 2** del **87BS2** energiza las bobinas **86BS1X**, que a través de sus contactos dispara los interruptores de las posiciones que se encuentran conectadas a la sección 1, bloqueándolas al cierre a través de los contactos de la bobina del **86BS1**.

Cabe acotar que para no esté seccionada la barra totalmente deben estar cerrados el **89-1Y1** y el **89-1Y3**, para que el relé **ZE126** este desenergizado; si uno de estos se encuentra abierto, el **ZE126** se mantiene desenergizado, por lo tanto se va mantener la filosofía antes explicada.

3.4.3.1 BARRA SECCIONADA

Los dos seccionadores de barra 89-1Y1 Y 89-1Y3 deben estar abiertos al mismo tiempo y se energiza el relé auxiliar **ZE126**.

El equipo 87B que verifica el diferencial de corrientes en la barra, consta de selectividad de secciones.

3.4.3.2 FALLA EN SECCIÓN 1

Las posiciones que se encuentran conectadas a la SECCIÓN 1 a la barra principal son: CEDEGE, SANTA ELENA, ATT 138 kV, ELECTROQUIL, SALITRAL 2.

Si existe un diferencial de corrientes o falla en barra propia en la sección 1 se enclavan los contactos **(15-16)** en el **COMAND RELAY 1** del **87BS1** energizando las bobinas **87BS1/X1**, las cuales arrancan la función 50BF de las posiciones de la sección; al mismo tiempo se enclavan los contactos **(17-18)** del **COMAND RELAY** del **87BS1**, el cual energiza las bobinas **86BS1X**, que a través de sus contactos disparan los interruptores de las posiciones que se encuentran conectados a la sección 1, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1**.

3.4.3.3 FALLA EN SECCIÓN 2

Las posiciones que se encuentran conectadas a la SECCIÓN 2 a la barra principal son: ATU 138 kV, SALITRAL 1, POLICENTRO 2, POLICENTRO 1, ATQ 138 kV, ATR 138 kV.

Si existe un diferencial de corrientes o falla en barra propia en la sección 2 se enclavan los contactos **(15-16)** en el **COMAND RELAY 2** del **87BS2** energizando

las bobinas **87BS2/X1** y **87BS2/X2**, las cuales arrancan la función 50BF de las posiciones de la sección; al mismo tiempo se enclavan los contactos **(17-18)** en el **COMAND RELAY 2** del **87BS2**, el cual energiza las bobinas **86BS2X**, que a través de sus contactos disparan los interruptores de las posiciones que se encuentran conectados a la sección 2, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS2**.

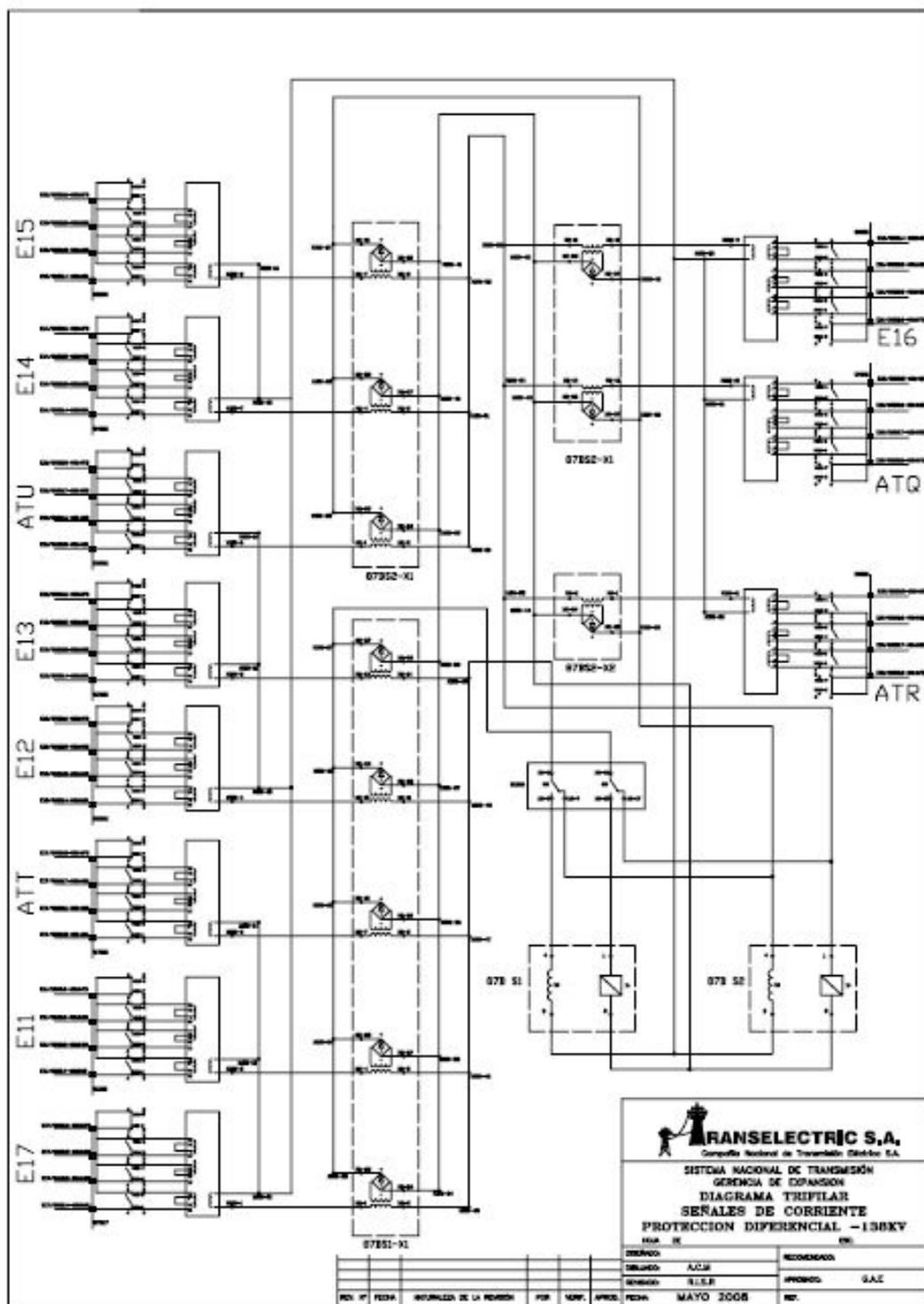


FIG. 39 Diagrama trifilar de señales de corriente protección diferencial – 138 kV

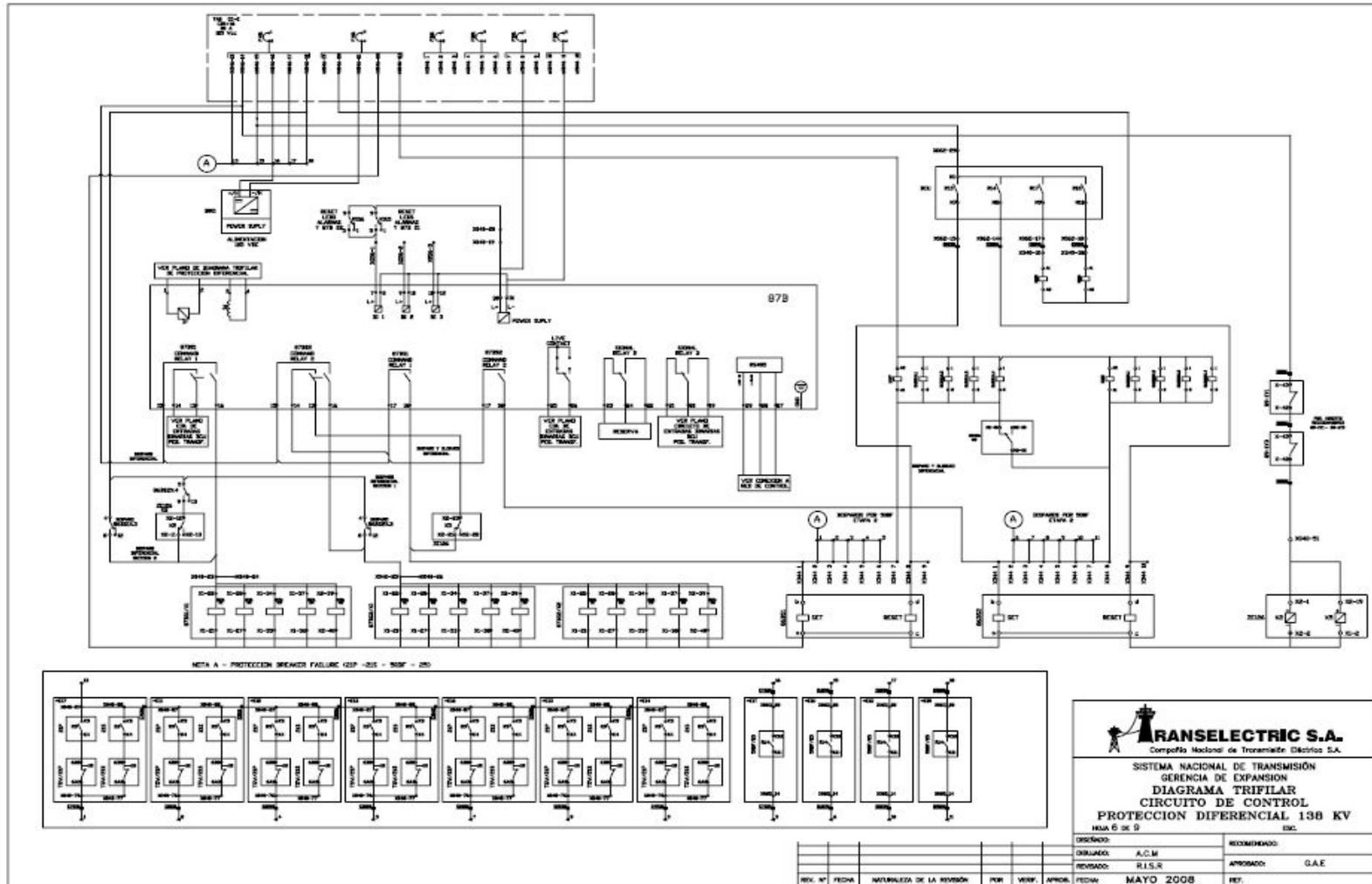


Fig. 40 Diagrama trifilar – Circuito de control - Protección diferencial 138kV

3.4.4 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DEL 50BF EN LOS INTERRUPTORES DE LAS POSICIONES DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En el nuevo esquema de protección diferencial distribuido de barras del patio de 138 kV, el esquema 50BF mantiene la misma filosofía que la actual protección, la diferencia es que se cuenta con dos relés de protección 21P y 21S, con igual referencia **7SA6125**; que cuenta con 21 entradas binarias, 18 salidas de comando y 7 salidas rápidas y tiene habilitadas las siguientes funciones de: distancia, sobrecorriente, sobre y sub tensión, verificación de sincronismo, recierre, *falla interruptor (50BF)* y registro de fallas.

3.4.4.1 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DEL 50BF EN LOS INTERRUPTORES DE LAS POSICIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – PROTECCIÓN PRIMARIA 21P

Al censar una falla el relé **21P** se enclava la salida digital **R23** del relé 21P, siempre y cuando el **KSW21P** esté en modo normal, este envía la señal de arranque de la función 50BF a través de la entrada binaria **B119** del relé 21S.

Si no se despeja la falla por las protecciones pertinentes, se enclava la salida digital **R9** del relé **21S** que a través de la función 50BF energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de los contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada y bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.

El disparo cuando la posición se encuentra transferida, se energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de los contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.

Al momento de enclavarse la salida digital **R9** del relé **21S** con la función 50BF, se envía la señal del disparo directo transferido (DDT) a través del canal 3 de la teleprotección al otro extremo de la línea, a través la salida digital **R6** del relé **21P** con la función 50BF,.

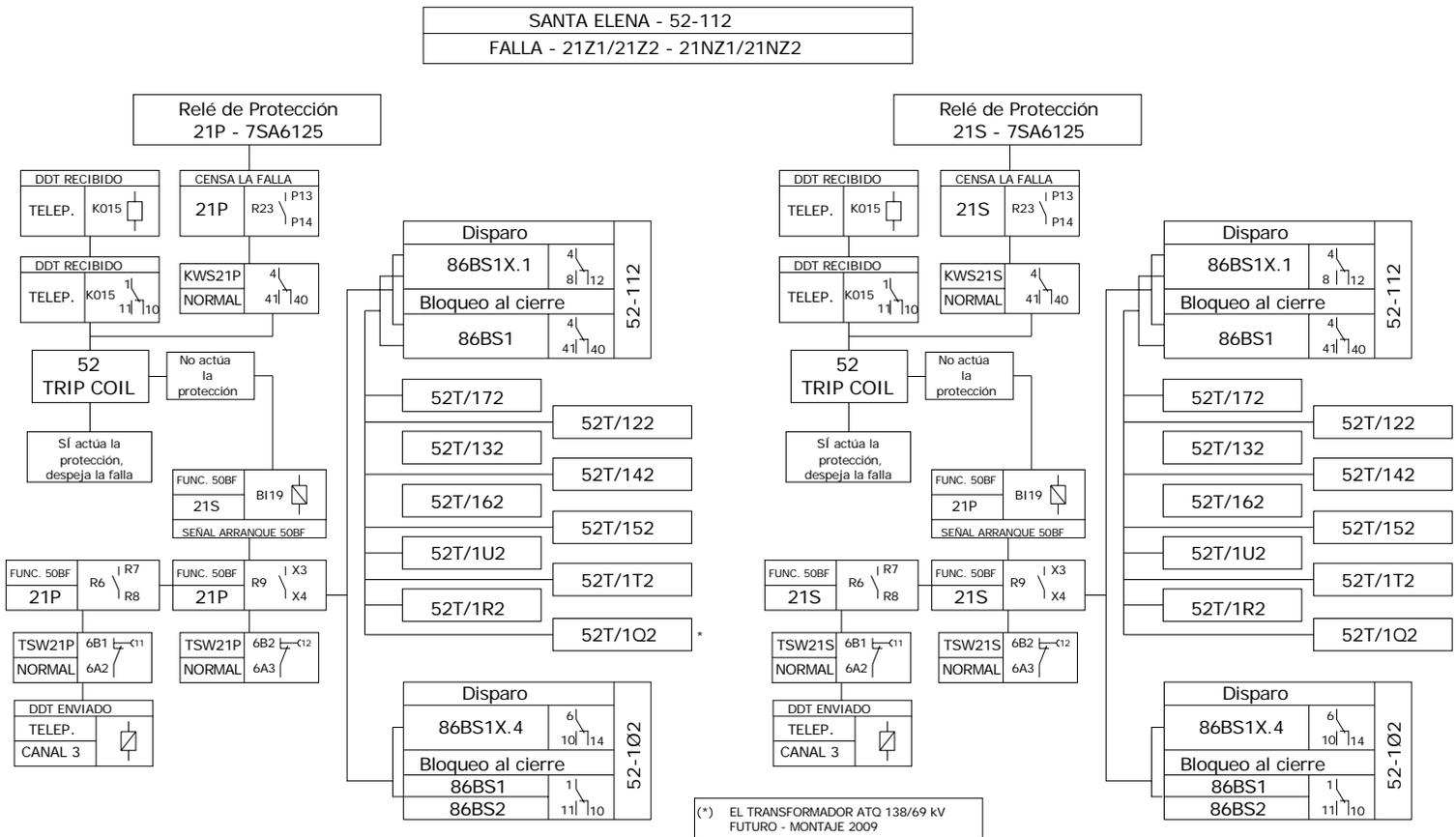
3.4.4.2 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DEL 50BF EN LOS INTERRUPTORES DE LAS POSICIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – PROTECCIÓN SECUNDARIA 21S

Al censar una falla el relé 21S se enclava la salida digital **R23** del relé 21S, siempre y cuando el **KSW21S** esté en modo normal, este envía la señal de arranque de la función 50BF a través de la entrada binaria **B119** del relé 21P

Si no se despeja la falla por las protecciones pertinentes, se enclava la salida digital **R9** del relé **21P** que a través de la función 50BF energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de los contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.

El disparo cuando la posición se encuentra transferida, se energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de los contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**

Al momento de enclavarse la salida digital **R9** del relé **21P** con la función 50BF, se envía la señal del disparo directo transferido (DDT) a través del canal 3 de la teleprotección al otro extremo de la línea, a través la salida digital **R6** del relé **21S** con la función 50BF,.



Esquema 13. Actuación de la Función 50BF – Posiciones de línea – 138kV

3.4.5 ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DEL 50BF EN LOS INTERRUPORES DE LAS POSICIONES DE AUTOTRANSFORMADORES ATT/ATU/ATR 138 kV

Los IED'S de las posiciones de autotransformadores al censar fallas mecánicas o eléctricas, envían las señales de arranques de la función 50BF a través de las salidas digitales de los IED'S; en el caso de no haber suplido la falla los relés pertinentes, a través del esquema del diferencial de barras, dispara él y los interruptores conectados a la barra de la sección de la posición fallada.

Para los autotransformadores con devanado de 138 kV se tiene un relé de protección de sobrecorriente de fases y tierra **7SJ6215**, con 8 entradas binarias y 8 salidas de comando el cual actúa como respaldo de la protección diferencial del autotransformador en el devanado de alta; también se cuenta con un relé de protección falla interruptor de dos etapas con referencia **7SA6115**. Este equipo cuenta con 13 entradas binarias, 10 salidas de comando y 7 salidas rápidas.

Las funciones de protección incluidas y habilitadas en este relé son:

- a. (25) Función de verificación de sincronismo
- b. (79) Recierre.
- c. (50BF) Protección de falla interruptor
- d. (27/59) Protección de sobre y sub tensión.
- e. Registro de fallas.

3.4.5.1 FALLA DE SOBRECORRIENTE DE LOS AUTOTRANSFORMADORES

ATT / ATU 138 kV

Al censar una falla que genera sobrecorriente en el autotransformador, la protección primaria (**50/51/25**) que se encuentra en el lado del interruptor de alta el autotransformador (52-2N2); enclava la salida digital **B03** del relé **50/51/25**, encontrándose el test switch en estado normal, siempre y cuando el contacto **K028** esté cerrado, energizándose la bobina del relé auxiliar **K024**, enclavando los contactos (**5-9-13**); enviando así la señal de arranque de la función 50BF al interruptor de baja 52-1N2, a través de la entrada binaria BI06 del relé **50BF/25**.

Al no actuar la protección primaria, se enclava la salida digital **R05** del relé **50/51** que se encuentran en los paneles de los interruptores 52-1T2 y 52-1U2, siempre y cuando el **TSW50/51** esté en modo normal, enviando la señal de arranque de la función 50BF a través de la energización de la entrada binaria **BI06** del relé **50BF/25**.

Si no se despeja la falla por las protecciones pertinentes, se enclava el contacto **R14** del relé **50BF/25** con función 50BF, energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de sus contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, y bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.

3.4.5.2 FALLAS MECÁNICAS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES

ATT / ATU 138 kV

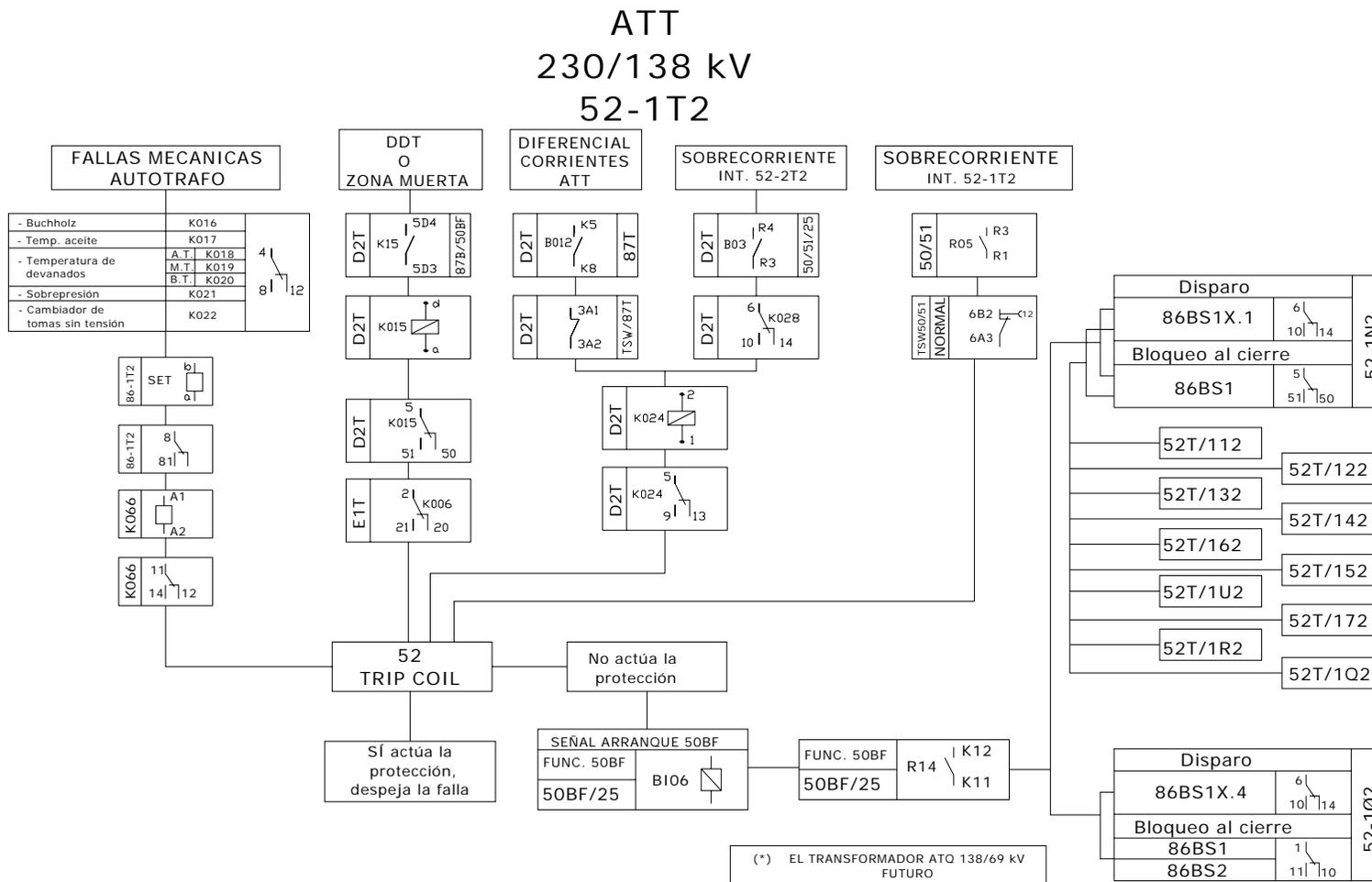
A través de un tablero de control local que se encuentra en cada uno de los autotransformadores ingresan las señales de las protecciones mecánicas como Buchholz, Temperatura del aceite, Temperatura de devanados (A.T., M.T., B.T.), Sobrepresión y Cambiador de tomas sin tensión; al censar una falla mecánica, se energiza la bobina de la protección mecánica actuada y a su vez enclava su contacto; el cual energiza el relé **86-1N2**, enclavándose los contactos **(8-81)**, energizando la bobina auxiliar **K066** y a su vez su contacto envía la señal de arranque de la función 50BF energizando la entrada binaria **B106** del relé **50BF/25**.

Si no se despeja la falla por las protecciones pertinentes, se enclava el contacto **R14** del relé **50BF/25** con función 50BF, energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de sus contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, y bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.

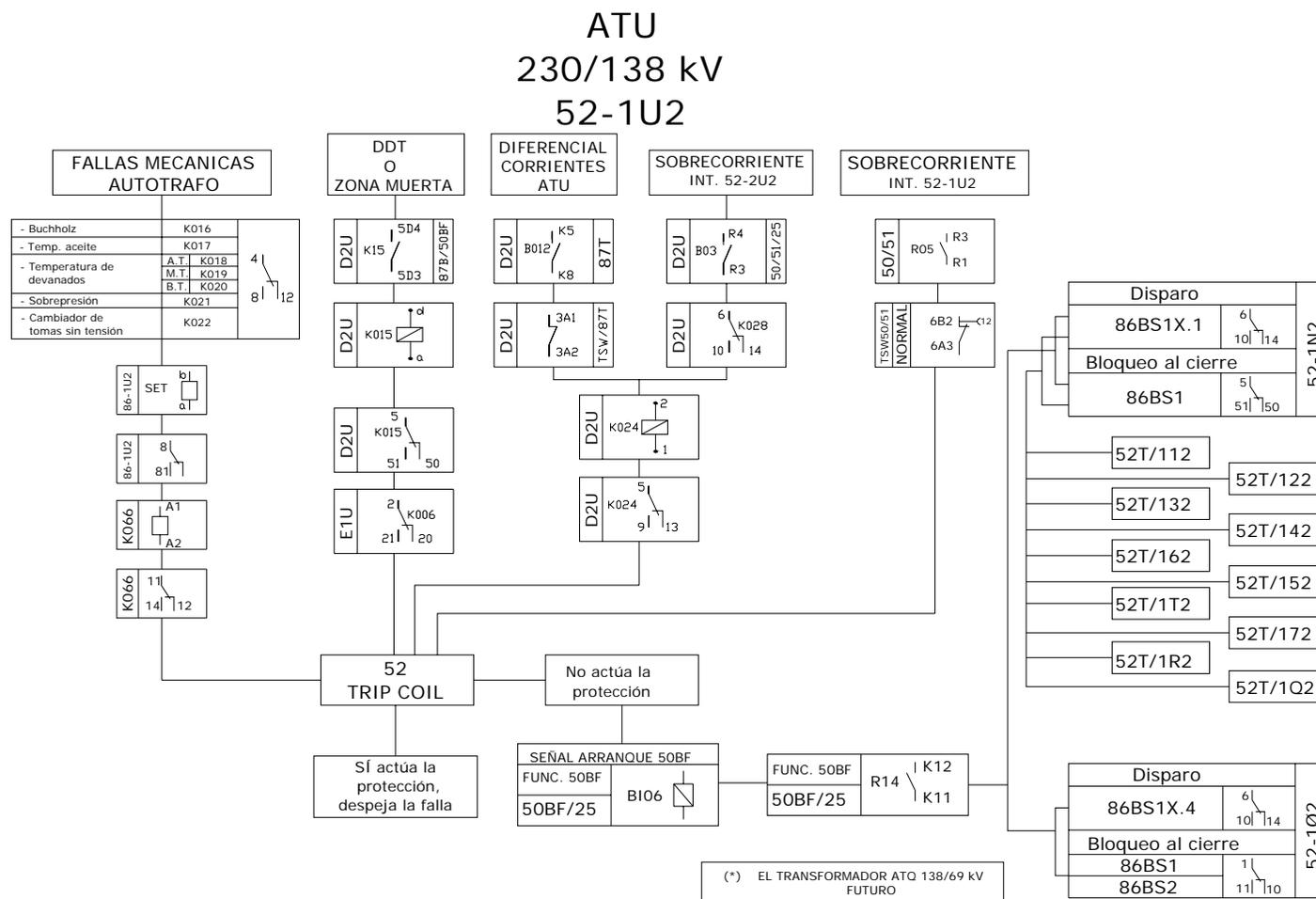
3.4.5.3 DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO INTERRUPTOR DE ALTA O ZONA MUERTA DE LOS AUTOTRANSFORMADORES ATT / ATU 138 kV

Si existe un disparo directo transferido que es enviado del lado de alta del Banco de Autotransformadores, se enclava la salida digital **K5** del relé **87B/50BF**, energizando el relé auxiliar **K015**; supervisándose que se encuentre cerrado el contacto **K006** (seccionadores 89-1N1 y 89-1N3 cerrados), se envía la señal de arranque de la función 50BF a través de la energización de la entrada binaria **BI06** del relé **50BF/25**.

Si no se despeja la falla por la protección pertinente, se enclava el contacto **R14** del relé **50BF/25** con función 50BF, energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de sus contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.



Esquema 14. Actuación de la Función 50BF – Posición ATT– 138kV



Esquema 15. Actuación de la Función 50BF – Posición ATU – 138kV

3.4.5.4 DIFERENCIAL DE CORRIENTES DE LOS AUTOTRANSFORMADORES

ATT / ATU 138 kV

En principio, la protección diferencial de transformadores se basa en la comparación de la corriente entre el lado de la tensión superior y el lado de la tensión inferior del transformador.

Si consideramos idealmente, al transformador como un punto de intersección, la suma de todas las corrientes entrantes tiene que ser igual a la suma de las corrientes salientes.

En funcionamiento normal o también en caso de cortocircuito fuera de la zona de protección, las corrientes secundarias del transformador en el circuito de corriente diferencial se diferencian unas de otras de forma importante. El hecho de producirse una corriente diferencial I_d permite deducir entonces la existencia de un falla interna.

Al censar diferencial de corrientes en el autotransformador, el relé **87T**, enclava la salida digital **B012** del relé **87T**, estando el test switch en estado normal, energizándose la bobina del relé auxiliar **K024** que se encuentra en el panel de alta, que a través de su contacto **(5-9-13)** envía la señal de arranque de la función 50BF al interruptor de baja 52-1T2, a través de la energización de la entrada binaria **BI06** del relé **50BF/25**.

Si no se despeja la falla por la protección pertinente, se enclava el contacto **R14** del relé **50BF/25** con función 50BF, energiza la bobina **(86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó**

86BS2X.2), que a través de sus contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1** ó **86BS2**.

3.4.5.5 FALLA DE SOBRECORRIENTE DEL AUTOTRANSFORMADOR ATR 138 kV

Al censar una falla que genera sobrecorriente en el autotransformador, se cuenta con una protección primaria que se encuentra en el lado del interruptor de alta (**52-1R2**); se enclava la salida digital **R05** del relé **50/51**, siempre y cuando el **TSW50/51** esté en modo normal, este envía la señal de arranque de la función 50BF a través de la energización de la entrada binaria **B106** del relé **50BF/25**

Si no se despeja la falla por las protecciones pertinentes, se enclava el contacto **R14** del relé **50BF/25** con función 50BF, energiza la bobina (**86BS1X.1** ó **86BS2X.1** ó **86BS2X.2**), que a través de sus contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1** ó **86BS2**.

3.4.5.6 FALLAS MECÁNICAS DEL AUTOTRANSFORMADOR ATR 138 kV

A través de un tablero de control local que se encuentra en el autotransformador trifásico, ingresan las señales de las protecciones mecánicas como Buchholz, Temperatura del aceite, Temperatura de devanados (A.T., M.T., B.T.), Sobrepresión y Cambiador de tomas sin tensión; al censar una falla generada en el autotransformador, se energiza el relé auxiliar de la protección mecánica actuada; energizando la bobina del relé **86-1R2**, originándose la señal de disparo para los interruptores de alta y baja tensión del autotransformador

Simultáneamente, al actuar el relé 86-1R2 se enclava los contactos (8-81), energizando un relé auxiliar **K066**, cuyo contacto envía la señal de arranque de la función 50BF a través de la energización de la entrada binaria **BI06** del relé **50BF/25**

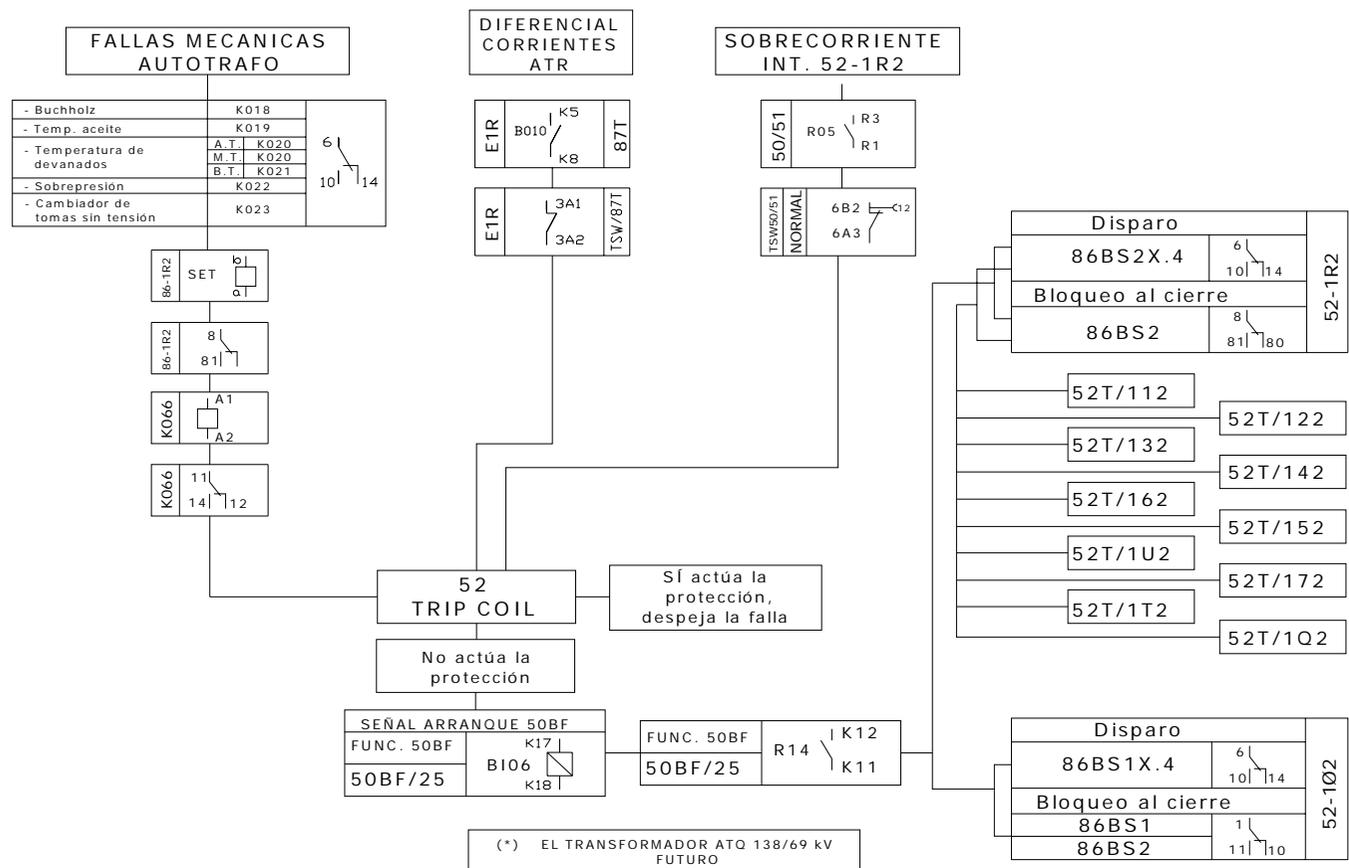
Si no es despejada la falla por las protecciones pertinentes, se enclava el contacto **R14** del relé **50BF/25** con función 50BF, energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de sus contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.

3.4.5.7 DIFERENCIAL DE CORRIENTES DEL AUTOTRANSFORMADOR ATR 138 kV

Al censar diferencial de corrientes en el autotransformador, el relé **87T**, enclava la salida digital **B010** del relé **87T**, estando el test switch en estado normal, este envía la señal de arranque a través de la energización de la entrada binaria **B106** del relé **50BF/25**

Si no se despeja la falla por la protección pertinente, se enclava el contacto **R14** del relé **50BF/25** con función 50BF, energiza la bobina (**86BS1X.1 ó 86BS2X.1 ó 86BS2X.2**), que a través de sus contactos dispara los interruptores que se encuentran conectados a la sección de la barra donde se encuentra la posición fallada, bloqueándolos al cierre a través de los contactos de la bobina **86BS1 ó 86BS2**.

ATR- 138/69 kV - 52-1R2



Esquema 16. Actuación de la función 50BF – Posición ATR – 138kV

3.5 MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA EN EL NUEVO ESQUEMA DE PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDA DE LAS POSICIONES DE 138kV

A continuación se detalla las operaciones requeridas para sustituir el interruptor de las posiciones de línea y de autotransformador de las diversas posiciones del nivel de 138kV por el interruptor de de transferencia.

En la sincronización de las posiciones de línea y autotransformadores, las señales de voltaje, frecuencia y ángulo de la línea pueden variar como máximo un $\pm 10\%$, $\pm 0.01\text{HZ}$ Y $\pm 10\%$ respectivamente.

3.5.1 POSICIONES DE LÍNEA

MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA DE UNA POSICIÓN DE LÍNEA						
CONDICIONES INICIALES						
	EQUIPO PRIMARIO	POSICIÓN	IED	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TIPO DE SEÑAL
1	52-1N2	Cerrado	BCU 52-1N2	BI6		Señalización
2	89-1N1	Cerrado	BCU 52-1N2	BI20		Señalización
3	89-1N3	Cerrado	BCU 52-1N2	BI17		Señalización
4	89-1Ø8	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI27		Señalización
5	52-1Ø2	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI6		Señalización
6	89-1Ø1	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI16		Señalización

7	89-1Ø3	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI21		Señalización
OPERACIÓN REQUERIDA						
	EQUIPO PRIMARIO	POSICIÓN	IED	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIITAL	TIPO DE SEÑAL
1	89-1Ø1	Cerrar	BCU 52-1Ø2		R6	Comando
2	89-1Ø3	Cerrar	BCU 52-1Ø2		R10	Comando
3	89-1N5	Cerrar	BCU 52-1N2		R12	Comando
4	52-1Ø2	Remoto	BCU 52-1Ø2	BI9		Señalización
5	52-1N2	Verificación de sincronismo	21P 52-1N2		R21	Comando
6	86BS1/ 86BS2	NO esté operado	27/59 52-1Ø2	BI9		Alarma
7	52-1N2	Normal	74/1			Alarma
8	52-1Ø2	Cerrar	BCU 52-1Ø2		R2	Comando
9	52-1N2	Abrir	BCU 52-1N2		R1	Comando
10	89-1N1	Abrir	BCU 52-1N2		R9	Comando
11	89-1N3	Abrir	BCU 52-1N2		R5	Comando

RETORNO A CONDICIONES NORMALES						
	EQUIPO PRIMARIO	POSICIÓN	IED	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TIPO DE SEÑAL
1	89-1N1	Abrir	BCU 52-1N2		R10	Comando
2	89-1N3	Abrir	BCU 52-1N2		R6	Comando
3	52-1N2	Cerrar	BCU 52-1N2		R2	Comando
4	52-1Ø2	Remoto	BCU 52-1Ø2	BI9		Señalización
5	52-1Ø2	Abrir	BCU 52-1Ø2		R1	Señalización
6	89-1Ø1	Abrir	BCU 52-1Ø2		R3	Señalización
7	89-1Ø3	Abrir	BCU 52-1Ø2		R5	Señalización
8	89-1N5	Abrir	BCU 52-112		R11	Señalización

3.5.2 POSICIONES DE AUTOTRANSFORMADORES ATT – ATU – ATR – 138kV

MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA DE UNA POSICION DE AUTOTRANSFORMADORES						
CONDICIONES INICIALES						
	EQUIPO PRIMARIO	POSICIÓN	IED	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TIPO DE SEÑAL
1	52-1N2	Cerrado	BCU 52-1N2	BI7		Señalización
2	89-1N1	Cerrado	BCU 52-1N2	BI22		Señalización
3	89-1N3	Cerrado	BCU 52-1N2	BI17		Señalización
4	89-1Ø8	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI27		Señalización
5	52-1Ø2	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI6		Señalización
6	89-1Ø1	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI16		Señalización
7	89-1Ø3	Abierto	BCU 52-1Ø2	BI21		Señalización
OPERACIÓN REQUERIDA						
	EQUIPO PRIMARIO	POSICIÓN	IED	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TIPO DE SEÑAL
1	89-1Ø1	Cerrar	BCU 52-1Ø2		R6	Comando
2	89-1Ø3	Cerrar	BCU 52-1Ø2		R10	Comando
	89-1T5	Cerrar	BCU 52-1T2		R12	Comando
3	52-1Ø2	Remoto	BCU 52-1Ø2	BI9		Señalización

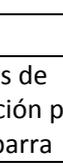
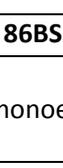
4	52-1T2	Verificación de sincronismo	21P 52-1T2		R13	Comando
5	86-1T2	NO esté operado	BCU 52-1T2	BI32		Alarma
6	86BS1	NO esté operado	27/59 52-1Ø2	BI9		Alarma
7	52-1T2	Normal	74/1			Alarma
8	52-1Ø2	Cerrar	BCU 52-1Ø2		R2	Comando
9	52-1T2	Abrir	BCU 52-1T2		R1	Comando
10	89-1T1	Abrir	BCU 52-1T2		R9	Comando
11	89-1T3	Abrir	BCU 52-1T2		R5	Comando
RETORNO A CONDICIONES NORMALES						
	EQUIPO PRIMARIO	POSICIÓN	IED	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIITAL	TIPO DE SEÑAL
1	89-1T1	Abrir	BCU 52-1T2		R10	Comando
2	89-1T3	Abrir	BCU 52-1T2		R6	Comando
3	52-1T2	Cerrar	BCU 52-1T2		R2	Comando
4	52-1Ø2	Remoto	BCU 52-1Ø2	BI9		Señalización
5	52-1Ø2	Abrir	BCU 52-1Ø2		R1	Señalización
6	89-1Ø1	Abrir	BCU 52-1Ø2		R3	Señalización
7	89-1Ø3	Abrir	BCU 52-1Ø2		R5	Señalización
8	89-1T5	Abrir	BCU 52-1T2		R11	Señalización

3.6 COMPONENTES UTILIZADOS EN EL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIÓN

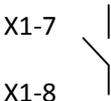
DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDA DE 138KV

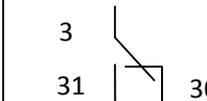
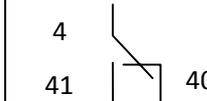
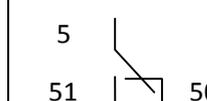
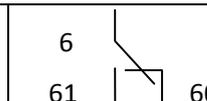
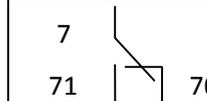
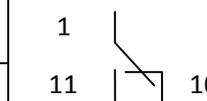
3.6.1 COMPONENTES DEL ESQUEMA DEL DIFERENCIAL DE BARRAS

	DESCRIPCIÓN	ELEMENTOS		BOBINAS	Contactos
SIPROTEC 7SS6010- 4EA00- 0AA0	Sistema de protección diferencial de barras distribuida	87BS1	Id	RELAY 1 87BS1	2
			Ir		
87BS2		Id	RELAY 2 87BS2	3	
		Ir			
SIEMENS					
4AM5120- 4DA00- 0AN2	Transformadores de corriente de acople RC: 1-5A I _{sal} : 10mA	-E11 -E12 -E13 -E14 -E15	-E16 -E17 -E1T -E1U -E1R		
SIEMENS					
7TM7000- 0AA00- 0AA0	Módulo auxiliar de entrada/salida y restricción para relé diferencial de barras centralizado 7SS60	87BS1-X1		87A/X1	2
				87A/X2	
				87A/X3	
				87A/X4	
				87A/X5	
		87BS2-X1		87A/X1	2
				87A/X2	
				87A/X3	
				87A/X4	
				87A/X5	
		87BS2-X2		87B/X1	2
				87B/X2	
				87B/X3	
				87B/X4	
				87B/X5	
SIEMENS					

7TR7100-0AA00-0AA0	Modelo auxiliar de réplica de interruptor o seccionador para relé diferencial de barras centralizado	ZE126	ZE126 – K2		1	
			ZE126 – K5		1	
SIEMENS						
7PA2251-1	Relé de disparo y bloqueo 125Vdc 8 contactos conmutables	86BS1	Arranque Protecciones C/Posición	SET	86BS1.X1	4
					86BS1.X2	4
					86BS1.X3	3
			Señal de BCU	RESET	86BS1.X4	2
		86BS2	Arranque Protecciones C/Posición	SET	86BS2.X1	4
					86BS2.X2	4
					86BS2.X3	3
			Señal de BCU	RESET	86BS2.X4	2
SIEMENS						
87BS1 – 87BS2		86BS1- 86BS2				
Contactos auxiliares de entrada/salida y restricción para relé diferencial de barra		Contactos del relé monoestable rápido				
SIEMENS		110/125 Vdc – 4 Contactos conmutables				
7TM7000-0AA00-0AA0		SIEMENS	7PA2732-0AA00-2			
ARRANQUE 50BF		DISPARO				
CEDEGE – 52-172						
87BS1/X1	X1-1 X1-2		86BS1X.1	6 10		
SANTA ELENA – 52-112						
87BS1/X1	X1-7 X1-8		86BS1X.1	4 8		
ELECTROQUIL – 52-122						
87BS1/X1	X1-19 X1-20		86BS1X.2	4 8		

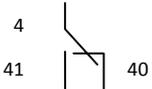
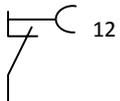
ATT – 52-1T2			
87BS1/X1	X1-13 X1-14	86BS1X.2	6 10 14
SALITRAL 2 – 52-132			
87BS1/X1	X1-16 X1-17	86BS1X.3	6 10 14
SALITRAL 1 – 52-142			
87BS2/X1	X1-7 X1-8	86BS2X.1	4 8 12
ATU – 52-1U2			
87BS2/X1	X1-1 X1-2	86BS2X.1	6 10 14
POLICENTRO 2 – 52-152			
87BS2/X1	X1-13 X1-14	86BS2X.2	6 10 14
POLICENTRO 1 – 52-162			
87BS2/X1	X1-19 X1-20	86BS2X.2	4 8 12
ATR – 52-1R2			
87BS2/X1	X1-1 X1-2	86BS2X.3	6 10 14
ATQ – 52-1Q2			
87BS2/X2	X1-16 X1-17	86BS2X.3	6 10 14

TRANSFERENCIA – 52-1Ø2			
87BS2/X2	X1-7 X1-8		86BS1X.3
			6 10 14

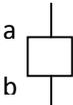
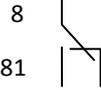
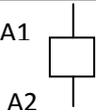
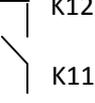
BLOQUEO AL CIERRE			
86BS1- 86BS2			
Contactos de los relés de disparo y bloqueo al cierre			
SIEMENS		7PA2251-1	
CEDEGE – 52-172		ATU – 52-1U2	
86BS1	3 31		86BS2
			3 31 30
SANTA ELENA – 52-112		SALITRAL 1 – 52-142	
86BS1	4 41		86BS2
			4 41 40
ATT – 52-1T2		POLICENTRO 2 – 52-152	
86BS1	5 51		86BS2
			5 51 50
ELECTROQUIL – 52-122		POLCENTRO 1 – 52-162	
86BS1	6 61		86BS2
			6 61 60
SALITRAL 2 – 52-132		ATR – 52-1R2	
86BS1	7 71		86BS2
			7 71 70
SALITRAL 2 – 52-132		ATQ – 52-1Q2	
86BS1	1		86BS2
86BS2	11		8 81 80

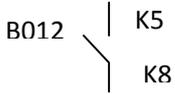
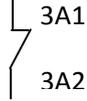
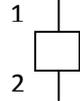
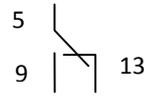
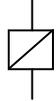
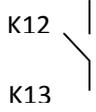
3.6.2 COMPONENTES DEL ESQUEMA BREAKER FAILURE

3.6.2.1 POSICIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

DISPARO			
DDT RECIBIDO			
K015		Relé monoestable- 125Vdc -8 contactos conmutables- 20 ms	
K015			
CENSA LA FALLA			
21P/21S			
Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, cuadrilateral con 6 zonas hacia adelante y atrás programables, bloqueo por oscilación de potencia, compensación líneas paralelas, protección falla fusible, 27/59/50BF/79/67N			SIEMENS
			7SA6125-5AB02-7PR4
SALIDA DIGITAL	R23		
TEST SWITCH	Relé monoestable- 125Vdc -8 contactos conmutables- 20 ms	KSW21P KSW21S	
SEÑAL DE ARRANQUE FUNCION 50BF			
ENTRADA BINARIA	21S/21P	B119	
SALIDA DIGITAL	21P/21S	R9	
TEST SWITCH	Elemento para prueba de protección		
ALIMENTACIÓN			
F201	Interruptor automático bipolar		125Vdc

3.6.2.2 POSICIONES DE LOS AUTOTRANSFORMADORES ATT/ATU – 230 / 138 kV

FALLAS MECÁNICAS AUTOTRANSFORMADOR							
87T							
SIEMENS	7UT6335-5EB02-1AA0					D2T+R01	
Relé multifuncional diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N							
Contactos de los relés de protección mecánica del autotransformador							
Buchholz			K016		Relé monoestable rápido 110/125 Vdc 4 contactos conmutables SIEMENS 7PA2732-0AA00-2		
Temperatura de aceite			K017				
Temperatura de devanados		AT	K018				
		MT	K019				
		BT	K020				
Sobrepresión			K021				
Cambiador de tomas sin tensión			K022				
CENSA LA FALLA							
86-1T2		Relé de disparo y bloqueo 7PA2251-1 SIEMENS					
							
K066		Relé repetidor DOLD OA5630+ET1630					
							
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF							
ENTRADA BINARIA	50BF/25	B106		SALIDA DIGITAL	50BF/25	R1	

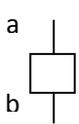
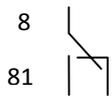
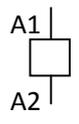
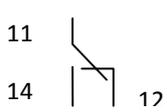
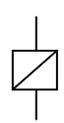
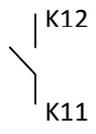
DIFERENCIAL DE CORRIENTES DEL AUTOTRANSFORMADOR								
87T								
SIEMENS		7UT6335-5EB02-1AA0			D2T+R01			
Relé multifunción diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N								
CENSA LA FALLA								
SALIDA DIGITAL	87T							
TEST SWITCH	TSW/87T							
K024	Relé monoestable rápido 110/125Vdc SIEMENS 7PA2732-0AA00-2							
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF								
ENTRADA BINARIA	50BF/25	B106			SALIDA DIGITAL	50BF/25	R1	
ALIMENTACIÓN								
F211-F301				Interruptor automático bipolar				
125Vdc				SIEMENS – 5SX5216-7				

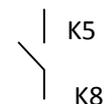
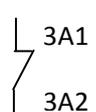
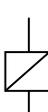
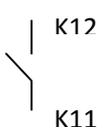
DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO O ZONA MUERTA							
87B/50BF							
SIEMENS		7SS5235-5EB02-1FA4			D2T+R01		
Unidad de bahía de diferencial de barras							
D2T	SALIDA DIGITAL		K1				
CENSA LA FALLA							
D2T	K015	Relé monoestable 125Vdc SIEMENS 7PA2630-0					
E1T	K006	Relé monoestable SIEMENS 7PA2630-0					
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF							
ENTRADA BINARIA 50BF/25	BI06			SALIDA DIGITAL 50BF/25	R1		
ALIMENTACIÓN							
F211-F301				Interruptor automático bipolar			
125Vdc				SIEMENS – 5SX5216-7			

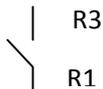
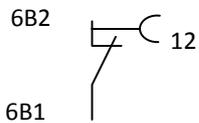
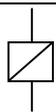
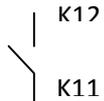
SOBRECORRIENTE AUTOTRANSFORMADOR							
PROTECCIÓN PRIMARIA – INT. 52-2T2							
50/51/25							
SIEMENS	7SJ6415-5EB02-1FA4			D2T+R01			
Relé multifuncional de sobrecorriente, protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, sobrecarga 49 y verificación de sincronismo 25							
CENSA LA FALLA							
50/51/25	SALIDA DIGITAL						
PROTECCION DE RESPALDO – INT. 52-1T2							
50/51							
SIEMENS	7SJ6215-5EB00-0AR0			E1T+R01			
Relé multifuncional de corriente; Protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, direccional de fases y tierra 67/67N							
CENSA LA FALLA							
50/51	SALIDA DIGITAL						
TEST SWITCH	TSW/50/51						
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF							
ENTRADA BINARIA	50BF/25	B106		SALIDA DIGITAL	50BF/25	R1	
ALIMENTACIÓN							

F211-F301	Interruptor automático bipolar
125Vdc	SIEMENS – 5SX5216-7

3.6.2.3 POSICIONES DEL AUTOTRANSFORMADOR ATR – 138 / 69 kV

ATR – 52-1R2							
FALLAS MECÁNICAS AUTOTRANSFORMADOR							
87T							
SIEMENS	7PA2732-0AA00-2				E1R+R01		
Relé multifuncional diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N							
Contactos de los relés de protección mecánica del autotransformador							
Buchholz			K016	Relé monoestable rápido 110/125 Vdc 4 contactos conmutables SIEMENS 7PA2732-0AA00-2			
Temperatura de aceite			K017				
Temperatura de devanados	AT	K018					
	MT	K019					
	BT	K020					
Sobrepresión			K021				
Cambiador de tomas sin tensión			K022				
CENSA LA FALLA							
86-1R2	Relé de disparo y bloqueo 7PA2251-1 - SIEMENS						
							
K066	Relé repetidor DOLD 0A5630+ET1630						
							
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF							
ENTRADA BINARIA	50BF/25	BI06		SALIDA DIGITAL	50BF/25	R1	

ATR – 52-1R2								
DIFERENCIAL DE CORRIENTES DEL AUTOTRANSFORMADOR								
87T								
SIEMENS		7UT6335-5EB02-1AA0			E1R+R01			
Relé multifuncional diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N								
CENSA LA FALLA								
SALIDA DIGITAL		87T	BI10					
TEST SWITCH		TSW/87T						
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF								
ENTRADA BINARIA	50BF/25	BI06			SALIDA DIGITAL	50BF/25	R1	
ALIMENTACIÓN								
F211-F301				Interruptor automático bipolar				
125Vdc				SIEMENS – 5SX5216-7				

ATR – 52-1R2							
SOBRECORRIENTE AUTOTRANSFORMADOR							
PROTECCIÓN PRIMARIA – INT. 52-1R2							
50/51							
SIEMENS		7SJ6215-5EB00-0AR0				E1U+R01	
Relé multifuncional de corriente; Protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, direccional de fases y tierra 67/67N							
CENSA LA FALLA							
50/51		SALIDA DIGITAL		R0			
TEST SWITCH		TSW/50/51					
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF							
ENTRADA BINARIA 50BF/25		B106				SALIDA DIGITAL 50BF/25	
				R1			
ALIMENTACIÓN							
F211-F301				Interruptor automático bipolar			
125Vdc				SIEMENS – 5SX5216-7			

3.7 ALARMAS Y SUPERVISIÓN REMOTA DEL NUEVO ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDA

En el Sistema SICAM PAS CC se determina cuales mensajes o eventos se definen como alarmas.

Los eventos que se definen como alarmas son:

- Fallas en los equipos de la Subestación
- Violación de valores límites de las variables análogas
- Eventos de los relés de protección
- Fallas en los equipos del sistema de automatización

A la llegada de una alarma al sistema se genera una señal audible y se registra en un listado. La señal audible puede ser silenciada por el operador, pero se reactiva a la llegada de una nueva alarma.

En el listado, el operador puede reconocer las alarmas de forma individual o en grupo. Se identifican con distinto color los siguientes tipos de alarma:

- Activa no reconocida
- Activa reconocida
- No activa no reconocida

Solo se borran de la lista las alarmas No activas reconocidas

Dependiendo del operador se pueden imprimir en las impresoras gráficas de Nivel 2 el registro de eventos y la lista de alarmas.

3.7.1 ALARMAS POR ACTUACIÓN DEL NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDA

Al ocurrir una falla por la actuación de la protección diferencial de barras, el relé que censa la falla es el **SIPROTEC 7SS6010**, a través de los relays 87BS1 y 87BS2, al enclavar los contactos de los relés, estos energizan entradas binarias, las cuales a través de programación interna CFC (Continuous Function Chart), indican la señal de alarma en el monitor en que se visualiza la operación del sistema.

DISPARO 87BS1			
RELE	CONTACTOS	ENTRADA BINARIA	ALIMENTACIÓN
87BS1	13-14	B120	Entradas Digitales BCU F111 125Vdc
DISPARO 87BS2			
RELE	CONTACTOS	ENTRADA BINARIA	ALIMENTACIÓN
27/59	86BS2X.4	B112	27/59 F211 -125 Vdc
87BS1-87BS2 INDISPONIBLES			
RELE	CONTACTOS	ENTRADA BINARIA	ALIMENTACIÓN
87BS1	25-26	B115	Entradas Digitales BCU F111 125Vdc
87BS2	25-26		

3.7.2 ALARMAS POR LA ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DE FALLA BREAKER EN LAS POSICIONES DE LÍNEA Y AUTOTRANSFORMADORES

3.7.2.1 POSICIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

RELE 21P			
SEÑAL DE ARRANQUE FUNCIÓN 50BF			
SENSA		RELE 21S	
<i>CONTACTO</i>	R23	<i>TEST SWITCH</i>	KSW21S
<i>ENT. BINARIA</i>	BI19		
DISPARO FUNCIÓN 50BF		ALIMENTACIÓN	
RELE 21P		21P- F201-125Vdc	
<i>CONTACTO</i>	R9 TSW21P		
RELE 21S			
SEÑAL DE ARRANQUE FUNCIÓN 50BF			
SENSA		RELE 21P	
<i>CONTACTO</i>	R23	<i>TEST SWITCH</i>	KSW21P
<i>ENT. BINARIA</i>	BI19		
DISPARO FUNCIÓN 50BF		ALIMENTACIÓN	
RELE 21S		21S- F201-125Vdc	
<i>CONTACTO</i>	R9 TSW21S		

3.7.2.2 POSICIONES DE AUTOTRANSFORMADORES

SOBRECORRIENTE AUTOTRANSFORMADOR			
SEÑAL DE ARRANQUE FUNCIÓN 50BF			
SENSA		RELE 50/51	
<i>CONTACTO</i>	R05	<i>TEST SWITCH</i>	KSW50/51
RELE 50BF/25			
<i>ENT. BINARIA</i>		BI06	
DISPARO FUNCIÓN 50BF		ALIMENTACIÓN	
RELE 50BF/25		DISPARO 2 – F211-125Vdc	
<i>CONTACTO</i>	R14 TSW50BF/25		

FALLAS MECANICAS AUTOTRANSFORMADOR			
SEÑAL DE ARRANQUE - FUNCIÓN 50BF			
SENSA		86-1N2	
CONTACTO		K006	
RELE 50BF/25			
ENT. BINARIA		BI06	
DISPARO FUNCIÓN 50BF		ALIMENTACIÓN	
RELE 50BF/25		DISPARO 2 - F211-125Vdc	
CONTACTO	R14		

DIFERENCIAL DE CORRIENTES AUTOTRANSFORMADOR			
SEÑAL DE ARRANQUE - FUNCIÓN 50BF			
SENSA		RELE 87T	
CONTACTO	B010	TEST SWITCH	KSW87T
RELE 50BF/25			
ENT. BINARIA		BI06	
DISPARO FUNCIÓN 50BF		ALIMENTACIÓN	
RELE 50BF/25		DISPARO 2 - F211-125Vdc	
CONTACTO	R14		

3.7.3 SUPERVISIÓN REMOTA

En la comunicación del sistema de automatización es posible crear los enlaces necesarios para el intercambio de información dentro del sistema y con los centros de control de nivel superior, IED's, controladores de campo y otros sistemas de base de datos de procesos de automatización.

Para las comunicaciones con centros de control de nivel superior están disponibles los siguientes protocolos:

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- DNP V3.00
- OPC Server

Para las comunicaciones con IED's y controladores de campo están disponibles los siguientes protocolos:

- IEC 61850 sobre TCP/IP
- Profibus FMS
- Profibus DP
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-101
- DNP V3.00
- Modbus RTU
- OPC Client

Adicionalmente, el uso del protocolo **TCP / IP** permite la integración a los sistemas de comunicación con tecnología IT, como por ejemplo la utilización de los protocolos de aplicación **SNTP**, **SNMP** y **RSTP**.

La utilización del **OPC Client** el sistema **SICAM PAS** intercambia datos con cualquier sistema con **OPC Server**, por ejemplo controladores para protocolos de otros fabricantes.

En la utilización del **OPC Server** el sistema **SICAM PAS** intercambia datos con cualquier aplicación de lectura de datos **OPC Client**, por ejemplo sistemas de visualización de datos de otros fabricantes.

Para las conexiones físicas se tienen disponibles interfaces en **RS232**, **RS485** y **Ethernet** en **10/100BaseTX** con cables tipo **SFTP** o **Fibra Óptica 100BaseFX**.

La arquitectura lógica del sistema de automatización está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control y las comunicaciones asociadas entre estos niveles.

En la subestación “Pascuales” la comunicación con los centros de control de nivel superior se da mediante el protocolo **IEC 60870-5-101** y para la comunicación con los IED (controladores de bahía y relés de protección) en protocolo **IEC 61850**.

En la subestación “Pascuales” no se cuenta con el suministro de las licencias de OPC Client, ya que no se requieren para la implementación del sistema. La funcionalidad OPC Server está incluida en el paquete básico, por lo que no requiere de licencia y si se encuentra incluida.

En la arquitectura de la del sistema de automatización está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control; el Nivel 3 es el que corresponde al sistema remoto de información conformado por el **CENACE**, el **COT** y usuarios corporativos (usuarios del sistema de gestión remota de protecciones y controladores de campo)

COMUNICACIONES NIVEL 3 – NIVEL 2

Para la conexión física del sistema de Nivel 3 (**CENACE** y **COT**) con el Nivel 2, en la subestación Pascuales, TRANSELECTRIC provee de un enlace de datos serial mediante una interfaz **RS232** del equipo de comunicaciones. A esta interfaz se conectarán a través de un Switch **RS400** mediante enlaces seriales **RS232**.

Este equipo posee en un extremo 2 puertos seriales **RS232** (para la conexión hacia el **CENACE** y **COT**) y por el otro lado 2 puertos de fibra óptica (**100BaseFX**) para la conexión en protocolo **UDP/IP** a la red **LAN Ethernet** de la subestación. Este enlace se hará mediante fibra óptica desde el Switch **RS400** hasta dos switches **Ethernet RS8000H**. El Switch **RS400** es la interfaz serial física del puerto serial virtual creado en la SICAM SU. El protocolo usado para esta conexión con el **CENACE** y el **COT** es el **IEC60870-5-101**.

El Switch **RS400** está asociado al SICAM SU. El estado del Switch **RS400** se supervisa mediante la conexión del contacto de vida que posee a un Controlador de Campo (**6MD63**) ubicado en el mismo gabinete.

Para la conexión del sistema de gestión remota de protecciones, en la subestación Pascuales, TRANSELECTRIC provee de un enlace a la red **WAN** corporativa mediante una interfaz **Ethernet 10/100BaseTX** con conector **RJ45**. Esta interfaz se conecta mediante cable **SFTP** a la estación local de gestión de protecciones y controladores de campo. La función de gestión remota se hará a

través de la herramienta Remote Desktop propia del sistema operacional Windows XP Prof.

Para evitar el acceso desde la red **WAN** corporativa de TRANSELECTRIC a la red **LAN** de la subestación de usuarios no autorizados a través de la estación local de gestión, se configurará en este equipo las funciones de **Firewall** propias del sistema Windows XP Prof. El protocolo usado para esta aplicación es el TCP/IP.

El sistema **SICAM PAS** corresponde al sistema de automatización de **Nivel 2**. Este sistema está conformado por dos **SICAM SU** en configuración redundante **HOT – HOT** donde solo una a la vez tiene atributos de control mientras la otra opera en modo de supervisión. La comunicación con el nivel 3 (**CENACE** y **COT**) solo la realizará la SICAM SU que tenga atributos de control. La otra SICAM SU tendrá el servicio de **IEC 60870-5-101** apagado (en standby).

En cada una de las **SICAM SU** está instalado el sistema **SICAM PAS Full Server** en versión **Runtime**, el cual contiene la base de datos relacional en tiempo real del sistema. Como sistema de interfaz de usuario de Nivel 2 y sistema de almacenamiento de datos históricos, está instalado el software **SICAM PAS CC** en versión **Runtime** en una estación de trabajo con dos impresoras locales.

COMUNICACIONES NIVEL 2

La red física de comunicaciones de Nivel 2 integra tanto a los diferentes equipos de Nivel 2 (**SICAM SU**, *Estaciones de Interfaz de Usuario y Servidor SNTP*) cómo a los equipos de Nivel 1 (*BCU's y relés de protección*). Adicionalmente sirve

también de medio para la comunicación de los equipos de Nivel 1 entre sí. Esta red corresponde a una red LAN única a nivel de subestación, de campo y de proceso. Esta red está basada en una plataforma de tecnología **Ethernet full dúplex** con conexiones **10/100BaseTX** y **100BaseFX** en configuración redundante formada por enlaces de tipo anillo.

En la subestación “Pascuales” debido a la cantidad de equipos la topología está constituida por dos switches tipo **RS8000**, dos switches tipo **RS8000T** y un switches **RS400** para la comunicación hacia nivel 3 y los **IED’s** de la subestación. Todos estos equipos se interconectan entre sí mediante dos enlaces **full dúplex** en fibra óptica formando una topología (redundante) en anillo.

- Los switches **RS8000T** de la Subestación Pascuales poseen 2 puertos de fibra óptica (**100BaseFX**) y 6 puertos eléctricos (**10/100BaseTX**). El primer puerto (**100BaseFX**) se utiliza en ambos switches para la interconexión entre sí y el segundo puerto (**100BaseFX**) se utiliza para la interconexión con los switches **RS8000**. Los 6 puertos (**10/100BaseTX**) se utilizan de la siguiente manera:
 - A un switches **RS8000T** se conectan mediante cables **SFTP**, una SICAM SU (**100BaseTX**) y la estación IU (**100BaseTX**). Los otros 4 puertos quedan de reserva.

- Al otro switches **RS8000T** se conectan mediante cables **SFTP** la otra SICAM SU (**100BaseTX**) y el servidor de sincronización de tiempo SNTP (**100BaseTX**). Los otros 4 puertos quedan de reserva.

El enlace hacia la estación IU se hace mediante TCP/IP y el enlace al servidor de tiempo se hace mediante SNTP sobre UDP/IP.

- Los switches **RS8000** existentes en la Subestación “Pascuales” poseen 8 puertos de fibra óptica (**100BaseFX**). Un primer puerto (**100BaseFX**) se utiliza en ambos switches para la interconexión entre si y un segundo puerto (**100BaseFX**) se utiliza para la interconexión con los switches **RS8000H**. Los otros 6 puertos de fibra adicionales se utilizan para la conexión de los subanillos que integrarán a los equipos de Nivel 1 en la red LAN de la subestación. Cada subanillo comienza en un puerto de uno de los switches **RS8000**, pasa por una caseta (uno o dos anillos para cada caseta diferenciada por nivel de tensión) y vuelve a un puerto del otro switches **RS8000** para cerrar el subanillo. El protocolo usado para el enlace de los equipos de Nivel 1 al Nivel 2 se hace a través del protocolo **IEC61850** sobre **TCP/IP**.
- El switch **RS400** existente en la Subestación Pascuales posee 2 puertos de fibra óptica (**100BaseFX**), 2 puertos eléctricos (**10/100BaseTX**) y 4 puertos seriales (**RS-232**). Los puertos (**100BaseFX**) se utilizan para la interconexión con los switches **RS8000H**. De los puertos seriales (**RS-232**), dos se utilizan

para la comunicación con nivel 3 (**CENACE** y **COT**) y los otros dos quedan de reserva. Los 2 puertos (**10/100BaseTX**) quedan de reserva.

El protocolo usado para la comunicación con nivel 3 es **IEC 60870-5-101** empaquetado sobre **UDP/IP**.

En las casetas cada equipo de Nivel 1 (controladores de campo e **IED's** de protección) posee dos interfaces *full duplex* **100BaseFX** para integrarse directamente a la red Ethernet conformada por los subanillos. Los únicos equipos que no cuentan con este tipo de interfaz son los de la unidad central de la protección diferencial de barras de 230 kV.

Aunque la integración de la protección diferencial de barras se hará a través de la unidad central de la misma utilizando el mismo protocolo usado para integrar los otros **IED's** de la subestación (**IEC 61850**), esta unidad no cuenta con puertos ópticos. En su lugar cuenta con dos interfaces **100BaseTX (RJ45)**. Para integrar este equipo en el anillo de fibra óptica se instalará en el mismo tablero de la unidad central un switch **RS8000T**, el cual posee puertos de fibra óptica **100BaseFX** y **RJ45 100BaseTX**.

Sobre la misma red física Ethernet van independientes unos de los otros los servicios de control (**IEC61850**, **IEC 60870-5-101** empaquetado sobre **UDP/IP**, **SNTP**) y de gestión (**DIGSI** sobre **TCP/IP**) de los **IED's** (relés de protección) y controladores de campo.

Nivel 1

Este nivel está conformado por los *controladores de campo (6MD66)* relacionados cada uno con un *campo de la subestación y servicios auxiliares*, encargados de la adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control, enclavamientos, secuencias y operación local a través de la interfaz de usuario de nivel 1 (incluidas en los controladores de campo). Adicionalmente el Nivel 1 está conformado también por los **IED's de protección** los cuales poseen igualmente propiedades de adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control y enclavamientos. A éste nivel también se encuentra el regulador de tensión de los transformadores. La adquisición de datos se hace mediante cableado convencional a las señales individuales de entrada y salida digitales y análogas de los IED's y controladores de campo asociados con los equipos de potencia en el patio de la subestación.

Los controladores de campo y los IED's de protección se encuentran distribuidos en casetas en el patio de la subestación y en la sala de control de la siguiente forma:

- Sala de control incluye un controlador de campo para los servicios auxiliares generales de la subestación y para la adquisición de señales digitales de los equipos de Nivel 2.

- Caseta 230 kV incluye los controladores de campo e IED's de protección relacionados con los campos de transformador por el lado de 230 kV, los campos de línea y el campo de transferencia (acople).
- Caseta 138 kV incluye los controladores de campo e IED's de protección relacionados con los campos de transformador por el lado de 138 kV, los campos de línea y el campo de transferencia (acople).
- Caseta 69 kV incluye los controladores de campo e IED's de protección relacionados con los campos de transformador por el lado de 69 kV, los campos de línea y el campo de transferencia (acople).

Comunicaciones Nivel 1

La red **Ethernet** que se describió anteriormente conforma una red **LAN** única a nivel de subestación, de campo y de proceso, donde se integran directamente los equipos de Nivel 1 y Nivel 2. A través de esta misma red los equipos de Nivel 1 comparten información entre sí, de esta forma las funciones de control, operación y enclavamientos de Nivel 1 son independientes del Nivel 2. Estos enlaces se hacen mediante el protocolo **IEC61850**. Cada controlador de campo posee dos interfaces *full dúplex* **100BaseFX** para integrarse directamente a la red **Ethernet** conformada por los subanillos.

Nivel 0

A éste nivel se encuentran los transformadores, equipos de alta tensión y los equipos de servicios auxiliares de la subestación.

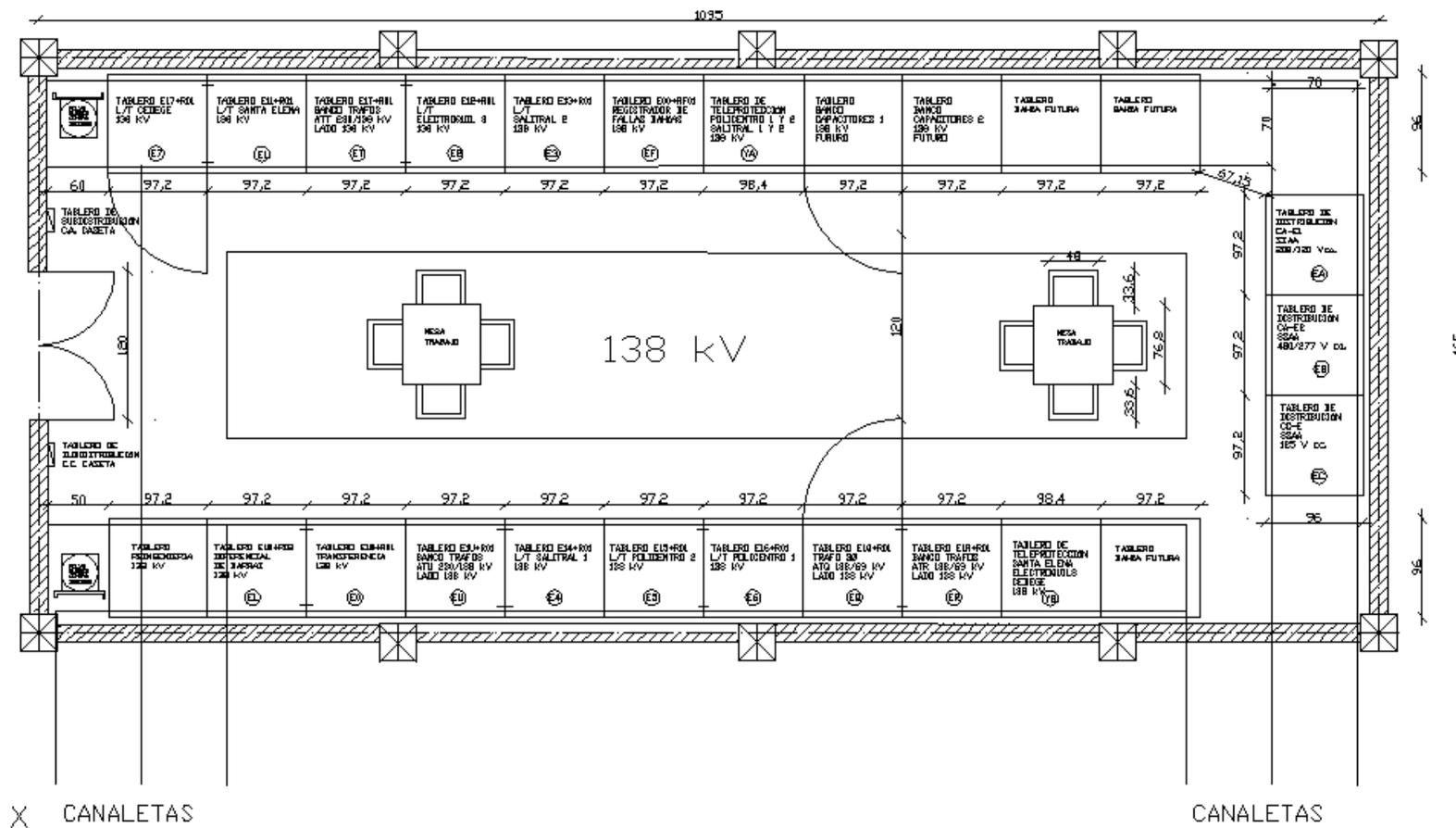


Fig. 41 Distribución de los tableros en la caseta de 138 kV

3.8 CARACTERÍSTICAS DE LA NUEVA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

DISTRIBUIDA

Un sistema de protección diferencial de barras debe tener varias características de comportamiento para que pueda asegurar el cumplimiento de sus funciones.

Las principales son:

3.8.1 SENSIBILIDAD

Es la capacidad de detectar una falla por muy pequeña o incipiente que sea. La mayor sensibilidad viene a ser la capacidad para diferenciar una situación de falla con una situación de no existencia de falla.

- Pick up de origen: 0.10 a 1.00 I_{no}
- Rango de medición: 0 a 240% I_{no}
- Tolerancia: 5% del valor nominal

3.8.2 SELECTIVIDAD

A través del relé auxiliar ZE126 el cual es un modelo auxiliar de réplica de interruptor o seccionador para relé diferencial de barras centralizado, se discrimina si se encuentran conectadas las secciones de barra a través de los seccionadores 89-1Y1 Y 89-1Y3.

3.8.3 VELOCIDAD

Es la capacidad de respuesta con el mínimo tiempo. La necesidad de tener una rápida respuesta está relacionada con la minimización de los daños por causa de la falla.

- Mínima duración del comando de disparo: 0.01 a 32 s (pasos de 0.01)
- Tiempo de retraso de disparo: 0.00 a 10.00 (pasos de 0.01s)
- Tiempo mínimo de disparo 50/60Hz: 10ms
- Tiempo típico de disparo: 12 ms (medición rápida)
- Tiempo de reset: 26 ms

3.8.4 SEGURIDAD

Es la capacidad de no actuar cuando no es necesario, aún cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias, las cuales puedan ocasionar errores en la discriminación de la falla dentro de la zona de protección.

La nueva protección diferencial de barras distribuida es óptimo para:

- Número ilimitado de alimentadores
- Baja impedancia en el método de medición
- Apto para todos los niveles de voltaje

3.8.5 CAPACIDAD DE REGISTRO

Permite la capacidad de almacenar información relativa a la falla con la finalidad de proporcionar datos de las fallas.

El registro de las fallas guarda simultáneamente al momento en que se energizan las bobinas auxiliares de las entradas binarias del registrador de fallas.

POSICIÓN	ENTRADA BINARIA
CEDEGE	B19
SANTA ELENA	B19
ELECTROQUIL	B19
SALITRAL 2	B19
SALITRAL 1	B19
POLICENTRO 2	B19
POLICENTRO 1	B19
ATT	BI12
ATU	BI5
ATR	BI12
ATQ	BI5
87BS2	BI2
87BS1	BI1

3.9 INTERFAZ HOMBRE – MÁQUINA

La interfaz de nivel 2 del sistema de control SICAM PAS se ejecuta sobre un PC

Fujitsu Siemens SCENIC W620 con las siguientes características:

- Intel Pentium 4 - 2.93 GHZ
- 1 GB de RAM
- 40 GB de disco duro, S-ATA
- Monitor LCD 20" SCENIC VIEW P20-2
- FDD 1.44 MB
- CD-RW/DVD
- nVIDIA GeForce 6200 TC 128MB
- 4 USB 2.0 externos
- 4 USB 2.0 internos
- LAN 10/100/1000 MB

En la Subestación Pascuales se instalará Windows XP Professional SP2 en español.

Esta interfaz está construida en la plataforma provista por el programa SIMATIC WINCC (Windows Control Center), la cual permite la interacción entre el usuario y el sistema SICAM PAS en una forma gráfica, amigable y sencilla, basada en los estándares de Windows.

Entre las diferentes características ofrecidas por esta interfaz están las siguientes:

- Permite la supervisión de los estados de los diferentes equipos de patio de la subestación mediante la representación gráfica de los mismos.
- Permite el control de los equipos de patio mediante el uso del puntero o ratón del computador.
- Realimenta al operador con información sobre los resultados de las acciones realizadas (comandos exitosos o no exitosos, causa de la no realización de uno de ellos, origen de la acción, etc.)
- Permite el registro continuo de los eventos de la subestación. El almacenamiento de eventos en la IHM tiene las siguientes características:
 - Los eventos son guardados en varios segmentos de base de datos, cada uno de los cuales almacena eventos hasta que el tamaño programado para cada segmento ha sido excedido, o

hasta que el periodo de tiempo máximo asignado haya sido excedido.

- Una vez excedido cualquiera de los límites de un segmento (tamaño o periodo) se crea un nuevo segmento. En este se almacenarán los eventos subsiguientes.
 - Cuando la totalidad de segmentos almacenados supere determinado tamaño o determinado intervalo de tiempo, el segmento más antiguo es eliminado.
 - Los eventos son almacenados con estampa de tiempo, teniendo esta una precisión de 1 ms.
 - La capacidad de almacenamiento está limitada por el espacio libre en el disco duro.
- Permite la creación de funciones personalizadas mediante el lenguaje de programación C o Visual Basic, con lo cual se pueden realizar funciones para múltiples tareas, tales como la navegación entre los diferentes despliegues, la derivación de energías a partir de valores análogos, etc.
 - Permite la creación de archivos de valores análogos, los cuales pueden ser observados en forma tabular o como curvas de tendencia. Estos archivos pueden ser exportados fácilmente a otras aplicaciones (tales como MS Excel) para la realización de informes personalizados. Para el proyecto ST5 de modernización de la subestación Pascuales, se generan

tres tipos de archivos de curvas de tendencia:

- **Tendencias de Corto Plazo** en el que se archivarán algunas medidas selectas (las medidas más representativas de la subestación) en intervalos de 5 segundos y cubriendo un periodo de 1 día (17280 registros – 540kB).

Las medidas propuestas para almacenar en este archivo serán:

- Tensión entre fases B y C de cada Campo
 - Frecuencia de cada Campo
 - Potencia Activa de cada Campo
 - Potencia Reactiva de cada Campo
- **Tendencias de largo plazo** en el que se archivarán todas las medidas adquiridas en la subestación. Estas serán adquiridas en intervalos de 15 minutos y cubriendo un intervalo de 100 días (28800 registros – 90kB).
 - **Contadores:** en el que se archivarán las energías adquiridas en el sistema en intervalos de 15 minutos, cubriendo un periodo de 1 año (35040 registros – 1095kB).

3.10 PARAMETRIZACIÓN DE LOS EQUIPOS SIPROTEC APLICADOS A LA NUEVA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS

Al parametrizar un equipo SIPROTEC se debe especificar: funciones a utilizar, datos, magnitudes de medida y órdenes que desea registrar o extraer a través

de que entradas y salidas; poder crear funciones en el CFC DIGSI 4, que informaciones mostrar en la pantalla, interfaces de comunicación a utilizar.

La primera parametrización se la realiza en el estado de offline, ya que no precisa una conexión al equipo; si ya se encuentra conectado al equipo se puede realizar la parametrización de las dos maneras online u offline.

Los equipos a parametrizar para que cumplan la protección diferencial de barras distribuida de 138kV son:

- SIPROTEC - 7SS6010 - 87B
(Diferencial de barras distribuida)
- SIPROTEC - 7SA6125-5AB02-7PR4 - 21P/21S
(Esquema de falla de breaker para las líneas de transmisión)
- SIPROTEC - 7SA61155AB020AR0 - 50BF/25
(Esquema de falla de breaker para los autotransformadores)

3.11 PARAMETRIZACIÓN DEL EQUIPO DE LA NUEVA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS SIPROTEC-7SS6010 - 87B

Para insertar el equipo SIPROTEC 7SS6010 - 87B en el proyecto proceda de la forma siguiente:

- En la estructura del proyecto MOD PASCUALES seleccione el nivel en que se quiere insertar el equipo (138kV – TRANSFERENCIA) directorio de destino) y

abra, en el menú contextual **Insertar nuevo objeto** → **Equipo SIPROTEC** o en el **Catálogo de equipos**, al observar la figura 42.

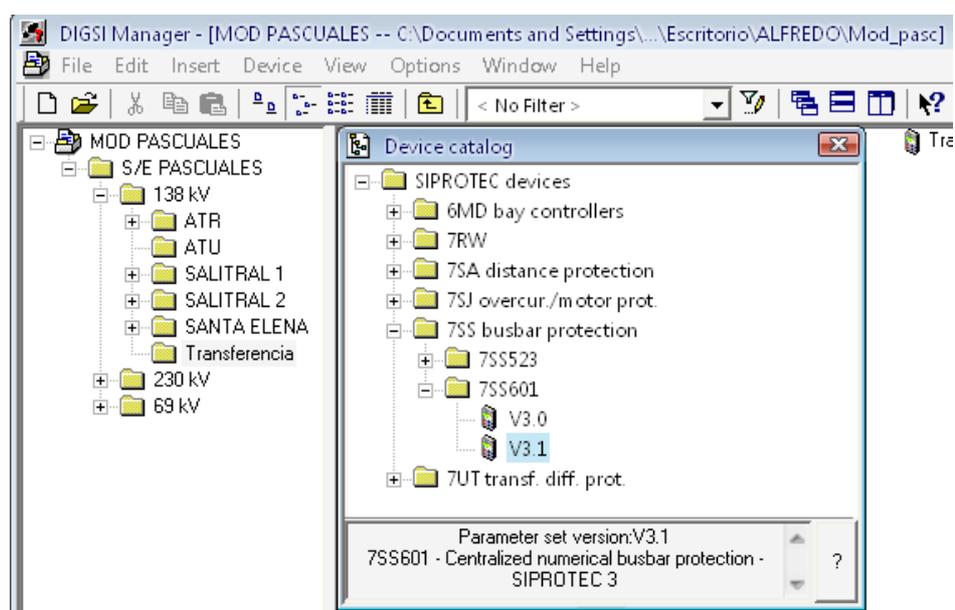


Fig. 42 Admisión de la protección 7SS6010 al proyecto

Antes de que se inserte el equipo en la estructura del proyecto, se abre el cuadro de diálogo **Propiedades - Equipo SIPROTEC**, y la pestaña **MLFB**.

En la lista desplegable seleccione los parámetros que correspondan al número de pedido (número MLFB) de la versión de su equipo y confirme la elección con **Aceptar**.

En la pestaña **MLFB** se especifica la referencia de pedido MLFB de su equipo SIPROTEC 4, los cuales están codificados el tipo y la versión del equipo. **MLFB:**
7SS6010

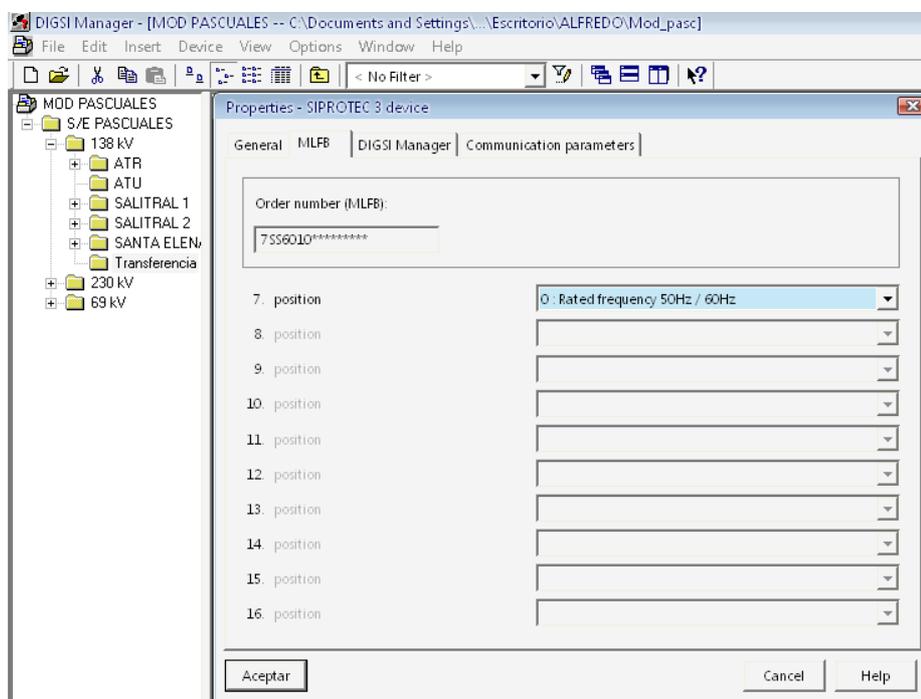


Fig. 43 MLFB del SIPROTEC 7SS6010

3.11.1 MODOS DE OPERACIÓN OFF LINE

En el modo de operación **off line** no existe ninguna **conexión con el equipo**.

En el modo de operación **off line**

- determina la capacidad de funciones de un equipo SIPROTEC 4,
- efectúan los ajustes de cada función,
- configuran informaciones,
- elaboran el display de monitorización y el de control con el programa opcional **Display Editor DIGSI 4**,
- se determinan las configuraciones para los interfaces, la sincronización de tiempo y los códigos de acceso,
- realizan funciones lógicas con el programa opcional **CFC DIGSI 4**,
- visualizan los avisos y valores de medida guardados,

- determinan los valores límite,
- visualizan las perturbografías memorizadas y se evalúan con el programa opcional **SIGRA 4**,
- guardan todos los datos procesados en ficheros.

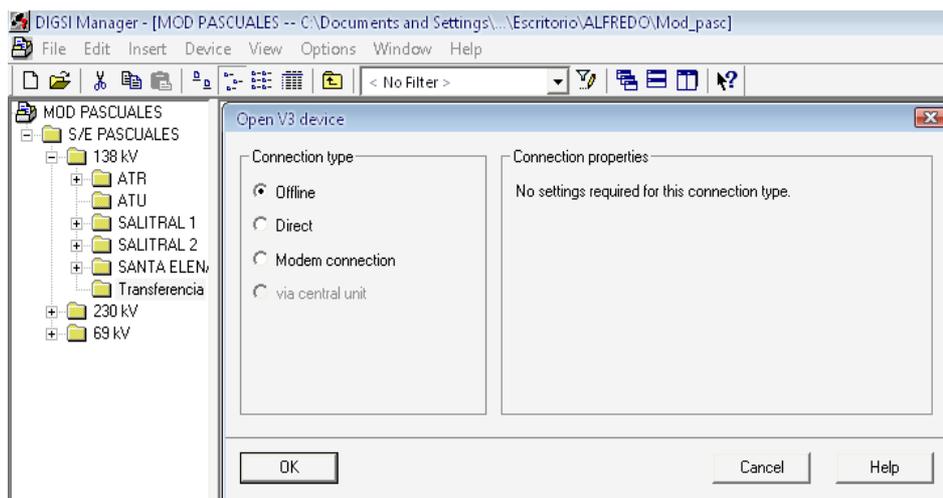


Fig. 44 Modo offline del SIPROTEC 7SS6010

Al ejecutar el elemento de protección SIPROTEC 7SS6010 - 87B, con el tipo de conexión off line para realizar la configuración se abre una pantalla en la cual muestra las funciones de parametrización, anunciación y valores de falla del relé de protección, como se muestra en la figura 45.

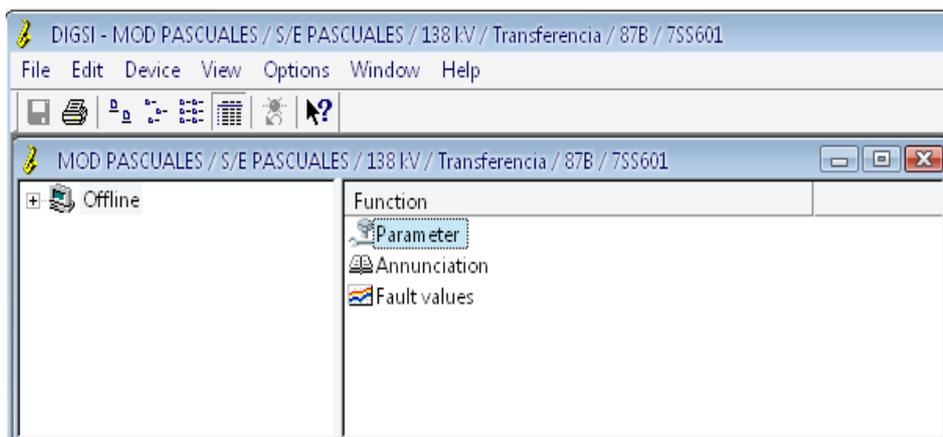


Fig. 45 Funciones de configuración del SIPROTEC 7SS601

Al ejecutar la configuración del relé 7SS601 requiere algunos datos básicos del sistema de potencia y la conmutación a fin de que se puedan coincidir funciones con los datos y sus usos, con funciones como:

- Power system data
- Buscar protection
- Differential current supervisión

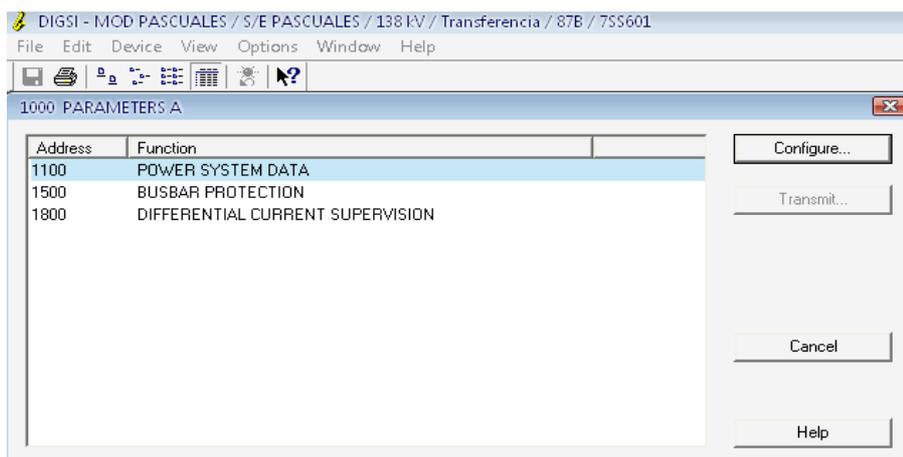


Fig.46 Configuración de parámetros del SIPROTEC 7SS6010

3.11.2 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DEL POWER SYSTEM DATA

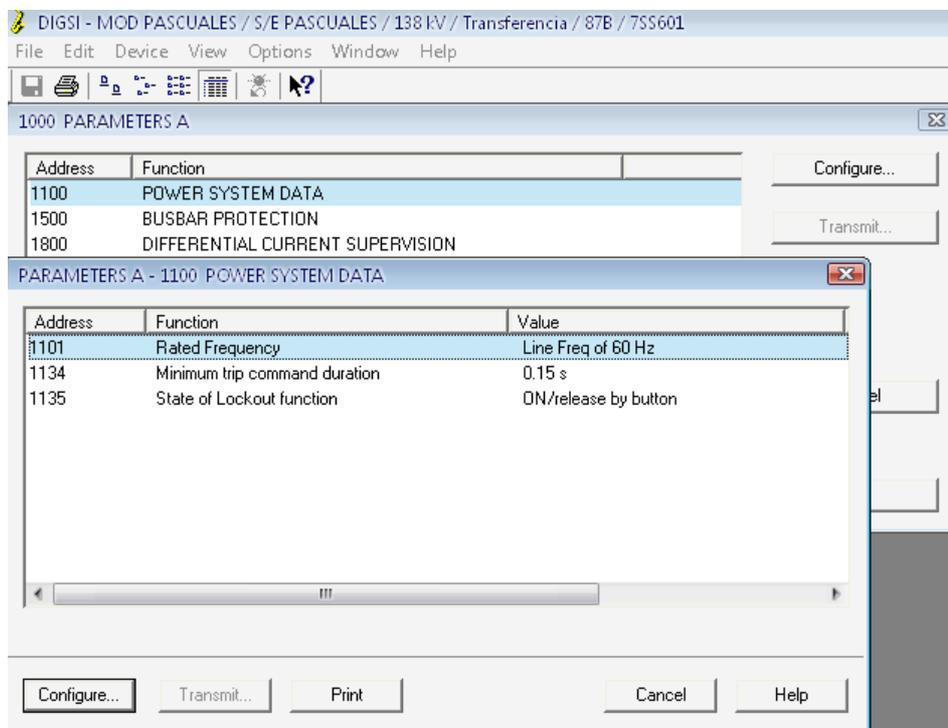


FIG. 47 Configuración de parámetros del POWER SYSTEM DATA

Como se observa en la figura 47, al ejecutar la función POWER SYST. DAT de la comunicación de datos, cuenta con tres parámetros a configurar como frecuencia nominal, comando de mínima duración de disparo y función de cierre.

3.11.2.1 FRECUENCIA NOMINAL

El parámetro 01 FREQ(1101) es usado para setear el sistema de frecuencia nominal del sistema que es de 60Hz.

3.11.2.2 COMANDO DE MÍNIMA DURACIÓN DE DISPARO

El parámetro para el comando de Mínima duración de TRIP es 01 **T-TRIP - Dirección (1134)** asegura que todos los interruptores conectados a la barra serán disparados confiablemente como sea necesario.

El comando de mínima duración de disparo puede también prevenir daño a los comandos de disparo del sistema de protección, que podría ocurrir si los contactos si se abren antes que los contactos auxiliares de los interruptores interrumpiendo el flujo de la corriente hacia la bobina de disparo. Se encuentra configurado para que actúe bajo los 15 segundos.

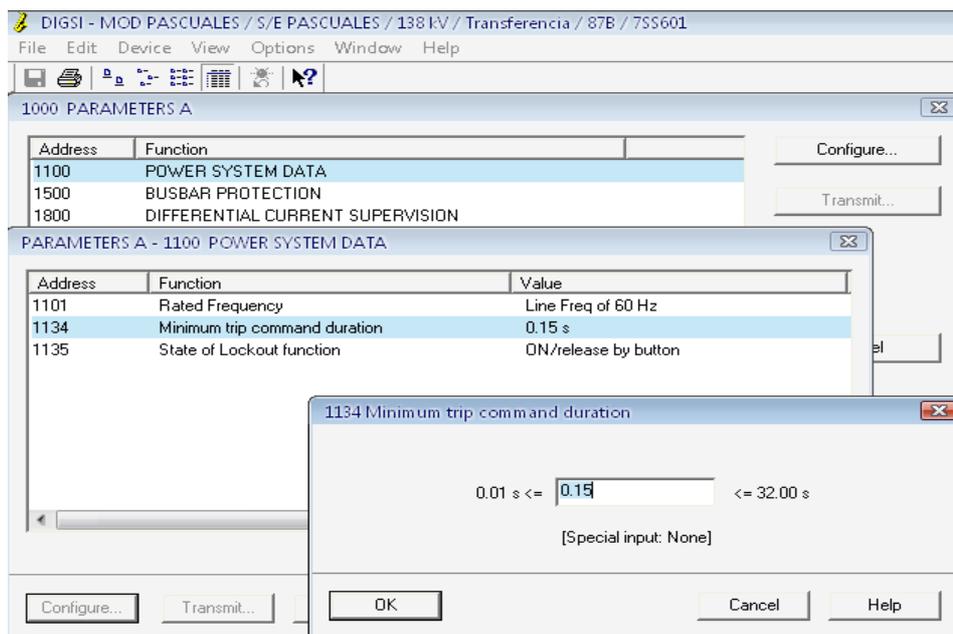


Fig. 48 Configuración de parámetros de frecuencia y el comando de mínima duración de disparo

3.11.2.3 FUNCIÓN DE CIERRE

El parámetro 01 LOCK OUT - Dirección (1135) realiza el comando de disparo hasta que se realice el reset. El comando de disparo es guardado por la función del cierre no realiza un reset por una falla eléctrica auxiliar; cae disipado, sin embargo, mientras persista la falla de voltaje auxiliar, no tiene ningún voltaje de fuente.

Si la función del cierre se fija a **ON** el estado el cierre se puede reajustar solamente vía una entrada binaria. Si se fija **ON/release by button**, el cierre se puede reajustar con la llave de **N** o con una entrada binaria.

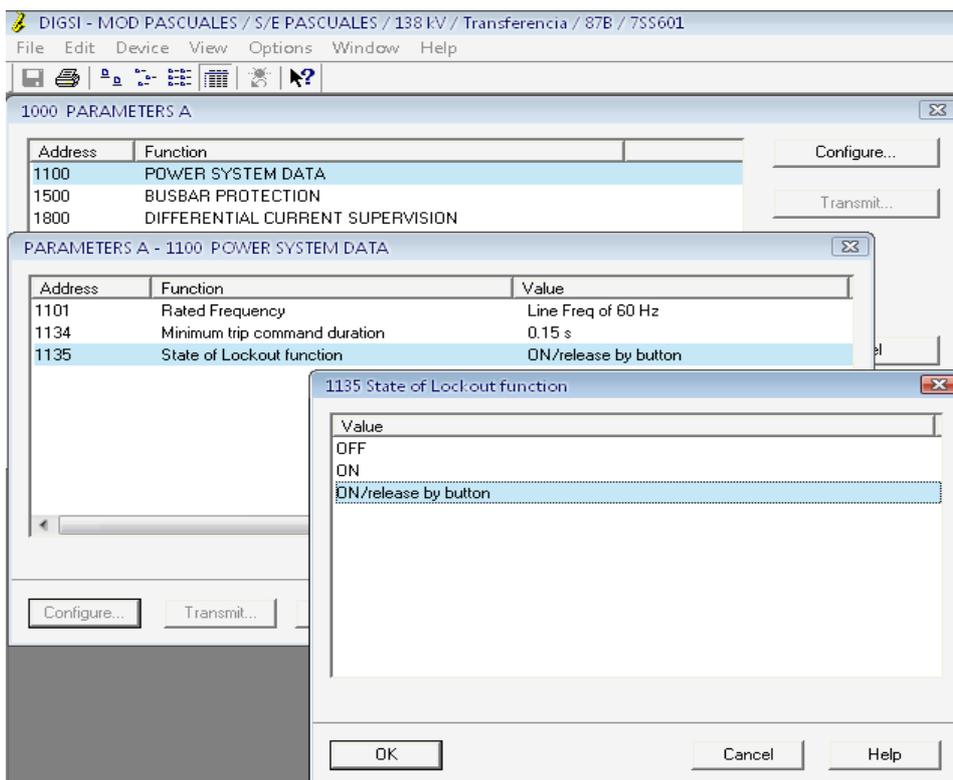


Fig. 49 Configuración del parámetro de función de cierre

3.11.3 CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE BUSBAR PROTECTION

Al ejecutar la función BUSBAR PROTECTION, se visualizan cuatro parámetros a configurar como: estado de la protección de barra, comienzo del diferencial de corrientes, factor de estabilización, tiempo de retardo del disparo.

3.11.3.1 ESTADO DE LA PROTECCIÓN DE BARRA

El parámetro **State of Busbar protection - Dirección (1501)** se utiliza para activar (**ON**) o para desactivar (**OFF**) función de la protección de la barra. Puede también ser fijada para bloquear los comand relays y de la señal mientras que la función de la protección es activa (**BLOCK TRIPPING**).

El sistema de medición 7SS601 procesa las sumas externamente formadas por las corrientes diferencial I_d y restricción I_R . Por medio de estos dos valores medidos, la función de la protección reconoce la presencia de una falla en su zona asociada de la protección.

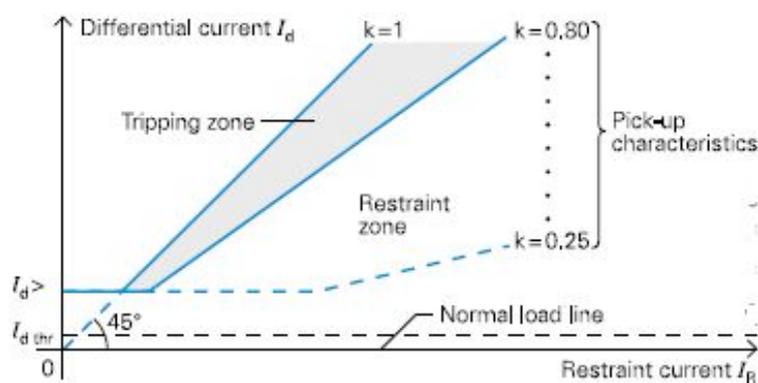


Fig. 50 Disparo característico de la protección diferencial de barras

El la figura 50 se demuestra el disparo característico de la protección. La característica se divide en una porción horizontal y una porción con una rampa constantemente de levantamiento. Solo los valores pares de las corrientes diferencial y restricción son las características que constituyen las fallas de barra que transportan a un comando de disparo.

El nivel de la porción horizontal de la característica es determinada por el parámetro **10Id (1505)**. La rampa de la porción de levantamiento se puede variar por el ajuste del parámetro **10K fac(1506)**.

El parámetro **13 ID thr (1802)** constituye el comienzo seleccionable para la supervisión de la corriente diferencial.

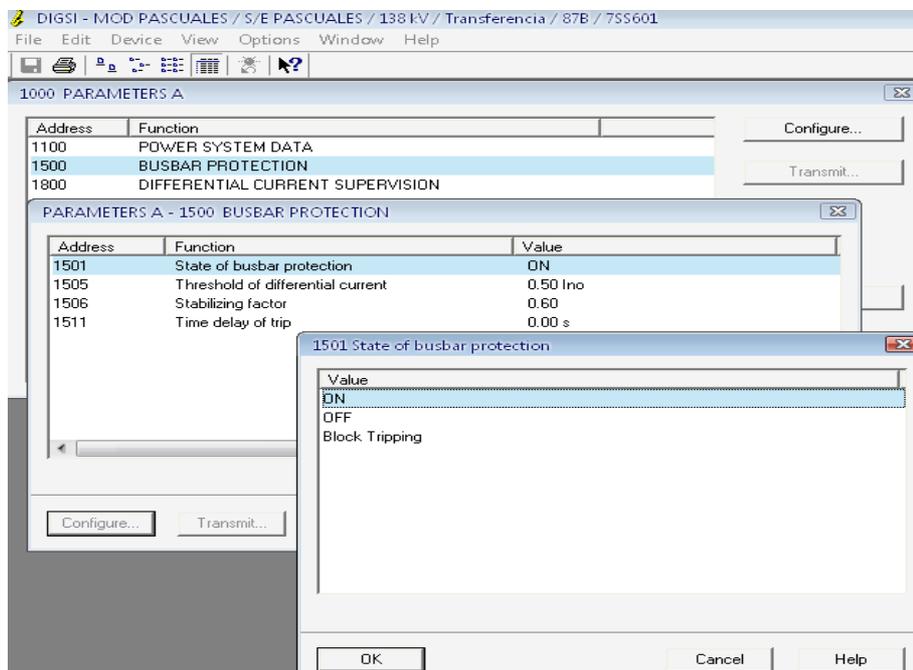


Fig. 51 Configuración del estado de la protección de barra

3.11.3.2 VALOR DE PICK-UP DE LA CORRIENTE DIFERENCIAL

Para la detección de fallas y disparos de la protección se utiliza solamente las corrientes normalizadas I_d e I_r que exceden el comienzo calibrado en I_d - Dirección (1505). Se reajusta la detección de falla cuando el valor cae por debajo del comienzo de nuevo.

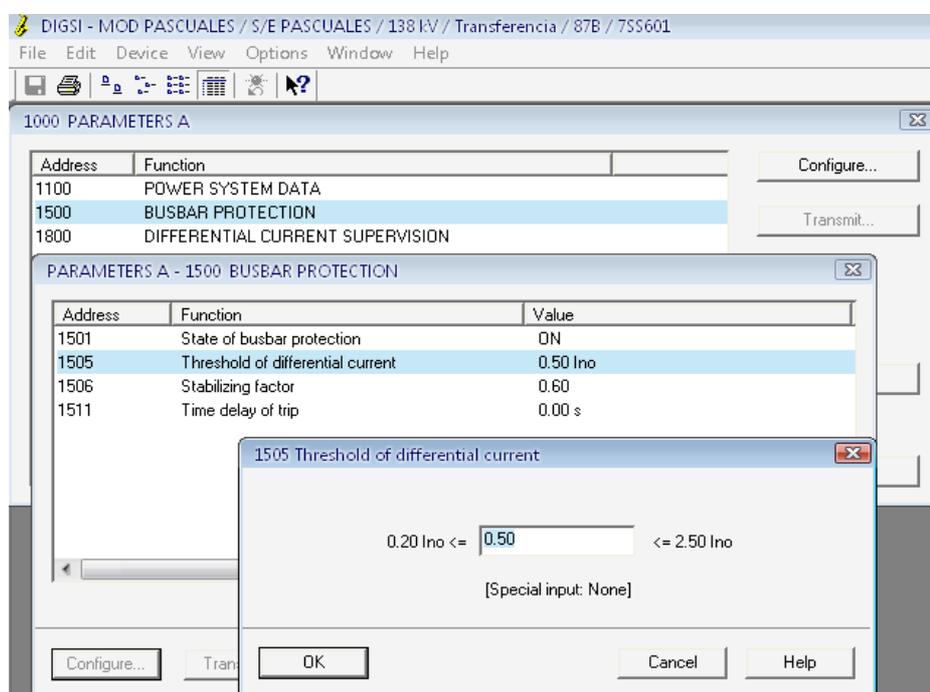


Fig. 52 Configuración del Pick-up de la corriente diferencial

El comienzo I_d – Dirección (1505) tiene una influencia en la sensibilidad de la protección para pequeñas corrientes de falla. Cuando las condiciones de suministro sean bajas o el punto común aterrizado cree una sola corriente de falla de tierra en el rango de la carga, el I_d - Dirección (1505) tendría que ser fijado por debajo del valor nominal. Debe ser considerado, aunque, con una alta

carga la falla de un transformador de corriente podría entonces causar un disparo de la barra. En este caso los criterios adicionales deben asegurar la estabilidad (ejemplo. eliminación adicional de separación del camino de voltaje por medio de un dispositivo de protección del alimentador).

3.11.3.3 FACTOR DE RESTRICCIÓN

El factor de restricción **10K fac(1506)** permite adaptar la estabilidad de la protección que mantenga las condiciones de servicio.

Aunque un alto ajuste para este factor mejore la estabilidad con respecto a las fallas fuera de la zona protegida, reduce la sensibilidad para la detección de fallas de la barra. El **10K fac(1506)** debe por lo tanto ser elegido tan bajo como sea posible y como alto cuanto sea necesario.

Si el sistema de medición va a ser utilizado para la protección zona-selectiva, que será el caso en la mayoría de los usos, es recomendable utilizar el ajuste de defecto de **10K fac(1506)**

Donde un sistema de medición es utilizado para la protección de la zona de chequeo, un valor bajo para **10K fac** se recomienda evitar que las corrientes de la carga de las secciones no falladas de la barra causan una sobre restricción.

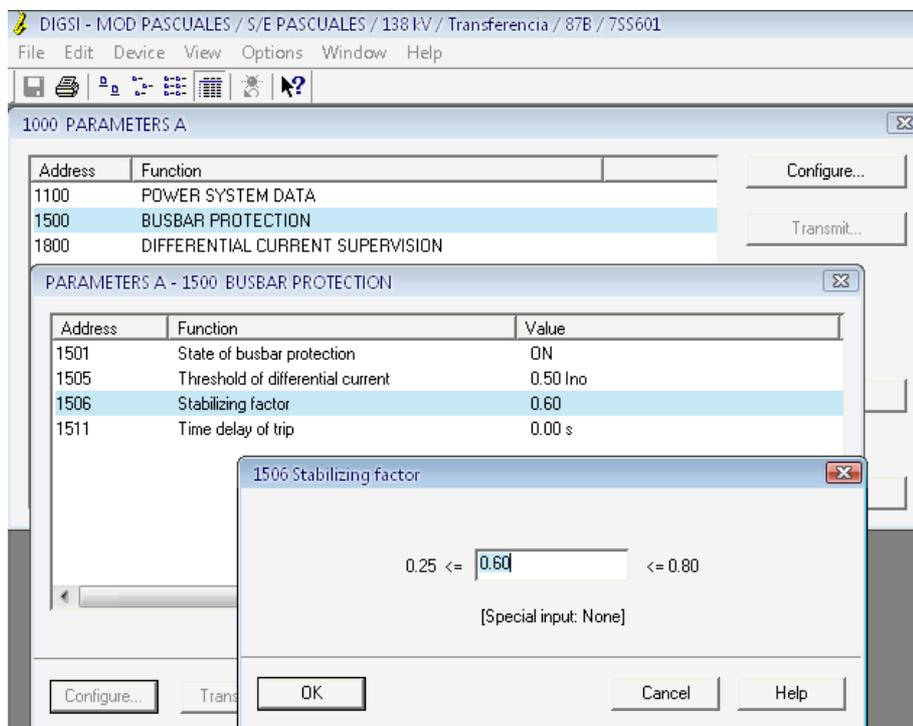


Fig. 53 Configuración del factor de restricción

3.1.1.3.4 RETRASO DEL COMANDO DE DISPARO

Un retraso de tiempo que se ejecuta entre el algoritmo de la protección que inicia al disparar y la salida del comando de disparo. Este paso de tiempo causa retardo en la inicialización del comando de disparo (si otro disparo de tiempo igual a cero es especificado). El comando del disparo se ejecuta solamente si durante un paso de tiempo entero el disparar a través del algoritmo de la protección. El paso de tiempo será reajustado prematuramente si el algoritmo de la protección asume las condiciones que disparan no satisfacen. El tiempo de retardo de disparo del comando puede ser especificado como el parámetro **10**

TrpDly (1511). Debido a la configuración de sistema la exactitud del contador de tiempo es de ± 10 ms.

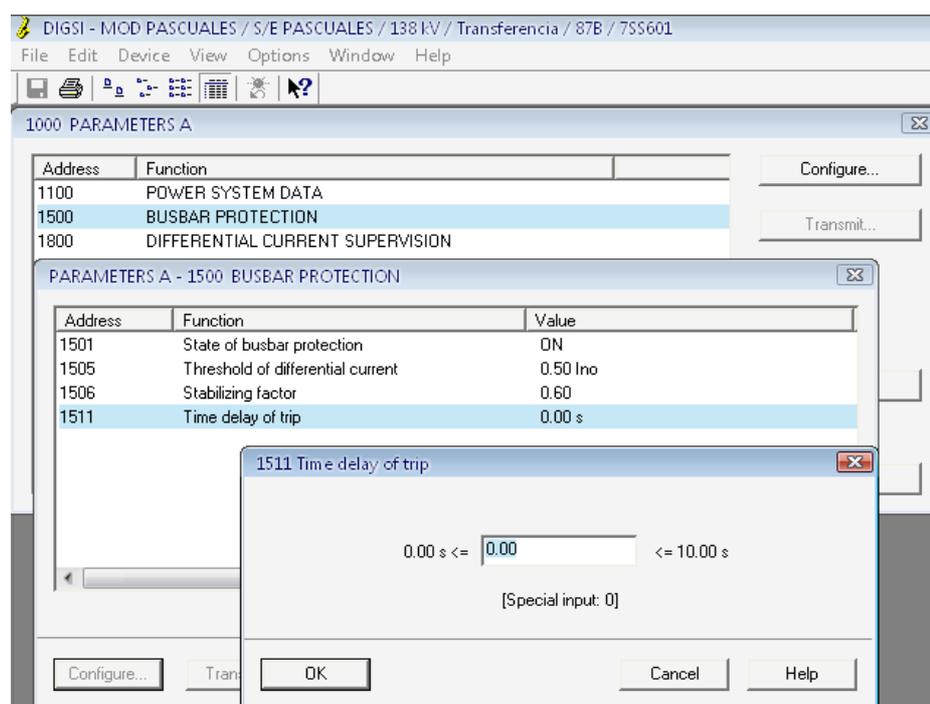


Fig. 54 Configuración del retardo del comando de disparo

3.11.3.5 DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS

TABLA 7. DESCRIPCIÓN DE PARAMETROS BUSBAR PROTECTION				
DIGSI Addr.	Parámetros	Settings posibles	Default settings	Descripción
1501	10BUSBAR PROTEC	ON OFF BLQ.TRP	ON	Función de protección de barra
1505	10Id>	$0.2 I_{no}^1$ to $2.50 I_{no}^1$	$0.5 I_{no}^1$	Comienzo para la corriente diferencial
1506	10K fac	0.25 to 0.80	0.60	Sensibilidad para las fallas internas
1511	10 Tprdly	0.00 to 10.00	0.00	Retardo tiempo de disparo

3.11.3.6 ALARMAS

TABLA 8. ALARMAS BUSBAR PROTECTION		
Fno.	Texto en LC Display	Funciones Lógicas
7721	Lock Out	Estado de cierre
7911	BP act.	Protección de barra activa
7914	BP Trip	Protección de barra: Disparo
7915	BP Tdel	Protección de barra: Delay tiempo de arranque
7922	BIPuS	Supervisión del pulso de bloqueo

3.11.4 CONFIGURACIÓN DEL DIFERENTIAL CURRENT SUPERVISION

Al ejecutar la función DIFERENTIAL CURRENT SUPERVISION, se visualizan dos parámetros a configurar, esto es: estado de supervisión de la corriente diferencial y el comienzo de la supervisión de la corriente diferencial.

3.11.4.1 SUPERVISOR DE CORRIENTE DIFERENCIAL

El 7SS60 también permite supervisar los circuitos externos del transformador de corriente. La supervisión arranca cuando el **13 ID thr (1802)** se supera. Esta respuesta viene con un retardo después de la función de la protección.

La función de supervisión diferencial tiene la tarea de detectar malfuncionamientos durante la operación y del bloqueo de modo que no comprometan la estabilidad del sistema contra averías externas. Esta función de supervisión reconoce fallas del transformador de corriente, por ejemplo:

debido a las faltas de la fase, y envía una alarma. La supervisión actual diferenciada puede bloquear la protección si opera antes.

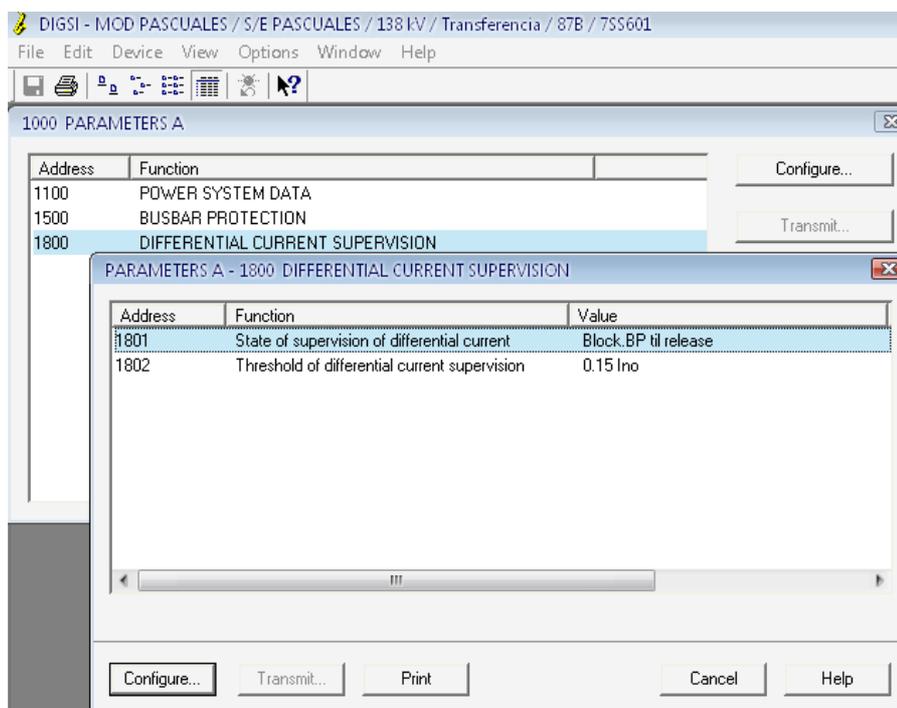


Fig. 55 Configuración del estado de supervisión de la corriente diferencial

3.11.4.2 ARRANQUE DE LA SUPERVISIÓN DE CORRIENTE DIFERENCIAL

El comienzo **10Id (1508)** tiene una influencia en la sensibilidad de la supervisión de la protección para pequeñas corrientes de falla. Cuando las condiciones de suministro sean bajas o el punto común aterrizado crea una sola corriente de falla a tierra en el rango de la carga, **10Id (1505)** tendría que ser fijado por debajo del valor nominal. Debe ser considerado, aunque, con una alta carga la

falla de un transformador de corriente podría entonces causar un disparo de la barra.

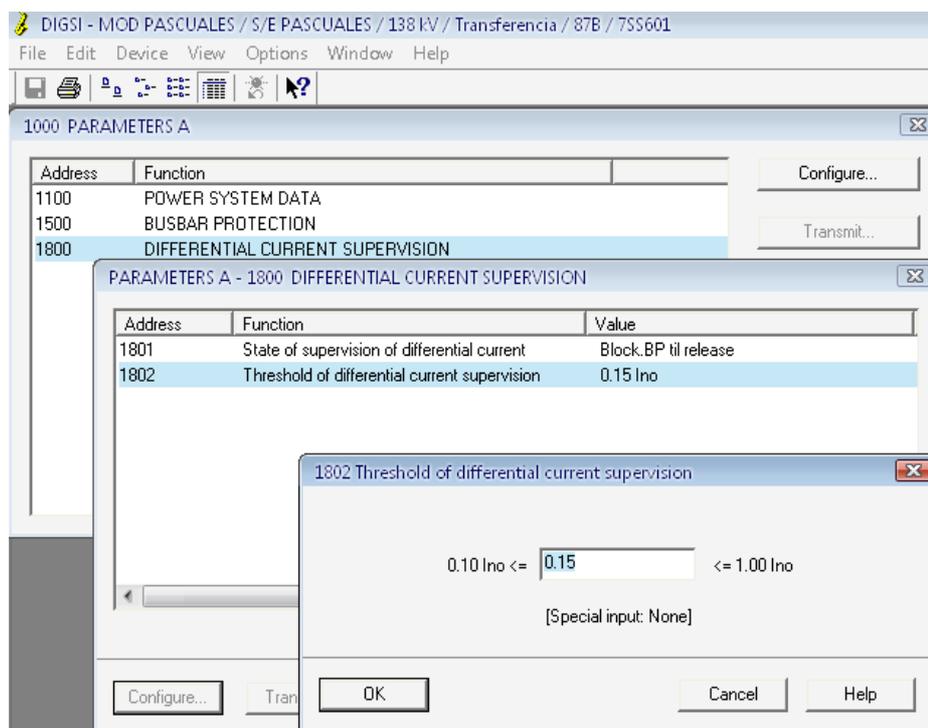


Fig. 56 Configuración del arranque de supervisión de la corriente diferencial

3.11.5 CONFIGURACIÓN DE LA CLASIFICACIÓN DE ENTRADAS DISCRETAS

Para la configuración de entradas discretas de led's y contactos, se activa la función Marshalling, en la cual aparecen funciones para clasificación de las entradas binarias de los led's, señales de relé, indicaciones de led's y comandos del relé.

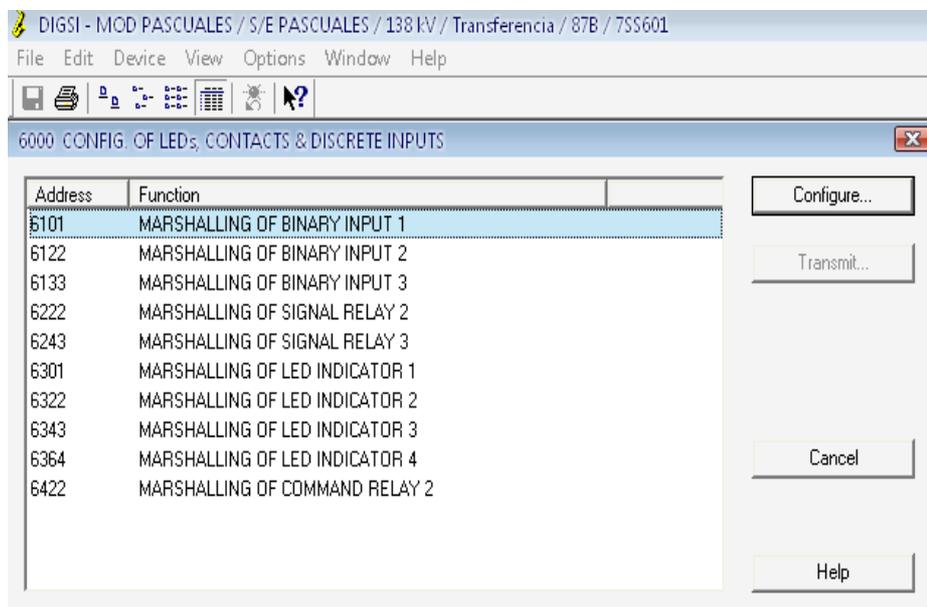


Fig. 57 Clasificación de las entradas binarias, señales de relés, led's indicadores y relé de comando

Para configurar las entradas binarias se revisa el diagrama trifilar de control de la nueva protección de barras distribuida de 138kV (ver figura 39, página 138), donde se configura según el diagrama establecido.

En la configuración de la clasificación de entrada binaria 1 (6101), se configuran las funciones dadas, que se le quiera dar a la entrada binaria.

En la dirección 6102 que es la primera función de la entrada binaria 1, se configura la señal de RESET LED's, con un valor de activación en alto.

En la dirección 6103 que es la segunda función de la entrada binaria 1, se configura la señal de LOCK OUT RESET, con un valor de activación en alto.

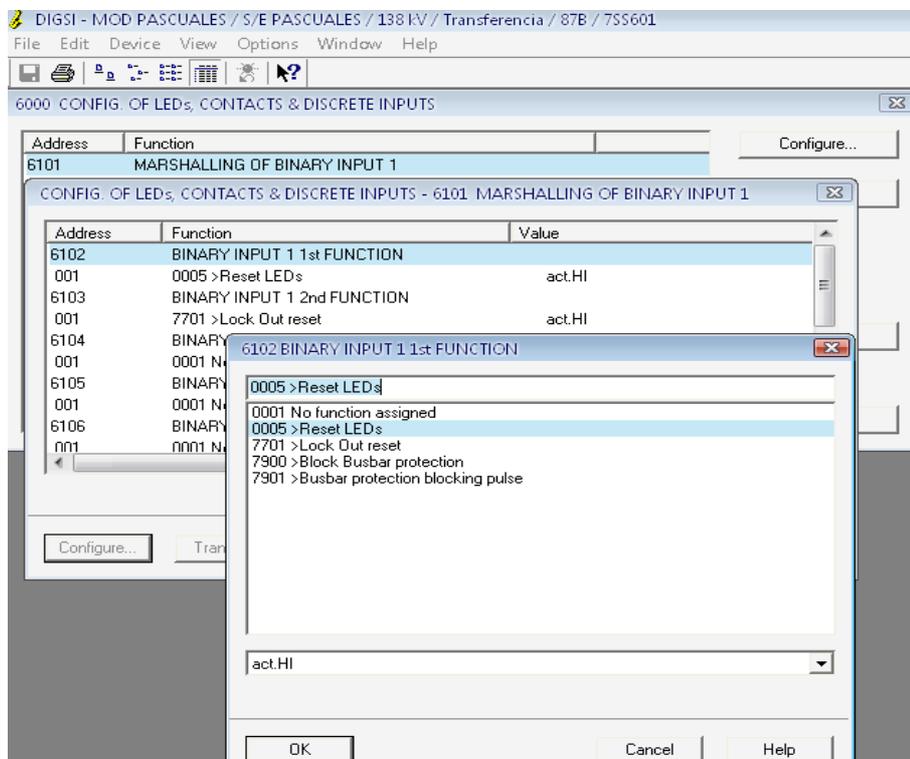


Fig. 58 Configuración de la función de la entrada binaria

En la configuración de la clasificación de señal de relay 3 (6243), se puede configurar funciones dadas, que se le quiera dar a estas señales.

En la dirección 6244 que es la primera condición de la señal del relay 3, se configura la señal de **IDIFF: supervisión fault detected**; así mismo en la segunda condición de la señal del relay 3, se configura **Busbar protection: Trip**.

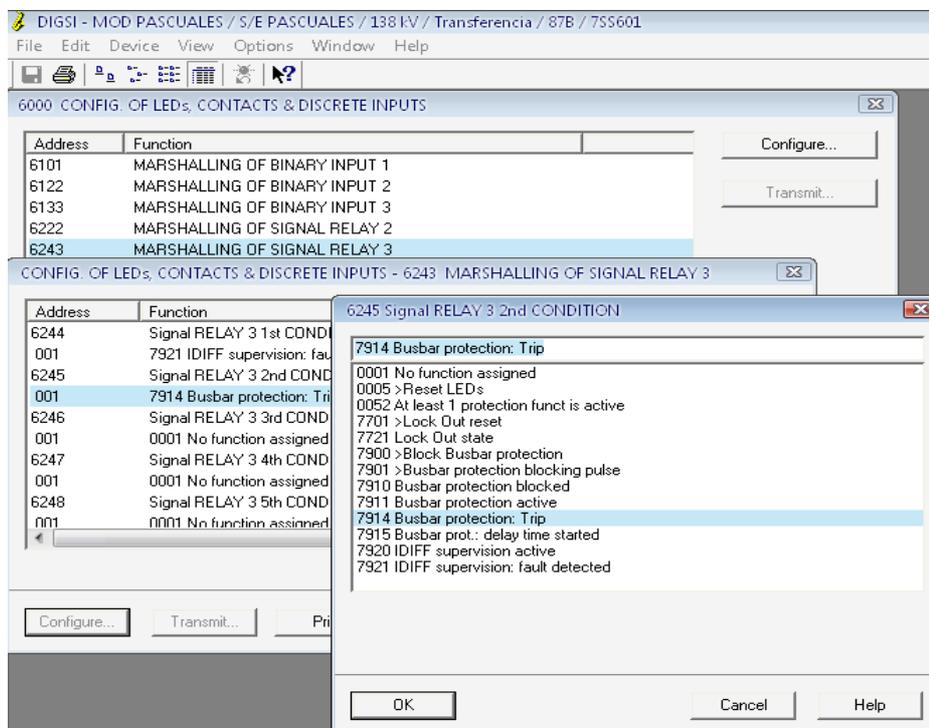


Fig. 59 Configuración de las señales de relé

Para la clasificación de las configuraciones de los LED's, tomamos en cuenta que señales queremos que sean anunciadas.

TABLA 9. CONFIGURACION DEL LED'S BUSBAR PROTECTION

Dirección	No.	Funtion led indicator	Value
6302	1ero.	Busbar protection: trip	m
6322	2do.	IDiff supervisión: fault condition	Nm
6343	3ero.	Busbar protection: blocked	Nm
6364	4rto.	Lock out: state	Nm

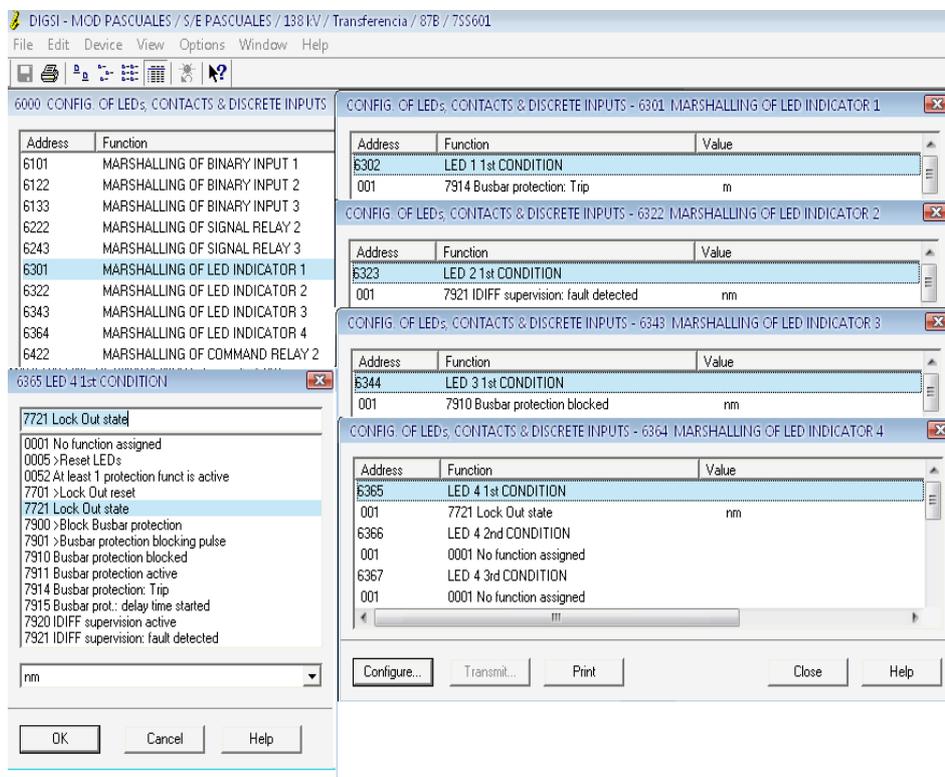


Fig. 60 Configuración de los indicadores de led's

Para la configuración de la clasificación del COMAND RELAY 2 (6422), seleccionamos la primera condición de actuación del comand relay 2 (6433), seleccionando el Busbar protection: trip.

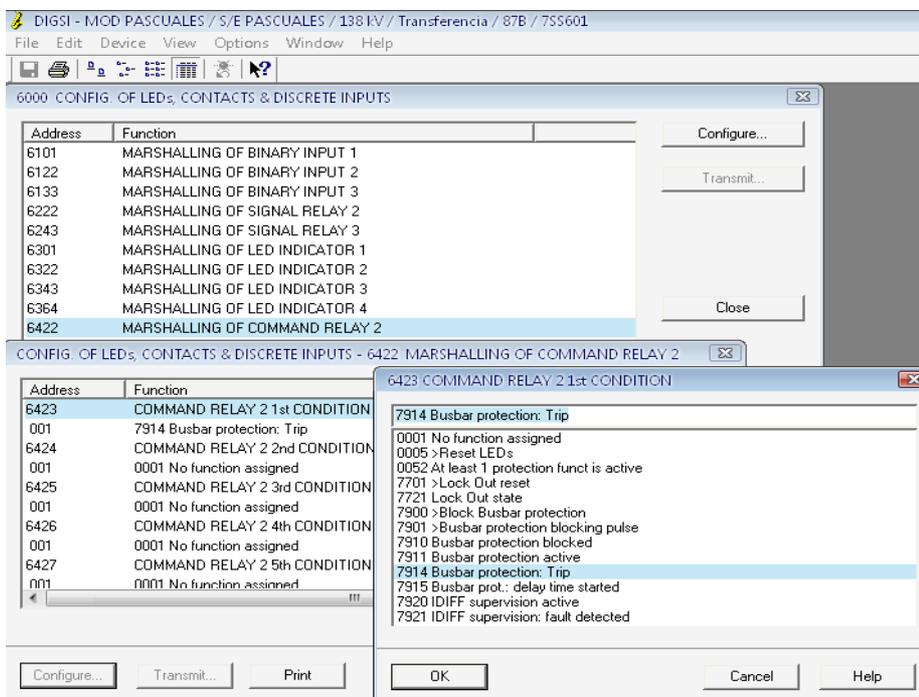


Fig. 61 Configuración de la función comand relay

3.12 PARAMETRIZACIÓN DEL EQUIPO SIPROTEC - 7SA6125 - 21P/21S

El IED 7SA6125 es un relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, cuadrilateral con 6 zonas hacia adelante y atrás programables, bloqueo por oscilación de potencia, compensación líneas paralelas, protección falla fusible, 27/59/50BF/79/67N

Para insertar el equipo SIPROTEC 7SA6125 – 21P/21S en el proyecto se procede de la forma siguiente:

- En la estructura del proyecto MOD PASCUALES seleccionamos el nivel en el que quiera insertar el equipo (138KV – TRANSFERENCIA) directorio de destino) y

abra, en el menú contextual **Insertar nuevo objeto** → **Equipo SIPROTEC** o en el **Catálogo de equipos**, el **Catálogo de equipos**

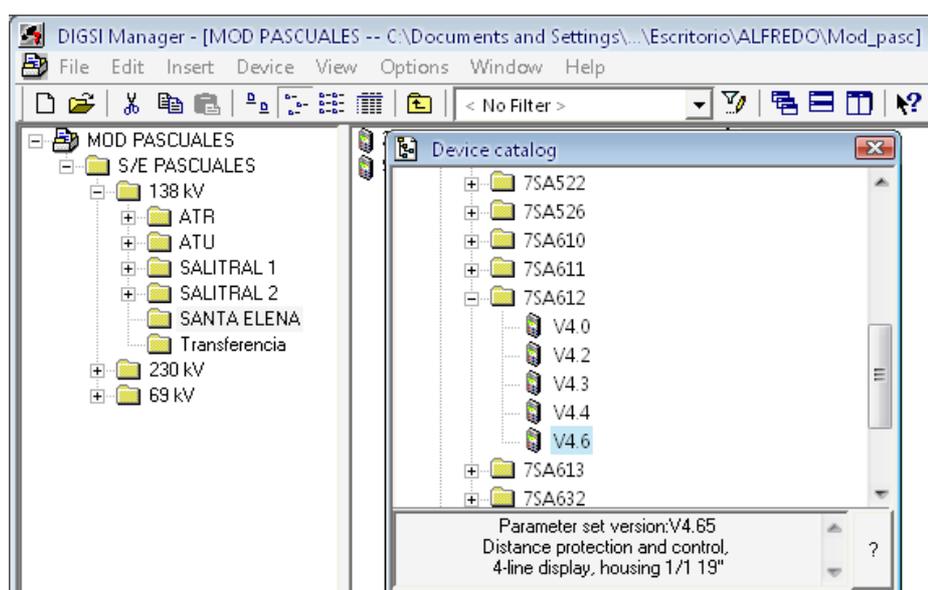


Fig. 62 Admisión del SIPROTEC 7SA6125 al proyecto

Antes de que se inserte el equipo en la estructura del proyecto, se abre el cuadro de diálogo **Propiedades - Equipo SIPROTEC**, y la pestaña **MLFB**.

- En la lista desplegable se selecciona los parámetros que correspondan al número de pedido (número MLFB) de la versión de su equipo y se confirma la elección con **Aceptar**.

3.12.1 CONFIGURACIÓN MLFB DEL SIPROTEC

En la pestaña **MLFB** se especifica la referencia de pedido MLFB de su equipo SIPROTEC 4, los cuales están codificados el tipo y la versión del equipo.

MLFB: 7SA61255AB027PR4

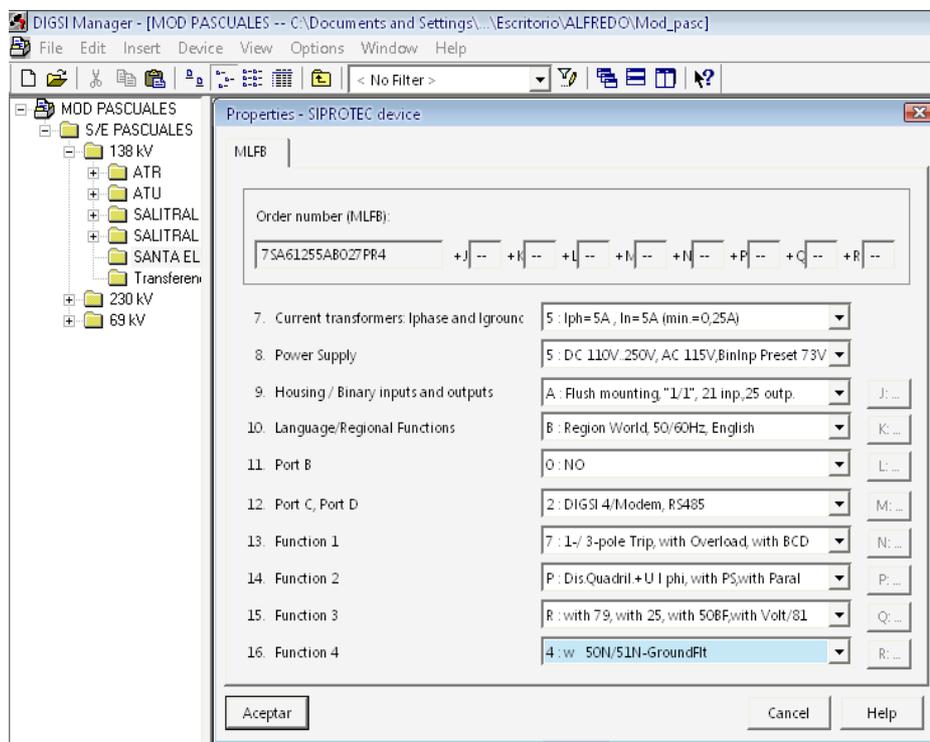


Fig. 63 MLFB del SIPROTEC 7SA6125

3.12.2 PARAMETRIZACIÓN DEL SIPROTEC 7SA6125

Al momento de configurar el relé 21P/21S, se selecciona la subfunción (0039) del relé 21P/21S, de la función del Setting Group A, en la cual se configura los parámetros a proteger.

Esta función posee 3 viñetas para configurar la función 50BF del relé SIPROTEC 7SA6125 – 21P/21S, las cuales son: 50BF, falla final de protección y discrepancia de polos.

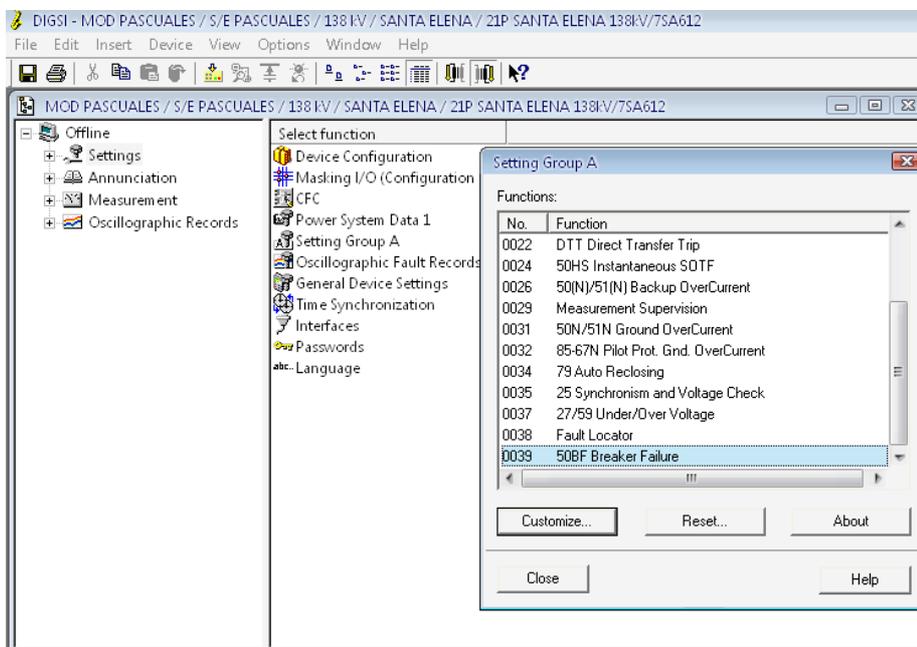


Fig. 64 Configuración del SIPROTEC 7SA6125

En la disposición de la función 50BF tenemos los siguientes parámetros a configurar:

TABLA 10. CONFIGURACION DE LA FUNCION 50BF DEL SIPROTEC 7SA6125			
No.	Settings	Configuración	Valores
3901	Protección de falla de breaker 50BF	ON	ON /OFF
3902	Origen de la corriente pick-up 50BF	1.5A	$0.25 \leq X \leq 100$
3904	Retraso de 1 polo del interruptor después del arranque del disparo local	0.1s	$0.00 \leq X \leq 30$
3905	Retraso de los 3 polos del interruptor después del arranque del disparo local	0.1s	$0.00 \leq X \leq 30$
3906	Retraso de 2 interruptores después del disparo de la barra	0.25s	$0.00 \leq X \leq 30$

3907	Retraso por arranque de interruptor fallado	0.1s	$0.00 \leq X \leq 30$
3908	Disparo total con selección de interruptor fallado	Disparo son señal de disparo de barra	Señal de disparo local/ barra/local&barra
3909	Chequeo de contactos de breakers	NO	SI/NO

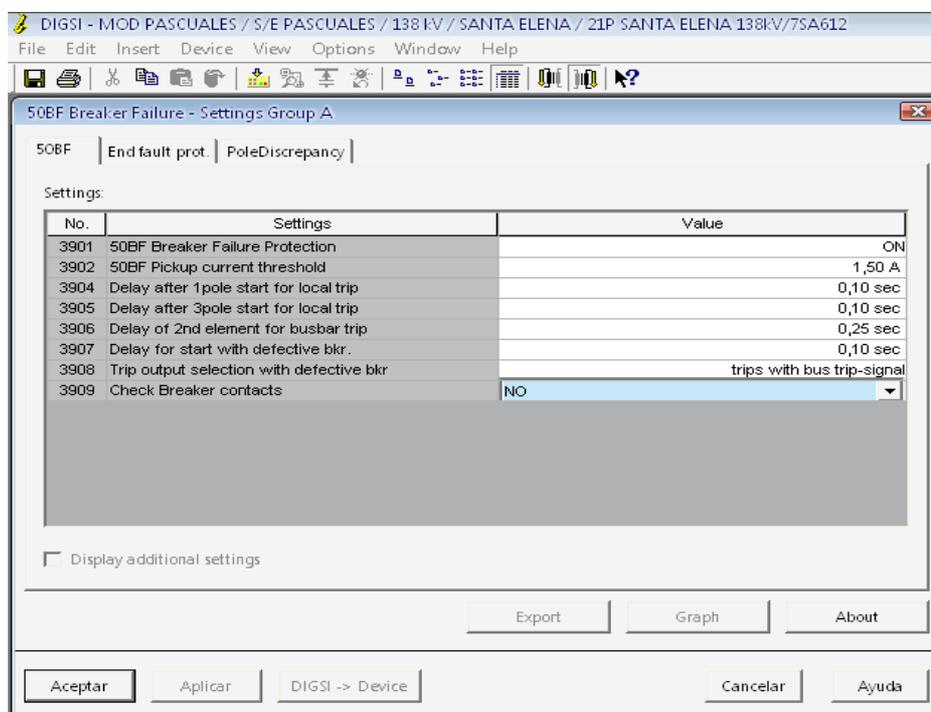


Fig. 65 Configuración de la función 50BF del SIPROTEC 7SA6125

En la disposición de la final de la falla de protección tenemos los siguientes parámetros a configurar:

TABLA 11. CONFIGURACION DEL FINAL DE FALLA DE LA PROTECCION			
No.	Settings	Configuración	Valores
3921	Final de falla del interruptor	ON	ON /OFF
3922	Retraso del disparo del final de falla del interruptor	0.1	$0.25 \leq X \leq 100$

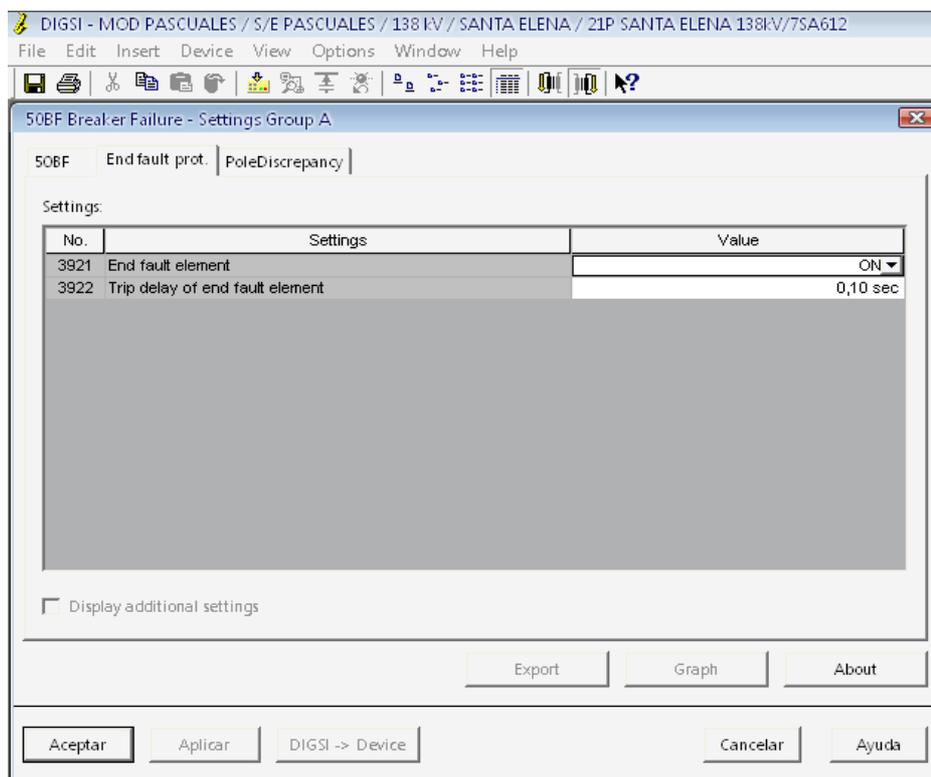


Fig. 66 Configuración del final de falla de la protección – Función 50BF

En la disposición de discrepancia de polos tenemos los siguientes parámetros a configurar:

TABLA 12. DISCREPANCIA DE POLOS – Función 50BF			
No.	Settings	Configuración	Valores
3931	Supervisión de discrepancia de polos	ON	ON /OFF
3932	Retraso del disparo con discrepancia de polos	0.1	$0.25 \leq X \leq 100$

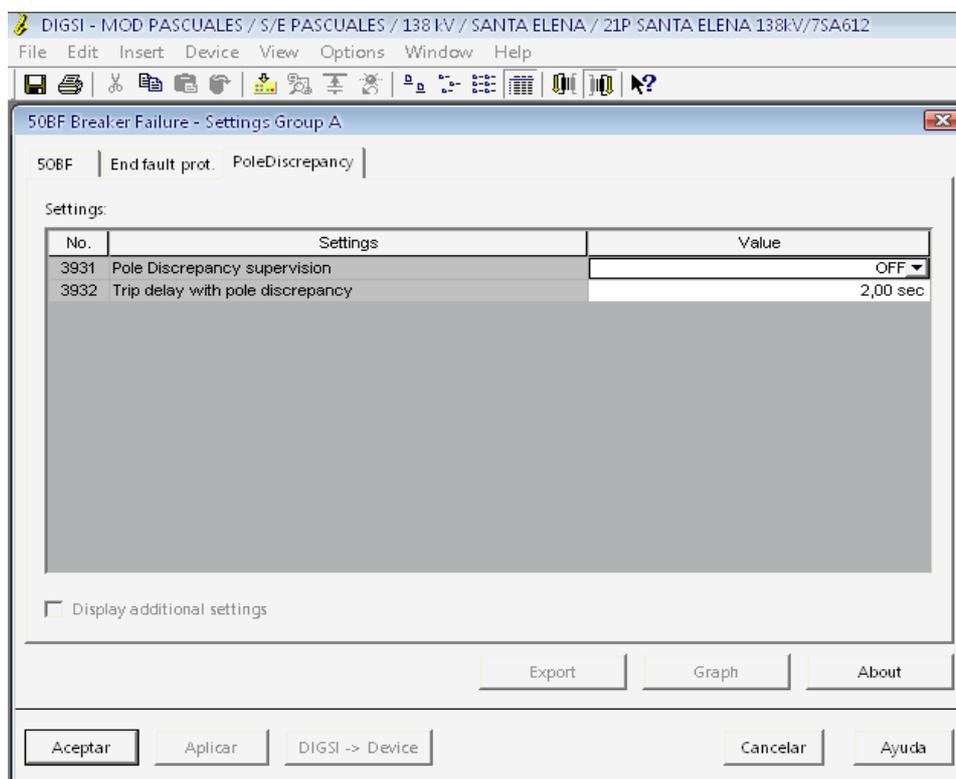


Fig. 67 Configuración de la discrepancia de polos – Función 50BF

3.12.3 PARAMETRIZACIÓN DE LAS ENTRADAS BINARIAS, SALIDAS DIGITALES Y LED'S DEL SIPROTEC 7SA6125

La matriz de configuración del equipo es una herramienta versátil que permite configurar y editar las informaciones de un equipo SIPROTEC 4.

Se denomina informaciones, no sólo a los valores de medida, valores de conteo, avisos y órdenes del equipo, sino también las magnitudes que se utilizan con las funciones lógicas de CFC DIGSI 4. La matriz de configuración del equipo sólo puede editarse con DIGSI 4. En la pantalla del equipo puede ver la configuración pero no modificarla.

La matriz de configuración del equipo le permite asignar informaciones a distintos componentes del equipo SIPROTEC 4 como, por ejemplo, entradas y salidas binarias, LED, buffers, imágenes de la pantalla, etc.

Para ello fija la asignación y el tipo de asignación, por ejemplo, un aviso se puede configurar, tanto memorizado como sin memorizar, a un LED.

Puede vincular las informaciones a un origen y/o un destino. Configurar una información a un origen significa que un suceso origina ésta.

Configurar una información a destino, significa, que ésta será transferida o producirá una reacción.

TABLA 13. CONFIGURACION ENTRADAS BINARIAS Y SALIDAS DIGITALES			
IED's	Entrada Binaria	Descripción señal	Causas de falla Información DIGSI
21P/21S	BI19	Protección 50BF Arranque	Reposición externa 50BF
21P/21S	BI20	Protección 50BF Disparo	Arranque 3polos externo 50BF
IED's	Salida Digital	Descripción señal	Causas de falla Información DIGSI
21P/21S	R6	Disparo 50BF etapa 0	Disparo de final de falla de interruptor
21P/21S	R9	Disparo 50BF etapa 2 a relé 86 en campo de transferencia	Disparo en caso de falla de Interruptor
			Disparo de barra
			Disparo de final de falla de interruptor
21P/21S	R12	DDT por 59 envio 21P	Disparo en caso de falla de Interruptor
			Disparo de barra
			Disparo de final de falla de interruptor
21P/21S	R13	Disparo bobina 1 Int. 52-112	Disparo local A-B-C
21P/21S	R14	Disparo bobina 2 Int. 52-112	
21P/21S	R15	Disparo bobina 1 52-1Ø2	
21P/21S	R17	Señal de disparo 50BF etapa 0 / etapa 2	Disparo en caso de falla de Interruptor
			Disparo de barra
			Disparo de final de falla de interruptor

Information		Source																				F	S	C	D			
No.	D	Long text	Type	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21				
85-67N PilotGnd													*	*														
79 Auto Recl.									x	x								x	x	x								x
25 Sync. Check																												
27/59 O/U Volt.																												
Fault Locator																												
50BF BkrFailure		>50BF: Switch on breaker fail prot.	SP																									
		>50BF: Switch off breaker fail prot.	SP																									
		>BLOCK 50BF	SP																									
		>50BF: External release	SP																		H							
		>50BF: External start 3p (w/o current)	SP																									
		>50BF: External start 3pole	SP																									
		>50BF: External start A	SP																									
		>50BF: External start B	SP																									
		>50BF: External start C	SP																									
		Breaker failure prot. DN/OFF via BI	IntSP																									
		50BF is switched OFF	OUT																									
		50BF is BLOCKED	OUT																									
		50BF is ACTIVE	OUT																									
		50BF Breaker failure protection started	OUT																									
		50BF Trip in case of defective CB	OUT																									
		50BF Local trip - ABC	OUT																									
		50BF Busbar trip	OUT																									
		50BF Trip End fault element	OUT																									
		50BF Pole discrepancy pickup	OUT																									
		50BF Pole discrepancy pickup A	OUT																									
	50BF Pole discrepancy pickup B	OUT																										
	50BF Pole discrepancy pickup C	OUT																										
	50BF Pole discrepancy Trip	OUT																										

Fig. 68 Configuración de las entradas binarias – Función 50BF – 7SA6125

Information		Destination																										
No.	D	Long text	Type	S	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
50N/51N Gnd.O/C																												
85-67N PilotGnd					*										*													
79 Auto Recl.						*																			*			
25 Sync. Check																									*			
27/59 O/U Volt.																												
Fault Locator																												
50BF BkrFailure		>50BF: Switch on breaker fail prot.	SP																									
		>50BF: Switch off breaker fail prot.	SP																									
		>BLOCK 50BF	SP																									
		>50BF: External release	SP																									
		>50BF: External start 3p (w/o current)	SP																									
		>50BF: External start 3pole	SP																									
		>50BF: External start A	SP																									
		>50BF: External start B	SP																									
		>50BF: External start C	SP																									
		Breaker failure prot. DN/OFF via BI	IntSP																									
		50BF is switched OFF	OUT																									
		50BF is BLOCKED	OUT																									
		50BF is ACTIVE	OUT																									
		50BF Breaker failure protection started	OUT																									
		50BF Trip in case of defective CB	OUT														U				U				U			
		50BF Local trip - ABC	OUT																			U	U	U			U	
		50BF Busbar trip	OUT																									
		50BF Trip End fault element	OUT														U				U				U			
		50BF Pole discrepancy pickup	OUT																									
		50BF Pole discrepancy pickup A	OUT																									
	50BF Pole discrepancy pickup B	OUT																										
	50BF Pole discrepancy pickup C	OUT																										
	50BF Pole discrepancy Trip	OUT																										

Fig. 69 Configuración de las salidas digitales – Función 50BF- 7SA6125

Tabla 14. LED's - Función 50BF	
Anunciación de LED's	Casos
LED 4	Disparo en caso de falla de Interruptor
	Disparo de barra
	Disparo de final de falla de interruptor

Information	No.	D	Long text	Type	S	BO	Destination															
							LEDs															
							1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
50N/51N Gnd.O/C												*										
85-67N PilotGnd													*		*	*						
79 Auto Recl																						
25 Svnc. Check																					*	
27/59 O/U Volt																						
Fault Locator																						
50BF BkrFailure			>50BF: Switch on breaker fail prot.	SP																		
			>50BF: Switch off breaker fail prot.	SP																		
			>BLOCK 50BF	SP																		
			>50BF: External release	SP																		
			>50BF: External start 3p (w/o current)	SP																		
			>50BF: External start 3pole	SP																		
			>50BF: External start A	SP																		
			>50BF: External start B	SP																		
			>50BF: External start C	SP																		
			Breaker failure prot. ON/OFF via BI	IntSP																		
			50BF is switched OFF	OUT																		
			50BF is BLOCKED	OUT																		
			50BF is ACTIVE	OUT																		
			50BF Breaker failure protection started	OUT																		
			50BF Trip in case of defective CB	OUT									L									
			50BF Local trip - ABC	OUT																		
			50BF Busbar trip	OUT									L									
			50BF Trip End fault element	OUT									L									
			50BF Pole discrepancy pickup	OUT																		
			50BF Pole discrepancy pickup A	OUT																		
		50BF Pole discrepancy pickup B	OUT																			
		50BF Pole discrepancy pickup C	OUT																			
		50BF Pole discrepancy Trip	OUT																			

Fig. 70 Configuración de las señales de los led's – Función 50BF – 7SA6125

3.13 PARAMETRIZACIÓN DEL EQUIPO SIPROTEC - 7SA6115 - 50BF/25

El IED 7SA6115 es un relé multifuncional de interruptor, protección de falla de interruptor 50BF, verificación de sincronismo 25, recierre 79 y sobre y sub-tensión 59/27.

Para insertar el equipo SIPROTEC 7SA6115 - 50BF/25 en el proyecto se procede de la forma siguiente:

- En la estructura del proyecto MOD PASCUALES se selecciona el nivel en el que se quiere insertar el equipo (138KV – TRANSFERENCIA) directorio de destino) y se procede a abrir, en el menú contextual **Insertar nuevo objeto** → **Equipo SIPROTEC** o en el **Catálogo de equipos**, el **Catálogo de equipos**

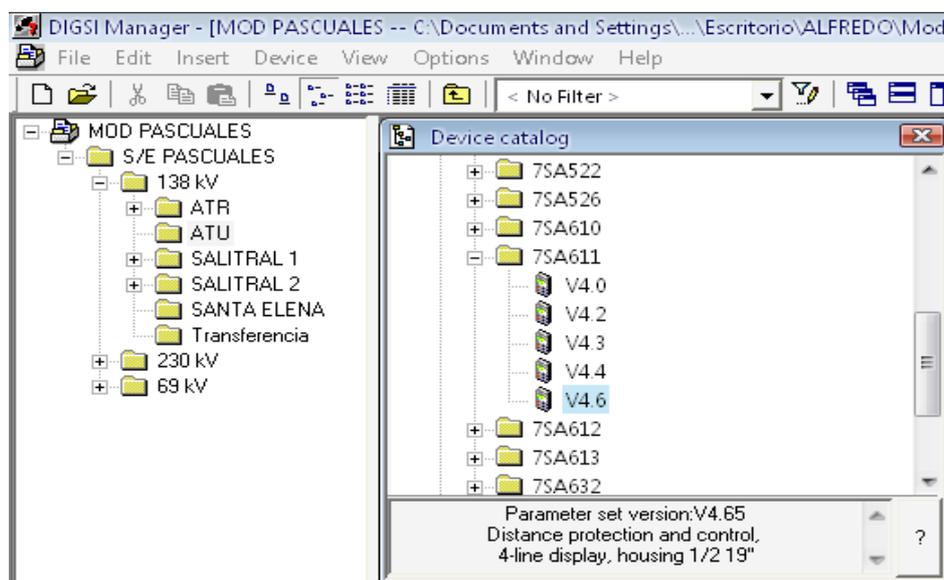


Fig. 71 Admisión del equipo SIPROTEC 7SA6115 al proyecto

Antes de que se inserte el equipo en la estructura del proyecto, se abre el cuadro de diálogo **Propiedades - Equipo SIPROTEC**, y la pestaña **MLFB**.

- En la lista desplegable se selecciona los parámetros que corresponden al número de pedido (número MLFB) de la versión del equipo y se confirma la elección con **Aceptar**.

3.13.1 CONFIGURACIÓN DEL MLFB DEL SIPROTEC

En la pestaña **MLFB** se especifica la referencia de pedido MLFB de su equipo SIPROTEC 4, los cuales están codificados el tipo y la versión del equipo.

MLFB: 7SA61155AB020ARO

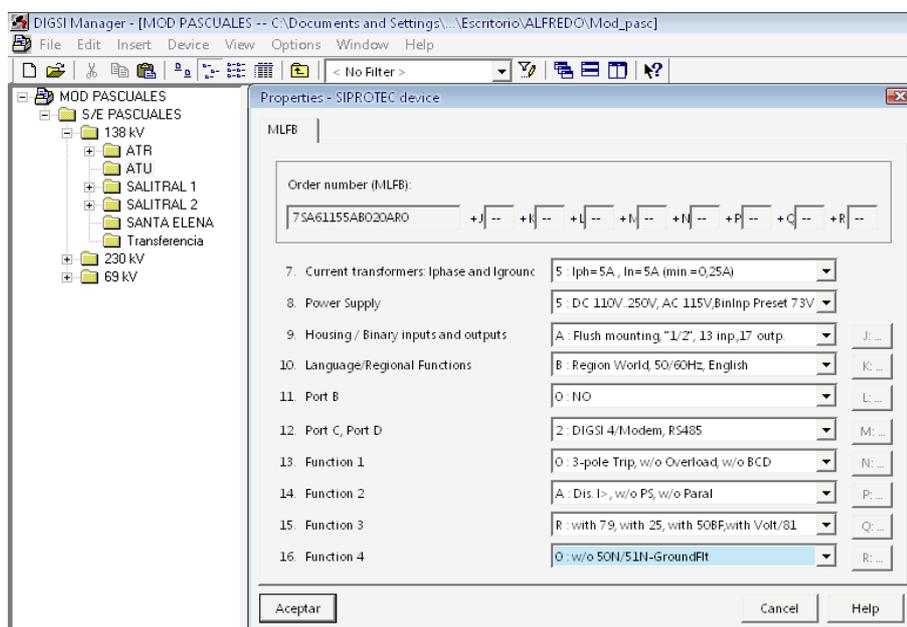


Fig. 72 MLFB del SIPROTEC 7SA6115

3.13.2 PARAMETRIZACIÓN DEL SIPROTEC 7SA6115

Al momento de configurar el relé 50BF/25, se selecciona la subfunción (0039) del relé 50BF/25 en el Setting Group A, para poder configurar según los parámetros a proteger.

Esta función posee 3 viñetas para configurar la función 50BF del relé SIPROTEC 7SA6115 - 50BF/25, las cuales son: 50BF, falla final de protección y discrepancia de polos.

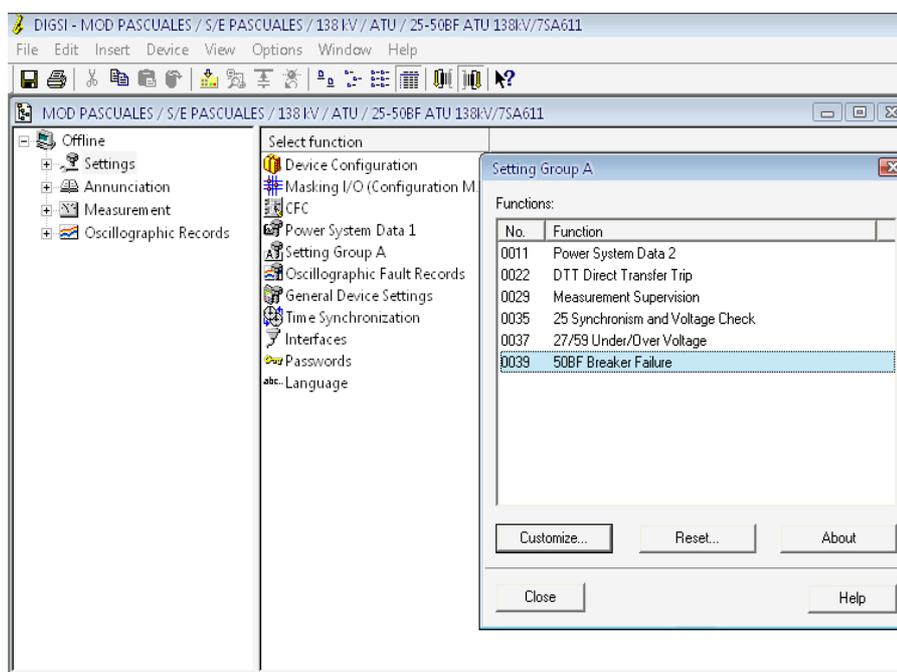


Fig. 73 Configuración del SIPROTEC 7SA6115

En la disposición de la función 50BF se configura los siguientes parámetros:

TABLA 15. CONFIGURACIÓN DE LA FUNCIÓN 50BF DEL SIPROTEC 7SA6115			
No.	Settings	Configuración	Valores
3901	Protección de falla de breaker 50BF	ON	ON /OFF
3902	Origen de la corriente pick-up 50BF	1.8A	$0.25 \leq X \leq 100$
3904	Retraso de 1 polo del interruptor después del arranque del disparo local	0.1s	$0.00 \leq X \leq 30$
3905	Retraso de los 3 polos del interruptor después del arranque del disparo local	0.1s	$0.00 \leq X \leq 30$
3906	Retraso de 2 interruptores después del disparo de la barra	0.25s	$0.00 \leq X \leq 30$
3907	Retraso por arranque de interruptor fallado	0.0s	$0.00 \leq X \leq 30$
3908	Disparo total con selección de interruptor fallado	Disparo son señal de disparo de barra	Señal de disparo local/ barra/ local-barra
3909	Chequeo de contactos de breakers	NO	SI/NO

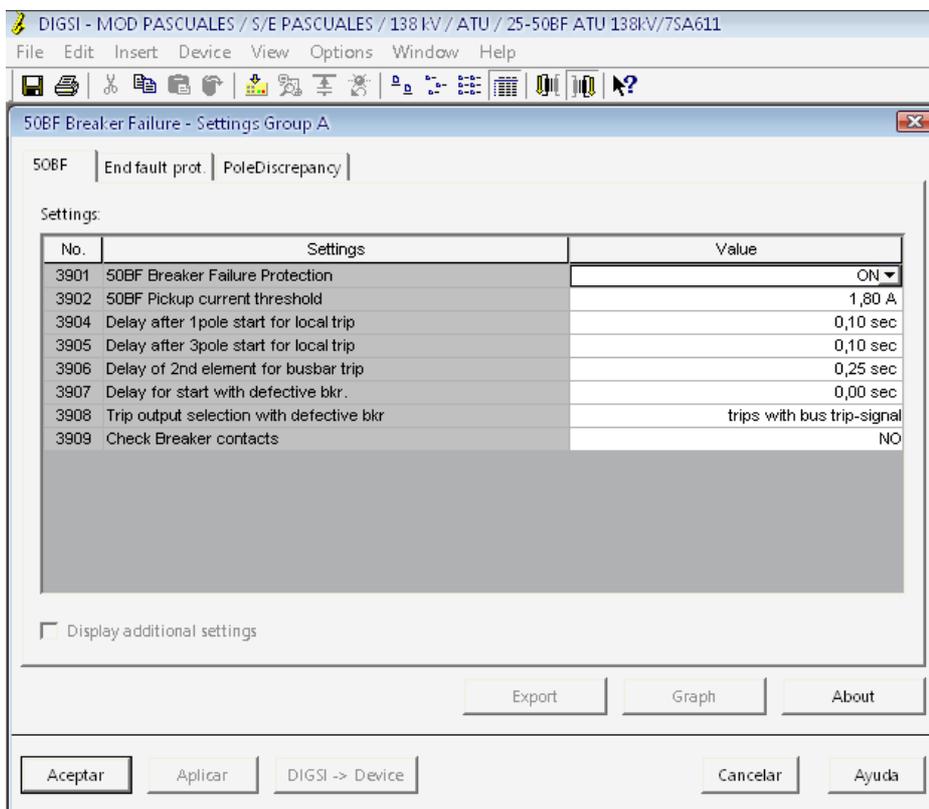


Fig. 74 Configuración de la función 50BF del SIPROTEC 7SA6125

En la disposición de la final de la falla de protección se configura los siguientes parámetros:

TABLA 16. CONFIGURACIÓN DEL FINAL DE FALLA DE LA PROTECCIÓN			
No.	Settings	Configuración	Valores
3921	Final de falla del interruptor	ON	ON /OFF
3922	Retraso del disparo del final de falla del interruptor	0.1	$0.25 \leq X \leq 100$

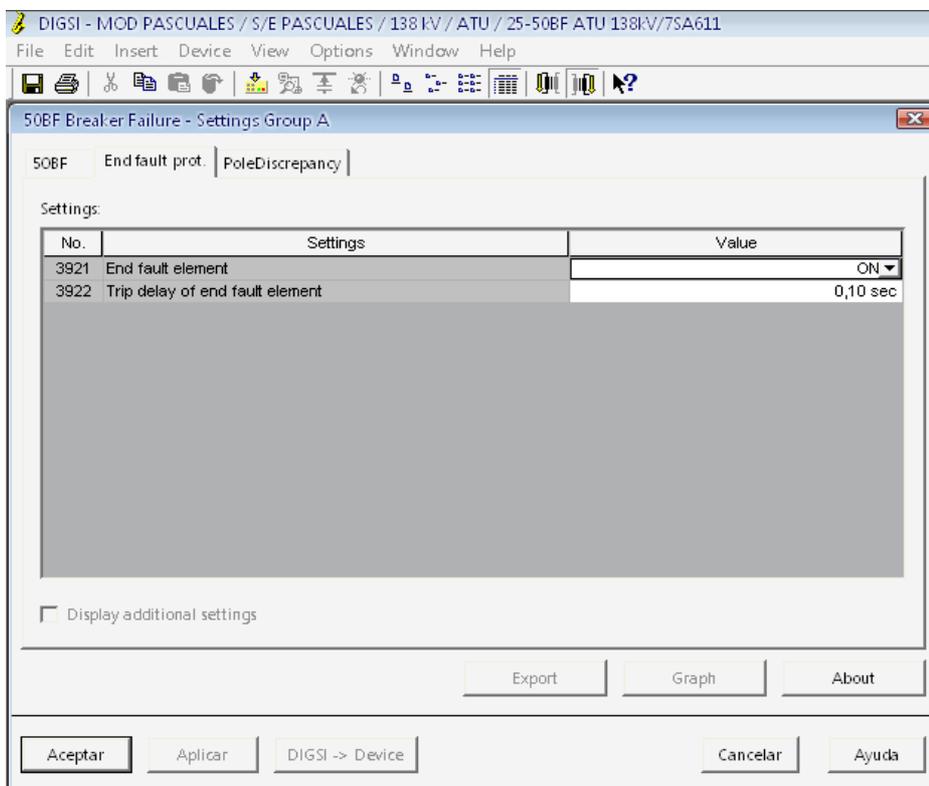


Fig. 75 Configuración del final de falla de la protección

En la disposición de discrepancia de polos tenemos los siguientes parámetros a configurar:

TABLA 17. DISCREPANCIA DE POLOS – FUNCIÓN 50BF			
No.	Settings	Configuración	Valores
3931	Supervisión de discrepancia de polos	ON	ON /OFF
3932	Retraso del disparo con discrepancia de polos	0.1	$0.25 \leq X \leq 100$

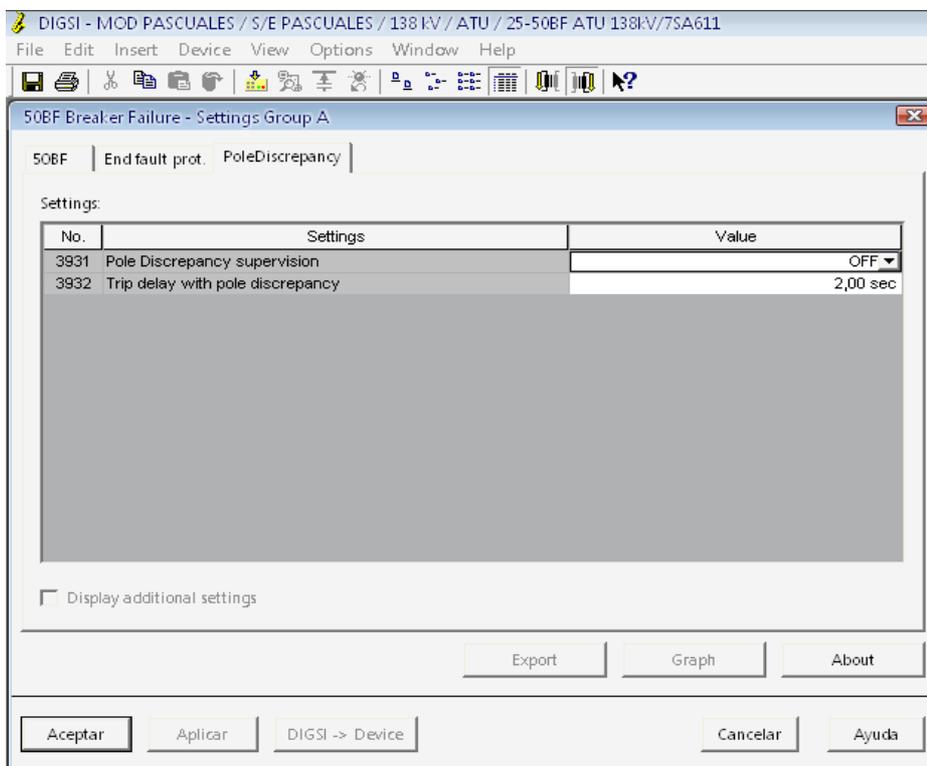


Fig. 76 Configuración de la discrepancia de polos – Función 50BF

3.13.3 PARAMETRIZACIÓN DE LAS ENTRADAS BINARIAS, SALIDAS DIGITALES Y LED'S DEL SIPROTEC 7SA6115

La matriz de configuración del equipo es una herramienta versátil que permite configurar y editar las informaciones de un equipo SIPROTEC 4.

Se denominan informaciones, no sólo a los valores de medida, valores de conteo, avisos y órdenes del equipo, sino también a las magnitudes que se utilizan con las funciones lógicas de CFC DIGSI 4. La matriz de configuración del

equipo sólo puede editarse con DIGSI 4. En la pantalla del equipo puede ver la configuración pero no modificarla.

La matriz de configuración del equipo le permite asignar informaciones a distintos componentes del equipo SIPROTEC 4 como, por ejemplo, entradas y salidas binarias, LED, buffers, imágenes de la pantalla, etc.

Para ello fija la asignación y el tipo de asignación, por ejemplo, un aviso se puede configurar, tanto memorizado como sin memorizar, a un LED.

Puede vincular las informaciones a un origen y/o un destino. Configurar una información a un origen significa que un suceso origina ésta.

Configurar una información a destino, significa, que ésta será transferida o producirá una reacción.

TABLA 18. CONFIGURACIÓN DE ENTRADAS BINARIAS Y SALIDAS DIGITALES			
IED's	Entrada Binaria	Descripción señal	Causas de falla Información DIGSI
50BF/25	BI6	Protección 50BF Arranque	Reposición externa 50BF
50BF/25	BI7	Protección 50BF Disparo	Arranque 3polos externo 50BF
IED's	Salida Digital	Descripción señal	Causas de falla Información DIGSI
50BF/25	R1	Disparo 50BF etapa 1 campo propio	Disparo local A-B-C
50BF/25	R6	Disparo 50BF interruptor de transferencia	Disparo local A-B-C
50BF/25	R7	Disparo 50BF etapa 2 interruptor transferencia	Disparo local A-B-C
50BF/25	R8	Disparo 50BF etapa 2 interruptor transferencia	Disparo en caso de falla de Interruptor
			Disparo de barra
			Disparo de final de falla de interruptor
50BF/25	R10	Disparo 50BF etapa 2 hacia ATT/ATU 230kv	Disparo interruptor ATT/ATU 230
50BF/25	R14	Disparo 50BF etapa 2 interruptor transferencia	Disparo interruptor TRANSF.
50BF/25	R15	Disparo 50BF etapa 2	Disparo en caso de falla de Interruptor
			Disparo de barra
			Disparo de final de falla de interruptor

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - MOD PASCUALES // S/E PASCUALES // 138 kV // ATU // 25-50BF ATU 138kV/7SA611]

File Edit Insert Device View Options Window Help

Indications and commands only No filter

Information	No.	D	Long text	T	Source													F	S	C	D			
					BI																			
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
Measur. Superv																								
SEÑALES								*					*			*	*	*	*	*	*	*		
25 Sync. Check																						*		
27/59 O/U Volt.																						*		
50BF BkrFailure			>50BF: Switch on breaker fail prot.																					
			>50BF: Switch off breaker fail prot.																					
			>BLOCK 50BF																					
			>50BF: External release								H													
			>50BF: External start 3p (w/o current)																					
			>50BF: External start 3pole										H											
			>50BF: External start A																					
			>50BF: External start B																					
			>50BF: External start C																					
			Breaker failure prot. ON/OFF via BI																					
			50BF is switched OFF																					
			50BF is BLOCKED																					
			50BF is ACTIVE																					
			50BF Breaker failure protection started																					
			50BF Trip in case of defective CB																					
			50BF Local trip - ABC																					
			50BF Busbar trip																					
			50BF Trip End fault element																					
			50BF Pole discrepancy pickup																					
			50BF Pole discrepancy pickup A																					
		50BF Pole discrepancy pickup B																						
		50BF Pole discrepancy pickup C																						
		50BF Pole discrepancy Trip																						
		D.E2 ATU																					X	
		D.E2 TRANSFER																					X	

Fig. 77 Configuración de las entradas binarias – Función 50BF – 7SA6115

DIGSI - [Settings - Masking I/O (Configuration Matrix) - MOD PASCUALES // S/E PASCUALES // 138 kV // ATU // 25-50BF ATU 138kV/7SA611]

File Edit Insert Device View Options Window Help

Indications and commands only No filter

Information	No.	D	Long text	T	S	Destination																	
						BO																	
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
Measur. Superv																							
SEÑALES																						*	
25 Sync. Check																						*	
27/59 O/U Volt.																						*	
50BF BkrFailure			>50BF: Switch on breaker fail prot.																				
			>50BF: Switch off breaker fail prot.																				
			>BLOCK 50BF																				
			>50BF: External release																				
			>50BF: External start 3p (w/o current)																				
			>50BF: External start 3pole																				
			>50BF: External start A																				
			>50BF: External start B																				
			>50BF: External start C																				
			Breaker failure prot. ON/OFF via BI																				
			50BF is switched OFF																				
			50BF is BLOCKED																				
			50BF is ACTIVE																				
			50BF Breaker failure protection started																				
			50BF Trip in case of defective CB																				
			50BF Local trip - ABC																				
			50BF Busbar trip																				
			50BF Trip End fault element																				
			50BF Pole discrepancy pickup																				
			50BF Pole discrepancy pickup A																				
		50BF Pole discrepancy pickup B																					
		50BF Pole discrepancy pickup C																					
		50BF Pole discrepancy Trip																					
		D.E2 ATU																					
		D.E2 TRANSFER																					

Fig. 78 Configuración de las salidas digitales – Función 50BF- 7SA6115

4. CUADROS COMPARATIVOS Y TABLAS

4.1 CUADRO COMPARATIVO ENTRE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS ENTRE EL ACTUAL Y NUEVO ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE 138kV DE LA S/E PASCUALES.

En los cuadros a continuación se examina en detalle de los siguientes puntos:

- Relés de protección diferencial de barras de 138kV
- Actuación del esquema de protección diferencial de barras de 138kV
- Supervisión remota
- Interfaz Hombre – Máquina

Se analiza la descripción de cada uno de los detalles antes mencionados, con respecto al actual y nuevo esquema de la protección diferencial de barras, diferenciando las ventajas y desventajas en cada uno de los dos esquemas.

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
ACTUAL	Relés de protección diferencial de barras de 138kV	Relé electromecánico de baja impedancia TIPO FAC14 MARCA: GEC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilización de test switch (cortocircuitables y seccionables) en el panel TB-D1 para realizar las pruebas de inyección de corriente, para verificar el estado de los cables de cada posición del patio de 138kV y pruebas de verificación del relé ▪ Conexión directa de las señales de corrientes secundarias de los TC's tipo bushing de cada posición al panel TB-D1 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No discrimina si la barra de 138kV se encuentra seccionada. ▪ Modelo antiguo y en desuso ▪ Calibración cuidadosa y no tan confiable

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
NUEVO	Relés de protección diferencial de barras de 138kV	Relé numérico de baja impedancia Equipo SIPROTEC 4 SIEMENS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Su procesamiento de señales es totalmente numérico, ofreciendo alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios. ▪ Uniformidad en el diseño, estructura de hardware, mismo software ▪ Uniformidad en el método de conexionado 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cuidado metódico al realizar las conexiones de los IED's a los equipos primarios.

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
ACTUAL	Actuación del esquema de protección diferencial de barras de 138kV	Relé electromecánico de alta impedancia TIPO FAC14 MARCA: GEC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fácil de deshabilitar para los mantenimientos y no actúe la protección diferencial ▪ La detección de la falla es inmediata, sea por diferencial de corrientes o por el esquema de falla de breaker. ▪ Sensibilidad a fallas controlables y no controlables o fenómenos naturales. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ No mantiene una uniformidad en el diseño del esquema de arranque de falla de breaker 50BF, debido a que posee diferentes relés auxiliares ▪ No posee un sistema de respaldo en caso de que no haya podido censar un diferencial de corrientes ▪ Su equipo de registro de fallas se encuentra inactivo

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
NUEVO	Actuación del esquema de protección diferencial de barras de 138kV	Relé numérico de alta impedancia Equipo SIPROTEC 4 SIEMENS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La medición de corrientes de las posiciones que ingresan al IED diferencial de barras es precisa. ▪ Puede discriminar en que sección de la barra ocurrió una falla de breaker, y si se encuentra seccionada solo dispara y bloquea al cierre las posiciones conectadas a la sección fallada. ▪ Utilización del relé auxiliar ZE126 para discriminar el estado de los seccionadores de barra 89-1Y1 y 89-1Y3. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cuidado metódico de la parametrización de las entradas binarias y salidas digitales de los IED's de las diferentes posiciones de los niveles del voltaje de la Subestación.

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
ACTUAL	Supervisión Remota	PLC (Power Line Carrier)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se envía las señales de alta frecuencia utilizando la misma línea de transmisión como medio para las telecomunicaciones 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Debido al efecto corona se causa interferencia; pero, durante las fallas puede ser más crítica la transmisión, ya que la propia falla puede ser causa de una gran atenuación de la señal

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
NUEVO	Supervisión Remota	Fibra Óptica	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uso del protocolo TCP / IP permite la integración a los sistemas de comunicación con tecnología IT. ▪ Utilización del OPC Client el sistema SICAM PAS intercambia datos con cualquier sistema con OPC Server. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El costo. ▪ Fragilidad de las fibras. ▪ Disponibilidad limitada de conectores. ▪ Dificultad de reparar un cable de fibras roto en el campo.

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
ACTUAL	Interfaz Hombre – Máquina	Sistema actual a base de switcheos en los paneles dúplex, ubicados en la sala de control	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema utilizado hace más de 20 años, las maniobras rutinarias conocidas por los operadores. ▪ Reconocimiento diario del estado de los equipos primarios y toma de datos. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Toma manual de los datos de corriente, voltaje y potencia de las posiciones. ▪ Equipos de protección como los relés y manijas ya en desuso, precaución al realizar las maniobras.

ESQUEMA	DETALLE	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
NUEVO	Interfaz Hombre – Máquina	Interfaz SIMATIC WINCC (Windows Control Center), la cual permite la interacción entre el usuario y el sistema SICAM PAS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Interacción gráfica, amigable y sencilla, basada en los estándares de Windows. ▪ Supervisión y representación gráfica de los estados de los diferentes equipos de patio de la subestación 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Demora en familiarizarse con la interfaz hombre – máquina los operadores del sistema de la subestación. ▪ Verificación parcial de los valores obtenidos a través del IHM con un reconocimiento rutinario de datos de los equipos primarios.

4.2 TABLA COMPARATIVA DE COMPONENTES Y FUNCIONES ENTRE EL ACTUAL Y EL NUEVO ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE 138kV DE LA S/E PASCUALES.

En los cuadros a continuación se examinan en detalle los componentes, analizando la cantidad de bobinas y contactos de los relés electromecánicos en el esquema actual; entradas digitales, salidas digitales y test switches de los IED'S SIPROTEC, como también los relés auxiliares, en el nuevo esquema distribuido, definiendo la alimentación de energía de los dos esquemas; especificándolos para la protección diferencial de barras y la protección de falla de breaker 50BF de los interruptores conectados a la barras de 138 kV.

También se analiza la longitud de cable empleado de los KTC de cada posición de línea y los autotransformadores al panel TB-D1 en el sistema actual, como de los paneles dúplex de cada posición al panel registrador de fallas; y en el nuevo esquema distribuido se examina la longitud de cable empleado de los KTC de cada posición línea o de autotransformador al IED SIPROTEC 7SS6010, como también de las celdas de cada posición de línea o de autotransformador al registrador automático de fallas ubicados en la caseta del patio de 138kV.

Asimismo se proyecta un cuadro comparativo de las funciones del esquema de protección diferencial de barras, analizando varias descripciones, comparándolas entre el actual y nuevo esquema distribuido.

ESQUEMA DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DE 138kV							
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO			
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS	
		Bobinas	Contactos			Bobinas	Contactos
87B-1	Protección diferencial de alta impedancia monofásica	3	-	87BS1	Sistema de protección diferencial de barras distribuida SIPROTEC - 7SS6010	1	-
86B-1	Dispara los interruptores conectados a la barra	1	11	87BS2		1	-
86B-X1/1	Bloqueo al cierre de los interruptores conectados a la sección 1 de la barra	1	5	86BS1	Disparo y bloqueo al cierre interruptores conectados a la sección 1 de la barra	86BS1	6
						86BS1X.1	2
						86BS1X.2	2
						86BS1X.3	2
86B-X1/2	Bloqueo al cierre de los interruptores conectados a la sección 2 de la barra	1	6	86BS2	Disparo y bloqueo al cierre interruptores conectados a la sección 2 de la barra	86BS2	7
						86BS2X.1	2
						86BS2X.2	2
						86BS2X.3	2
AUXILIARES							
				87BS1/X1	Auxiliares de entrada/salida y restricción protección diferencial de barras centralizado 7SS60, Sección 1	5	5
				87BS2/X1	Auxiliares de entrada/salida y restricción para relé diferencial de barras centralizado 7SS60, Sección 2	5	5
				87BS2/X2		5	2
				ZE126	Auxiliar de réplica de interruptor o seccionador para protección diferencial de barras centralizada	1	2

ESQUEMA DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DE 138kV					
ESQUEMA ACTUAL			NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO		
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	CANTIDAD	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	CANTIDAD
Panel 15P	Panel de transferencia ubicado en la sala de control de la S/E	1	EØ1+R02	Celda 8MF, control tipo interior, donde se encuentran los IED's de protección	1
TB-D1	Panel donde llegan las señales de los TC's de cada posición, ubicado en el patio de 138kV	1	4AM5120	Transformadores de corriente de acople, adquiriendo las señales de los TC's de las posiciones de 138kV, ubicados en la celda EØ1+R01	11
Test switches	Corto circuitables y seccionables, ubicados en el panel TB-D1	-	74/1-74/2	Relé supervisor de circuito de disparo	2
			RS400	Switch de comunicaciones RUGGEDCOM – Servidor serial 4 puertos para fibra óptica y 4 salidas RS-485.	1

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV								
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO				
SANTA ELENA								
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		
		Bobinas	Contactos			Bobinas	Contactos	
152TX1	Auxiliar para energizar el relé 50BF-112	1	1	K015	Recepción de disparo directo transferido	1	1	
50BF-112	Relé monofásico 50BF	3	-	CENSA FALLA				
62BF-112	Auxiliar para energizar el relé 62-112	1	1 (TPC)	21P	Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, con funciones programables para las funciones de 27/59/50BF/79/67N			
62-112	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1	1	1	21S				
ALIMENTACIÓN				DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
CIRCUITO	PANEL	VOLTAJE	CAPACIDAD	21P/21S	Censa la falla ocurrida en el interruptor	-	2	-
3	D1-A	125Vcd	20A					
11							KSW21P/21S	Relé monoestable que supervisa el estado del test switch
				21P/21S	Envía la señal de arranque de la función 50BF de la posición	-	2	-
				21P/21S	Energiza la bobina de disparo de la posición del interruptor y sus adyacentes	2	-	-
				TSW21P/21S	Elemento para prueba de relé de protección	-	-	2
ALIMENTACIÓN								
CIRCUITO		CAPACIDAD		DESCRPCIÓN				
F201		125Vdc		Interruptor automático bipolar				

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV								
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO				
ELECTROQUIL								
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		
		Bobinas	Contactos			Bobinas	Contactos	
152TX1	Auxiliar para energizar el relé 50BF-122	1	1	K015	Recepción de disparo directo transferido	1	1	
50BF-122	Relé monofásico 50BF	3	-	CENSA FALLA				
62BF-122	Auxiliar para energizar el relé 62-112	1	1 (TPC)	21P	Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, con funciones programables para las funciones de 27/59/50BF/79/67N			
62-122	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1	1	1	21S				
ALIMENTACIÓN				DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
CIRCUITO	PANEL	VOLTAJE	CAPACIDAD	21P/21S	Censa la falla ocurrida en el interruptor	-	2	-
7	D1-A	125Vcd	20A		KSW21P/21S	Relé monoestable que supervisa el estado del test switch	-	-
11				21P/21S	Envía la señal de arranque de la función 50BF de la posición	-	2	-
				21P/21S	Energiza la bobina de disparo de la posición del interruptor y sus adyacentes	2	-	-
				TSW21P/21S	Elemento para prueba de relé de protección	-	-	2
ALIMENTACION								
CIRCUITO		CAPACIDAD		DESCRPCIÓN				
F201		125Vdc		Interruptor automático bipolar				

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV									
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO					
SALITRAL 2									
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS		RELÉS		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		
			Bobinas	Contactos			Bobinas	Contactos	
94N132	Auxiliar para energizar el relé 50BF-132		1	1	K015	Recepción de disparo directo transferido	1	1	
50BF-132	Relé monofásico 50BF		3	-	CENSA FALLA				
62BF-1Ø2	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1		1	1	21P	Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, con funciones programables para las funciones de 27/59/50BF/79/67N			
ALIMENTACIÓN					21S				
CIRCUITO	PANEL	VOLTAJE	CAPACIDAD		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
7 11	D1-A	125Vcd	20A		21P/21S	Censa la falla ocurrida en el interruptor	-	2	-
KSW21P/21S					Relé monoestable que supervisa el estado del test switch	-	-	2	
21P/21S					Envía la señal de arranque de la función 50BF de la posición	-	2	-	
21P/21S					Energiza la bobina de disparo de la posición del interruptor y sus adyacentes	2	-	-	
TSW21P/21S					Elemento para prueba de relé de protección	-	-	2	
ALIMENTACIÓN									
CIRCUITO		CAPACIDAD		DESCRPCIÓN					
F201		125Vdc		Interruptor automático bipolar					

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV									
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO					
SALITRAL 1									
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS		RELÉS		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS		RELÉS	
			Bobinas	Contactos				Bobinas	Contactos
94N142	Auxiliar para energizar el relé 50BF-142		1	1	K015	Recepción de disparo directo transferido		1	1
50BF-142	Relé monofásico 50BF		3	-	CENSA FALLA				
62BF-1Ø2	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1		1	1	21P	Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, con funciones programables para las funciones de 27/59/50BF/79/67N			
ALIMENTACIÓN					21S				
CIRCUITO	PANEL	VOLTAJE	CAPACIDAD	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	
15	D1-A	125Vcd	20A	21P/21S	Censa la falla ocurrida en el interruptor	-	2	-	
11				KSW21P/21S	Relé monoestable que supervisa el estado del test switch	-	-	2	-
				21P/21S	Envía la señal de arranque de la función 50BF de la posición	-	2	-	
				21P/21S	Energiza la bobina de disparo de la posición del interruptor y sus adyacentes	2	-	-	
				TSW21P/21S	Elemento para prueba de relé de protección	-	-	2	
ALIMENTACIÓN									
CIRCUITO		CAPACIDAD		DESCRPCIÓN					
F201		125Vdc		Interruptor automático bipolar					

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV								
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO				
POLICENTRO 2								
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		
		Bobinas	Contactos			Bobinas	Contactos	
94N152	Auxiliar para energizar el relé 50BF-142	1	1	K015	Recepción de disparo directo transferido	1	1	
50BF-152	Relé monofásico 50BF	3	-	CENSA FALLA				
62BF-1Ø2	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1	1	1	21P	Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, con funciones programables para las funciones de 27/59/50BF/79/67N			
ALIMENTACIÓN				21S				
CIRCUITO	PANEL	VOLTAJE	CAPACIDAD	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
5 11	D1-A	125Vcd	20A	21P/21S	Censa la falla ocurrida en el interruptor	-	2	-
				KSW21P/21S	Relé monoestable que supervisa el estado del test switch	-	-	2
				21P/21S	Envía la señal de arranque de la función 50BF de la posición	-	2	-
				21P/21S	Energiza la bobina de disparo de la posición del interruptor y sus adyacentes	2	-	-
				TSW21P/21S	Elemento para prueba de relé de protección	-	-	2
ALIMENTACIÓN								
CIRCUITO	CAPACIDAD			DESCRIPCIÓN				
F201	125Vdc			Interruptor automático bipolar				

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV									
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO					
POLICENTRO 1									
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS		RELÉS		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS		RELÉS	
			Bobinas	Contactos				Bobinas	Contactos
94N162	Auxiliar para energizar el relé 50BF-162		1	1	K015	Recepción de disparo directo transferido		1	1
50BF-162	Relé monofásico 50BF		3	-	CENSA FALLA				
62BF-1Ø2	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1		1	1	21P	Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra, con funciones programables para las funciones de 27/59/50BF/79/67N			
ALIMENTACIÓN					21S				
CIRCUITO	PANEL	VOLTAJE	CAPACIDAD	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	
8 11	D1-A	125Vcd	20A	21P/21S	Censa la falla ocurrida en el interruptor	-	2	-	
KSW21P/21S				Relé monoestable que supervisa el estado del test switch	-	-	2		
21P/21S				Envía la señal de arranque de la función 50BF de la posición	-	2	-		
21P/21S				Energiza la bobina de disparo de la posición del interruptor y sus adyacentes	2	-	-		
TSW21P/21S				Elemento para prueba de relé de protección	-	-	2		
ALIMENTACIÓN									
CIRCUITO		CAPACIDAD		DESCRIPCIÓN					
F201		125Vdc		Interruptor automático bipolar					

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV									
ESQUEMA ACTUAL					NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO				
ATT -138kV									
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		FALLAS MECÁNICAS					
		Bobinas	Contactos						
96T1	Protección mecánica del relé buchholz	-	6	87T	Relé multifuncional diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N				
96P1	Protección mecánica del relé alivio de presión	-	6	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS			
						Bobinas	Contactos		
26 WH 26WX 26WY	Protección mecánica del relé de temperatura de devanados	-	3	K016	Protección mecánica del relé buchholz	-	1		
				K017	Protección mecánica del relé de temperatura de aceite	-	1		
				K018		-	1		
51 (A/B/C/N)	Sobrecorriente del autotransformador	-	3	K019	Protección mecánica del relé de temperatura de devanados	-	1		
87T	Diferencial de corrientes del autotransformador	-	1	K020		-	1		
86ATT	Disparo y bloqueo del autotransformador ATT	1	1	K021	Protección mecánica del relé de sobrepresión	-	1		
				K022	Cambiador de tomas sin tensión	-	1		
				86-1T2	Relé de disparo y bloqueo	1	1		
				K066	Relé repetidor	1	1		
50BF-1T2	Relé monofásico 50BF	1	-	DIFERENCIAL DE CORRIENTES AUTOTRANSFORMADOR					
62-1Ø2	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1	1	1	K024	Relé monoestable rápido	1	1		
ALIMENTACIÓN				DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	
CIRCUITO	5 - 6	D4	CAPACIDAD		Censa el diferencial de corrientes en el autotransformador				
	11	D1-A	125Vcd – 20A	87T	-	1	1		

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV									
NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO									
ATT -138kV									
DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO O FALLA ZONA MUERTA					SOBRECORRIENTE EN EL AUTOTRANSFORMADOR				
87B/50BF	Unidad de bahía de diferencial de barras				50/51/25	Relé multifuncional de sobrecorriente, protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, sobrecarga 49 y verificación de sincronismo 25 – PROTECCION PRIMARIA			
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
87B/50BF	Censa el DDT o falla en zona muerta en el lado de alta del autotrafo	-	1	-	50/51/25	Censa la falla de sobrecorriente el lado de alta del autotrafo	-	1	-
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		50/51	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	
		Bobinas	Contactos						
K015	Energiza el contacto K006	1	1	50/51	Relé multifuncional de corriente; Protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, direccional de fases y tierra 67/67N - PROTECCION DE RESPALDO				
K006	Energiza la señal de arranque de la función 50BF	-	1	50/51	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
						Censa la falla y envía la señal de arranque de la función 50BF	-	1	1
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF									
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS				ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH		
50BF/25	Señal de arranque de la función 50BF para el disparo y bloqueo de los interruptores de las posiciones				1	1	-		
ALIMENTACIÓN									
CIRCUITO		CAPACIDAD		DESCRIPCIÓN					
F211		125Vdc		Interruptor automático bipolar					
F301									

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV									
ESQUEMA ACTUAL					NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO				
ATU -138kV									
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		FALLAS MECÁNICAS					
		Bobinas	Contactos						
96T1	Protección mecánica del relé buchholz	-	6	87T	Relé multifuncional diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N				
96P1	Protección mecánica del relé alivio de presión	-	6	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS			
						Bobinas	Contactos		
26WH 26WX 26WY	Protección mecánica del relé de temperatura de devanados	-	3	K016	Protección mecánica del relé buchholz	-	1		
				K017	Protección mecánica del relé de temperatura de aceite	-	1		
				K018		-	1		
51 (A/B/C/N)	Sobrecorriente del autotransformador	-	3	K019	Protección mecánica del relé de temperatura de devanados	-	1		
87T	Diferencial de corrientes del autotransformador	-	1	K020		-	1		
86ATU	Disparo y bloqueo del autotransformador ATU	1	1	K021	Protección mecánica del relé de sobrepresión	-	1		
				K022	Cambiador de tomas sin tensión	-	1		
				86-1U2	Relé de disparo y bloqueo	1	1		
				K066	Relé repetidor	1	1		
50BF-1U2	Relé monofásico 50BF	1	-	DIFERENCIAL DE CORRIENTES AUTOTRANSFORMADOR					
62-1Ø2	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1	1	1	K024	Relé monoestable rápido	1	1		
ALIMENTACIÓN				DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	
CIRCUITO	13	D1-A	CAPACIDAD		Censa el diferencial de corrientes en el autotransformador				
	11		125Vcd - 20A	87T	-	1	1		

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV									
NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO									
ATU -138kV									
DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO O FALLA ZONA MUERTA					SOBRECORRIENTE EN EL AUTOTRANSFORMADOR				
87B/50BF	Unidad de bahía de diferencial de barras				50/51/25	Relé multifuncional de sobrecorriente, protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, sobrecarga 49 y verificación de sincronismo 25 – PROTECCIÓN PRIMARIA			
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
87B/50BF	Censa el DDT o falla en zona muerta en el lado de alta del autotrafo	-	1	-	50/51/25	Censa la falla de sobrecorriente el lado de alta del autotrafo	-	1	-
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS			50/51	Relé multifuncional de corriente; Protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, direccional de fases y tierra 67/67N - PROTECCIÓN DE RESPALDO			
		Bobinas	Contactos						
K015	Energiza el contacto K006	1	1		DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
K006	Energiza la señal de arranque de la función 50BF	-	1		50/51	Censa la falla y envía la señal de arranque de la función 50BF	-	1	1
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF									
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS					ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH	
50BF/25	Señal de arranque de la función 50BF para el disparo y bloqueo de los interruptores de las posiciones					1	1	-	
ALIMENTACIÓN									
CIRCUITO			CAPACIDAD		DESCRIPCIÓN				
F211			125Vdc		Interruptor automático bipolar				
F301									

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV								
ESQUEMA ACTUAL				NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO				
ATR -138kV								
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		FALLAS MECÁNICAS				
		Bobinas	Contactos					
96T1	Protección mecánica del relé buchholz	-	6	87T	Relé multifuncional diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N			
96P1	Protección mecánica del relé alivio de presión	-	6	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	RELÉS		
						Bobinas	Contactos	
26WH 26WX 26WY	Protección mecánica del relé de temperatura de devanados	-	3	K016	Protección mecánica del relé buchholz	-	1	
				K017	Protección mecánica del relé de temperatura de aceite	-	1	
				K018		-	1	
51 (A/B/C/N)	Sobrecorriente del autotransformador	-	3	K019	Protección mecánica del relé de temperatura de devanados	-	1	
87T	Diferencial de corrientes del autotransformador	-	1	K020		-	1	
86ATR	Disparo y bloqueo del autotransformador ATR	1	1	K021	Protección mecánica del relé de sobrepresión	-	1	
				K022	Cambiador de tomas sin tensión	-	1	
				86-1R2	Relé de disparo y bloqueo	1	1	
				K066	Relé repetidor	1	1	
50BF-1F2	Relé monofásico 50BF	1	-	DIFERENCIAL DE CORRIENTES AUTOTRANSFORMADOR				
62-1Ø2	Auxiliar para energizar la bobina de disparo 86B-1	1	1	DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
ALIMENTACIÓN				87T	Censa el diferencial de corrientes en el autotrafo	-	1	1
CIRCUITO	13	D5	CAPACIDAD					

	11	D1-A	125Vcd -20A	
--	----	------	-------------	--

ESQUEMA DE FALLA DE BREAKER (50BF) POSICIONES 138kV				
NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO				
ATR -138kV				
SOBRECORRIENTE EN EL AUTOTRANSFORMADOR				
50/51	Relé multifuncional de corriente; Protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, direccional de fases y tierra 67/67N			
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
50/51	Censa la falla y envía la señal de arranque de la función 50BF	-	1	1
SEÑAL DE ARRANQUE 50BF				
DETALLE	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	ENTRADA BINARIA	SALIDA DIGITAL	TEST SWITCH
50BF/25	Señal de arranque de la función 50BF para el disparo y bloqueo de los interruptores de las posiciones	1	1	-
ALIMENTACIÓN				
CIRCUITO	CAPACIDAD		DESCRIPCIÓN	
F211	125Vdc		Interruptor automático bipolar	
F301				

CONDUCTORES											
ESQUEMA ACTUAL						NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO					
CABLE	CALIBRE	LONG	SALE	LLEGA	FUNCION	CABLE	CALIBRE	LONG	SALE	LLEGA	FUNCION
C10104	4X8 AWG	135	TC 52-172	TB-D1	Conexión del TC de Cedege al TD-B1	E7317	4X8 AWG	112	E1Ø+R02	KTC/ E17+X5	Conexión del KTC de Cedege a 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C10201	4X8 AWG	80	TC	TB-D1	Conexión del TC	E1321	4X8 AWG	93	E1Ø+R02	KTC/	Conexión del KTC de

			52-1R2		de Santa Elena al TD-B1					E11+X5	Santa Elena a 7SS6010 y 86BS1-86BS2
PC-31	4X8 AWG	70	MK138	TB-D1	Conexión del TC ATT - 138Kv al TB-D1	ET321	4X8 AWG	80	E1Ø+R02	KTC/ E1T+X5	Conexión del KTC de ATT- 138 kV 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C10401	4X8 AWG	57	TC 52-122	TB-D1	Conexión del TC de Electroquil al TD-B1	E2321	4X8 AWG	66	E1Ø+R02	KTC/ E12+X5	Conexión del KTC de Electroquil a 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C10501	4X8 AWG	51	TC 52-132	TB-D1	Conexión del TC de Salitral 2 al TD-B1	E3321	4X8 AWG	52	E1Ø+R02	KTC/ E13+X5	Conexión de KTC de Salitral 2 a 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C10701	4X8 AWG	36	TC 52-1U2	TB-D1	Conexión del TC ATU - 138Kv al TB-D1	EU321	4X8 AWG	41	E1Ø+R02	KTC/ E1U+X5	Conexión del KTC de ATU -138Kv 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C10801	4X8 AWG	48	TC 52-142	TB-D1	Conexión del TC de Salitral 1 al TD-B1	E4321	4X8 AWG	51	E1Ø+R02	KTC/ E14+X5	Conexión del KTC de Salitral 1 a 7SS6010 y 86BS1-86BS2

CONDUCTORES											
ESQUEMA ACTUAL						NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO					
CABLE	CALIBRE	LONG	SALE	LLEGA	FUNCION	CABLE	CALIBRE	LONG	SALE	LLEGA	FUNCION
C10904	4x8 AWG	80	KTC POL2	TB-D1	Conexión del KTC de	E5317	4X8 AWG	70	E1Ø+R02	KTC/ E15+X5	Conexión del KTC de Policentro 2 a

					Policentro 2 al TD-B1						7SS6010 y 86BS1-86BS2
C101001	4X8 AWG	73	KTC POL1	TB-D1	Conexión del KTC de Policentro 1 al TD-B1	E6321	4X8 AWG	84	E1Ø+R02	KTC/ E16+X5	Conexión del KTC de Policentro 1 a 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C11001	4X8 AWG	96	TC 52-1R2	TB-D1	Conexión del TC ATR - 138Kv al TB-D1	ER321	4X8 AWG	112	E1Ø+R02	KTC/ E1R+X5	Conexión del KTC de ATR -138Kv 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C10601	4X8 AWG	27	TC 52-1Ø2	TB-D1	Conexión del TC de Transferencia al TD-B1	EQ321	4X8 AWG	(*)	E1Ø+R02	KTC/ E1Q+X5	Conexión del KTC de ATQ -138Kv 7SS6010 y 86BS1-86BS2
C10605	4X8 AWG	180	TB-D1	15P	Conexiones de TC's para 87B	(*) El autotransformador ATQ 138/69 kV – FUTURO – MONTAJE 2009-2010					

CONDUCTORES											
ESQUEMA ACTUAL						NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO					
CABLE	CALIBRE	LONG	SALE	LLEGA	FUNCION	CABLE	CALIBRE	LONG	SALE	LLEGA	FUNCION

C10668	2X12 AWG	18	15P	RAF	Registro diferencial de barras	E7320	4X12AWG	5	TAB E17+R01	E1Ø+RF01	RAF CEDEGE
C10269	4X12 AWG	28	11P	RAF	RAF SANTA ELENA	E1324	4X12AWG	4.5	TAB E11+R01	E1Ø+RF01	RAF SANTA ELENA
C10470	4X12 AWG	20	13P	RAF	RAF ELECTROQUIL	ET324	4X12AWG	3.5	TAB E1T+R01	E1Ø+RF01	RAF ATT138 kV
C10568	4X12 AWG	17	14P	RAF	RAF SALITRAL 2	E2324	4X12AWG	2.5	TAB E12+R01	E1Ø+RF01	RAF ELECTROQUIL
C10766	4X12 AWG	14	16P	RAF	RAF ATU 138KV	E3324	4X12AWG	9	TAB E13+R01	E1Ø+RF01	RAF SALITRAL 2
C10867	4X12 AWG	15	17P	RAF	RAF SALITRAL 1	EU324	4X12AWG	17	TAB E1U+R01	E1Ø+RF01	RAF ATU 138kV
						E4324	4X12AWG	16.2	TAB E14+R01	E1Ø+RF01	RAF SALITRAL 1
En el esquema actual solo se encuentra cableado al RAF las posiciones de Santa Elena, Electroquil, Salitral 2, Salitral 1y ATU que fueron las primeras posiciones en construirse en el patio de 138kV.						E5324	4X12AWG	15.5	TAB E15+R01	E1Ø+RF01	RAF POLICENTRO 2
						E6324	4X12AWG	14.5	TAB E16+R01	E1Ø+RF01	RAF POLICENTRO 1
						ER324	4X12AWG	13	TAB E1R+R01	E1Ø+RF01	RAF ATR 138 kV
						EQ324	4X12AWG	14	TAB E1R+R01	E1Ø+RF01	RAF ATQ 138 kV
						E0418	4X12AWG	18	TAB E1Ø+R01	E1Ø+RF01	RAF TRANSFERENCIA

TOTALES COMPONENTES PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS 138kV			
ESQUEMA ACTUAL		NUEVO ESQUEMA DISTRIBUIDO	
DETALLE	RELÉS	DETALLE	RELÉS

DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	Bobinas	Contactos	DESCRIPCIÓN ELEMENTOS	Bobinas	Contactos				
ESQUEMA DIFERENCIAL DE BARRAS 138kV	6	22	ESQUEMA DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDO 138kV	20	39				
ESQUEMA FALLA DE INTERRUPTOR (50BF)			ESQUEMA FALLA DE INTERRUPTOR (50BF)						
SANTA ELENA	6	3		IED	RELES AUX. BOB CONT	ENTRADAS BINARIAS	SALIDAS DIGITALES	TEST SWITCH	
ELECTROQUIL	6	3	SANTA ELENA	2	1	1	2	4	4
SALITRAL 2	5	2	ELECTROQUIL	2	1	1	2	4	4
SALITRAL 1	5	2	SALITRAL 2	2	1	1	2	4	4
POLICENTRO 2	5	2	SALITRAL 1	2	1	1	2	4	4
POLICENTRO 1	5	2	POLICENTRO 2	2	1	1	2	4	4
CEDEGE	6	3	POLICENTRO 1	2	1	1	2	4	4
ATT 138 kV	3	21	CEDEGE	2	1	1	2	4	4
ATU 138 kV	3	21	ATT 138 kV	5	4	11	1	5	2
ATR 138 kV	3	21	ATU 138 kV	5	4	11	1	5	2
			ATR 138 kV	3	2	9	1	3	2
OTROS									
DETALLE			CANTIDAD		DETALLE				CANTIDAD
Celdas de las posiciones del patio de 138kV (Paneles dúplex)			11		Celdas de las posiciones 8MF con panel basculante y puerta frontal en vidrio				12
Manijas de selector LOCAL/REMOTO			11						
CONDUCTORES									
DETALLE			TOTAL METROS		DETALLE				TOTAL METROS
Conexiones de los TC de las posiciones del patio de 138kV al panel TB-D1 – 4x8 AWG			933		Conexiones de los KTC de las posiciones del patio de 138kV al 7SS6010 y 86BS1-86BS2 – 4x8 AWG				761
Conexión de los tableros dúplex de las posiciones al RAF – 4x12 AWG			112		Conexión de las celdas de las posiciones en la caseta al RAF – 4x12 AWG				137.7
CUADRO COMPARATIVO DE LAS FUNCIONES DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DE 138kV									
DESCRIPCIÓN	ACTUAL ESQUEMA				NUEVO ESQUEMA				

<ul style="list-style-type: none"> Adquisición y distribución de la información en tiempo real 	Se cuenta con medidores voltaje, corriente y potencia análogos con la ayuda de transductores de medida, pero no se tiene una interfaz gráfica	A través del BCU de cada posición y en la IHM ubicada en la sala de control
<ul style="list-style-type: none"> Señalización local (Nivel 1 y Nivel 2) y remota (Nivel 3) 	Posee luces de señalización en el panel dúplex en la cual se advierte el estado de los equipos primarios	Se muestra en la IHM, como también en los BCU's de cada posición de los equipos primarios
<ul style="list-style-type: none"> Supervisión 	Se realiza una supervisión rutinaria y toma de datos de los equipos primarios cada hora.	El IHM muestra los valores de medición de cada posición en tiempo real, pero no se dejará de realizar las supervisiones rutinarias.
<ul style="list-style-type: none"> Automatización 	La S/E Pascuales es elevadora, reductora y de switcheo	Se ejecuta con una operación casi remota de la subestación.
<ul style="list-style-type: none"> Control local y remoto 	Se facilita a través de la manijas ubicadas en los paneles dúplex de cada posición o en los equipos primarios	Se puede configurar en los equipos primarios como en el IHM de operación
<ul style="list-style-type: none"> Control con enclavamientos 	Se ejecuta a través de la operación de los relés auxiliares de disparo y bloqueo	Verificación de los mandos de los controladores de campo para su operación
<ul style="list-style-type: none"> Control bajo secuencias de mando 	Se realiza a través de relés y contactos auxiliares, en el esquema de control de los equipos primarios, se procede a la operación de mando de apertura y cierre.	Se realiza a través de comandos de entradas binarias y salidas digitales de los controladores de campo, se da la operación de mando de apertura y cierre de los equipos primarios

DESCRIPCIÓN	ESQUEMA ACTUAL	NUEVO ESQUEMA
-------------	----------------	---------------

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Registro y archivo de la información del proceso 	<p>Se lleva manualmente a través de hojas de cálculo de Excel</p>	<p>El SICAM Pas full Server contiene el sistema de interfaz y distribución de datos DSI con una base de datos relacional en el tiempo real Sybase SQL</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Funciones de protección y control en equipos independientes 	<p>Los relés electromecánicos supervisan las magnitudes eléctricas, lo cual permite detectar las fallas en los equipos y/o instalaciones del sistema, las condiciones anormales de operación del sistema y el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones correctivas de manera inmediata.</p>	<p>Su procesamiento de señales es totalmente numérico, ofreciendo alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Equipos de protección que proveen la capacidad de controlar el interruptor de un campo, por medio de una interfaz gráfica. 		<p>Los controladores de campo cuentan con un display LCD para la representación del diagrama unifilar de una celda, valores análogos, mensajes de alarma, entre otros.</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uniformidad en el diseño, estructura de hardware y software de los relés de protección 	<p>No existe una uniformidad en el diseño de los relés de protección ya que existen varios modelos de relés y de varias marcas pero con una misma finalidad de protección</p>	<p>Los equipos SIPROTEC son idénticos en sus características pero diferencian en sus aplicaciones dependiendo al principio de protección</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comunicación entre equipos 	<p>No existe comunicación entre equipos, solo envió a través del UTR al COT y al CENACE estado de equipos primarios y alarmas</p>	<p>Se realiza a través de la red LAN Ethernet del sistema utilizando el protocolo IEC61850</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Parametrización de controladores de campo 	<p>Se ajusta la protección manualmente; definiendo los umbrales de las señales de entrada, determinando la operación de la protección.</p>	<p>Se parametrizan a través del programa DIGSI las entradas binarias y salidas digitales de los IED's SIPROTEC</p>

4.3 TABLA DE COSTOS DE LOS COMPONENTES UTILIZADOS EN EL NUEVO ESQUEMA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE 138kV DE LA S/E PASCUALES.

En los cuadros a continuación se detalla los costos económicos, describiendo los componentes y elementos del nuevo esquema de protección diferencial distribuida de barras de 138 kV, explicando el detalle, cantidad, valor unitario y el valor total, cabe acotar que estos datos fueron proporcionados por Transelectric, debido a que pertenecen al packing list del proyecto ST5, capítulo 3.

TABLA ECONOMICA					
NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDO 138kV					
DESCRIPCIÓN	NOMBRE DEL EQUIPO	DETALLE	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
Celda 8MF control tipo interior, grado de protección IP52, con panel basculante y puerta frontal de vidrio	E1Ø+R02	SIEMENS 8MF 2200*800*800	2	2235.96	4471.91
	E1Ø+R01				
Celda 8MF control tipo interior, grado de protección IP52, con panel basculante y puerta frontal de vidrio	E1Q+R01	SIEMENS 8MF 2200*800*800	4	5405.03	21620.12
	E1R+R01				
	E1T+R01				
	E1U+R01				
Celda 8MF control tipo interior, grado de protección IP52, con panel basculante y puerta frontal de vidrio	E11+R01	SIEMENS 8MF 2200*800*800	7	4333.96	30333.52
	E12+R01				
	E13+R01				
	E14+R01				
	E15+R01				
	E16+R01				
Protección diferencial de barras distribuida – Medida trifásica	87BS1	SIEMENS 7SS6010-4EA00-0AA0	2	2027.30	4054.60
	87BS2				
Módulo auxiliar de entrada/salida y restricción para relé diferencial de barras centralizada 7SS60	87BS1/X1	SIEMENS 7TR7100-0AA00-0AA0	3	1033.33	3099.99
	87BS2/X1				
	87BS2/X2				
Módulo auxiliar de réplica de interruptor o seccionador para relé diferencial de barras centralizado 7SS60	ZE126	SIEMENS 7TR7100-0AA00-0AA0	1	719.77	719.77
Transformadores de acople	T1/T2/T3....T11	SIEMENS 4AM5120-4DA00-0AN2	11	258.74	2846.14

TABLA ECONOMICA					
NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDO 138kV					
DESCRIPCIÓN	NOMBRE DEL EQUIPO	DETALLE	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
Unidad de bahía con display integrado 35 entradas digitales, 22 salidas de comando	BCU D001	SIEMENS 6MD6625-4EB00-0AF0	12	7858.54	94300.8
Relé de disparo y bloqueo	86BS1	SIEMENS 7PA2251-1	2	275.30	550.60
	86BS2				
Relé monoestabe rápido	86BS1/X1	SIEMENS 7PA2732-0AA00-2	8	105.00	840
	86BS1/X2				
	86BS1/X3				
	86BS1/X4				
	86BS2/X1				
	86BS2/X2				
	86BS2/X3				
	86BS2/X4				
Switch de comunicaciones: servidor serial: Ethernet con 4 puertas para fibra óptica y cuatro salidas RS485, para montaje de riel DIN, 88-300Vdc	B100	RUGGEDCOM RS400-HI-D-MJMJ-4	1	4004.44	4004.44
Relé multifuncional de distancia para fases y para fallas a tierra cuadrilateral con 6 zonas hacia adelante y atrás programable, bloqueo por oscilación de potencia, compensación de líneas paralelas, protección falla fusible, 27, 59, 25, 50BF, 79, 67N	21P/21S	SIEMENS 7SA6125-5AB02-7PR4	14	8.823.40	123527.6
Relé monoestable	K015	SIEMENS - 7PA2630-0	7	175.20	1226.4

TABLA ECONOMICA					
NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDO 138kV					
DESCRIPCIÓN	NOMBRE DEL EQUIPO	DETALLE	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
Interruptor automático bipolar	F201	SIEMENS 5SX5202-7	7	35.17	246.19
Elemento para prueba protección (Incluye en caja 7XP20 toma karting y selector para prueba)	TSW 21P	SIEMENS 7XV7501-0CA00	14	485	6790
	TSW 21S				
Relé multifuncional diferencial de transformador, protección diferencial 87T, sobrecarga 49, instantánea y temporizada de fases y tierra 50/51, 50N/51N	87T	SIEMENS 7UT6335-5EB02-1AA0	4	7661.61	30646.44
Relé multifuncional de sobrecorriente, protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, sobrecarga 49, verificación de sincronismo 25	50/51/25	SIEMENS 7SJ6415-5EB02-1FA4	2	4331.19	8662.38
Unidad de bahía de diferencial de barras	87B/50BF	SIEMENS 7SS5235-5EA01-0AA1	2	4955.56	9911.12
Relé monoestable rápido	K016	SIEMENS 7PA2732-0AA00-2	14	105.00	1470
	K017				
	K018				
	K019				
	K020				
	K021				
	K022				
Elemento para prueba de protección	TSW 87T	SIEMENS 7XV7501-0CA00	4	455	1820

TABLA DE COSTOS					
NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIÓN DEL DIFERENCIAL DE BARRAS DISTRIBUIDO 138kV					
DESCRIPCIÓN	NOMBRE DEL EQUIPO	DETALLE	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
Interruptor automático bipolar	F211	SIEMENS 5SX2302-7	4	35.17	140.68
	F301	SIEMENS 5SX5216-7	4	35.17	140.68
Relé monoestable	K015	SIEMENS 7PA2630-0	2	175.20	350.4
Relé multifuncional de interruptor Protección de falla interruptor 50BF, verificación de sincronismo, recierre 79, y subtensión 59/27	50BF/25	SIEMENS 7SA6115-5AB02-0AR0	4	6291.46	25165.84
Relé multifuncional de sobrecorriente; protección de sobrecorriente de fases y tierra 50/51, 50N/51N, direccional de fases y tierra 67/67N	50/51	SIEMENS 7SJ6215-5EB00-1FC0	2	2766.70	5533.4
Relé de disparo y bloqueo	86-1N2	SIEMENS 7PA2251-1	4	275.30	1101.2
Relé repetidor de 4 contactos conmutables	K066	SIEMENS OA5630+ET1630	4	25	100
Relé monoestable	K006	SIEMENS 7XP9012	2	175.2	350.4
Conductor	4 X 8 AWG	Cableado de los KTC de las posiciones hacia el relé SIPROTEC 7SS601	761 (mts)	4.05	3082.05
Conductor	4 X 12 AWG	Cableado de las celdas de las posiciones a el RAF	137.7 (mts)	1.68	231.336
				TOTAL	381.454,206

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Lo que básicamente analizado en esta tesis son las diferencias entre los esquemas actual y nuevo de la protección diferencial de barras de 138 kV de la S/E Pascuales, tanto con respecto a su descripción, funcionamiento, componentes, filosofía y maniobras que se utilizan en la protección, como con respecto al precio total de los componentes del nuevo esquema de protección diferencial de barras.
- La estructura metálica de los pórticos de barras y de línea empleados; así como también los equipos primarios se mantienen en la modernización de la Subestación Pascuales; es decir no son reemplazados, recalcando que en el esquema actual los transformadores de corriente eran tipo toroidal y estaban incluidos en los bushings de los interruptores y estos fueron reemplazados por transformadores de corriente tipo pedestal.

- El control y la protección de la Subestación son los puntos principales en la modernización, en el control actual de la subestación se da a través de unos armarios de tipo tradicional (paneles dúplex), por tanto no existe un sistema de control centralizado e integrado de subestación. Estos armarios implican un gran cableado interno que aumenta los precios. Además, el sistema de protección es sencillo con unos relés electromecánicos simples de protección que se han modernizado a través de los años con relés analógicos multifunción; en cambio el nuevo esquema de protección diferencial de barras es distribuido y su control es centralizado, a través de un sistema de automatización elaborado por SIEMENS, basado en el sistema SICAM PAS para las comunicaciones y SIPROTEC para la protección de los equipos de patio, conformando un sistema modular y abierto, cumpliendo tareas específicas de control y protección del sistema de potencia, los cuales se encuentran ubicados en las casetas de los patios de la subestación.
- Los tiempos de actuación de la protección diferencial de barras de 138 kV varían en un gran porcentaje debido a que en el actual esquema el ajuste de tiempo de disparo es de 30ms, en cambio en el nuevo esquema el ajuste de tiempo varía de 10 a 12ms (mínimo y típico disparo) disipando la falla en un 60 a 67% más rápido que la actual; así mismo al entrar al esquema de falla de interruptor 50BF, en el actual esquema el ajuste de tiempo de la

protección principal, respaldo y falla de breaker son (117, 250, 250 ms), en cambio en el nuevo esquema los tiempos antes mencionados son (83, 167, 167 ms) varían en un porcentaje de (30, 33.2, 33.2%) con respecto al esquema actual.

- Existe una menor cantidad de componentes físicos en el nuevo esquema en los IED'S SIPROTEC debido a que poseen bobinas y contactos (entradas binarias, salidas digitales y test switch), como también relés auxiliares; pero en cambio en el actual esquema existe una mayor cantidad de componentes físicos debido a que los contactos de los relés electromecánicos se encuentran en cada una de las posiciones para realizar el disparo y bloqueo al cierre de las posiciones conectados a la barra, así también las anunciaciones de la alarmas pertinentes.
- En el nuevo esquema de la protección diferencial de barras distribuida el cableado varía en un porcentaje de 14% a la capacidad de longitud instalada de conductores en el actual esquema.
- En vista que hace diez años se originó la disolución de ex - Inecel en varias compañías estatales de generación, transmisión y distribución, los datos de los costos económicos de los componentes de la actual protección diferencial de barras, no se encuentran disponibles, por tal motivo en la tesis, solo se detalla el cuadro económico de la tabla de costos de componentes (IED'S de protección, relés auxiliares, celdas de control y

varios) del nuevo esquema de protección diferencial distribuida de barras, dando como resultado un total de **381.454,06** dólares americanos.

- Sin embargo, la herramienta DIGSI de SIEMENS sirve, como se pretendía en los objetivos, no sólo de ayuda a la hora de obtener una parametrización de los IED'S SIPROTEC, sino como guía para ayudar al ingeniero tanto a analizar todos los aspectos y valores del proyecto, como para saber (tiempos de disparos, factores de restricción, retraso de comandos de disparos, sensibilidad de fallas internas, supervisión de la corriente diferencial, indicaciones de entradas binarias, salidas digitales, led's, así como también la creación de tareas específicas de automatización CFC'S) si merece la pena utilizar y desarrollar en un futuro diferentes cambios más detallada según lo que requiera el proyecto.
- Independientemente de los resultados, la herramienta del SICAM PAS es a su vez un buen sistema de automatización, que en cada uno de sus módulos, puede resolver algún problema concreto en poco tiempo cuando sea necesario; y además, también es una gran base de datos.
- Por último, se ha alcanzado satisfactoriamente la flexibilidad requerida en la automatización, sobre todo cuando está destinado a la parametrización de los IED'S de protección tan variables como son las subestaciones eléctricas. Y habiendo tomado esta filosofía, se puede describir cómo la herramienta que permite almacenar datos, cambiar las parametrizaciones

y lectura de mediciones de corriente, voltaje y potencia; teniendo la posibilidad de ejecutar cada módulo de posición por separado a través del IHM ubicado en la nueva sala de control de la Subestación, dando libertad absoluta de si se desean utilizar o no, ofreciendo una sencilla manera de uso.

- Como conclusión final general se puede decir que a pesar de la complejidad del nuevo esquema de la protección diferencial de barras, sigue siendo bastante difícil poder dispersar todos los casos que entraña la protección de una subestación y que, a pesar de las aplicaciones desarrolladas, se sigue necesitando la labor del ingeniero que ha de afrontar y resolver las particularidades de cada uno de los casos.

GLOSARIO

TC'S: Transformadores de corriente

TP'S: Transformadores de voltaje o potencial

DCP 'S: Divisores capacitivos de potencial

COT: Centro de operaciones de Transelectric

PLC: Power line carrier

RAF: **Registro** automático de fallas

SICAM: (Siemens Integration of Control and Monitoring). Serie de equipos y tecnologías desarrolladas por Siemens para el control y automatización de subestaciones.

SICAM PAS: Sistema Siemens de última generación para la automatización de subestaciones eléctricas.

SICAM PAS CC: software en el que está basada la interfaz de usuario IU de Nivel 2 del sistema de control SICAM PAS.

SICAM SU: Controlador de Subestación de la serie SICAM.

SIMEAS: (SIEMENS Measurement). Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocadas a la medición.

SIMEAS R: Equipo Registrador De Fallas de la serie SIMEAS.

SIPROTEC: (Siemens Protection Technology): Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocadas a la protección de sistemas de potencia.

6MD6*: Referencia de los BCU's de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto. Se utilizarán varias referencias según el campo en el que se utilicen.

7SA6*: Referencia de los relés de protección multifuncionales (de distancia, autorecierre, verificación de sincronismo, falla interruptor) de la serie SIPROTEC.

7SJ6*: Referencia de los relés de protección multifuncionales (de sobrecorriente, verificación de sincronismo) de la serie SIPROTEC.

7SS60*: Referencia de los relés de protección diferencial de barras de la serie SIPROTEC.

7UT6*: Referencia de los relés de protección diferencial de Autotransformador y Reactor de la serie SIPROTEC.

BCU: (Bay Control Unit). Termino utilizado para designar una Unidad de Control de Campo o Bahía.

CFC: (Continuous Function Chart). Editor gráfico que permite configurar un programa usando bloques prefabricados.

CID: (Configured IED Description). Archivo de intercambio de datos de la herramienta de configuración del IED que se emplea para inicializar el IED.

DIGSI: Software utilizado para la gestión de los IED's de la serie SIPROTEC de SIEMENS.

DSI: (Distributed System Infrastructure). Sistema central de distribución de datos del Sicam PAS.

EPROM: (Erasable Programmable Read Only Memory). Memoria para datos y programas que no depende de la conexión a una fuente de alimentación.

GPS: (Global Positioning System). Sistema de posicionamiento que emplea satélites con reloj atómico girando alrededor de la tierra en diferentes órbitas los cuales envían señales de la hora universal en formato broadcast.

GOOSE: (Generic Object-Oriented Substation Event). Reporte por excepción de alta velocidad que emite un IED en formato multicast

HUB: Punto de conexión común para varios equipos dentro de una red.

ICD: (IED Capability Description). Archivo de intercambio de datos desde la herramienta de configuración del IED (DIGSI) hasta la herramienta de configuración del sistema que describe las capacidades del IED.

IEC: (International Electrotechnical Commission)

IED: (Intelligent Electronic Device)

IP: (Internet Protocol) Proporciona el máximo esfuerzo de entrega sin conexión de datagramas encaminados. Busca la forma de trasladar la información a su destino

IU: (Interface Unit). Estación de Operación

LAN: (Local Area Network). Red de comunicación que conecta un grupo de computadores, impresoras y otros equipos dentro de un área limitado.

LED: (Light Emitting Diode)

MAC: (Media Access Control). Dirección física fija de un componente de red.

MMS: (Manufacturing Message Specification)

OPC: OLE (Object Link and Embedding) for Process Control. Serie de interfaces basadas en tecnología OLE/COM (Microsoft Component Object Model) y DCOM (Distributed Component Object Model) que facilitan la interoperabilidad entre aplicaciones de control y automatización de procesos.

OSI: (Open System Interconnection). Familia de normas internacionales de comunicación desarrolladas por la organización internacional de Normalización (ISO) y el comité Electrotécnico Internacional (IEC)

RSTP: (Rapid Spanning Tree Protocol).

SCD: (Substation Configuration Description). Archivo generado por el configurador del sistema que incluye la información relevante de todos los IEDs incluidos en una subestación.

SNMP: (Simple Network Management Protocol)

SNTP: (Simple Network Time Protocol)

SQL: (Structured Query Language). Lenguaje de programación para sistemas de bases de datos relacionales.

SU: (Station Unit). Controlador de Subestación

WAN: (Wide Area Network). Red de comunicación que conecta un grupo de computadores, impresoras y otros equipos que se encuentran separados geográficamente.

XML: (eXtensible Markup Language). Lenguaje que proporciona un formato para describir datos estructurados

BIBLIOGRAFIA

- Masson Russell, The Art & Science protective relaying, Capítulo 12, Bus bar protection.
- Westinghouse Electric, Applied Protective Relaying, 1976, Chapter 9, Bus Bar protection
- Andrichak J.G., Cardenas Jorge, General Electric Company, Bus Differential Protection, Twenty Second Annual, Western Protective Relay Conference Spokane, Washington October 24, 1995, Páginas 2-15
 - <http://pm.geindustrial.com/FAQ/Documents/PVD/GER-3961.pdf>
- COES – SINAC, Comité de operación económica del sistema interconectado nacional, Criterios y ajustes de protección del SNI, Diciembre 2005, Perú, Capítulos 1 -2.

- COES – SINAC, Comité de operación económica del sistema interconectado nacional, Requerimientos mínimos de equipamiento para los sistemas de protección del SNI, Diciembre 2005, Perú, Capítulos 1 -2 -4.
- Consorcio Coelit & Coplimsa, Manual de operación de la Subestación Pascuales, Última revisión 2006.
- SIEMENS, Descripción del sistema de protección y control, TRANSELECTRIC S.A, Proyecto ST5, capítulo 3, 14/06/2005, Páginas 1-58
- SIEMENS, Descripción del interfaz hombre – máquina, TRANSELECTRIC S.A, Proyecto ST5, capítulo 3, 14/06/2005, Páginas 1-58
- SIEMENS, Manual de Descripción del sistema SIPROTEC 4, EDICIÓN 13/04/2005, Páginas 1-220
 - http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/1_General/System_Manual/SYSTEM_MANUAL_A1_SIPROTEC4_DIGSI4_V0_46005_ES.pdf
- SIEMENS, Manual SIPROTEC Protección de barras distribuida 7SS60, Código E50417-G1176-C132-A2, Páginas 1-134
 - http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SS60x/Catalog/7SS60xx_Catalog_SIP-2008_en.pdf
 - http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SS60x/Manual/7ss60x_Manual.pdf

- SIEMENS, Manual SIPROTEC Distance Protection 7SA6, Código E50001-U321-A153-X-7600, Páginas 1-6
 - http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SJ61x/Catalog/7SJ61xx_Catalog_SIP-2008_en.pdf
 - http://siemens.siprotec.de/download_neu/devices/7SJ61x/Catalog/7SJ61xx_Catalog_SIP-2008_en.pdf