

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ACTUALIZAR UN SISTEMA DE CONTROL CONVENCIONAL
A UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES
(SAS)”**

TRABAJO DE TITULACIÓN

MAGÍSTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Ing. Ben Cevallos Miele

Ing. Servio Bladimir Franco Tinoco

Guayaquil - Ecuador

2015

AGRADECIMIENTO

A Dios por estar siempre con nosotros y protegernos en todo instante, por brindarnos la fortaleza para asumir nuevos desafíos con rectitud y sabiduría, en beneficio de nuestro país.

A nuestras familias que con su amor, nos brindaron ese estímulo para continuar en la consecución de nuestros objetivos.

A los profesores de la Maestría de Sistemas Eléctricos de Potencia quienes impartieron sus conocimientos y sabidurías.

Al Ing. Gustavo Bermúdez Flores, por aceptar la Dirección de nuestro trabajo, quien con sus acertados conocimientos, nos supo guiar de forma correcta y acertada.

A nuestros amigos y compañeros que colaboraron en el presente proyecto.

DEDICATORIA

A Dios y a mis hijas Sofía, Camila, Estefania y Milena, quienes con su infinito amor y comprensión, fueron el pilar fundamental que mantuvo en mí vivo el deseo de culminar con éxito esta tarea.

A mi madre, Sra. Aura Mieles Guerrero y mi hermano Dr. Otto Cevallos Mieles, por ser mi motivación constante, por creer en mí y ser mi ejemplo de superación cada día.

Al Ing. Julitza Buenaventura Ronquillo por su comprensión, ayuda y consejos en el desarrollo del presente tema.

A mis compañeros y amigos que fueron parte de mi proceso académico, por cada una de sus experiencias compartidas.

Ben Cevallos Mieles

DEDICATORIA

A mis padres Servio y Mirian, a mi hermana Yirley y en especial a mis hijos, quienes fueron mi inspiración para continuar incrementando mis conocimientos y culminar con éxito un objetivo trazado en el ámbito educativo y así poder aportar con mi experiencia en beneficio del engrandecimiento del sector eléctrico de mi País.

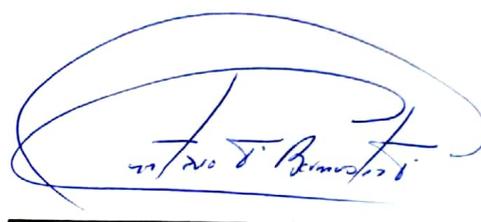
Servio Bladimir Franco Tinoco

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



MSc. Sara Ríos Orellana

Subdecana de la FIEC



MSc. Gustavo Bermúdez

Director de Tesis



Ph.D. Cristóbal Mera

Vocal

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral"



Ing. Servio Franco Tinoco



Ing. Ben Cevallos Mielles

RESUMEN

El presente trabajo se desarrolló basado en el proceso de sustituir un Sistema de Control Convencional por un Sistema de Automatización (SAS), aplicado a la subestación Salitral, minimizando los tiempos de salidas de servicio de las posiciones de 138kV y evitando todas las contingencias no deseadas durante el proceso. Así como el ingreso de un nuevo patio de maniobras doble barra a nivel de 69kV.

Se propone un modelo que evita en menor tiempo realizar este proceso, para lo cual se describe de forma detallada los pasos a seguir, con el objetivo de realizar la sustitución del sistema de control sin inconvenientes. Este modelo puede ser aplicado a otras subestaciones del SNI o del sector eléctrico que requieran realizar este proceso.

El mismo que se llevó a cabo sobre una instalación en operación, por lo que se recomienda, coordinar con todos los agentes de distribución involucrados en este proceso, para laborar de forma conjunta y evitar el menor impacto en el servicio, recordando que la subestación Salitral aporta aproximadamente con el 40% de la carga actual de Guayaquil, para lo cual se requiere de capacidad y experiencia, por ser un trabajo muy sensible ante cualquier interrupción de servicio.

Con este trabajo se aclaran los conceptos actuales que se manejan en la puesta en servicio de subestaciones y dejar un modelo que sirva como guía para cambio de sistema de control del SIN o nuevas instalaciones incluidos los proyectos de 500kV.

En el **Capítulo 1** se describe el proyecto y la metodología a aplicar, para actualizar un Sistema de Control Convencional a un Sistema de Automatización (SAS), minimizando el riesgo de disparo y restricciones de servicio en la subestación Salitral, todo esto con la finalidad de incrementar la confiabilidad de las instalaciones y así tener acceso a: Monitorear, operar equipos, analizar fallas eléctricas, etc. desde los Centros de Control Remoto.

En el **Capítulo 2** se describe la Arquitectura de Control y los protocolos de comunicación, especialmente se describe la aplicación del protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones. La descripción de la diferentes topologías existentes y cuáles son sus ventajas y desventajas.

En el **Capítulo 3** se describen los niveles de operación que se tiene en las subestaciones automatizadas y los diagramas de principio que se aplicarán en la subestación Salitral, señalando que estos diseños fueron tomados como referencia para otros proyectos del Sistema Nacional de Transmisión.

En lo referente a protecciones, se describen los cuatro esquemas más utilizados que se tienen que aplicar, con su respectiva filosofía. De igual forma se detallan los diseños aplicados, los mismos que fueron aceptados e implementados en el proyecto.

En el **Capítulo 4**, se detallan los equipos primarios que se tienen que acoplar al nuevo sistema de control (SAS) y la reingeniería realizada en los planos de control del equipo primario para cumplir con los requerimientos del nuevo sistema de control a implementar, adicionalmente se adjuntan los diseños de las cajas de agrupamiento de corriente y voltaje; el diseño de agrupación de señales de los autotransformadores para agrupar los disparo por tipo y fase con el objetivo de intercomunicar con los tableros de control respectivo con su

procedimiento en el caso de realizar por mantenimiento el cambio del autotransformador de reserva por uno de los tres transformadores en operación para cada Bahía de Transformador.

En el **Capítulo 5**, se describen todos los procedimientos, pruebas y tareas que se deben realizar para la puesta en servicio del nuevo sistema de control distribuido, especialmente lo referente a la coordinación de actividades para solicitar las órdenes de trabajo que permitan cambiar las bahías existentes del sistema de control convencional al SAS.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA	iii-iv
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	v
DECLARACIÓN EXPRESA	vi
RESUMEN	vii-iv
ÍNDICE GENERAL	x-xiii
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA	xiv-xvi
ÍNDICE DE FIGURAS	xvii-xx
ÍNDICE DE TABLAS	xxi
INTRODUCCIÓN	xxii-xxiii
CÁPITULO 1: GENERALIDADES	1
1.1. ANTECEDENTES	4
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	8
1.3. SOLUCIÓN PROPUESTA.....	15
1.4. OBJETIVOS.....	20
1.5. METODOLOGÍA.....	20
CÁPITULO 2: ARQUITECTURA DE CONTROL	24
2.1 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....	24
2.1.1 Capas de comunicación.....	24
2.1.2 IEC 61850.....	27
2.1.3 DNP3.....	42
2.1.4 IEC 60870-5.....	43
2.1.5 RSTP.....	44
2.2 TOPOLOGÍA DE LAS REDES DE COMUNICACIÓN.....	46
2.2.1 Estrella.....	46
2.2.2 Anillo.....	47
2.3 HARDWARE DE LA ARQUITECTURA	49

2.3.1	Controlador de bahía.....	49
2.3.2	Relés de protección.....	50
2.3.3	Switch.....	53
2.3.4	H.M.I.....	55
2.3.5	Computador de gestión.....	60
2.3.6	Station Unit.....	61
2.3.7	G.P.S.....	66

CÁPITULO 3: FILOSOFÍA DE OPERACIÓN	67
3.1 NIVELES DE OPERACIÓN Y SELECCIÓN DEL MODO DE CONTROL.....	68
3.1.1 Nivel cero.....	69
3.1.2 Nivel uno.....	70
3.1.3 Nivel dos.....	70
3.1.4 Nivel tres.....	71
3.2 DIAGRAMAS DE PRINCIPIO.....	71
3.2.1 Bahía de Línea.....	71
3.2.2 Bahía de Transferencia.....	78
3.2.3 Bahía de Transformador.....	83
3.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	90
3.3.1 Descripción de tableros de protecciones eléctricas	104
3.3.1.1 Líneas de 138kV.....	104
3.3.1.2 Líneas de 69kV	113
3.3.1.3 Sistema de protección de autotransformador.....	125
3.3.1.4 Sistema de protección de transferencia 138kV	137
3.3.1.5 Sistema de protección de acople 69kV.....	145
3.3.2 Filosofía de protecciones eléctricas.....	153
3.3.2.1 Líneas de 138kV.....	153
3.3.2.2 Líneas de 69kV	158
3.3.2.3 Autotransformador lado de 138 kV.....	160

3.3.2.3.1	Protección diferencial.....	160
3.3.2.3.2	Protección BUCHHOLZ.....	161
3.3.2.3.3	Protección de sobretensión.....	162
3.3.2.4	Autotransformador lado de 69 kV	164
3.3.2.5	Transferencia 138 kV	164
3.3.2.6	Acople de 69kV	166
CÁPITULO 4: DISEÑO EN EL CONTROL DEL EQUIPO PRIMARIO		167
4.1	INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	167
4.1.1	Tipos de interruptores	168
4.1.2	Modificaciones realizadas	172
4.2	SECCIONADORES.....	178
4.2.1	Tipos de seccionadores.....	178
4.2.2	Modificaciones realizadas.....	187
4.3	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	191
4.3.1	Características de los transformadores de corriente.....	194
4.3.2	Diseño de cajas de agrupamiento para TC.....	196
4.4	DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL.....	199
4.4.1	Características de los transformadores capacitivos de Potencial.....	200
4.4.2	Diseño de cajas de agrupamiento para DCP.....	201
4.5	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	204
4.5.1	Autotransformador ATQ.....	205
4.5.1.1	Diseño de tablero de agrupamiento.....	205
4.5.1.2	Procedimiento para intercambiar el autotransformador de reserva.....	207
4.5.2	Autotransformador ATR.....	209
4.5.2.1	Diseño de tablero de agrupamiento.....	209
4.5.2.2	Procedimiento para intercambiar el autotransformador de reserva.....	209

CÁPITULO 5: PRUEBAS EN EL SISTEMA DE CONTROL Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	213
5.1 VALIDACIÓN DE SEÑALES	213
5.1.1 Señales Digitales	214
5.1.2 Señales Analógicas.....	217
5.2 VALIDACIÓN DE COMANDOS Y ENCLAVAMIENTOS	218
5.3 PRUEBAS DE COMUNICACIÓN	219
5.3.1 Prueba de comportamiento del sistema ante fallas.....	222
5.3.2 Desempeño del sistema.....	229
5.4 VALIDACIÓN DE INVENTARIO DETALLADO DE HARDWARE Y SOFTWARE	234
5.5 OBJETO PRIMARIAS CON LOS CENTROS DE CONTROL	240
5.6 PUESTA EN SERVICIO DEL EQUIPAMIENTO	241
5.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS	257
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	258
ANEXOS	
BIBLIOGRAFIA	

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

A	Amperio
ANSI	Instituto de estándares Nacional Americano
AT	Alta Tensión
BCU - UC	Unidad de Control de Bahía
BT	Baja Tensión
BIL	Nivel Básico de Aislamiento
°C	Grados Centígrados
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
COT	Centro de Operación de Transmisión
CCT	Centro de Control de Transmisión
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador, empresa pública
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad, empresa pública
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
DCP	Divisor capacitivo de potencial
DTT	Disparo directo transferido (Direct Transfer Trip)
EMI	Interferencia Electromagnética
GPS	Sincronización de Tiempo
Hz	Unidad de frecuencia Hertz
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional

IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
IHM - HMI	Interfaz Hombre Maquina
Imag	Corriente de Magnetización
Ip	Corriente primaria
Is	Corriente secundaria
ISO - OSI	Organización de Estandarización Internacional
KA	Kiloamperio
kg	Kilogramo
Km	Kilómetros
KTC	Caja de agrupamiento de corriente
KTP	Caja de agrupamiento de voltaje
kV	Kilovoltios
L/R	Local/Remoto
L/T	Línea de Transmisión
mA	Miliamperios
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
ms	Milisegundo
MVA	Megavoltios-amperios
N	Relación de Transformación
PC	Computador Personal
pF	Picofaradio

RTC	Relación de transformación de corriente
RTP	Relación de transformador de potencial
s	Segundo
S/E	Subestación Eléctrica
SAS	Sistema de Automatización de Subestaciones
SCL	Lenguaje de Configuración de Subestación
SF6	Hexafluoruro de azufre, gas empleado para extinción del arco
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
V	Voltio
VA	Voltio-amperio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama Unifilar S/E Salitral.....	5
Figura 1.2 Sistema de control convencional.....	10
Figura 1.3 Diagrama de control de seccionadores.....	13
Figura 1.4 Sistema de control SAS.....	15
Figura 1.5 Tendido de cables en S/E Salitral.....	19
Figura 2.1 Conexión en RS -232.....	25
Figura 2.2 Diferentes tipos de sistemas abiertos.....	30
Figura 2.3 Comunicación sobre la capa 7 ISO/OSI.....	37
Figura 2.4 Modelo de dispositivo de acuerdo a IEC 61850 con los nodos lógicos LLNO (propiedades comunes), PDIS (distancia), PTOC (tiempo de sobre voltaje), CSWI (control del interruptor), CILO (entrelazado), LPHD (información del dispositivo físico).....	39
Figura 2.5 Procesos de ingeniería durante el intercambio de SCL.....	40
Figura 2.6 Ejemplo de RSTP	45
Figura 2.7 Configuración tipo estrella.....	47
Figura 2.8 Configuración en anillo.....	48
Figura 2.9 Configuración tipo bus.....	49
Figura 2.10 Bahía de 138 kV línea energizada, barra de transferencia desenergizada.....	57
Figura 2.11 Simbología para los equipos de patio.....	59
Figura 2.12 PC de gestión o estación de ingeniería.....	60
Figura 2.13 Configurador.....	62
Figura 2.14 Visor de valores.....	65
Figura 3.0 SICAM PAS configuración IV “reduntante HOT-HOT”.....	68
Figura 3.1 Niveles de operación.....	69

Figura 3.2 Apertura de interruptor de línea.....	72
Figura 3.3 Cierre de interruptor de línea.....	73
Figura 3.4 Cierre/apertura de seccionador de barra.....	74
Figura 3.5 Cierre/apertura de seccionador de línea y tierra.....	75
Figura 3.6 Cierre/apertura de interruptor de transferencia.....	76
Figura 3.7 Apertura de seccionador de transferencia.....	77
Figura 3.8 Apertura de interruptor de transferencia.....	79
Figura 3.9 Cierre de interruptor de transferencia.....	80
Figura 3.10 Cierre/apertura de seccionador 89-1Ø1 Y 89-1Ø6.....	81
Figura 3.11 Cierre/apertura de seccionador 89-1Ø3.....	82
Figura 3.12 Apertura de interruptor de transformador 52-1Q2.....	84
Figura 3.13 Cierre de interruptor de transformador 52-1Q2.....	85
Figura 3.14 Cierre/apertura de seccionador de barra 89-1Q1.....	86
Figura 3.15 Cierre/apertura de seccionador de línea 89-1Q3.....	87
Figura 3.16 Cierre de seccionador de transferencia 89-1Q5.....	88
Figura 3.17 Apertura de seccionador de transferencia 89-1Q5.....	89
Figura 3.18 Diagrama unifilar de bahía de línea de 138kV.....	109
Figura 3.19 Ajustes actuales: 21 P y 21S.....	112
Figura 3.20 Relés supervisores de disparo.....	113
Figura 3.21 Diagrama unifilar de bahía de línea de 69 kV.....	120
Figura 3.22 Ajustes actuales de línea de 69 kV.....	121
Figura 3.23 Relés supervisores de disparo.....	124
Figura 3.24 Diagrama unifilar bahía de autotransformador.....	133
Figura 3.25 Relé de disparo y bloqueo 86-ATR.....	137
Figura 3.26 Diagrama unifilar bahía de transferencia 138kV.....	142
Figura 3.27 Relé de disparo y bloqueo del diferencial de barras.....	145

Figura 3.28 Diagrama unifilar bahía de acople de 69kV.....	150
Figura 3.29 Relés supervisores de tensión.....	153
Figura 3.30 Lógica para teleprotección.....	155
Figura 3.31 Protección de sobrecorriente direccional.....	156
Figura 3.32 Lógica para el sincronismo.....	157
Figura 3.33 Lógica de recierre y sincronismo.....	158
Figura 3.34 Filosofía de disparo para líneas de 69kV.....	159
Figura 3.35 Filosofía de disparo de Trafo 138kV.....	163
Figura 3.36 Lógica de disparo bahía de transferencia de 138kV.....	165
Figura 3.37 Lógica de disparo bahía de acople de 69kV.....	166
Figura 4.1 Esquema de supervisión de disparo.....	173
Figura 4.2 Modificación en fuerza y control de interruptores.....	175
Figura 4.3 Imágenes de las modificaciones realizadas.....	176
Figura 4.4 Modificaciones en los circuitos de control y fuerza aplicado a interruptores Mitsubishi.....	177
Figura 4.5 Plano del fabricante MAGRINI GALILEO.....	188
Figura 4.6 Modificaciones en seccionadores MAGRINI GALILEO.....	189
Figura 4.7 Modificaciones en seccionadores de puesta a tierra.....	190
Figura 4.8 Modificaciones en seccionador 89-1Q1.....	191
Figura 4.9 Manija 43T-0R2; selecciona de donde toma las señales de corriente.....	192
Figura 4.10 Implementación de los transformadores de corriente en la bahía Pascuales 1 de 138kV.....	193
Figura 4.11 Esquema equivalente de un TC.....	195
Figura 4.12 Vista del tablero de agrupamiento de corriente.....	197

Figura 4.13	Plano de diseño de KTC.....	198
Figura 4.14	Transformadores capacitivos de potencial interno.....	199
Figura 4.15	Caja de agrupamiento de voltaje (KDCP).....	202
Figura 4.16	Plano de diseño de KDCP.....	203
Figura 4.17	Cambio del tablero de agrupamiento para banco de ATQ.....	206
Figura 5.1	Lista de alarmas y eventos de la S/E Salitral.....	216
Figura 5.2	Topología de la RED.....	221
Figura 5.3	Mapa de procesos para ingreso de una subestación modernizada.....	240
Figura 5.4	Montaje y pruebas de transformadores de corriente.....	249
Figura 5.5	Proceso de cambio al nuevo sistema de control SAS.....	252

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Simbología de Relés instalados en la S/E Salitral.....	92
Tabla 4.1 Interruptores de patio de 138kV.....	168
Tabla 5.1 Planificación de puesta en servicio S/E Salitral.....	254

INTRODUCCIÓN

En el nuevo milenio la tecnología moderna, motivará y forzará al sector eléctrico ecuatoriano a rediseñar y reconfigurar tecnológicamente las subestaciones de transmisión de energía eléctrica que fueron construidas bajo ciertos esquemas de los años 60 y 70, por lo que estamos a las puertas de un cambio o migración de los sistemas de control, protección y medición.

Las exigencias a las cuales están sometidos actualmente los sistemas eléctricos de potencia son mayores debido a los incrementos de generación por la proyección de la demanda durante los próximos años, por tanto amerita que estos sistemas tengan una mejor confiabilidad y ante posibles colapsos, el tiempo de restauración del servicio sea el mínimo.

Los avances tecnológicos en la automatización de subestaciones han permitido desarrollar un estándar mundial IEC 61850 para sistemas y redes de comunicaciones en subestaciones, con el objetivo de lograr la interoperabilidad entre funciones y elementos de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) de diferentes fabricantes, conectados en red para efectuar trabajos de protección, supervisión, automatización, medición y control, dentro de los beneficios de la norma se encuentran facilitar el diseño, especificación, configuración y mantenimiento de los sistemas de control, reducción de cableado eléctrico en la subestación, etc.

La interoperabilidad de IEDs y el uso de controladores con funciones de autodiagnóstico controladas en la automatización de subestaciones eléctricas aumentan la confiabilidad ante eventos no deseados en el sistema, gracias a que permiten realizar operaciones automatizadas de los equipos mediante funciones lógicas, así como la supervisión y monitoreo de los parámetros eléctricos que podían afectar la vida útil de los mismos.

Este trabajo muestra el proceso de migración de un sistema convencional de subestaciones a un sistema de control distribuido, mediante procedimientos

que permitirán la correcta ejecución de cada una de las diferentes actividades definidas para la modernización de una instalación típica como elemento constitutivo del Sistema Nacional de Transmisión.

La aceptación del sistema de control distribuido en una subestación que se encuentra en servicio, se considera como procedimiento de prueba, la simulación de las señales analógicas y digitales sirven para comprobar las funciones de protección, medición, interbloqueos lógicos frente a posibles fallas en el sistema eléctrico, así como la verificación de la correcta configuración de los equipos y elementos que constituyen la red SAS con la finalidad de comprobar la transmisión de datos, velocidad del sistema y comportamiento de la misma ante fallas, luego de lo cual, se encuentra listo para el inicio del proceso de energización.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

La subestación Salitral, forma parte del Sistema Nacional de Transmisión, se encuentra ubicada en la ciudad de Guayaquil, en el Km 7 1/2 vía a la costa, en el parque industrial El Salitral. A través de esta subestación se tiene conexión con ELECTROGUAYAS, CATEG y ELECTROQUIL a nivel de 69 kV. Módulo de sincronización de tiempo, encargado de realizar la sincronización del tiempo de los diferentes componentes del sistema.

La capacidad de esta subestación es de 300MVA y está interconectada con la subestación Pascuales a 138kV mediante las posiciones Salitral 1 (52-122) y Salitral 2 (52-112), también se pone en servicio la bahía Trinitaria 1 a 138kV, la misma que se interconecta con la subestación Trinitaria. (Figura 1.1)

El desarrollo tecnológico de las sociedades va asociado a una mayor demanda de la energía eléctrica. Para satisfacer este aumento en la demanda de la electricidad, es necesario ampliar los sistemas de energía eléctrica, los cuales se encargan de la producción, transporte y distribución de la electricidad hasta los distintos consumidores. Estos sistemas de energía eléctrica están formados por tres subsistemas:

- **Sistema de generación:** centrales que generan energía eléctrica a partir de energías primarias.

- **Sistema de transporte (transmisión en Ecuador):** se encarga de transportar en alto o muy alto voltaje la electricidad producida en las centrales de generación. Unos puntos críticos de estos sistemas, al ser los centros donde se conectan distintas líneas de la red de transporte, son las subestaciones de transporte o transmisión.

▪ **Sistema de distribución:** se encarga de distribuir la energía eléctrica entre los distintos consumidores.

Este creciente desarrollo (crecimiento e interconexión) de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, provocado por el aumento en la demanda de electricidad, supone una mayor complejidad de los mismos y por tanto, conlleva una serie de necesidades relacionadas con el control, protección y medición de los elementos de sus subestaciones, tales como:

Necesidad de control de los distintos elementos de una subestación de transmisión: es necesario modificar la relación de transformación de los transformadores de potencia conectar/desconectar los bancos de capacitores de la subestación con el fin de regular las tensiones y los flujos de potencia reactiva.

Además, este control no debe realizarse únicamente "in situ" mediante operarios que se desplacen a la subestación, ya que estos desplazamientos pueden llegar a ser largos, lo que supondría largos tiempos de averías y por pérdidas importantes en el suministro. Es por eso que debe llevarse a cabo a través de computadores situados en centros alejados de la misma. Esto exige un sistema de comunicaciones rápido y eficiente.

Necesidad de un sistema de protección seguro: siempre que deba operar una protección, ejecute la orden de apertura del interruptor.

Necesidad de un buen sistema de medición: fundamental para el correcto funcionamiento de los dos sistemas anteriores: sistema de control y sistema de protección.

Teniendo como último, la necesidad de que las funciones anteriores puedan realizarse de manera automática dentro de la subestación.

De esta manera, en los últimos 10 años se ha producido un importante desarrollo de estos sistemas en solo dos vertientes:

- **Automatización de los sistemas:** para ello el factor clave es la implantación progresiva de tecnología digital, basada en microprocesadores y técnicas numéricas de proceso de señal en los equipos de protección, control y medida.
- **Integración de las funciones:** se basa en la utilización de un mismo canal de comunicaciones para los distintos sistemas (protección, control y medida), en la existencia de un único software y en el empleo de equipos multifunción, capaces de realizar distintas funciones de protección, control y medida.

La automatización de los sistemas y la integración de las funciones aportan las siguientes ventajas:

- **Reducción del cableado entre componentes:** lo que supone, en primer lugar, una disminución de cableado de cobre y en segundo lugar, un abaratamiento en los costos de instalación.
- **Aumento de las capacidades de registro:** lo cual proporciona un seguimiento más amplio de todos los elementos de la subestación.
- **Desarrollo y abaratamiento de los sistemas de comunicación:** nos aportará un mayor control sobre todas las instalaciones eléctricas, mediante un acceso más rápido y eficiente a los distintos dispositivos de protección, control y medida.

Otro aspecto importante en este desarrollo, son los acuerdos y normas referentes a los protocolos a utilizar, con el fin de crear sistemas abiertos basados a estándares internacionales, que permiten que las aplicaciones sean ejecutadas en sistemas de diferentes fabricantes y que para su crecimiento, puedan interconectarse con dispositivos de diversos fabricantes e interactuar con otras aplicaciones desarrolladas bajo el mismo principio.

Por lo tanto, en lo referente a la protección, medición y control de las subestaciones del sistema eléctrico, la tendencia actualmente, es crear

control, en los cuales se utilice tecnología digital para mejorar las comunicaciones entre los distintos elementos del mismo y en los que se sigan protocolos normalizados internacionalmente para facilitar posibles ampliaciones

1.1 ANTECEDENTES

La subestación Salitral, una vez finalizado los trabajos de migración al nuevo Sistema de Control Distribuido, quedará formada por dos patios: Uno de 138KV y otro de 69KV.

El Patio de 138KV tendrá seis bahías las cuales son:

- **Bahía Pascuales 1**
- **Bahía ATR 138KV**
- **Bahía Pascuales 2**
- **Bahía de Transferencia**
- **Bahía Trinitaria 1**
- **Bahía ATQ 138KV**

El Patio de 69KV contará con 10 bahías las cuales son:

- **Bahía ELECTROGUAYAS 1**
- **Bahía ELECTROGUAYAS 2**
- **Bahía CATEG 1**
- **Bahía Acoplador**
- **Bahía ATR 69KV**
- **Bahía CATEG 3**
- **Bahía ATQ 69KV**
- **Bahía ELECTROQUIL 1**
- **Bahía ELECTROQUIL 2**
- **Bahía CATEG 2**

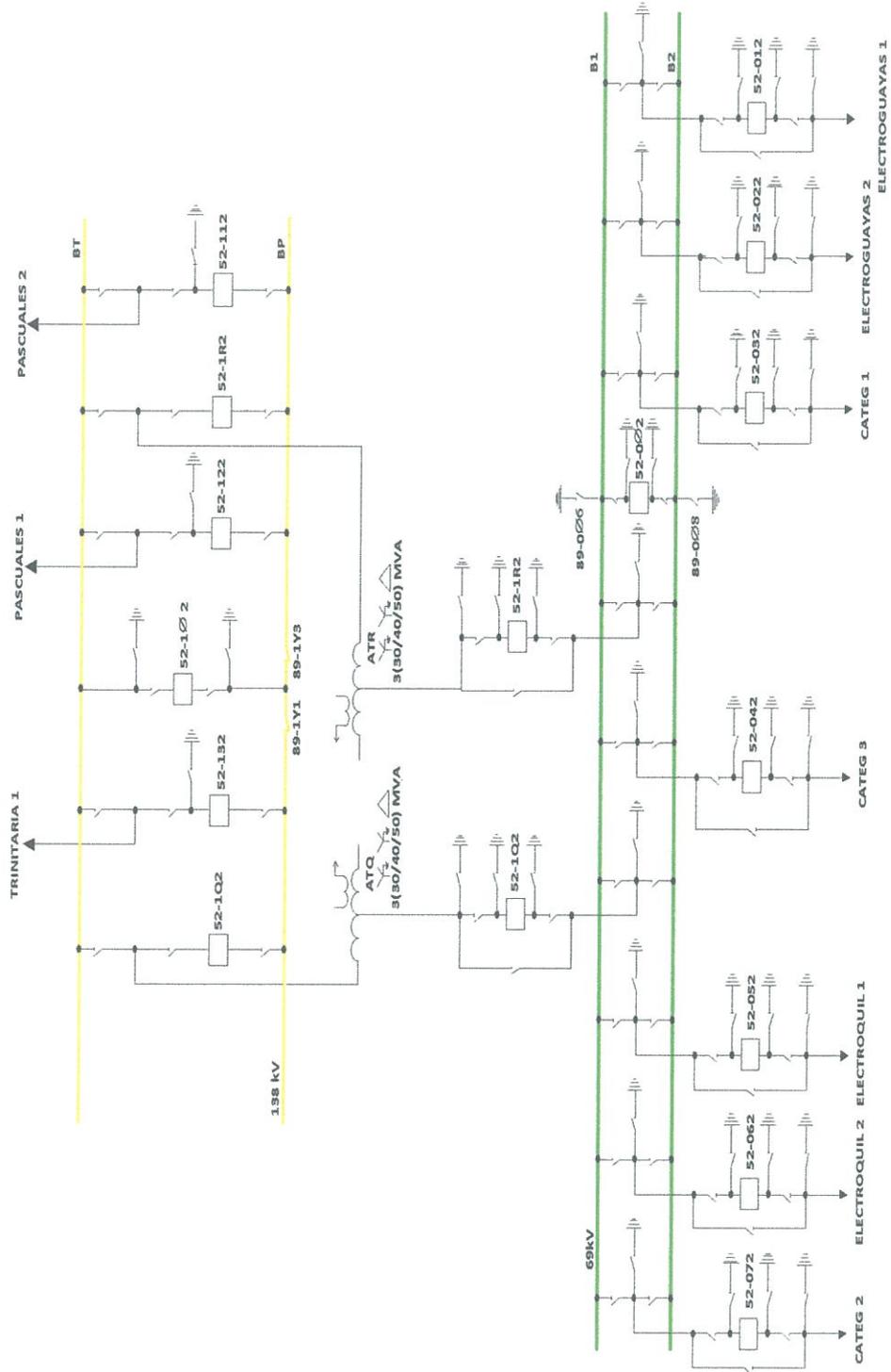


FIGURA 1.1 DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN SALITRAL

La necesidad de actualizar el sistema de control de las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión, especialmente en las que han cumplido su tiempo de vida útil, el sistema de control, protección y medición; surge la necesidad de implementar un procedimiento que permita realizar el cambio del sistema de control, sin causar inconvenientes o restricciones en el sistema.

Para este caso, se decidió tomar la subestación Salitral, una de las primeras subestaciones que se colocó en servicio en la ciudad de Guayaquil, para interconectar el SIN.

Cuando se inició el proceso de actualización del sistema de control, la subestación Salitral estaba conformada por dos patios:

- **Un patio de 138kV**, formado por cinco posiciones, dos de las cuales son de línea, dos posiciones de transformador y una posición de transferencia.
- **Un patio de transformadores**, en el que se encuentran los dos bancos de autotransformadores que son:

El banco ATQ conformado por tres autotransformadores, tienen una capacidad de 150 MVA, y de voltaje 138/69-13.8 kV, marca DILEGNANO, con su respectiva barra terciaria para los Servicios Auxiliares.

El Banco ATR conformado por tres autotransformadores, tienen una capacidad de 150 MVA, y de voltaje 138/69-13.8 kV, marca MITSUBISHI, con su respectiva barra terciaria para los servicios auxiliares.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

DESCRIPCIÓN DE LAS BAHÍAS

BAHÍAS DE LÍNEAS

Las dos posiciones de línea, cuentan con los siguientes equipos:

- Tres pararrayos (1 por fase) marca ASEA, modelo XAL – 120CS, de tensión 120kV, BIL 550 kV y con contador de descarga.
- Tres transformadores de tensión marca MAGRINI GALILEO, modelo CPT – 145/8, con dieléctrico de aceite, tensión de primario 80.5kV, tensión del secundario 115/67.08 V, BIL 275/650 kV.
- Un disyuntor de marca Mitsubishi, modelo 120SFMT - 40, 1600 A de intensidad, tensión nominal de 145 kV, tiempo de interrupción tres ciclos, con dieléctrico de SF6 y mecanismo tipo motorizado.
- Cuatro seccionadores marca MAGRINI GALILEO, tipo SA-170, tres de los cuales son motorizados y uno es manual tipo SA-170.
- Una trampa de onda de 400 A de intensidad, 800 ohmios, y tensión nominal 138kV.

BAHÍA DE TRANSFERENCIA

- Tres transformadores de potencia MAGRINI GALILEO tipo TVH 145P, BIL 650kV, tensión del primario 80.5kV, tensión del secundario 115/67.08 V.

- Un disyuntor en SF6 de marca MITSUBISHI (iguales características técnicas al descrito en la posición de línea).
- Dos seccionadores marca MAGRINI GALILEO, tipo SA-170, denominados 89-1Ø1/6 para interconectar a la barra principal de 138kV y 89-1Ø3/8 para interconectar la barra de transferencia, señalando que ambos tiene cuchilla de puesta a tierra, la cual para su operación debe cumplir los enclavamientos. Generalmente solo se la usa en mantenimiento general.

BAHÍA DEL TRANSFORMADOR ATQ

- Un seccionador tripolar motorizado, denominado 89-1Q1 marca HAPAM de tipo SSBIII-145, de tensión nominal 145kV, corriente nominal 2000 A, corriente de cortocircuito 45 KA y BIL 750 kV.
- Dos seccionadores MAGRINI GALILEO tipo SA-170, denominados 89-1Q3 y 89-1Q5, respectivamente, tensión nominal 138kV, corriente nominal 2000 A, corriente de cortocircuito 45 KA y BIL 750 kV.
- Tres transformadores de corriente marca ALSTOM tipo CTH-170, relación de transformación 2000:5, de cuatro núcleos, de los cuales uno es para medición y tres son para protección, corriente térmica 40 KA/s, BIL 750 kV.
- Interruptor tripolar marca MITSUBISHI, tipo 120-SFM-32B, tensión nominal 145 kV, corriente nominal 800 A, corriente de impulso 12.5 KA y BIL 550 kV.
- En el lado de 69kV, existe un seccionador tripolar con puesta a tierra, motorizado de marca HAPAM de tipo SSBIII-145, tensión nominal 145kV, corriente nominal 2000 A y BIL 650 kV (89-0Q1/4).

BAHÍA DEL TRANSFORMADOR ATR

- Tres seccionadores tripolar motorizado, marca MAGRINI GALILEO tipo SA-170, de tensión nominal 138kV, corriente nominal 2000 A, corriente de cortocircuito 45 kA y BIL 750 kV.
- Un interruptor MITSUBISHI tipo 120-SFMT-40, tensión nominal 145 kV, corriente nominal 1600 A, corriente de corto circuito 40 KA, tiempo de interrupción tres ciclos, BIL 650 kV, con transformadores de corriente tipo BUSHING incluidos.
- En el lado de 69kV, existe un seccionador con puesta a tierra de accionamiento manual de marca MAGRINI GALILEO (89-0R1/4).

Los tableros de control están constituidos por relés electromecánicos y se lleva ciertas señales para su operación remota, desde el cual solo se operan los interruptores, estas eran las condiciones iniciales de la mayoría de las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador, razón por la cual para tener un sistema con una mayor confiabilidad y un mejor tiempo de respuesta ante cualquier tipo de contingencia que ocurra, era necesario cambiar el sistema de control convencional por el sistema de control distribuido en la subestación Salitral.

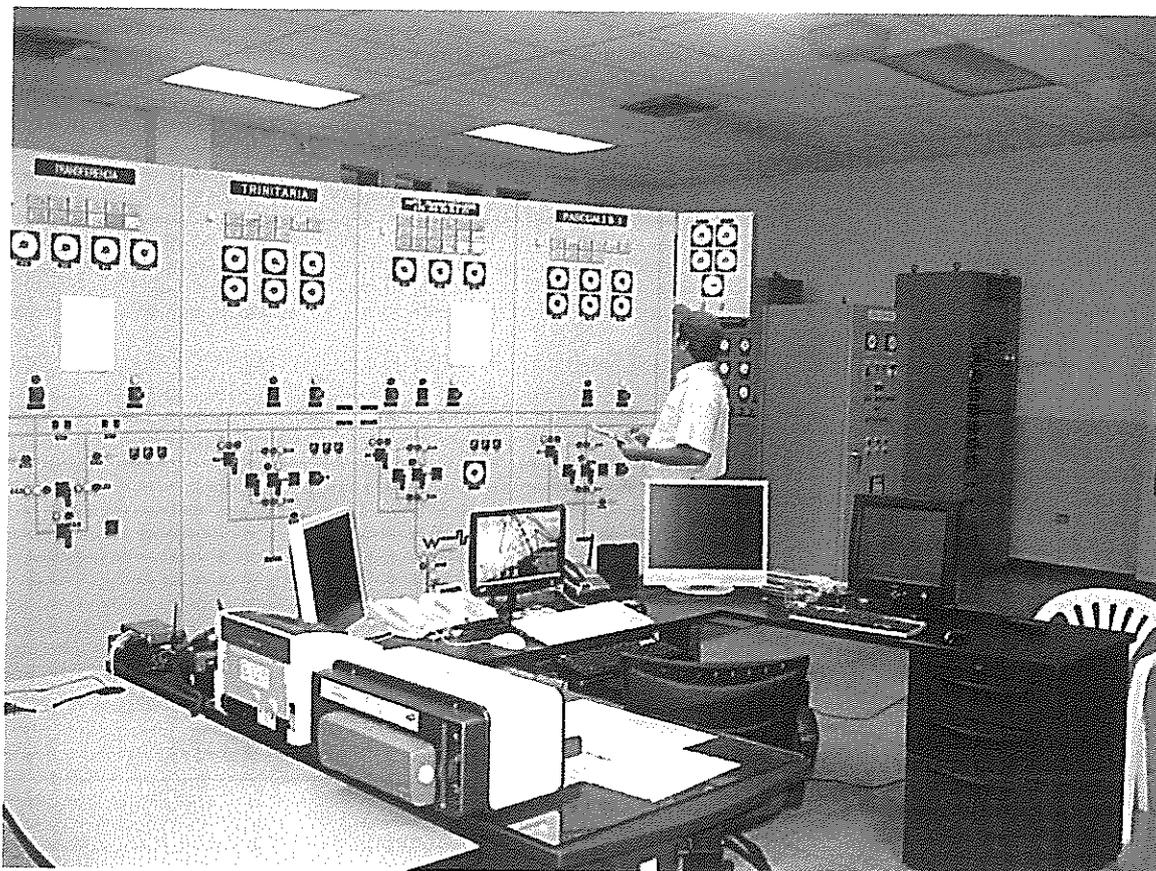


FIGURA 1.2 SISTEMA DE CONTROL CONVENCIONAL

Para tener una idea de la filosofía del sistema convencional, analicemos las maniobras de apertura y cierre que se tiene que realizar para la operación de los seccionadores 89-111 y 89-113:

CIERRE DE SECCIONADORES 89-111 Y 89-113

- El seccionador de puesta a tierra de la barra principal (89-1Ø6) debe estar abierto.
- El disyuntor 52-112 debe estar abierto.
- El seccionador de puesta a tierra de la línea (89-114) debe estar abierto.

- Cuando se tiene estas condiciones previas, se tiene permisible la operación de los seccionadores y se enciende en el tablero una “luz amarilla”.
- En el seccionador, la perilla 43 debe estar en “remoto”.
- Girar la manija 89CS/111-113 a posición cerrar.
- Con esta maniobra se realiza el cierre y luego se procede a verificar visualmente.

APERTURA DE SECCIONADORES 89-111 Y 89-113

- El seccionador de puesta a tierra de la barra principal (89-1Ø6) debe estar abierto.
- El interruptor 52-112 debe estar abierto.
- El seccionador de puesta a tierra de la línea 89-114 debe estar abierto.
- Cuando se tiene las condiciones previas descritas, se tiene permisivo de operación y se enciende la “luz amarilla” en el tablero de control.
- En el seccionador, la perilla 43 debe estar en remoto.
- Girar la manija 89CS/111-113 a posición abrir.
- Con esta maniobra se realiza la apertura y luego se procede a verificar visualmente.

Con esta breve descripción se infiere inmediatamente, que la operación solo se la realiza desde el tablero de control y se da la orden simultáneamente a dos equipos. En caso de producirse una falla, se deben analizar varios factores, para determinar el lugar exacto donde se produjo el suceso no deseado, acotando que los tableros cumplieron su tiempo de vida útil; motivo por el cual se requiere contar con un sistema que en tiempo real, proporcione información del elemento fallado, minimizando de esta forma los tiempos de reparación.

A continuación se muestra un plano de las operaciones previas realizadas, con el objeto de esclarecer lo descrito:

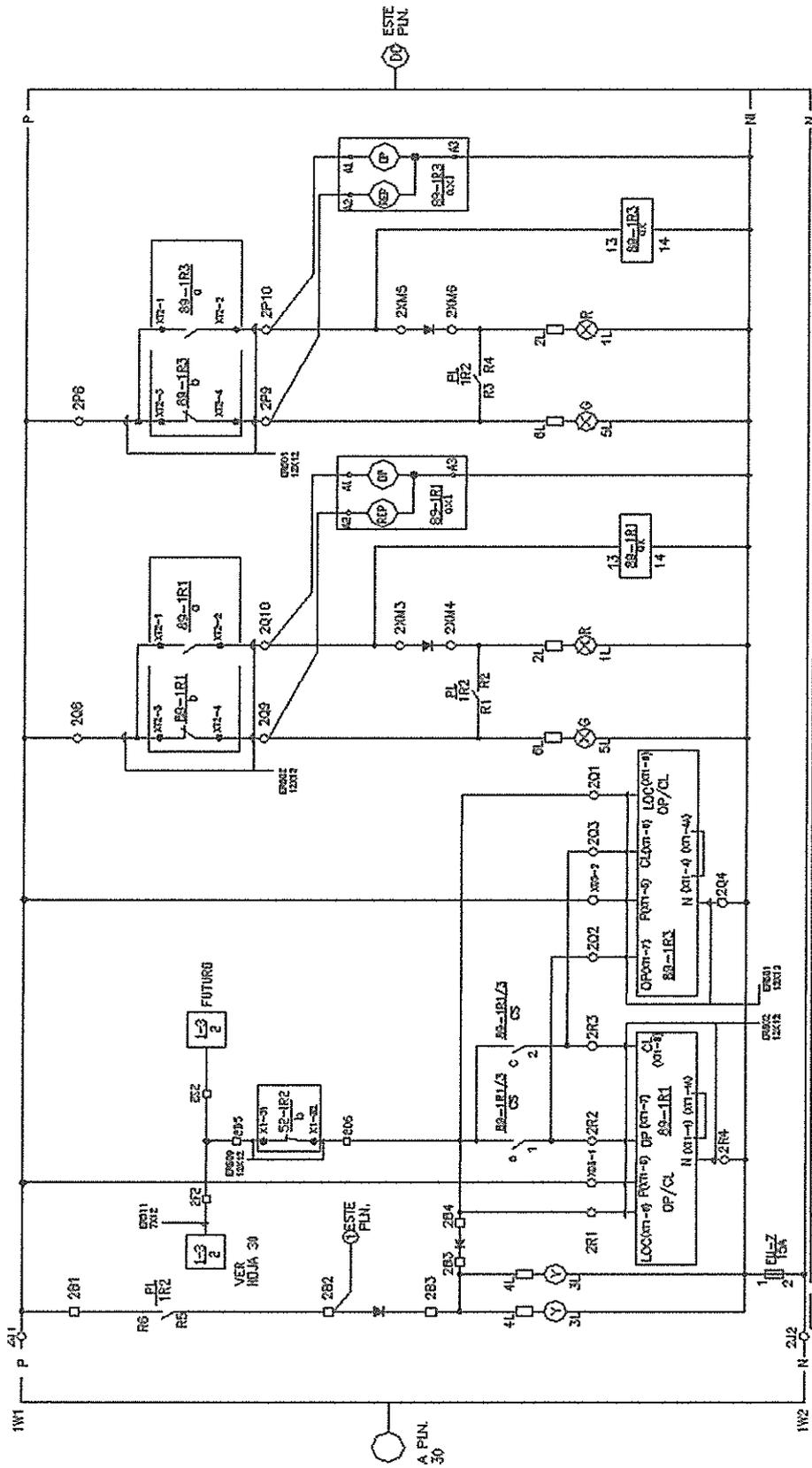


FIGURA 1.3 DIAGRAMA DE CONTROL DE SECCIONADORES

1.3 SOLUCIÓN PROPUESTA

Aprovechando las ventajas de los sistemas de control basados en microprocesadores, en los últimos años cada vez más empresas han comenzado a modernizar total o parcialmente sus antiguos sistemas de control convencional en sistemas automáticos de control. En vista de que la mayoría de las veces no es necesario modernizar todos los equipos de control y protección de las instalaciones, puede afectarse automatizaciones parciales que aprovechen los equipos existentes, pero que igualmente brinden las ventajas de un sistema completo de control SAS.

El presente trabajo, está basado en la técnica desarrollada para cambiar el sistema de control de una subestación, minimizando las restricciones, especialmente durante la puesta en servicio de las bahías y se ha desarrollado una metodología que permite el trabajo en instalaciones, de forma segura.

El cambio de los tableros de control, protección y medición convencional por un sistema compuesto de tableros de control con IED's, estaciones de operación, puerta de enlace determinada (gateways), unidad de estación (station unit), etc., obliga a una mayor interacción sobre los sistemas de control y protección existentes, estando en algunos momentos lo que se conoce como el momento híbrido, que es cuando se tiene bahías con los tableros convencionales y otras integradas al sistema de control SAS, en donde se requiere realizar algunas adecuaciones para la señalización y disparos, especialmente los asociados con "falla de interruptor (50BF)", de la subestación.

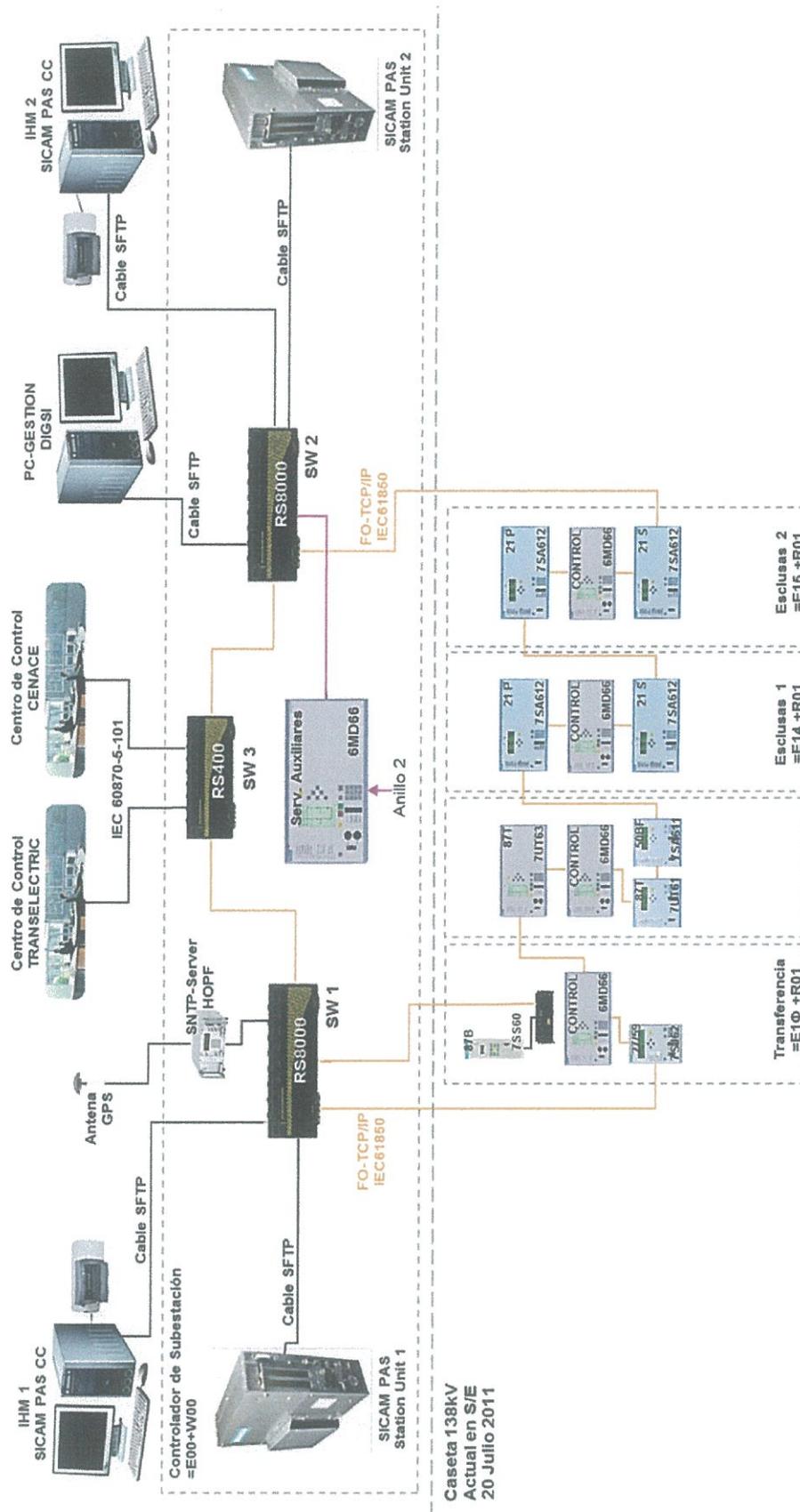


FIGURA 1.4 SISTEMA DE CONTROL SAS

El cableado de los sistemas de control se clasifica en los siguientes tipos de cables:

Cables de baja tensión: son los cables diseñados para llevar la alimentación a los diferentes equipos de la subestación en una tensión inferior a 1000 V.

Cables de control: son los cables utilizados para conducir niveles de corriente relativamente bajos o para cambios de estado de operación de los diferentes equipos de la subestación. También se consideran dentro de esta categoría los cables para los circuitos de corriente y tensión de los transformadores de instrumentación, ya que estos son usados para funciones de protección y medida.

Cables de instrumentación: son los usados para transmitir señales variables de corriente y tensión de bajo nivel o para transmitir información codificada (digital). Se consideran dentro de esta categoría los cables compuestos de pares trenzados para redes de sistemas supervisorios, para la conexión de termocuplas y resistencias variables con la temperatura.

Cables de fibra óptica: son cables usados para transmitir información codificada (digital) a alta velocidad con una alta inmunidad a la interferencia electromagnética y con capacidad de transmisión a través de largas distancias.

Los niveles relativamente bajos requeridos para operar los sistemas modernos de control, requieren un planeamiento detallado del cableado para evitar la interferencia electromagnética EMI, generalmente debido a corrientes de cortocircuito en el sistema de potencia, a campos de alta frecuencia producidos por la operación de los equipos del patio y a influencias por descargas atmosféricas.

Se procede a detallar algunas recomendaciones que se deben observar, durante la elaboración de las listas de conexión:

- Para reducir las interferencias en los circuitos de control, instrumentación y comunicaciones se debe emplear cables apantallados. La pantalla debe ser de baja resistencia, menor de unos pocos ohm/km.

- Apantallamiento adecuado de cables que están cerca de equipos de alta tensión, especialmente los de transformadores de instrumentación.

- El sistema de puesta a tierra para las pantallas de los cables, debe tener la menor impedancia posible.

- Instalar cables apantallados tan juntos como sea posible, para obtener un beneficio mutuo del apantallamiento.

- Utilizar cables en configuración de conductores trenzados y pantalla, para el cable de instrumentación y comunicaciones de voz.

- Utilizar conversores electro-ópticos y cables de fibra óptica para transmitir información codificada a través de áreas con alta influencia electromagnética.

- Prever el tendido de cables desnudos de tierra en las canaletas, puestas a tierra en ambos extremos, y si es posible, en algunos puntos a lo largo de su recorrido.

- La malla de tierra nunca debe ser utilizada como retorno de ningún circuito.

- Separar circuitos de diferentes niveles de tensión o señal en cables multiconductores separados. No se debe llevar por el mismo multiconductor: conductores de corriente con conductores de tensión, conductores de

corriente alterna con corriente continua, ni conductores o circuitos de baja frecuencia con alta frecuencia.

- Todos los conductores de un circuito deben ir en el mismo cable multiconductor. Se debe evitar que un circuito con diferentes conductores vaya por diferentes multiconductores.
- Para los circuitos de protección y medida, el neutro se pone a tierra en un solo punto y en donde se forma la estrella, especialmente en nuestro sistema se lo hace en la caja de agrupamiento (KTC y KTP).
- En las listas de tendido de la empresa se ha dividido en 6 grupos, siendo el primer grupo para cables de fuerza (CA), el segundo circuitos de fuerza de (CC), el tercer grupo es para las señales de corriente, el cuarto grupo para las señales de tensión, el quinto grupo es para las señales de control y protección y el sexto grupo para medición. De esta forma, el número para un conductor está conformado por 5 dígitos. El primero es una letra dependiendo del nivel de tensión, el segundo la posición de la bahía, el tercero es el grupo al cual pertenece el conductor y los dos siguientes son para el número del conductor desde el 00 hasta el 99, ejemplo: para la bahía Pascuales 1 de 138kV, denominar al primer cable de corriente, sería E1300.

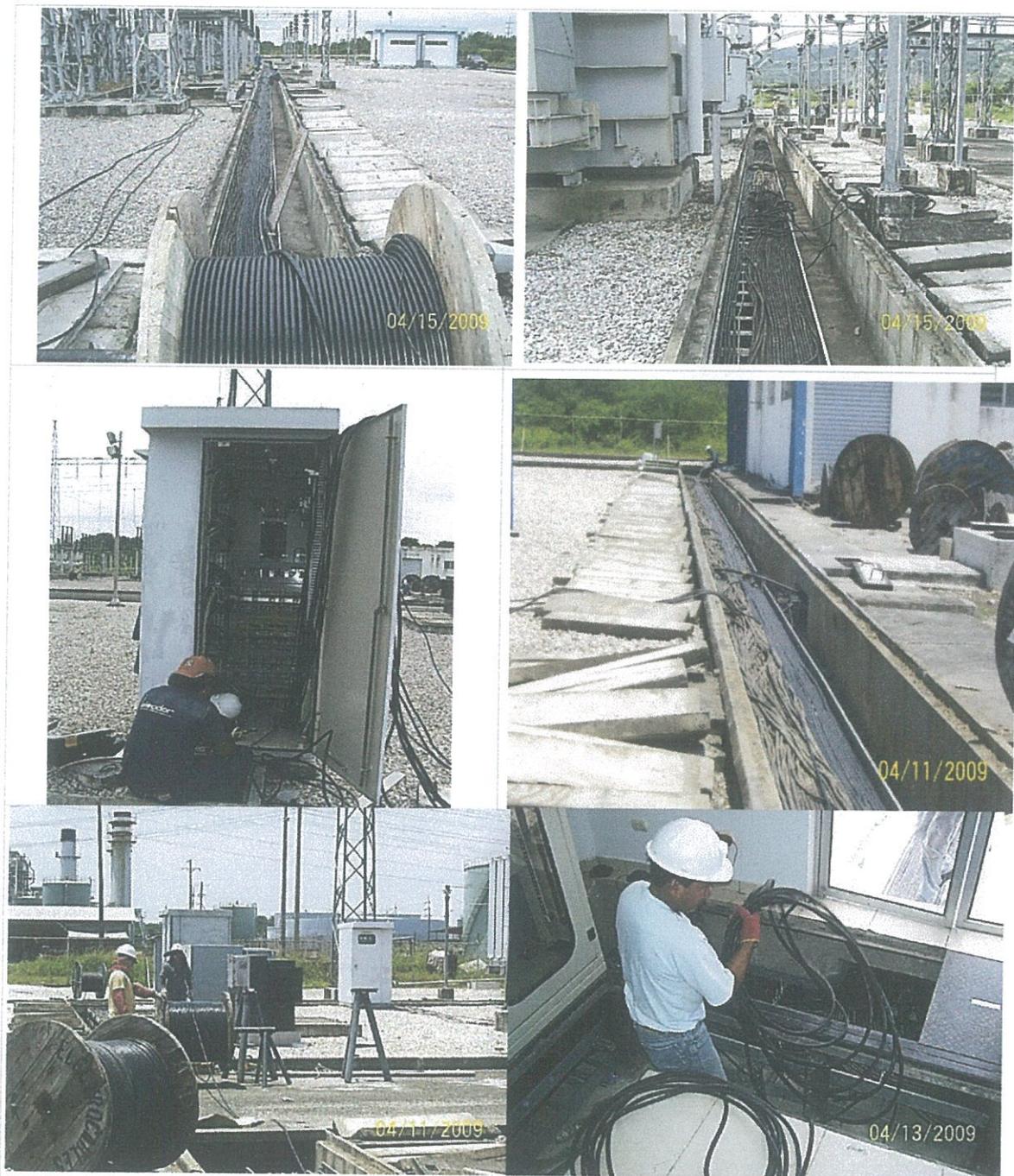


FIGURA 1.5 TENDIDO DE CABLES EN S/E SALITRAL

1.4 OBJETIVOS

- Contar con sistema de control más confiable que permita tener una mejor respuesta ante cualquier falla eléctrica a la que se viera sometida una bahía de una subestación típica del Sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica.
- Incrementar el número de señales disponibles con la implementación del Sistema de Automatización de Subestaciones, en contraste con el número de señales disponibles con que se contaba en el sistema convencional en los centros de control remoto (CENACE y Centro Operaciones de Transmisión COT).
- Implementar las nuevas lógicas de enclavamientos para operación de equipos primarios, con la finalidad de tener más niveles de control, tanto a nivel de software nivel uno y dos, así como con los equipos primarios en patio, nivel cero.
- Aplicar los esquemas de protección numérica diferencial de los sistemas eléctricos de potencia.
- Monitorear en tiempo real la subestaciones con la capacidad de realizar maniobras de cierre o apertura de los equipos primario desde los centros de control remoto.

1.5 METODOLOGÍA

El presente trabajo de titulación, expone la técnica desarrollada en los años de experiencia en la empresa de transmisión eléctrica del Ecuador, que ha permitido trabajar en la puesta en servicio desde subestaciones convencionales, hasta la puesta en servicio de subestaciones con sistemas de control SAS y por supuesto el trabajar en las que requerían un cambio en el sistema de control, protección y medición sin perder la continuidad de servicio. El trabajo está aplicado como se citó en el inicio a la subestación

Salitral, pero la presente metodología se puede aplicar a cualquier subestación en la cual se requiera hacer un cambio del sistema de control.

Los pasos a realizar son los siguientes:

Realizar las obras civiles: casetas de control, bases de transformadores de corriente, y todas las obras civiles que requiere un sistema de control SAS. Aclarando que en el nuevo sistema de control a implementar, los cables de cobre solo van desde el equipo primario hasta su tablero ubicado en la caseta de control del patio al que corresponde y desde ahí se comunica a los tableros mediante fibra óptica con el Sistema de Control que se encuentra en la respectiva casa de control.

Modificaciones en equipo primario: primero se solicita las órdenes de trabajo con consignación de la bahía, pero sin salida de servicio, se detalla el horario a trabajar y se procede a realizar todos los cambios que permitirán independizar los circuitos de control y fuerza, pero sobre todo adecuarse a las exigencias de señales del nuevo sistema de control.

Montaje de los nuevos tableros de control, protección y medición: se realiza la instalación de los nuevos tableros de acuerdo a su disposición en la bahía, estos serán los que replacen a los existentes.

Tendido de cables: se realiza el tendido de cables que requiere todo el nuevo sistema de control y en los equipos primarios se deja presentado el cable en los puntos donde se conectarán.

Montaje del sistema de control en casa de control: Tablero de control principal, IHM, servidores, equipos de comunicación, GPS (sincronización de tiempo).

Montaje de los Registradores automáticos de perturbaciones: son equipos que sirven de contratación para las protecciones. Son una especie de auditoria que realizan a los IED de protección.

Conectividad de Fibra Óptica: se realiza el tendido y comunicación del sistema de control con todos los tableros existentes.

Levantamiento del sistema: se procede a levantar el sistema de control SAS de la subestación y se configuran los enclavamientos, topología, señales y demás requerimientos del nuevo sistema a implementarse.

Realización de pruebas Pre-Funcionales: en patio se simulan los equipos con relés biosteables para obtener posición abierto o cerrado y comenzar a probar el conexionado de los nuevos tableros incluidos los servicios auxiliares.

Montaje de Transformadores de corrientes y potencial: se realiza órdenes de trabajo con consignación de la bahía y con salida de servicio, en esta etapa se procede de acuerdo a un cronograma a trabajar los días domingo, (por ser día de menor demanda y al tener doble circuito, se puede realizar estos trabajos sin restricción de carga).

Pruebas de inyección primaria y secundaria: con los transformadores de potencial y corriente instalados, se realiza las inyecciones de corriente a los TC, a nivel primario y se verifica el conexionado hasta los IED de cada posición, esta prueba se realiza con relaciones definitivas. En los DCP o TP se realiza inyecciones de voltaje y se procede de forma parecida solo que ahora se mide tensión.

Solicitud de disponibilidad de la Bahía: se realizan órdenes de trabajo semanal para la puesta en servicio de una bahía, el día sábado se consigna la posición y se deja fuera de servicio por dos días, el primer día se realiza el conexionado definitivo y desconexión en los tableros de control convencional. Previo a la realización, desde el inicio se deja deshabilitada la protección diferencial de barras (87B). Adicionalmente señalizaciones y funciones de disparo, se dejan entre los tableros convencionales y los nuevos tableros, este periodo se conoce como híbrido.

Pruebas Funcionales y Objeto: El segundo día se procede a realizar las pruebas en la bahía consignada y en la tarde se declara la posición lista para su puesta en servicio. Adicionalmente en bahías de línea, se realizan las pruebas End to End, la cual consiste en correr archivos de protección en ambos extremos y verificar la correcta actuación de las protecciones y el envío de la señal de disparo al otro extremo.

Método similar para el resto de las posiciones.

Habilitar la protección diferencial de barra.

Declarar la subestación en operación con el nuevo sistema de control.

CAPÍTULO 2

2.- ARQUITECTURA DE CONTROL

2.1 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Los protocolos de comunicación, son las reglas que utilizan los dispositivos de una red para comunicarse entre sí, estas reglas son las normas que especifican la manera en que se envían los mensajes, cómo se direccionan a través de la red y cómo se interpretan en los dispositivos de destino.

Con el fin de crear un sistema abierto se recomienda la utilización de diferentes protocolos para los distintos niveles de los sistemas de comunicaciones del SAS, logrando:

- Facilidad en ampliaciones del sistema.
- Uso de dispositivos de distintos fabricantes.

2.1.1 CAPAS DE COMUNICACIÓN

La ISO (INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATION), ha desarrollado un modelo para los sistemas de comunicación que consta de 7 capas:

Capa Física

La capa física se encarga de las conexiones eléctricas y señales. Las capas superiores usan la capa física para comunicarse.

Probablemente el estándar más conocido de la capa física es el RS232, el cual define qué señales debe llevar cada pin y cuándo un nivel de tensión representa un 1 o un 0. Permite la comunicación punto a punto entre la DTE (Data Terminal Equipment) que habitualmente es un PC, aunque también

puede ser otro dispositivo electrónico (por ejemplo: un relé) y la DCE (Data Communication Equipment) que suele ser un módem para comunicación desde el PC a una red (línea telefónica), también puede ser otro dispositivo electrónico, por medio de un cable que tiene en sus extremos terminales DB25 (macho para DCE y hembra para DTE). En la figura 2.1 se muestra un ejemplo de conexión en RS232.

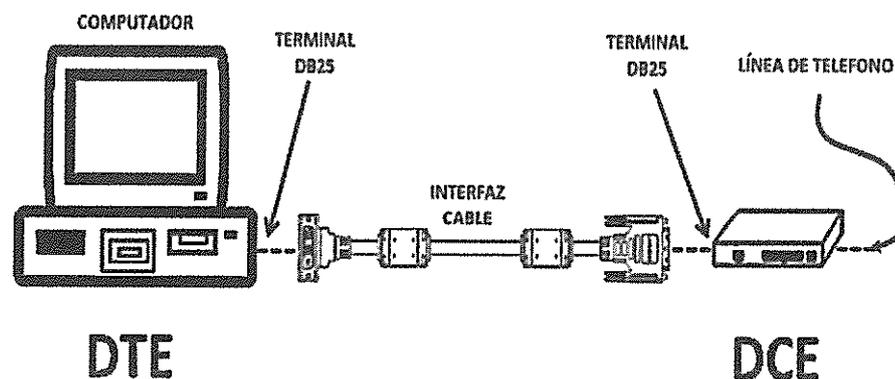


FIGURA 2.1.- CONEXIÓN EN RS -232

Capa de Enlace

Una vez hechas las conexiones eléctricas y físicas, es necesario establecer un control del flujo de datos entre los dos extremos del sistema de comunicación.

La capa de enlace junta caracteres para formar cadenas de mensajes y los comprueba antes de enviarlos. Es posible que también mande mensajes de comprobación de errores y recuperación en caso de pérdida de datos.

Ejemplos de protocolos de comunicación en este nivel son el HDLC (High-Level Data Link Control) y el ADCCP (Advanced Data Communications Control Procedures).

Capa de red

Las grandes redes normalmente ofrecen distintos caminos de conducir la información de la capa de enlace de un punto a otro. La capa de red se encarga de decidir por donde deben de viajar los datos físicamente en función de las condiciones de la red, prioridades del servicio y otros factores.

Un ejemplo de protocolo en esta capa es el IP.

Capa de transporte

La capa de transporte hace funciones muy parecidas a la capa de red. Esta capa se encarga de detectar posibles bloqueos y caídas del sistema para buscar rutas alternativas o salvar los datos hasta que se restablezca la conexión.

Un ejemplo de protocolo en esta capa es el TCP.

Capa de sesión

Realiza las funciones que permiten que dos aplicaciones se comuniquen a través de la red, desempeñando las tareas de seguridad, identificación de usuarios, entrada al sistema, administración y otras tareas similares.

Ejemplos de protocolo en esta capa son el NetBIOS y APPC.

Capa de presentación

Esta capa también maneja la codificación de los datos y algunos formatos especiales de ficheros. Formatea los ficheros y las pantallas para que el

producto final obtenido sea de la forma que el programador pretendía. Define la presentación de la información en pantallas: caracteres, gráficos, etc.

Capa de aplicación

Es donde reside el sistema de aplicación, el cual permite: compartir ficheros, colas de impresión, correo electrónico, gestión de cuentas y bases de datos. Este nivel es el que controla el usuario directamente.

Cabe mencionar que existen protocolos que abarcan varios niveles de comunicación, así por ejemplo: Ethernet e IEEE 802.3, abarcan la capa física y la capa de enlace. TCP/IP, abarca la capa de red y la capa de transporte. DNP 3.0 y UCA2, abarcan la capa de red, capa de transporte y capa de aplicación.

2.1.2 IEC 61850

El objetivo del nuevo estándar internacional IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) 61850 de Sistemas y Redes de Comunicación en subestaciones es la interoperabilidad entre IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), para permitir el libre uso e intercambio de datos y que se lleve a cabo su funcionalidad específica e individual.

Interoperabilidad es la habilidad de dos o más dispositivos electrónicos inteligentes, provenientes de la misma fábrica o de distintas fábricas, para intercambiar información y utilizar la misma para una correcta cooperación.

NOTA: El alcance IEC, es la interoperabilidad pero no la intercambiabilidad. La interoperabilidad es un prerequisite de la intercambiabilidad, la cual es la habilidad de reemplazar un dispositivo de la misma fábrica o de distintas

fábricas utilizando la misma comunicación de interfaz y como mínimo proveyendo la misma funcionalidad, y sin ningún impacto en el resto del sistema. Si se aceptan diferencias en la funcionalidad, el intercambio tal vez requiera algún tipo de modificación en el sistema también. La intercambiabilidad implica la estandarización de funciones y, en un fuerte sentido, de dispositivos, los cuales están fuera del alcance de la norma IEC 61850.

INTEROPERABILIDAD EN SISTEMAS ABIERTOS

Sistemas con intercambiador de información interoperable son “sistemas abiertos”. En el pasado, los sistemas de automatización de subestaciones habían sido interoperables o abiertos por voltajes estandarizados y niveles de corriente usados en la interfaz de dispositivos. Ejemplo 110/220 V, 1/5 A, 20 m A, 10 V, etc. Hoy en día, la comunicación serial debe ser abierta. Como se muestra en la figura 2.1, los sistemas pueden ser abiertos en diferentes direcciones.

ABIERTO A INTERCAMBIO DE LIBRE INFORMACIÓN ENTRE DISPOSITIVOS DE DISTINTOS PROVEEDORES

No solo el libre acceso de seres humanos al terminal es requerido, sino también el intercambio de información comprendida entre los dispositivos y el uso mutuo de sus propósitos propios y comunes. Las funciones de los dispositivos de diferentes proveedores pueden ser combinadas a modos comunes de operación como secuencias. Esta característica es llamada interoperabilidad global y es un requerimiento básico para cualquier tipo de sistema abierto y por lo tanto es la llave hacia cualquier comunicación moderna estándar. El término global se refiere al requisito de que debería de existir un estándar común a nivel mundial para los negocios globales emergente en la

actualidad. Ejemplo: Ninguna separación entre el IEC y el ANSI (Instituto de estándares Nacional Americano) es aceptada.

ABIERTO EN ACTUALIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMUNICACIÓN

Pese al solicitado sistema de comunicación de estabilidad a largo plazo, ventajosos desarrollos en la tecnología de comunicación podrían resultar a favor del uso de uno más moderno. Para salvaguardar las costosas aplicaciones, el estándar debe estar enfocado en ser a "prueba de futuro". Que cualquier actualización tecnológica no tenga impacto sobre la aplicación.

ABIERTO A SOPORTAR DIFERENTES Y CAMBIANTES FILOSOFÍAS DEL SISTEMA

Hay diferentes tipos de filosofías, en donde se indica qué funciones están asignadas a los dispositivos. Algunas utilidades prefieren soluciones descentralizadas, otras soluciones más centralizadas. Algunos prefieren tener un elevado nivel de integración de funciones en una caja y otros prefieren dispositivos dedicados para cualquier función. Por lo tanto, la comunicación estándar, tiene que apoyar a la asignación libre de funciones.

ABIERTO PARA APOYAR LA ACTUALIZACIÓN DE SISTEMAS TECNOLÓGICOS

Dependiendo del estado en la tecnología de sistema del dominio de aplicación puede cambiar la estructura del sistema recomendado. Por ejemplo, algunas tecnologías de sensor prefieren fibras pasivas, otras prefieren comunicación serial completa resultando en diferentes lugares por un proceso de interfases. Nuevas funciones podrían surgir a través de los tiempos. Es por eso que la comunicación estándar tiene que apoyar no solo a la asignación libre de funciones, sino también proporcionar normas de expansión.

ABIERTO A INGENIERÍA DE FÁCIL COMUNICACIÓN Y MANTENIMIENTO

Un dispositivo es definido por la asignación de sus funciones. Un sistema se define por sus dispositivos y las conexiones entre ellos. Por lo tanto, la comunicación estándar tiene que tener algunos significados para describir estas propiedades. Si alguna descripción es parte del estándar del sistema, podría extenderse y modificarse sobre un ciclo de vida completo con cualquier herramienta usando esta descripción formal y por diferentes proveedores.

Todos estos tipos de aperturas están sujetas por la norma estándar IEC 61850.

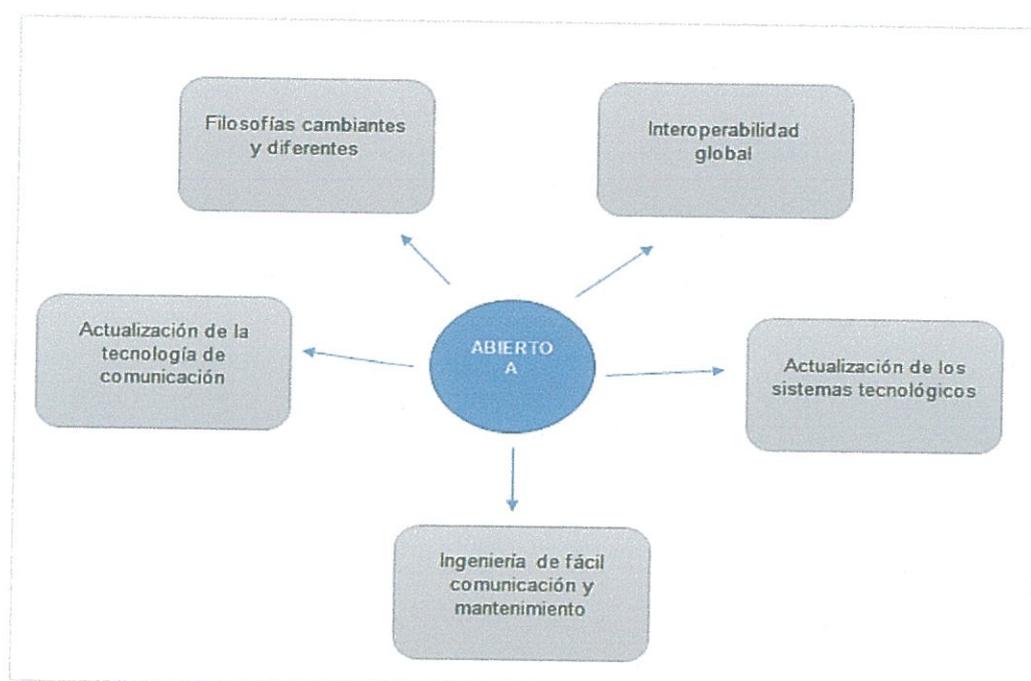


FIGURA 2.2 DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS ABIERTOS

IEC 61850 COMO SISTEMA ESTANDAR PARA SUBESTACIONES

Este estándar no es solo el más avanzado y universal para la comunicación, sino también un sistema estándar de comprensión orientado a la automatización de sistemas de una subestación, en vista de este hecho, esto estandariza la comunicación no solo en términos de ISO/OSI (Organización Internacional de Estándares) de la misma forma en un sistema relacionado con los siguientes aspectos:

- Recomendación para la gestión de proyectos y sistemas
- Dominar un modelo específico de información, incluyendo normas de extensión funcional (objeto)
- Dominar servicios específicos de sistema
- Configuración del lenguaje de la subestación
- Ensayo o prueba de conformidad

ESTRUCTURA

LA NORMA

IEC 61850 REDES Y SISTEMAS DE COMUNICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

Comprende las siguientes partes:

IEC 61850-1 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.

Parte 1 - Introducción y resumen.

La parte 1 da un breve resumen e introducción acerca del estándar incluyendo la historia, objetivo, conceptos básicos y estructura del documento.

IEC 61850-2 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 2 - Glosario**

El estándar utiliza términos de diferentes áreas, por ejemplo la automatización de la subestación, información tecnológica y comunicación. Para apoyar al lector, todos estos términos importantes han sido recogidos y explicados brevemente en la parte 2.

IEC 61850-3 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 3 - Requerimientos generales.**

Los dispositivos del sistema de automatización de la subestación y su comunicación, residen mayormente a un riguroso y dedicado ambiente. Todos los estándares aplicables para los requerimientos generales de la subestación están incluidos en la parte 3.

IEC 61850-4 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 4 - Gestión de proyectos y sistemas.**

Para mejorar la confiabilidad entre los proveedores y los usuarios de los sistemas de automatización de subestaciones, y su comunicación, hay reglas de manipulación que son necesarias para la gestión de proyectos y sistemas. Estas recomendaciones están incluidas en la parte 4.

IEC 61850-5 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 5 - Requerimientos de comunicación para los modelos de funciones y dispositivos.**

La comunicación en la subestación sigue el "estado de arte" en la tecnología de comunicación, pero su único propósito es apoyar todas las funciones que se llevan a cabo en la subestación. Por lo que, muchos requerimientos surgen de estas funciones. Por ejemplo, el dominio de la automatización de la subestación. Todos estos requerimientos están definidos en la parte 5.

IEC 61850- 6 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 6 - Configuración y descripción del lenguaje para la comunicación en subestaciones eléctricas relacionadas con dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs).**

El impacto de interoperabilidad, es que los dispositivos de diferentes proveedores deben ser combinados al sistema, por un sistema integrador con la herramienta de ingeniería especial. Por lo tanto, el sistema completo con sus dispositivos y enlaces de comunicación tienen que ser descritos de manera formal en el proceso de ingeniería. La configuración de una subestación basado en Lenguaje de Mercado Extensible (XML-Based) IEC 61850 está estandarizado en la parte 6.

IEC 61850-7-1 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 7-1 - Estructura de comunicación básica para la subestación y equipo alimentador. Principios y Modelos.**

La parte 7 está definida y basada en los requerimientos de la parte 5- datos orientados a objetos y modelos de servicios requeridos en subestaciones. La parte 7-1 introduce los principios de modelado.

IEC 61850-7-2 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 7-2 - Estructura de Comunicación Básica para la subestación y equipo alimentador - Interfaz de Servicio de Comunicación Abstracta (ACSI).**

Para la interoperabilidad, no solo la información debe ser estandarizada sino también el acceso a esta información. En la parte 7-2 se definen todos los servicios generales y específicos de dominio.

IEC 61850-7-3 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.

Parte 7-3 - Estructura de Comunicación Básica para la subestación y equipo alimentador – Clases de Datos Frecuente.

La parte 7-3 combina todos los atributos de información común a las clases comunes de datos a ser usados en la parte 7-4. Esta combinación facilita un resumen para el lector y la implementación para el software de ingeniería.

IEC 61850-7-4 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.

Parte 7-4 - Estructura de Comunicación Básica para la subestación y equipo alimentador - clases compatibles de nodos lógicos y clases de datos.

La parte 7-4 muestra el contenido de información estandarizada para ser intercambiada en la subestación. Este utiliza términos muy conocidos por cualquier usuario de conmutación. El usuario puede revisar si encuentra en el estándar todos los ítems de información que necesita. Las normas de extensión muestran cómo superar los límites de la aplicación.

IEC 61850-8-1 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.

**Parte 8-1 - Cartografía específica de servicios de comunicación (SCSM).
Cartografía para Mensajes de Servicio Multimedia (MMS) (ISO/IEC 9506
Parte 1 y Parte 2) y para ISO/IEC 8802-3**

El modelo abstracto de datos y los servicios han de realizarse mediante la capa de aplicación del apile de comunicaciones. El procedimiento estandarizado de cómo hacer esto se llama "mapeo" y está dado en la parte 8 y 9. La parte 8-1 especifica el mapeo o cartografía de servicios comunes entre el cliente (la mayoría HMI) y el servidor (IED), y de la comunicación de objetos genéricos orientados a eventos de la subestación (GOOSE) entre dispositivos (IEDs).

IEC 61850-9-1 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 9-1 - Cartografía específica de servicios de comunicación (SCSM).****Valores de muestra sobre serie multi-gota de enlace unidireccional punto a punto.**

La parte 9-1 especifica el mapeo de muestras análogas sobre una serie multi-gota de enlace unidireccional punto a punto; por ejemplo, la comunicación serial entre voltaje electrónico o transformador de corriente/transductor y unidades de posición. (Ejemplo: para protección).

IEC 61850-9-2 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 9-2 - Cartografía específica de servicios de comunicación (SCSM).****Valores de Muestra sobre (ISO/IEC 8802-3)**

La parte 9-2 especifica el mapeo de muestras análogas sobre un enlace serial bidireccional. Como complemento a la parte 8-1 esto permite, por ejemplo, el uso múltiple de información, la modificación de los parámetros de los transformadores/transductores electrónicos, la transmisión de datos de supervisión, los comandos y los viajes.

IEC 61850-10 Redes y sistemas de comunicación de la subestación.**Parte 10 - Pruebas de Conformidad.**

Para garantizar la interoperabilidad de acuerdo al estándar global IEC 61850 entre todos los proveedores y para minimizar los riesgos para los sistemas de integración, el cumplimiento con los estándares tienen que ser probados de la misma forma alrededor del mundo. Por lo que la prueba de conformidad está estandarizada en la parte 10.

ENFOQUE

ENFOQUE DE COMUNICACIÓN

Las tecnologías de las comunicaciones están cambiando rápidamente, mientras las subestaciones llegan a permanecer más de 30 años en servicio. La funcionalidad de la automatización de subestaciones debe modificarse de manera rápida. Normalmente, se dan funciones adicionales en el transcurso de los años. Por consiguiente, la estandarización no tiene que estar muy enfocada en la tecnología de comunicación que cambia rápidamente y sí en el dominio del modelo de información específica del objeto, por ejemplo, parte de las funciones, que son muy comunes en las subestaciones como: interruptores, reguladores, y protección, que intercambian datos el uno al otro. Todos estos datos tienen como características: estampas de tiempo (fecha y hora) o indicadores de validez, que deben ser conocidos o establecidos para una operación apropiada del sistema de automatización de la subestación. El acceso e intercambio de datos es definido por la estandarización de los servicios. La capa modelo 7 ISO/OSI describe el estado de la comunicación. Las capas en orden decreciente son: (Figura 2.3)

- (7) **Capa de aplicación** (Palabras de la comunicación con significado semántico, como voltaje, indicación, posición, tiempo)
- (6) **Presentación de capa** (Lenguaje o codificación, como ASCII, indicación bit doble analógico de 16 bits)
- (5) **Capa de sesión** (Aviso de arranque/parada, cuál de los participantes está habilitado para hablar)
- (4) **Capa de transporte** (Existencia de conexión, secuencia orden/número, integridad)

- (3) Capa de red (Dirección, como IP)
- (2) Capa de enlace de datos (Longitud del telegrama, detector/corrector de errores)
- (1) Capa física (Medio/conectores, frecuencia/niveles de pulsos eléctricos/ópticos)

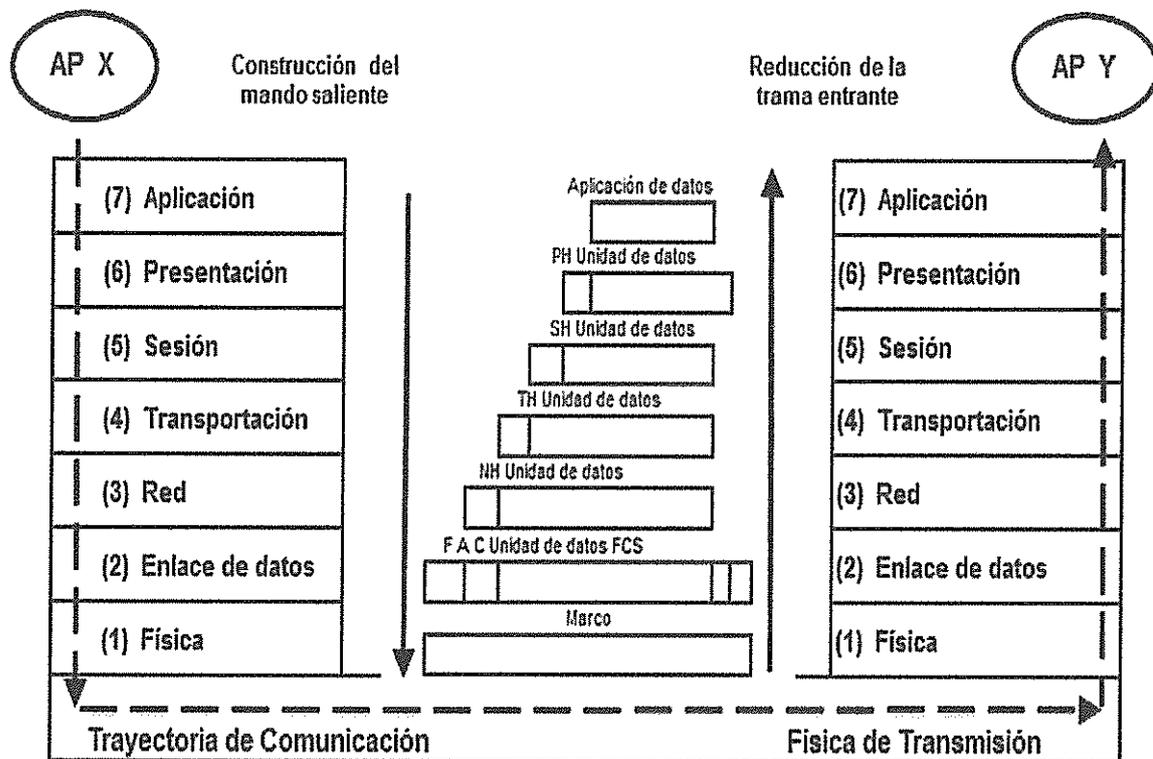


FIG 2.3. COMUNICACIÓN SOBRE LA CAPA 7 ISO/OSI

PH= Protocolo de control de información de presentación

F= Bandera

SH= Protocolo de control de información de sesión

A= Dirección

TH= Información de control de protocolo de transporte

C= Control

NH= Información de control de protocolo de red

FCS= Marco de chequeo de secuencia

Como estas capas se modifican rápido correspondiendo a los cambios en la actualización tecnológica de la comunicación. No se adaptan bien por periodos prolongados en los procesos de estandarización. Sin embargo, deben de ser definidos con el fin de conseguir las propiedades de conexión comunes. (Figura 2.4).

Cabe tomar en cuenta que el mapeo completo es usado solo para conexiones entre cliente-servidor. Para el tiempo crítico de comunicación, ejemplo: de la comunicación de objetos genéricos orientados a eventos de la subestación (GOOSE), como viajes, bloqueos, y todas las indicaciones para automáticos los mensajes son mapeados directamente al Ethernet con capa de enlace, lo mismo para los valores de muestras análogas.

ENFOQUE MODELO

Para identificar los requerimientos de comunicación y los requerimientos de la modelación de datos, todas las funciones en la subestación deben ser divididas en objetos más pequeños (nodos lógicos) los que comunican entre sí y contienen toda la información a ser transmitida. La asignación de nodos lógicos a múltiples dispositivos y control de niveles es completamente libre para respaldar cualquier filosofía de sistema del usuario. Múltiples instancias de nodos lógicos podrían ser implementadas en el sistema.

El modelo de función es siempre implementado como paquete de software en solo dispositivos. Por lo que, el modelo de la función tiene que ser complementado con un modelo de dispositivo (Dispositivo físico, PD), el cual describe todas las propiedades comunes del dispositivo. Los nodos lógicos son agrupados en dispositivos lógicos (LD). Las propiedades comunes del dispositivo son descritas en el nodo lógico LPHD (Nodo Lógico del Dispositivo Físico).

Un ejemplo de este modelo es mostrado en la figura 2.4.

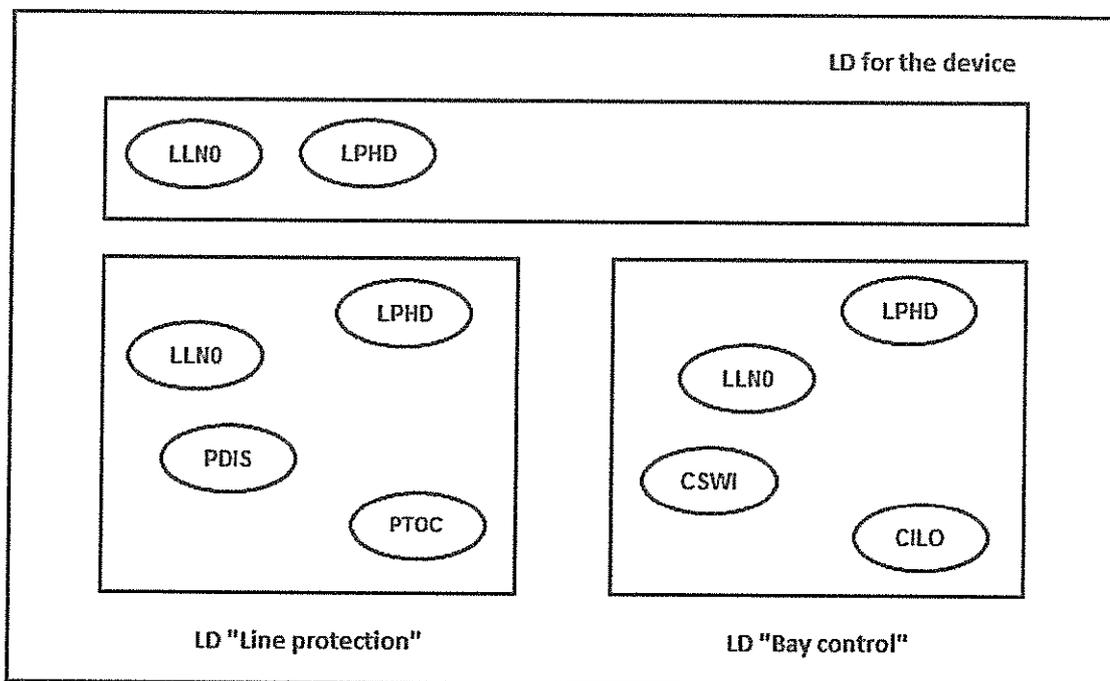


FIGURA 2.4. MODELO DE DISPOSITIVO DE ACUERDO A IEC 61850 CON LOS NODOS LÓGICOS LLNO (PROPIEDADES COMUNES), PDIS (DISTANCIA), PTOC (TIEMPO DE SOBREVOLTAGE), CSWI (CONTROL DEL INTERRUPTOR), CILO (ENTRELAZADO), LPHD (INFORMACIÓN DEL DISPOSITIVO FÍSICO).

ENFOQUE DE INGENIERÍA

El modelo de datos y todas sus opiniones usadas, la asignación de nodos lógicos a los dispositivos, todas las conexiones de comunicación, y la asignación de funciones al interruptor, así como el diagrama de una sola línea de la subestación son descritas por medio de la descripción estandarizada del Lenguaje de Configuración de la Subestación (SCL) el cual está basado en XML (Lenguaje de Marcado Extensible).

Este lenguaje es usado para intercambiar datos entre las herramientas de configuración del sistema de los diferentes proveedores durante el proceso de

ingeniería. Esto permite una fácil extensibilidad y mantenibilidad del sistema de automatización de la subestación por un prolongado periodo de tiempo. (Figura 2.5).

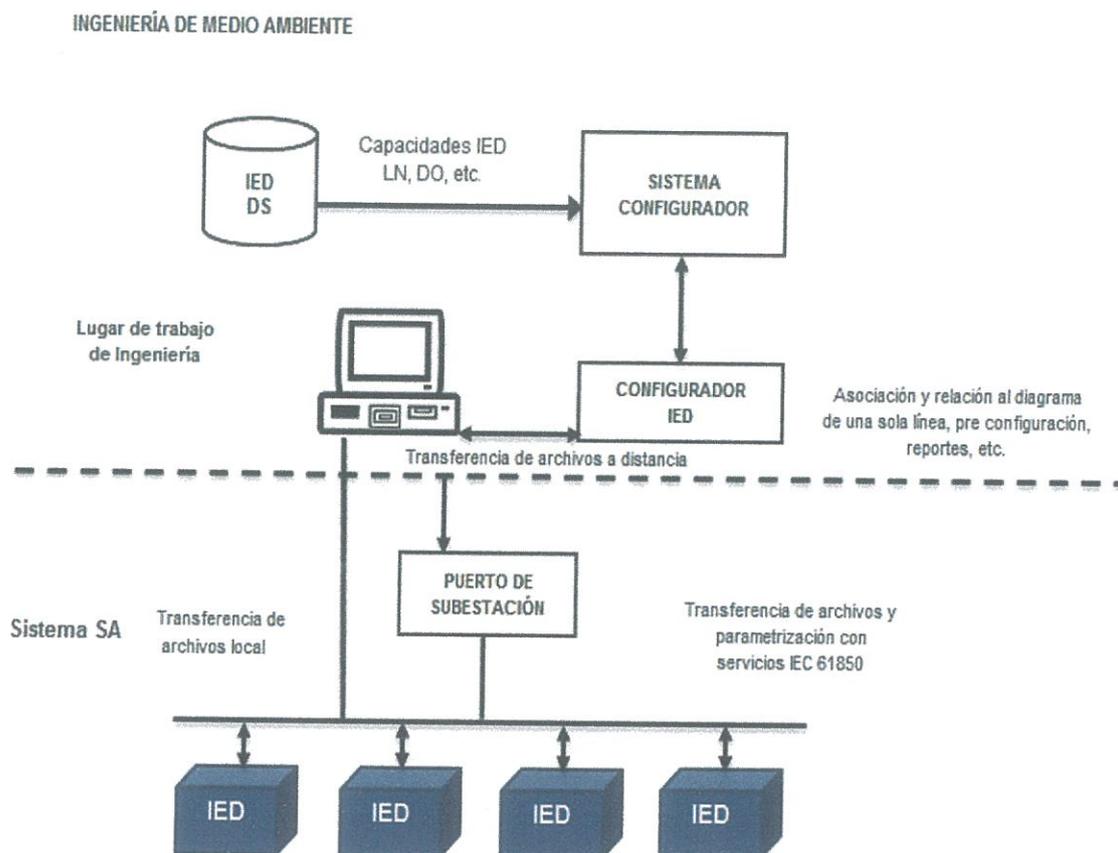


FIGURA 2.5.- PROCESOS DE INGENIERÍA DURANTE EL INTERCAMBIO DE SCL

Todas las capacidades de comunicación de los dispositivos electrónicos inteligentes involucrados (IEDs), son provistos para el sistema configurador como archivos de configuración, mediante el sistema de comunicación de los dispositivos (IEDs), en un soporte de datos dedicado o desde una base de datos del dispositivo. La asignación de funciones para un diagrama de una

sola línea y todos los links de comunicación necesarios están añadidos. Usando esta información, el archivo para la configuración del sistema puede producirse o ser cargado en los dispositivos. Las herramientas de dispositivos dedicados, podrían necesitar una configuración en las funciones y ordenamiento de datos dentro del dispositivo electrónico, pero todo tiene que dar soporte a la importación y exportación de archivos en formato SCL (Lenguaje de Configuración de Subestación).

BENEFICIOS

Los principales beneficios de la norma IEC 61850 son los siguientes:

- Un sistema global para la interoperabilidad entre dispositivos de varios proveedores que son instalados en la subestación. Esto permite la selección óptima de dispositivos para las aplicaciones dedicadas y mejorará así la competencia.

- Debido a la división entre el modelo de aplicación y stack de comunicación. La norma permite en el futuro la modificación y extensión de la aplicación (Funciones y datos), sin tocar el stack de comunicación. Por otro lado, cualquier actualización de acuerdo al estado de las tecnologías comunicativas, no tendrá ningún impacto ni en las funciones ni en la base de datos.

- Comprensible para todas las funciones en la subestación. Esto permite cubrir todos los tipos de subestación y evolucionar los sistemas de automatización con los requerimientos de ampliación.

- Comprensible Lenguaje de Configuración de la Subestación (SCL). Lo que permite un fácil mantenimiento de ingeniería de los sistemas de automatización de la subestación.

2.1.3 DNP3

Distributed Network Protocol (versión 3), es un protocolo para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladores, componentes de sistemas SAS.

Ampliamente utilizado en el sector eléctrico, de gran difusión en Estados Unidos y Canadá, y menor presencia en Europa donde el uso de alternativas como IEC-60870 101 e IEC-60870 104 gozan de mayor popularidad. También se puede encontrar en otros campos (agua, gas, entre otros tipos de empresas de servicio).

El protocolo DNP3.0 fue diseñado para establecer comunicaciones fiables en medios y entornos desfavorables a los cuales los equipos de automatización del sector eléctrico suelen estar sometidos previo al SPI y PCI. Por ello, se diseñó para superar las distorsiones que la inducción electromagnética que se producen en las comunicaciones, la antigüedad de los componentes, y medios de transmisión poco potentes.

Aunque el protocolo fue desarrollado en base a requisitos de gran fiabilidad, no se dio demasiada importancia a los aspectos de seguridad relacionada con los ataques de Hackers u otros factores malintencionados que pudiesen interferir en el correcto comportamiento de las comunicaciones entre los diversos sistemas de control. Esto supuso un importante error de diseño.

Cabe destacar que el protocolo DNP3 se menciona en el estándar IEEE 1379-2000, el cual recomienda un conjunto de prácticas recomendables para la implementación de enlaces de comunicación entre maestros SCADA -

RTU/IED. Este estándar no solo incluye cifrado, sino toda una serie de prácticas que mejoran la seguridad frente a métodos intrusivos conocidos.

Presenta importantes funcionalidades que lo hacen más robusto, eficiente y compatible que otros protocolos más antiguos, tales como MODBUS, con la contrapartida de resultar un protocolo mucho más complejo.

DNP3 es un protocolo de tres capas según el modelo OSI: capa de enlace, capa de aplicación y una tercera capa de transporte que realmente no cumple con todas las especificaciones del modelo OSI, y por lo cual se suele denominar pseudo nivel de Transporte. Por este motivo suele referirse a él como un protocolo de dos capas.

2.1.4 IEC 60870-5

IEC 60870 parte 5 es un conjunto de normas que definen los sistemas utilizados para telecontrol (control de supervisión y adquisición de datos) en ingeniería eléctrica y aplicaciones de automatización de sistemas de potencia. Proporciona un perfil de comunicación para el envío de mensajes básicos de telecontrol entre dos sistemas, que utiliza circuitos de datos conectados directamente permanentes entre los sistemas.

El Comité Técnico IEC 57 ha desarrollado un protocolo estándar para el telecontrol, tele protección y las telecomunicaciones asociados a los sistemas de energía eléctrica. El resultado de este trabajo es la norma IEC 60870-5. Cinco documentos especifican la base de la mencionada norma:

- IEC 60870-5-101 Transmisión protocolos, especialmente para tareas básicas de telecontrol
- IEC 60870-5-102 Transmisión total e integrada en sistemas de energía eléctrica (esta norma no es ampliamente utilizado).

- IEC 60870-5-103 Protocolos de transmisión, para la interfaz informativa de equipos de protección
- IEC 60870-5-104 Protocolos de transmisión, acceso a la red para IEC 60870-5-101 utilizando perfiles estándar de transporte
- IEC 60870-5-101 / 102/103/104 son estándares generadas para las tareas de telecontrol básicos, la transmisión de los totales integrados, el intercambio de datos de los equipos de protección y el acceso a la red de IEC101 respectivamente.

2.1.5 RSTP

Protocolo Rapid Spanning Tree RSTP (IEEE 802.1w) es una evolución del estándar 802.1D que se introdujo por primera vez en 1982 como evolución de STP (estándar 802.1D), proporciona una convergencia de Spanning Tree más veloz después de un cambio de topología. La mayoría de los parámetros no se modifican, de modo que los usuarios familiarizados con STP puedan configurar rápidamente el nuevo protocolo.

En la figura 2.6, la red muestra un ejemplo de RSTP. El switch S1 es el puente raíz con dos puertos designados en estado de enviar. RSTP admite un nuevo tipo de puerto. El puerto F0/3 del switch S2 es un puerto alternativo en estado de descarte. Obsérvese que no existen puertos bloqueados. RSTP no posee el estado de puerto de bloqueo, él define los estados de puertos como de descarte, aprender o enviar.

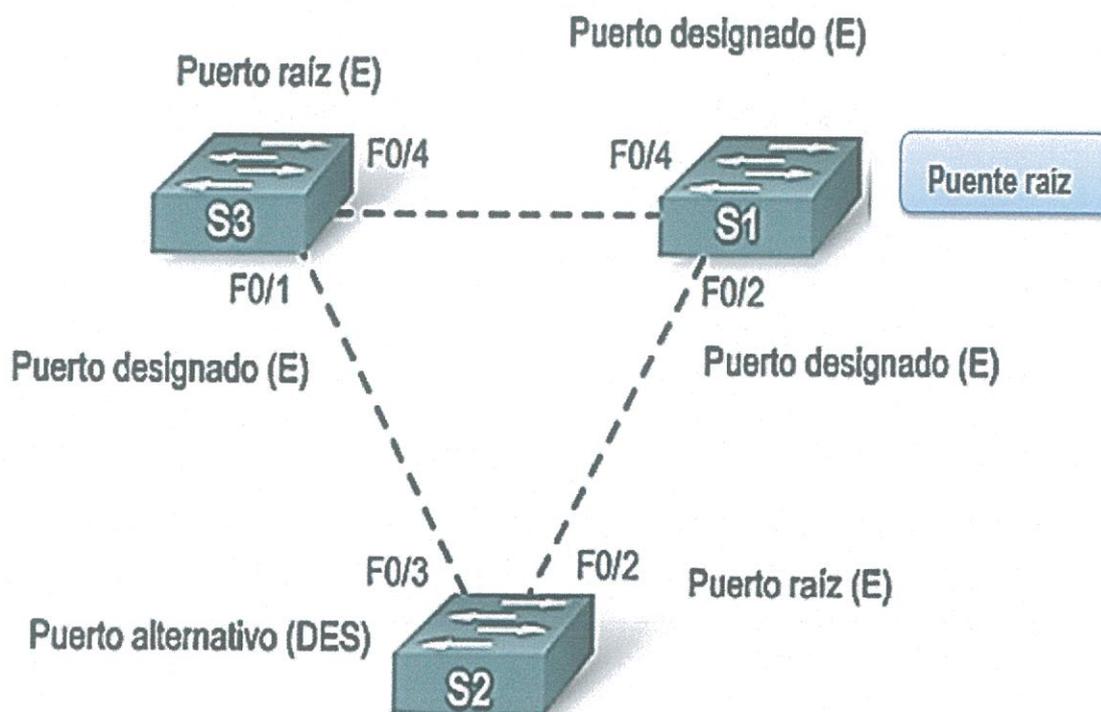


FIGURA 2.6 EJEMPLO DE RSTP

CARACTERÍSTICAS DE RSTP

Las características del protocolo RSTP son:

- Aumenta la velocidad de recálculo del Spanning Tree cuando cambia la topología de la red de la Capa 2.
- Puede lograr una convergencia mucho más rápida en una red configurada de forma adecuada, a veces solo en unos pocos cientos de milisegundos.

- Redefine los tipos de puertos y sus estados. Si un puerto se configura para ser alternativo o de respaldo, puede cambiar de manera automática al estado de enviar sin esperar la convergencia de la red.
- El protocolo preferido para evitar los bucles de Capa 2 en un entorno de red conmutada.
- Proporciona una convergencia rápida después de una falla o durante el restablecimiento de un switch, puerto de switch o enlace.

Un cambio de topología en RSTP produce una transición en los estados de puertos de switch adecuados a través de intercambios de señales explícitas o del proceso y sincronización de propuesta y acuerdo.

2.2 TOPOLOGÍA DE LAS REDES DE COMUNICACIÓN

A continuación se procederá a explicar las distintas configuraciones posibles con las que se llevará a cabo el diseño de un sistema automatizado de subestaciones.

2.2.1 ESTRELLA

En principio, la configuración típica para un sistema SAS es una configuración tipo estrella como la mostrada a continuación en la figura 2.7.

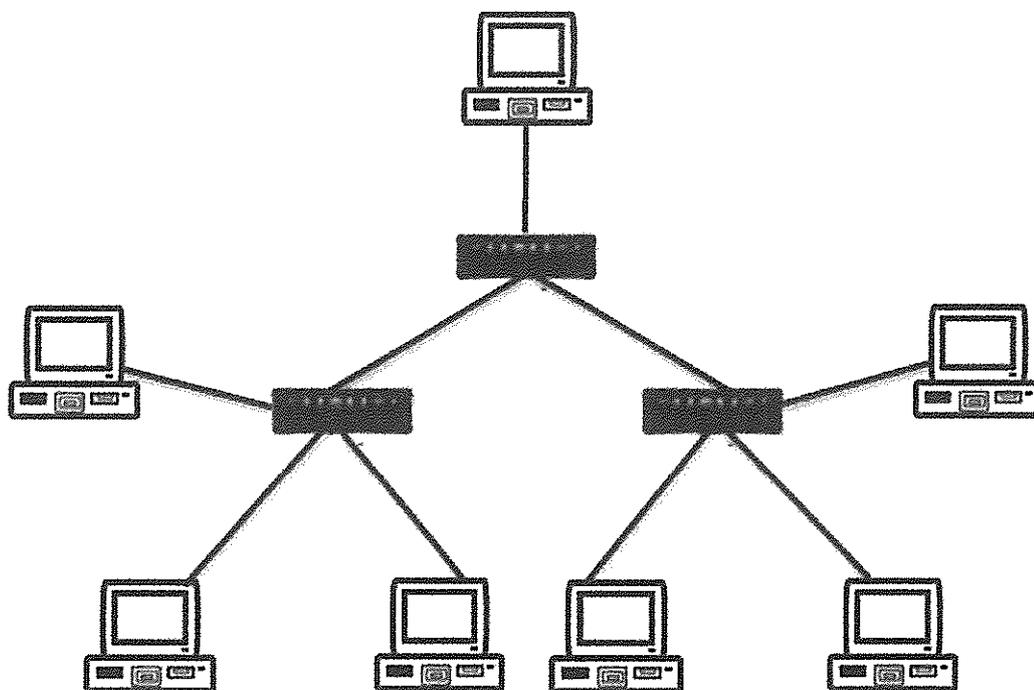


FIGURA 2.7.- CONFIGURACIÓN TIPO ESTRELLA

Sin embargo, se ha podido comprobar la existencia de proyectos en los que se implantaba un sistema SAS con conexión en anillo.

2.2.2 ANILLO

La configuración en anillo tiene como ventaja frente a la configuración en estrella, ser una configuración intrínsecamente redundante. Es decir, por su propia estructura permite la comunicación entre dos elementos del sistema mediante más de un camino. Es así, observemos la figura 2.8, se aprecia cómo se pueden comunicar dos equipos cualquiera del sistema, aun produciéndose un fallo en el tramo directo que comunica a ambos elementos, ya que la información puede transmitirse siguiendo el sentido contrario al camino más corto de comunicación, hecho que no ocurre en una configuración en estrella.

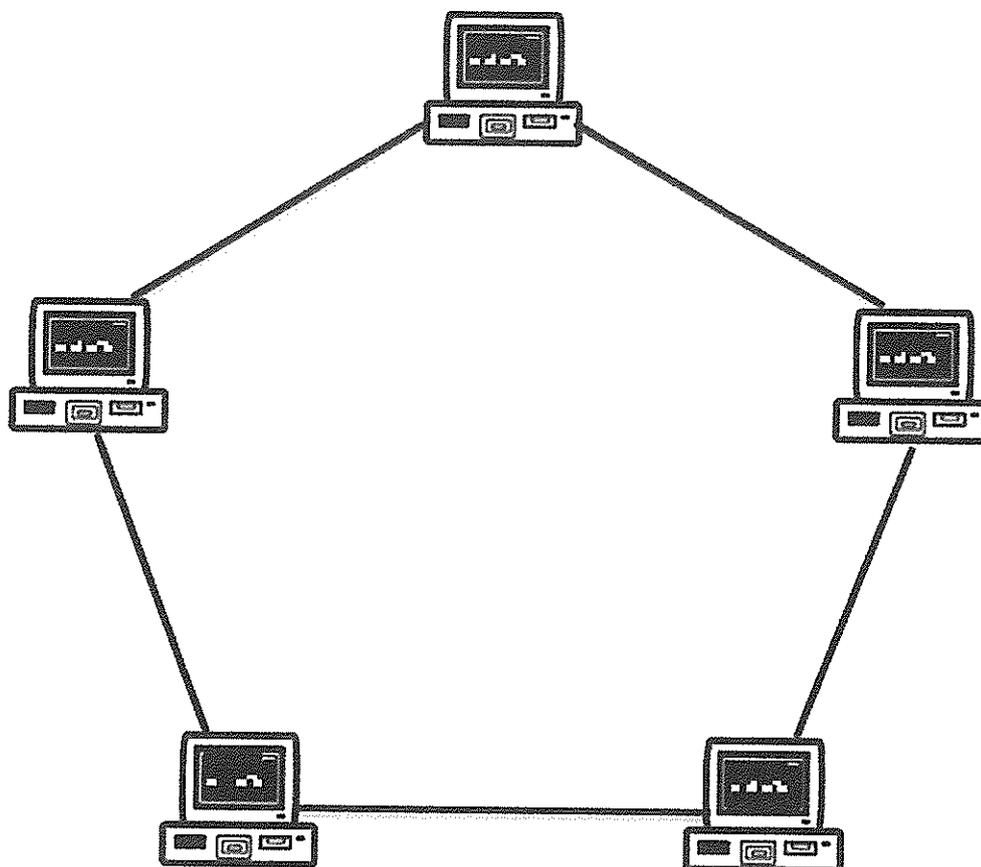


FIGURA 2.8.- CONFIGURACIÓN EN ANILLO

También existe la posibilidad de un diseño de un sistema SAS siguiendo otra configuración típica en sistemas de control, la configuración tipo bus. Dicha configuración se muestra en la figura 2.9.

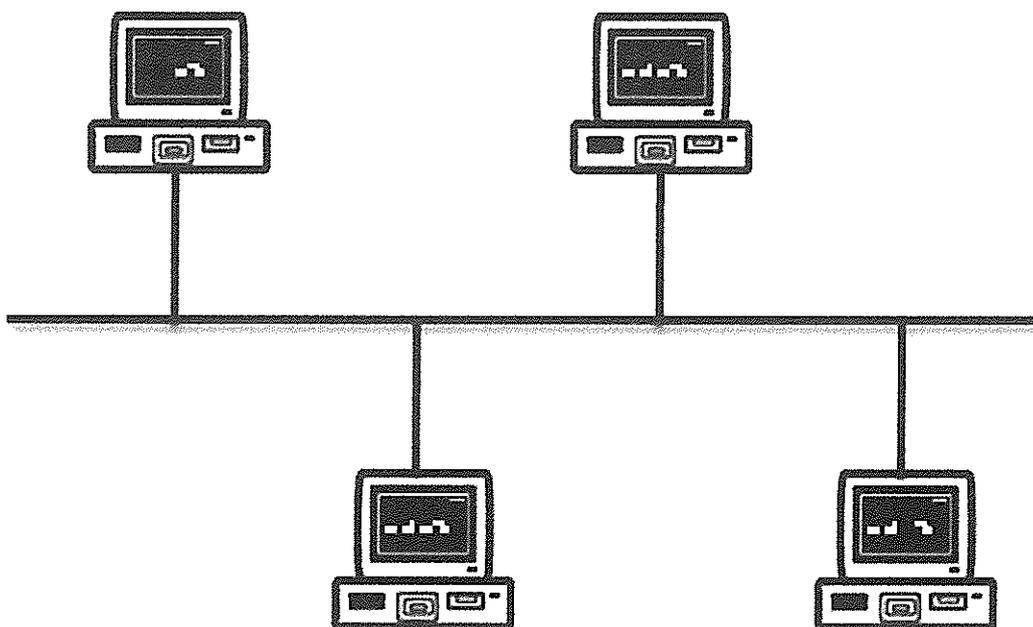


FIGURA 2.9.- CONFIGURACIÓN TIPO BUS

2.3 HARDWARE DE LA ARQUITECTURA

2.3.1 CONTROLADOR DE BAHÍA

La unidad controladora de bahía es un dispositivo electrónico inteligente (IED) que recibe señales análogas y digitales, para ser utilizadas en el control e interbloqueo del equipo primario de la bahía asociada mediante lógicas de control que son configuradas con el software del fabricante, así como la visualización del diagrama unifilar y el monitoreo de los parámetros de medidas y el estado de los equipos en tiempo real, alarmas y eventos mediante el interfaz mímica local.

Las principales características que deben tener un UC son:

- Adquisición de datos de manera cíclica en intervalos de tiempo seleccionables por el operario o activada por el operario en un instante determinado, o por una ocurrencia puntual de un evento.
- Control de interruptores y seccionadores, vía módulo mímico.
- Monitoreo de ejecución de los comandos.
- Manejo de eventos.
- Adquisición y despliegue en módulo mímico de medidas.
- Despliegue de alarmas de equipos de la bahía en el módulo mímico.
- Procesamiento de datos.
- Comunicación de datos con los demás equipos de la arquitectura.
- Cálculo de magnitudes usando los valores medidos.

2.3.2 RELÉS DE PROTECCIÓN

El concepto de la utilización de las computadoras digitales en el campo de las protecciones eléctricas tuvo su origen hace más de 30 años y desde entonces se ha desarrollado rápidamente.

El estudio de los relés digitales comenzó con intentos de investigar si las funciones del relé podrían ser llevadas a cabo por una computadora digital. Estas investigaciones se iniciaron en la década del 60, periodo durante el cual las computadoras, aunque muy lentas, reemplazaban muchas de las herramientas de análisis de la Ingeniería Eléctrica.

Los cortocircuitos, sobrecargas y problemas de estabilidad, que constitúan la principal preocupación de los diseñadores de sistemas eléctricos, habían sido llevados a programas de computación.

Las computadoras de entonces, no eran capaces de manipular las necesidades técnicas de la alta velocidad de las funciones de los relés, además de su alto costo y consumo lo cual no constituía un incentivo para la aplicación de la computación en el campo de las protecciones. A pesar de esto, algunos algoritmos de protecciones fueron estudiados con profundidad.

Durante los años 70, ocurrieron significativos avances en el "hardware" de las computadoras, su tamaño, consumo y costo disminuyeron notablemente, mientras que su velocidad aumentó en más del doble, en comparación con las computadoras anteriores.

La evolución de las computadoras fue tan rápida que finalmente los algoritmos sofisticados que demandaban los programas de los relés digitales, encontraron una correspondencia con la velocidad y la economía de las microcomputadoras modernas.

La aparición del microprocesador de 16 bits y más reciente el de 32 bits, hizo técnicamente factible la alta velocidad de los relés computarizados, al mismo tiempo que su costo comenzó a ser comparable con el de los relés convencionales.

Esta tendencia de evolución se mantiene actualmente, tal es así, que la vía más económica y técnicamente superior para la construcción de sistemas de protección está basado en la sustitución de los relés convencionales por relés digitales, excepto cuando se trata de relés funcionalmente simples o de bajo costo.

VENTAJAS DE LOS RELÉS DIGITALES.

Los relés digitales presentan una serie de ventajas que hacen más factible su utilización que la de los relés convencionales, las mismas se explican a continuación:

Costo

El costo de un relé constituye la principal consideración para su aceptación. En las primeras etapas el costo de un relé digital era de 10 a 20 veces el de uno convencional. Con el paso de los años se han mejorado los diseños y se han inventado relés digitales con componentes que los hacen mejores técnica y económicamente. Aparejado a esto el desarrollo de la técnica ha permitido aumentar su poder de cálculo y disminuido el costo de los relés digitales, por lo que se estima que para la misma función el costo del relé digital más sofisticado (incluyendo el costo del software) sería del orden del costo de un sistema convencional de protecciones.

Auto chequeo y confiabilidad

El relé digital puede ser programado para monitorear sus subsistemas de "hardware y software" continuamente con el objetivo de detectar cualquier anomalía que pudiera ocurrir en su funcionamiento.

También puede ser diseñado de tal forma que, al detectar una falla, él mismo salga de servicio y envíe una señal de alarma al centro de control. Mediante el auto chequeo de sus componentes es posible detectar las averías antes que ocurran y ser reparadas ante la posibilidad de una mala operación del relé. Además brindan la posibilidad de monitoreo del sistema que protegen.

Ambiente Digital

La fibra óptica, debido a su inmunidad a la interferencia electromagnética (EMI), se ha convertido en el medio de transmisión de señales de un punto a otro de las subestaciones y la misma es particularmente utilizable en medios digitales.

Flexibilidad Funcional y Adaptabilidad

Los relés digitales, pueden ser programados para realizar tantas funciones como lo permitan sus entradas y salidas, por lo que podrían llevar a cabo otras tareas en la subestación sin costo extra. Por ejemplo, el censado y monitoreo de flujos de potencia y tensiones en transformadores y líneas de transmisión, controlar el cierre y apertura de interruptores y servir de respaldo a otros dispositivos que pudieran fallar. Su capacidad de comunicación y programación permiten modificar las características del relé según las condiciones específicas del sistema a proteger. Son más compactos e idóneos para la automatización y el control en general de los Sistemas Eléctricos de Potencia por sus posibilidades de cambiar sus ajustes ante variaciones de los esquemas a proteger.

2.3.3 SWITCH

Es un dispositivo de Networking en la capa 2 del modelo de referencia OSI, recibe una trama y regenera cada bit de la trama en el puerto de destino adecuado. Se utiliza para segmentar una red en múltiples dominios de colisiones, crea enlace de datos que al igual que los puentes, permiten que múltiples segmentos físicos de LAN se interconecten para formar una sola red de mayor tamaño. A diferencia del hub, un switch reduce las colisiones en una red. Cada puerto crea un dominio de colisiones individual, esto crea una topología lógica punto a punto en el dispositivo de cada puerto.

CARACTERÍSTICAS DE UN SWITCH

- Concentra la conectividad, haciendo que la transmisión de datos sea más eficiente.
- Conmuta paquetes desde los puertos (las interfaces) de entrada hacia los puertos de salida, suministrando a cada puerto el ancho de banda total y así aumenta el rendimiento de una red.
- Interconecta segmentos de red de diferentes velocidades.
- Generalmente conectan dispositivos a una LAN.

Básicamente un switch es un administrador inteligente del ancho de banda.

Factores a considerar en la elección de un switch:

Costo

El costo de un switch se determina según sus capacidades y características. La capacidad del switch incluye el número y los tipos de puertos disponibles además de la velocidad de conmutación. Otros factores que afectan el costo son las capacidades de administración de red, las tecnologías de seguridad incorporadas y las tecnologías opcionales de conmutación avanzadas.

Velocidad

La necesidad de velocidad está siempre presente en un entorno de red. Se encuentran disponibles computadoras más nuevas con mayor velocidad. La selección de dispositivos de Capa 2 que puedan ajustarse a mayores velocidades permite a la red evolucionar sin reemplazar los dispositivos centrales.

TIPOS DE PUERTOS E INTERFACES

Considere cuidadosamente cuántos puertos UTP y cuántos puertos de fibra se necesitarán. Del mismo modo, considere cuántos puertos necesitarán una capacidad de 1 Gbps y cuántos requerirán solo anchos de banda de 10/100 Mbps. Tenga en cuenta además cuándo necesitará más puertos.

2.3.4 HMI

Human Machine Interfaz (HMI), es un interfaz de control y visualización entre el personal de operación y un proceso, máquina, aplicación o dispositivo, para procesar rápida y fácilmente datos requeridos del sistema y desarrollar con seguridad operaciones necesarias de control y supervisión a nivel local.

Existe una amplia gama de equipos HMI (Human Machine Interfaz), entre los que podemos encontrar:

- Pantallas de texto.
- Paneles de operador gráficos.
- Pantallas táctiles.
- PCs industriales.
- SCADA´s.
- Soluciones basadas en interfaces web.

FUNCIONES PRINCIPALES

- **Adquisición de datos.**- Recoger y almacenar la información recibida.
- **Procesamiento de datos.**- Vigilancia de límites operativos y de la razón de cambio de variables históricas.
- **Supervisión.**- Presentar sobre un monitor la evolución de las variables de control.

- **Control.-** Gestión del proceso.
- **Presentación.-** Representación gráfica de los datos

En general permite controlar, monitorear, diagnosticar y gestionar la aplicación de un proceso.

Para su interacción con el operador CELEC EP-TRANSELECTRIC dispone de una PC industrial que a través de sus despliegues, muestra la información de los estados digitales, mediciones, alarmas y eventos de la subestación, además ha adoptado un estándar de símbolos y colores para la representación de equipos y demás información mostrada.

DESPLIEGUES DE ALARMAS DIGITALES Y ANALÓGICAS

Las alarmas son presentadas en forma escrita y sonora, de acuerdo a la configuración realizada en su color y sonido.

COLOREO DINÁMICO

Para líneas de transmisión y barras se tiene los siguientes colores de acuerdo al nivel de voltaje:

COLOR	NIVEL DE VOLTAJE
Azul	230 kV.
Amarillo	138 kV.
Verde	69 kV.
Naranja	34.5 kV.
Negro	13.8 kV.
Café	Equipo o línea puesto a tierra
Morado	208 Vac
Turquesa	125 Vdc

Los diagramas unifilares deben mostrarse en colores intensos cuando están energizados, en colores claros cuando están desenergizados y en café cuando están puestos a tierra.

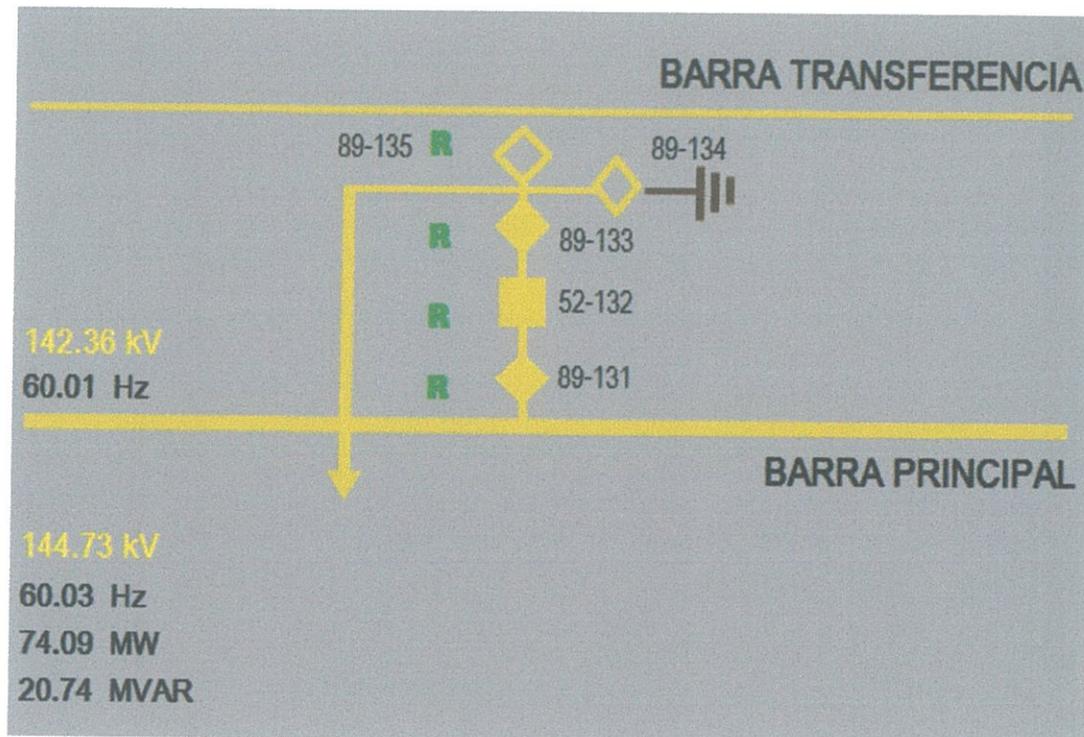


FIG. 2.10.- BAHÍA DE 138 KV LÍNEA ENERGIZADA, BARRA DE TRANSFERENCIA DESENERGIZADA

Para mediciones (V, I, P, Q) se usa los colores de acuerdo al estado de la medida:

COLOR	ESTADO
Negro	Normal
Amarillo	Advertencia
Rojo	Alarma

Estos colores aplican para para valores muy altos o muy bajos:

MEDIDAS GENERALES 138kV

	TUR.GAS	TRP	TRN	ATU	ATT	EUG.ESP.	SEL.ALE	CONOCO	EL CARM	230KV	V BARRA 1	V BARRA 2
V ab (kV)	145.04	142.93	142.92	143.09	142.91	145.09	144.91	145.10	143.17	V ab (kV)	232.50	232.39
V bc (kV)	144.81	142.90	142.88	142.89	142.79	144.82	144.83	144.92	142.99	V bc (kV)	232.00	231.83
V ca (kV)	143.80	141.67	141.74	141.70	141.76	143.71	143.69	143.70	141.86	V ca (kV)	230.50	231.00
I a (A)	24.68	185.55	175.31	603.38	700.26	355.52	300.37	325.08	37.57			
I b (A)	13.33	186.49	174.70	600.59	693.93	364.82	311.85	308.83	34.40			
I c (A)	19.24	181.46	174.75	584.06	685.21	347.97	299.98	319.24	38.26			
P (MW)	1.16	43.14	41.12	-145.81	-171.59	89.09	74.32	75.90	-5.65			
Q(MVAR)	-4.37	14.17	13.00	22.37	5.64	5.62	16.20	22.32	-7.12			
										138KV	V BARRA	V BARRA
										V ab (kV)	142.80	46kV
										V bc (kV)	142.80	46.28
										V ca (kV)	141.45	

SIMBOLOGÍA

Los símbolos para los equipos de patio, de acuerdo a su estado son:

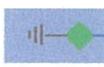
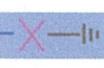
ESTADO	DISYUNTOR	SECCIONADOR	PUESTA A TIERRA
Abierto			
Cerrado			
Intermedio o con error de estado (magenta)			
Desconocido (magenta)			
Seleccionado para comando (blanco)			No seleccionable
Comando bloqueado ("B" café)			No seleccionable

FIG. 2.11.- SIMBOLOGÍA PARA LOS EQUIPOS DE PATIO

2.3.5 COMPUTADOR DE GESTIÓN

El PC de gestión o estación de ingeniería, es un computador de tipo industrial que contiene el software para configuración, parametrización y acceso a la información de los elementos de la arquitectura de red del sistema de control distribuido de la subestación como: IEDs, medidores, switch, GPS y registradores perturbación de fallas.

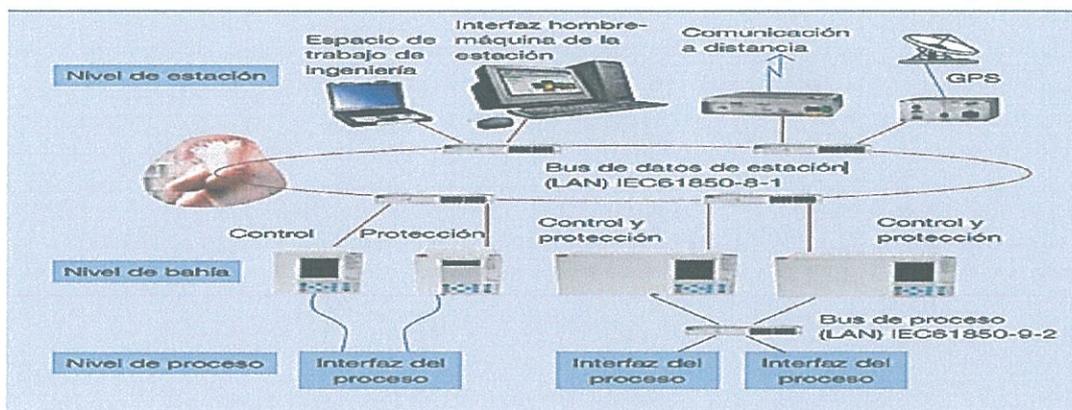


FIG. 2.12.- PC DE GESTIÓN O ESTACIÓN DE INGENIERÍA

2.3.6 STATION UNIT

Es el computador de la arquitectura de la red de comunicación que permite la compilación y procesamiento distribuido de la información en tiempo real, mediante tres programas independientes los cuales son:

CONFIGURADOR

Este programa es empleado para la parametrización de las aplicaciones específicas del proyecto completo de la subestación como:

Aplicaciones (Protocolos de IED, Interfaz Centro de Control, HMI, etc.)

Interfaces (Interfaz Serial, Ethernet, etc.)

Equipos (Equipos de protección, controlador de bahía, cambiador de tomas, medidor)

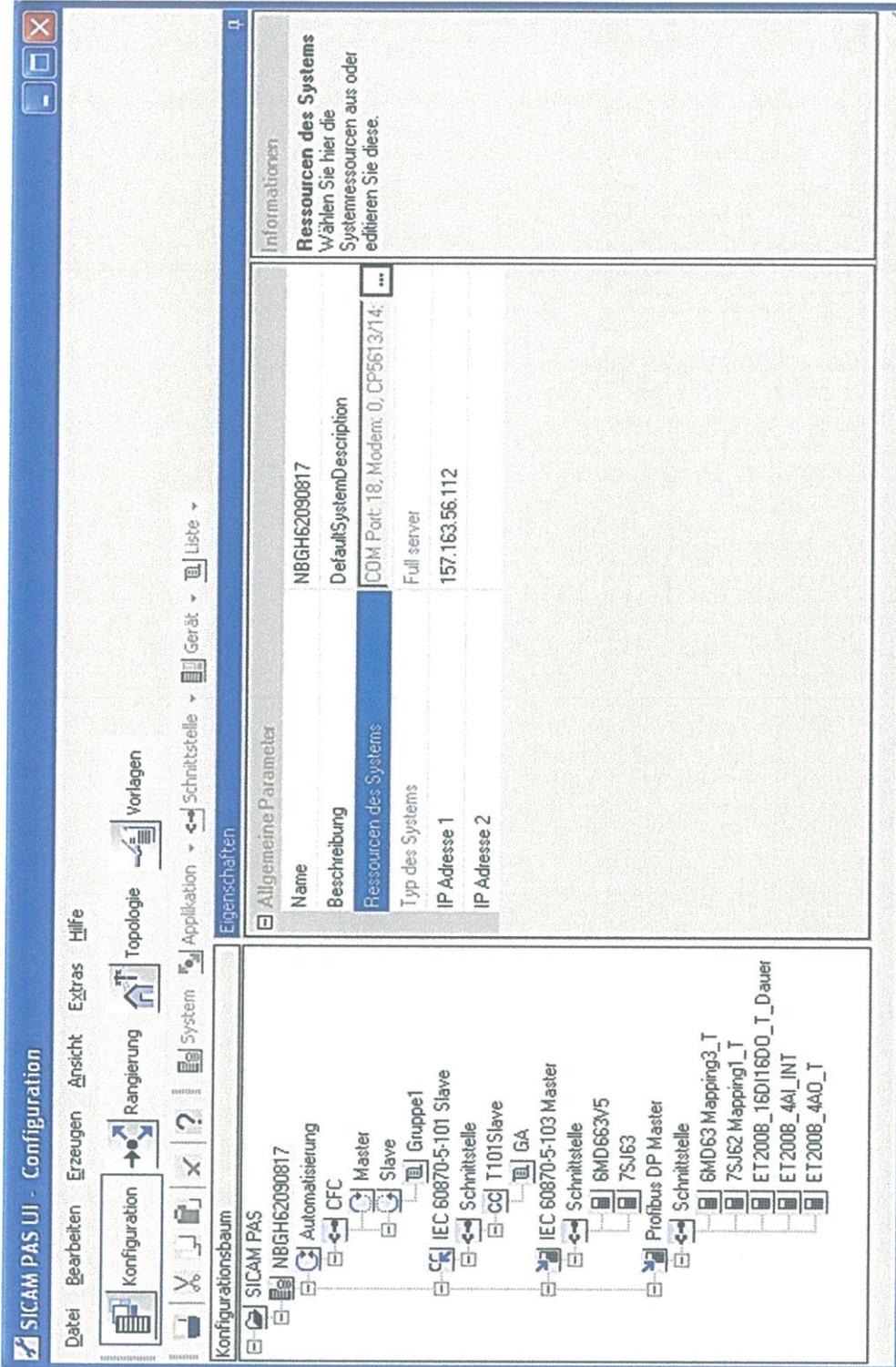
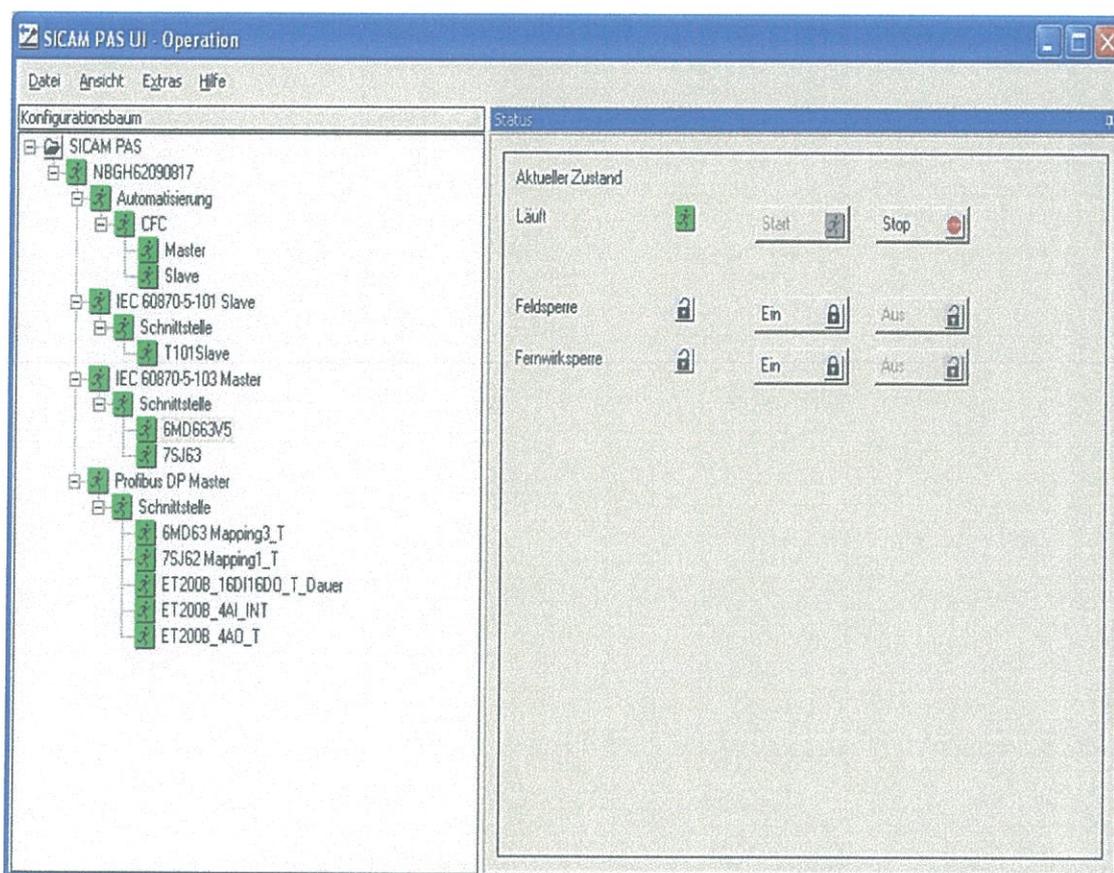


FIGURA 2.13 - CONFIGURADOR

OPERACIÓN

Mediante este programa el usuario dispone de una vista general de la situación de las diferentes aplicaciones, interfaces, conexiones de equipos y estado en modo operación de los diferentes elementos conectados el sistema.

En este programa se puede activar/desactivar cada componente del sistema individualmente.



VISOR DE VALORES

Esta es la herramienta empleada para la operación y puesta en servicio. Permite la visualización de las informaciones del proceso, así como la ejecución de pruebas de mando.

Permite la visualización de las informaciones de proceso y de sistema sin gastos de ingeniería adicionales y proporciona información sobre el estado actual y validez de todas las variables.

Además de la monitorización del estado de las variables, permite realizar pruebas de comando.

Value Viewer

File Edit View Help

Properties

- SICAM PAS
 - NBGH62090817
 - System Driver (Service)
 - Dsi Server
 - Profibus DP Master
 - Schnittstelle
 - ET200B_4AO_T
 - 7SJ62 Mapping1_T
 - ET200B_16DI16DO_T_Dauer
 - 6MD63 Mapping3_T
 - ET200B_4AI_INT
 - IEC 60870-5-103 Master
 - Schnittstelle
 - 6MD663V5
 - 7SJ63
 - IEC 60870-5-101 Slave
 - Schnittstelle
 - T101Slave
 - Automatisierung
 - CFC
 - Master
 - Slave

| TimeStamp | TimeStam | ValuePath | ValueName |
|------------|----------|-------------|----------------------|
| (none) | (none) | (none) | (none) |
| 26.11.2003 | TrueTime | SICAM PAS\N | q0 |
| 26.11.2003 | TrueTime | SICAM PAS\N | q8 |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | Sys_Cmd_act |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | Sys_Cmd_con |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | Sys_Cmd_fail |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | Sys_Cmd_trm |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | Sys_Comm_Err |
| 26.11.2003 | Valid | SICAM PAS\N | Sys_Connected |
| 26.11.2003 | Valid | SICAM PAS\N | Sys_Disconnected |
| 26.11.2003 | Valid | SICAM PAS\N | Sys_GI_act |
| 26.11.2003 | Valid | SICAM PAS\N | Sys_GI_trm |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | Sys_StartApplication |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | Sys_StopApplication |
| 26.11.2003 | Valid | SICAM PAS\N | Sys_Sync_act |
| 26.11.2003 | Valid | SICAM PAS\N | Sys_Sync_trm |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | _avgScanTime |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | _msgFix |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | _msgTx |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | _respFail |
| 01.01.1970 | Invalid | SICAM PAS\N | _rxErrors |
| 26.11.2003 | TrueTime | SICAM PAS\N | q1 |

Additional Information:

| | |
|---------------------|----------------------|
| Source | Telemetered |
| NormalSource | Telemetered |
| NormalRange | Normal |
| BlockState | Unblocked |
| COVCounter | 0 |
| CausedOTTransmissic | GeneralInterrogation |

Control Transmit

DSI Connection Status: OK

FIG. 2.14.- VISOR DE VALORES

El Visor de Valores, es una herramienta importante para: ingeniería, prueba, puesta en servicio y operación del sistema.

En general la arquitectura de las subestaciones incluye un arreglo de dos unidades controladores de bahía en modo redundante, de donde se elige cual va ser la Station Unit Maestro Inicial y cual el respaldo.

- Station Unit maestra, es aquella que tiene todos los servicios como el IEC 101 Funcionando,
- Station Unit respaldo, es aquella que tiene servicios como el IEC 101 en STOP.

Este modo de funcionamiento se puede verificar utilizando la herramienta de Operación.

2.3.7 GPS

El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa y necesaria para ser utilizada en todos los equipos de la red de comunicaciones de las subestaciones (Switch, IEDs de protección y control, IHM, medidores, PC de gestión, station unit, etc.) para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (SOE).

CAPÍTULO 3

3.- FILOSOFÍA DE OPERACIÓN

El sistema de Control Digital para la automatización de subestaciones de SIEMENS (SICAM PAS) está compuesto por los siguientes sistemas:

- Unidad de Control de Subestación SICAM PAS SU, consiste en la plataforma de hardware del sistema, basada en un computador tipo industrial con sistema operacional Windows XP, provisto con dos tarjetas CP5613 para comunicación con los IED's a través del protocolo IEC 61850, un puerto ETHERNET para la conexión a la LAN de la subestación y puertos seriales para la conexión con los centros de control. Para el presente proyecto se utilizará un sistema redundante HOT / HOT conformado por dos SICAM PAS SU igualmente equipados.
- IEDs dentro de los cuales están los controladores de bahía 6MD66 (BCUs), y los relés de protección SIPROTEC 4 (BPUs).
- Estaciones de trabajo para la Interfaz Humano – Máquina basada en un computador PC estándar con sistema operacional Windows XP SP2.
- LAN de subestación en cable TP (ETHERNET)
- LAN de campo en anillo redundante de fibra óptica (IEC 61850)
- Software de control SICAM PAS "Full Server" el cual conforma la plataforma de software para la configuración y operación del sistema de control.
- Software de visualización y control SICAM PAS CC
- Módulo de sincronización de tiempo encargado de realizar la sincronización de tiempo de los diferentes componentes del sistema.

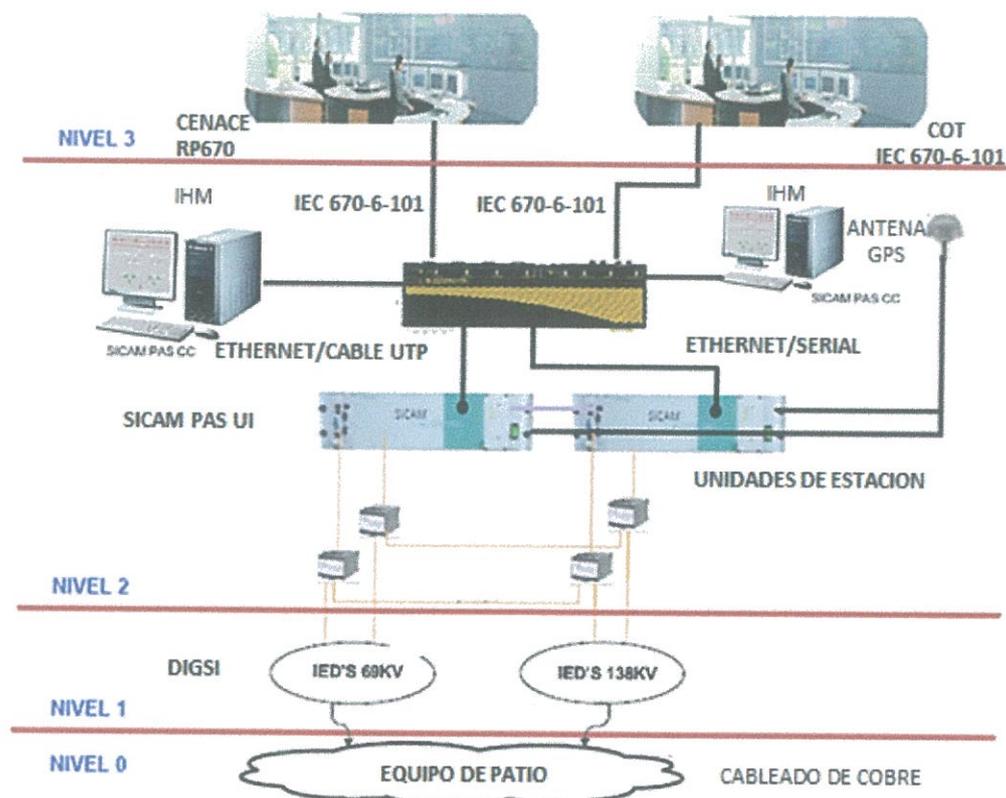


FIGURA 3.0 SICAM PAS CONFIGURACION IV "REDUNTANTE HOT-HOT"

3.1 NIVELES DE OPERACIÓN Y SELECCIÓN DEL MODO DE CONTROL

En términos generales una subestación cuenta con cuatro niveles jerárquicos de operación.

Nivel 0: Patio.

Nivel 1: Unidad de Bahía

Nivel 2: Controlador de Subestación – HMI centralizada.

Nivel 3: Centro de Control.

La filosofía de operación establece que si un nivel jerárquico está habilitado para operación, los niveles superiores se encontrarán bloqueados para la operación. De esta forma, si el nivel 0 se encuentra habilitado, no se podrá operar desde los niveles 1, 2 y 3. Igualmente, si se encuentra habilitado el nivel 1 no se podrá operar desde los niveles 2 y 3.

A continuación se describen los niveles de operación disponibles en el proyecto,

junto con una descripción de la forma en la que se selecciona cada nivel de control, y algunos detalles importantes sobre la operación desde cada nivel.

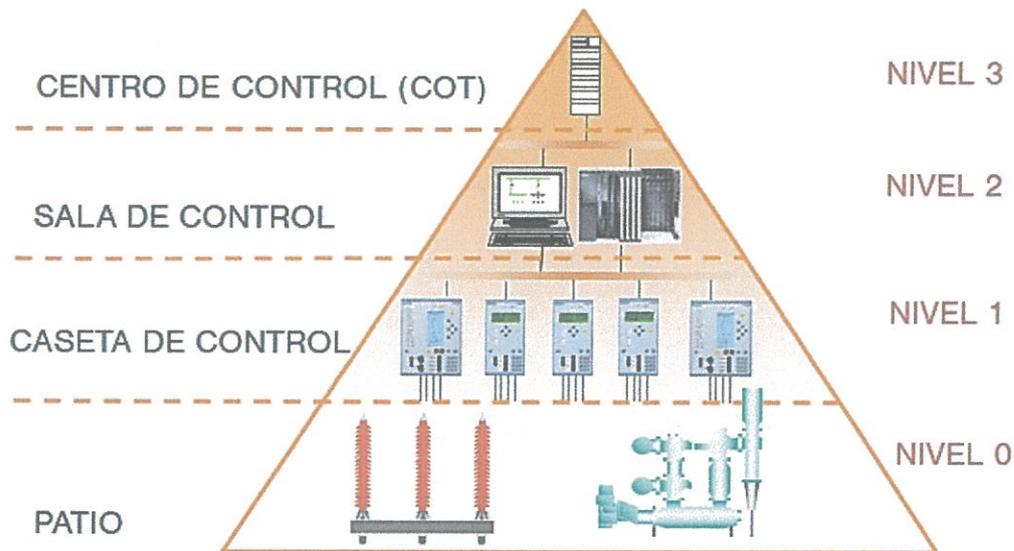


FIGURA 3.1 NIVELES DE OPERACIÓN

3.1.1 NIVEL CERO

En general este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en los gabinetes de control de cada interruptor o seccionador.

Los estados posibles de estos 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 patio se cablearán las posiciones de los seccionadores adyacentes, de forma que se pueda cerrar el interruptor si los seccionadores están abiertos (este nivel debe ser usado exclusivamente para mantenimiento).

REMOTO: Operación de cualquiera de los siguientes modos:

Nivel 1 (Controlador de Bahía).

Nivel 2 (HMI centralizada)

Nivel 3 (Centro de Control.)

3.1.2 NIVEL UNO

El controlador de bahía 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 bahía.

REMOTO: Operación desde el Nivel 2 (IHM Centralizado) o 3 (Centro de Control.)

La posición del selector "Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos", solo tiene relevancia cuando el selector "Local/Remoto" se encuentra en posición Local y no afecta el funcionamiento, cuando dicho 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. (Figura 3.2)

3.1.3 NIVEL DOS

Modo seleccionado desde el HMI creado mediante el software SICAM PAS CC en la estación de trabajo ubicada en la subestación y cuando el nivel 0 se encuentra en REMOTO, el nivel 1 en REMOTO

LOCAL: Operación desde el HMI.

REMOTO: Operación desde Nivel 3 (Centro de Control.)

3.1.4 NIVEL TRES

Modo seleccionado por defecto cuando el nivel 0 se encuentra en REMOTO, el nivel 1 en REMOTO y el nivel 2 en REMOTO. Permite la operación desde el centro de control a través de las interfaces de telecontrol con protocolo IEC60870-5-101 configuradas en las Unidades de Subestación y con el protocolo RP570 para la conexión con el centro de control de CENACE.

3.2 DIAGRAMAS DE PRINCIPIO

Para la operación de los equipos primarios, se comienza a realizar las lógicas de control basadas en la filosofía de control que tiene cada empresa, en este caso la transmisora ha desarrollado los enclavamiento que deben cumplir previo la operación de un equipo determinado, el mismo se divide según el nivel de operación desde donde se va a realizar la maniobra.

A continuación se procede a describir las lógicas de control para la operación de equipos primarios de una configuración de barra principal y barra de transferencia a nivel de 138kV.

3.2.1 BAHÍA DE LÍNEA

Una bahía de línea de 138kV, la conforman los siguientes equipos primarios que se pueden operar: seccionador de barra principal (89-1*1), seccionador de línea (89-1*3), seccionador de tierra (89-1*4), seccionador de transferencia (89-1*5) y el interruptor (52-1*2).

Se muestran las lógicas de enclavamiento de los diferentes equipos que conforman la bahía de línea, comenzando por el interruptor:

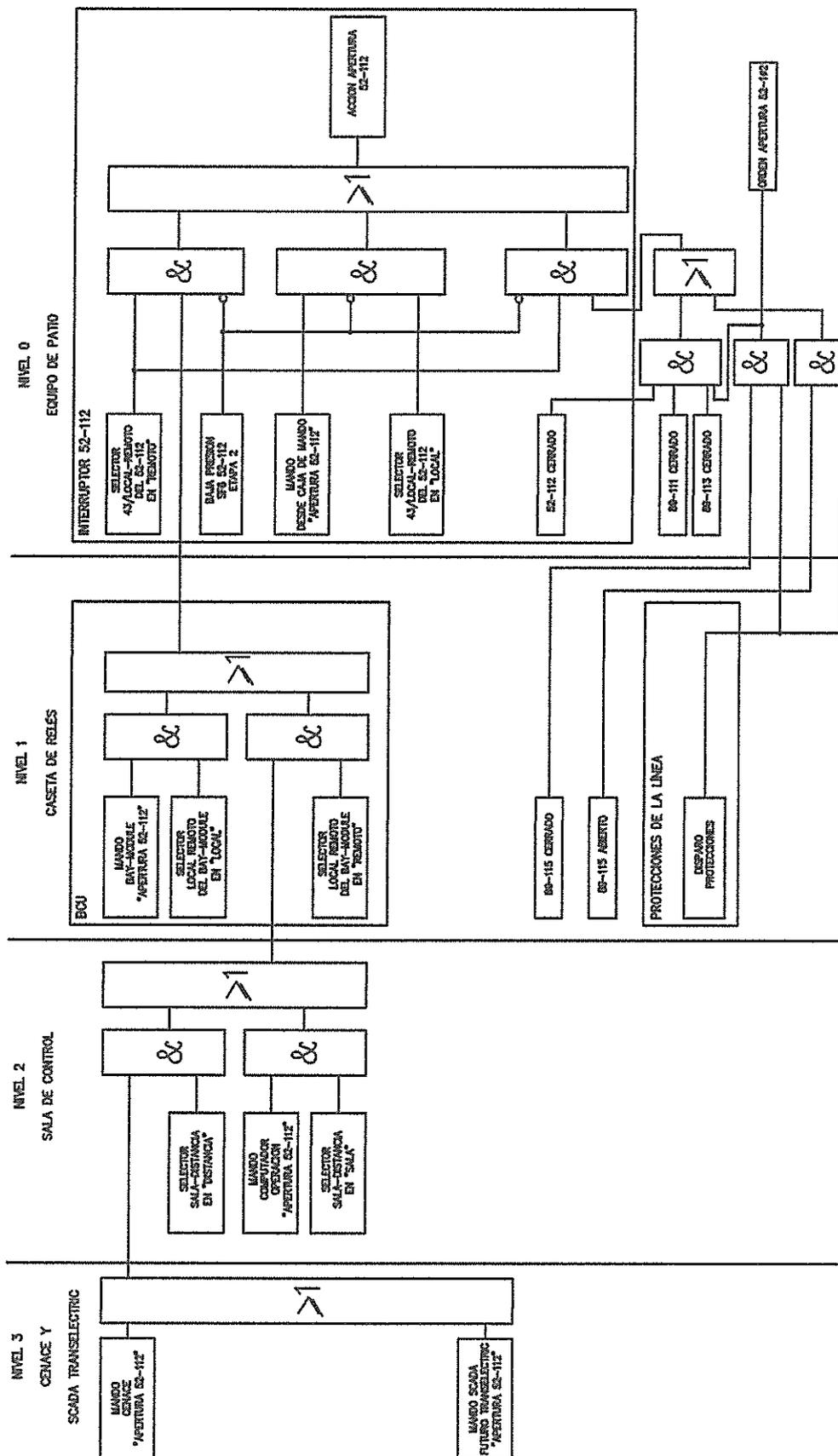


FIGURA 3.2 APERTURA DE INTERRUPTOR DE LINEA (52-112)

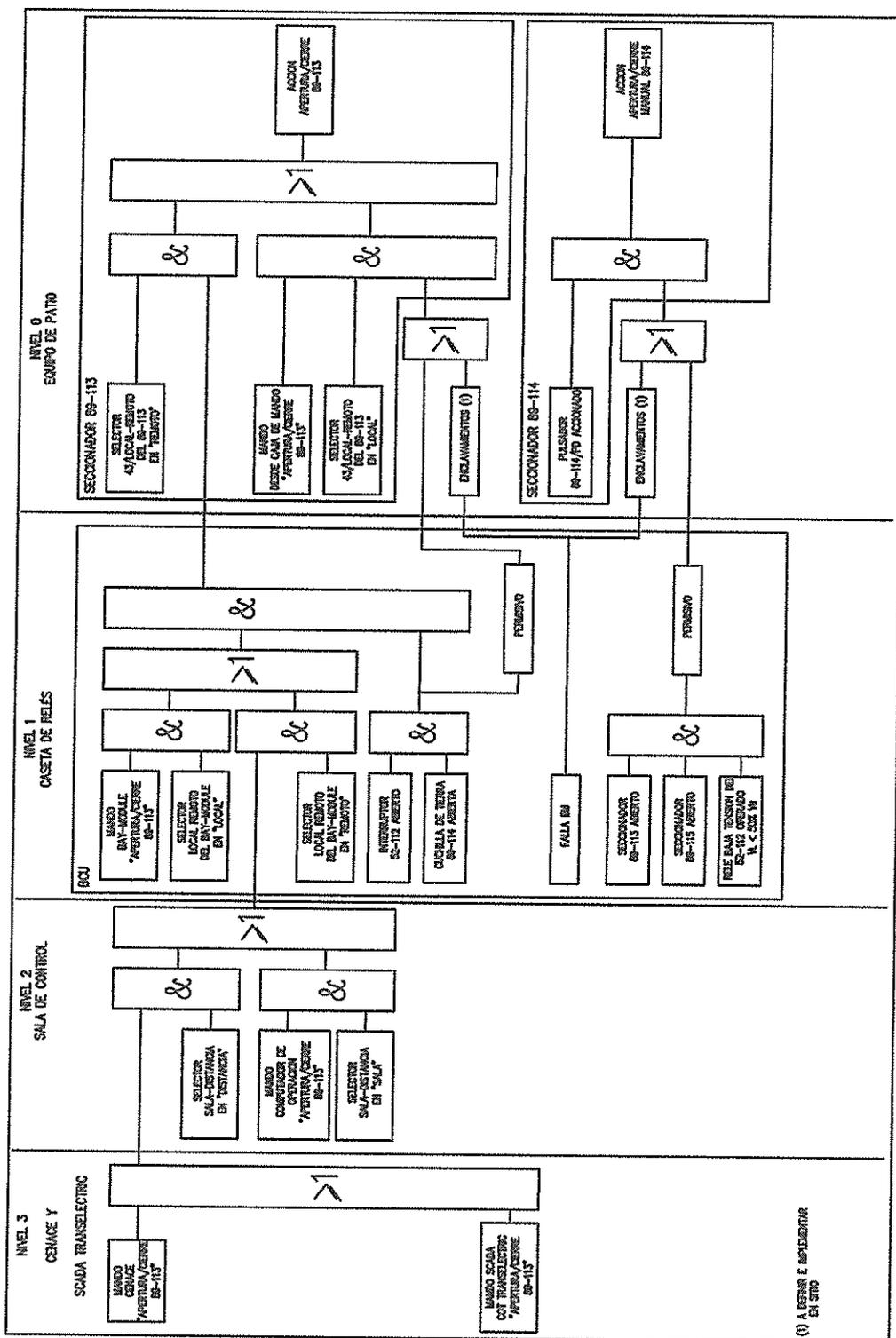
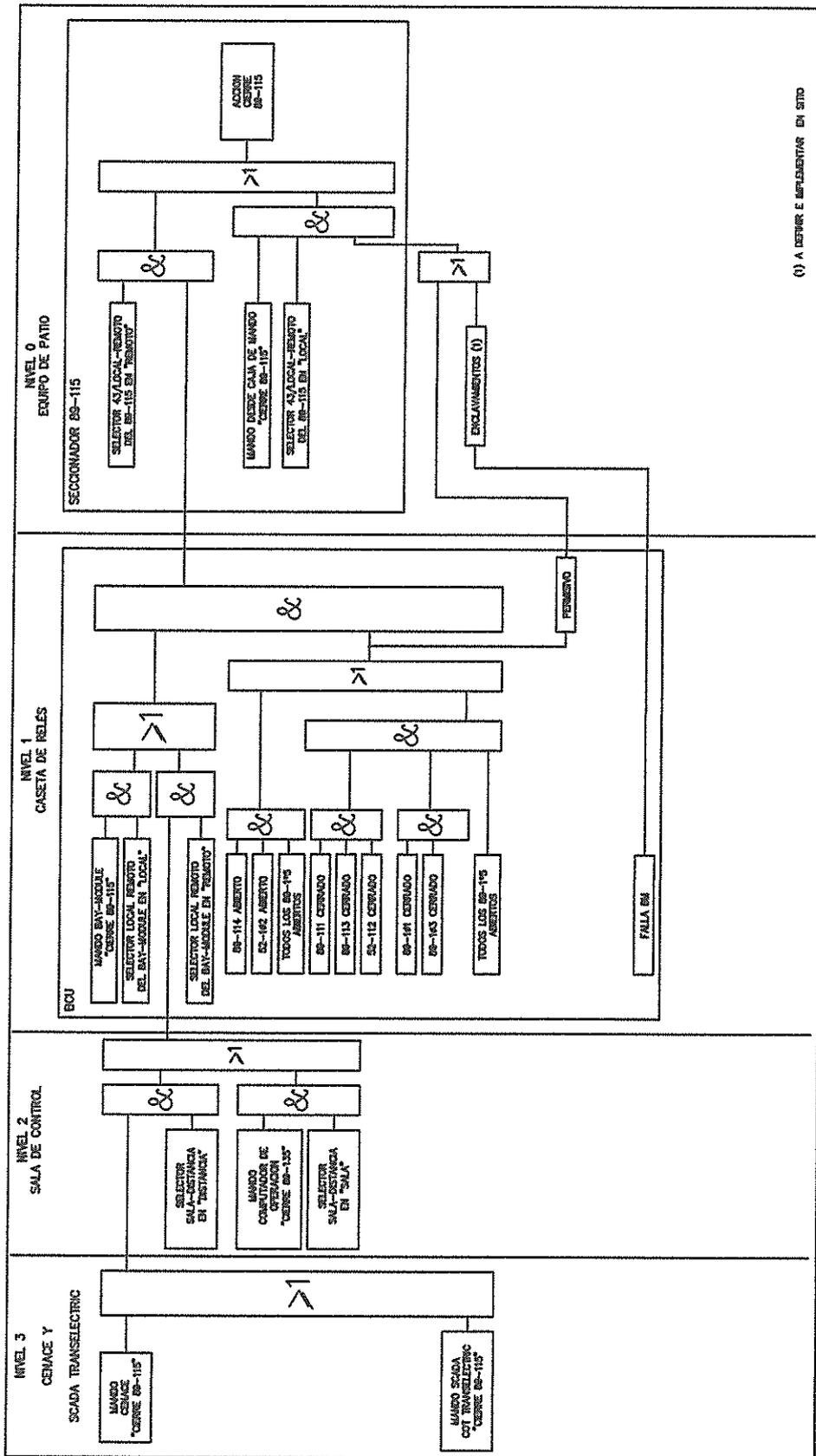


FIGURA 3.4 CIERRE /APERTURA DE SECCIONADOR DE BARRA (89-111)



(1) A DESPES E IMPLEMENTAR EN SITIO

FIGURA 3.5 CIERRE / APERTURA DE SECCIONADOR DE LINEA Y TIERRA (89-113/114)

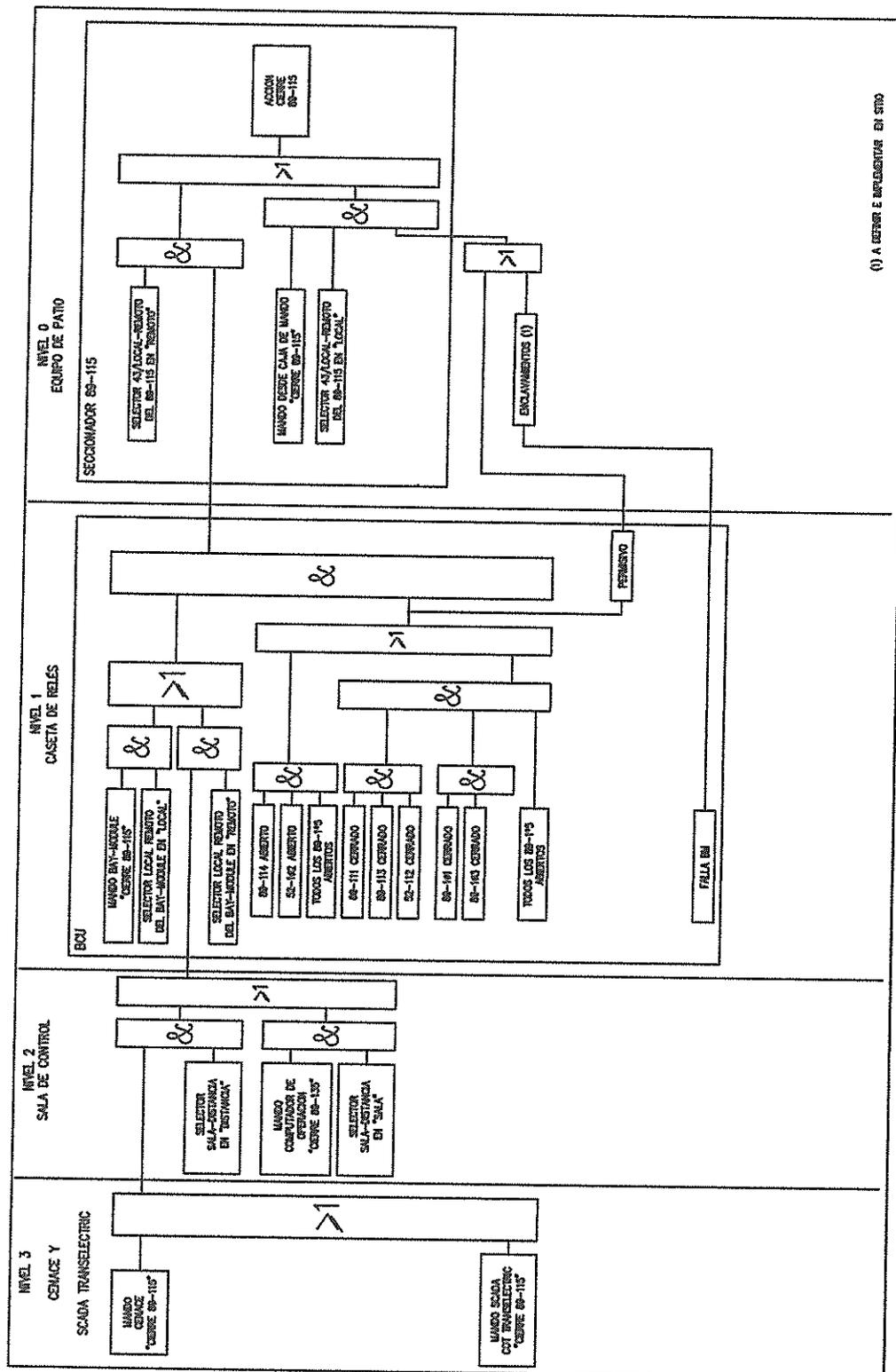
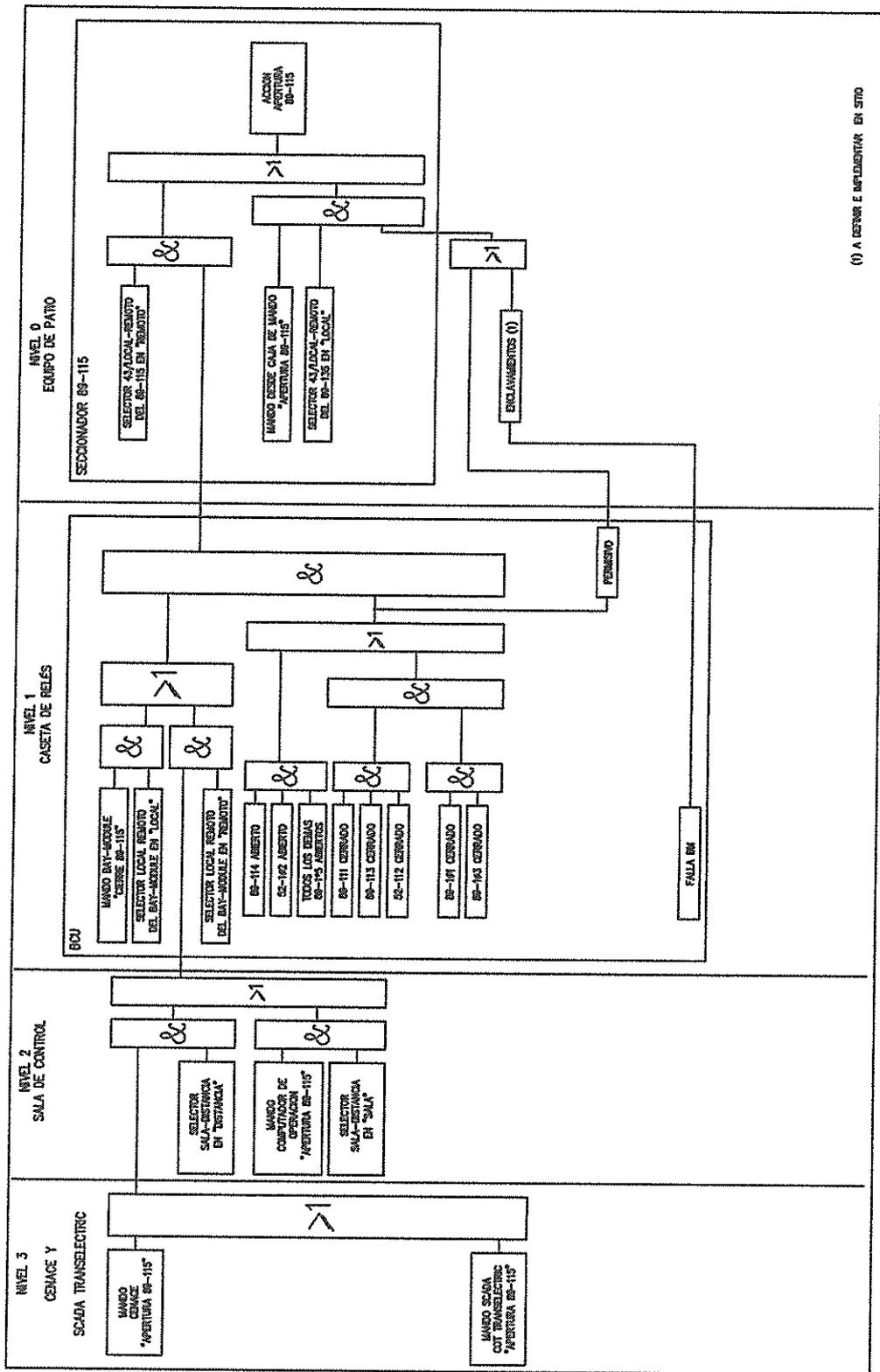


FIGURA 3.6 CIERRE DE SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA (89-115)

(1) A CERRAR E IMPULSIONAR EN ESTO



(*) A CERRAR E IMPLEMENTAR EN SITIO

FIGURA 3.7 APERTURA DE SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA (89-115)

En cada operación se hace una descripción de los requisitos que debe cumplir los equipos primarios para su operación, se debe tener en cuenta que los enclavamientos a partir de nivel uno, se los tiene almacenados en las unidades de control y además se cuenta con contactos propios de los equipos asociados, según el equipo a operar.

Maniobras para Energización / Desenergización de una Bahía de Línea de 138KV

Para realizar la maniobra de Energizar solo se hará desde el Nivel 2, para lo cual se debe revisar qué condiciones se deben cumplir, previo la operación de los equipos:

Cerrar seccionadores 89-111 ó 89-113

Cerrar disyuntor 52-112.

Quedando de esta forma energizada la bahía Pascuales 2

Para proceder a desenergizar la bahía Pascuales 2 de 138KV, se procede de la siguiente forma:

Abrir disyuntor 52-112.

Abrir seccionadores 89-111 Y 89-113.

3.2.2 BAHÍA DE TRANSFERENCIA

La bahía de transferencia está conformada por un interruptor de transferencia, el mismo que se designa como 52-1Ø2, y los seccionadores de barra principal (89-1Ø1) y de barra de transferencia (89-1Ø3), asociados en ese orden a los seccionadores en mención, están los seccionadores de tierra 89-1Ø6 y 89-1Ø8 respectivamente.

Se mostrarán las lógicas de enclavamiento de los diferentes equipos que conforman la bahía de transferencia, comenzando por el interruptor:

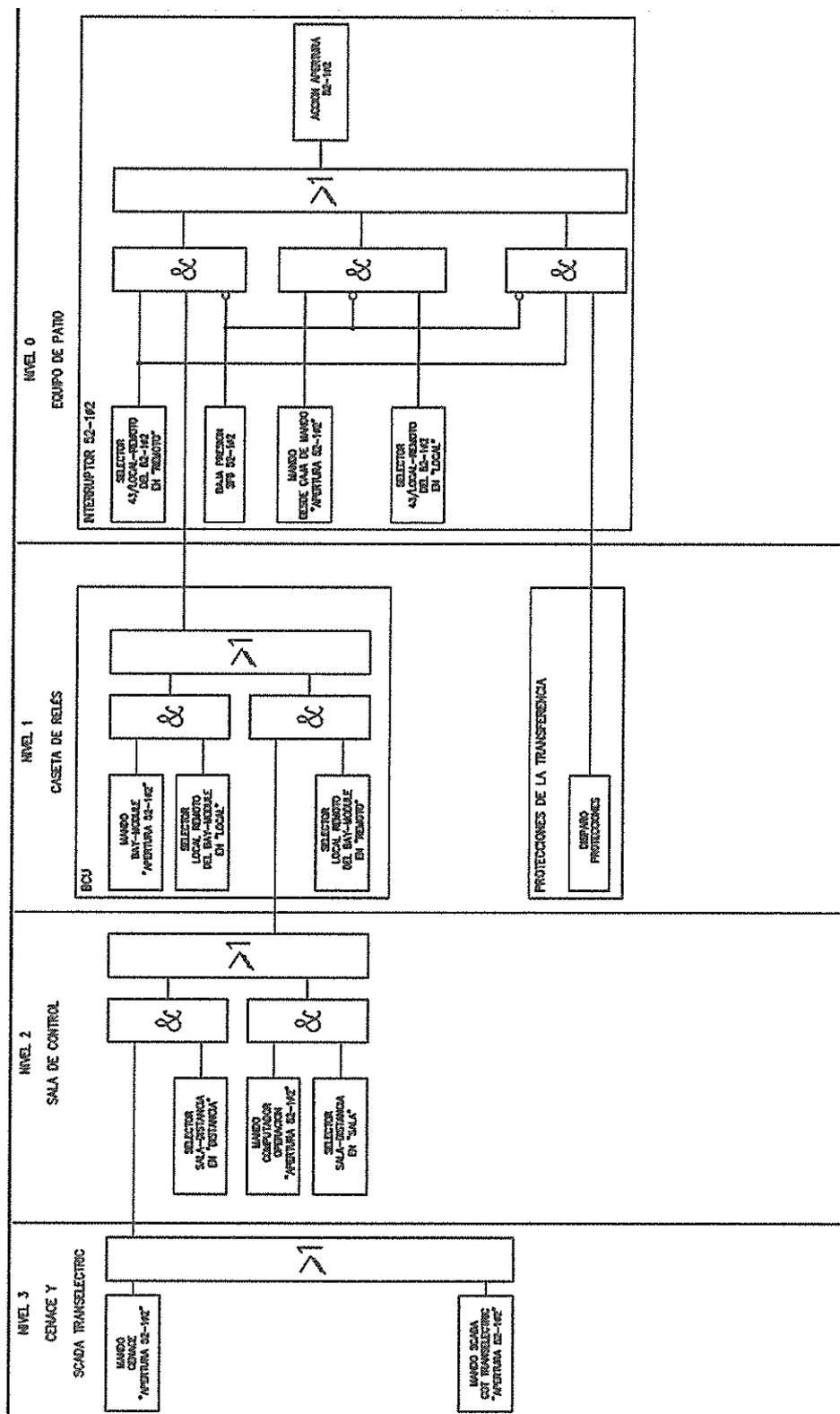


FIGURA 3.8 APERTURA DE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA (52-102)

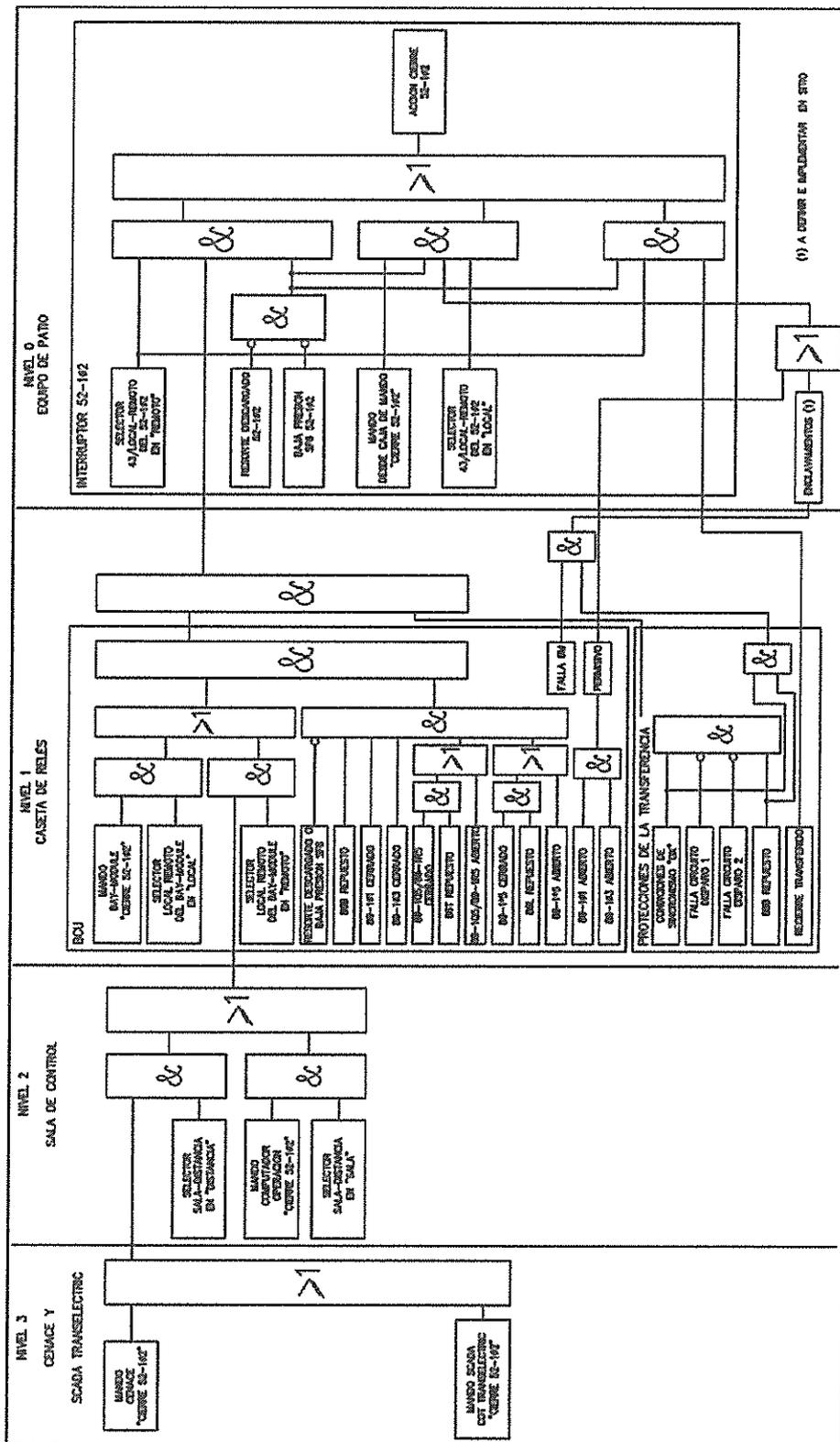


FIGURA 3.9 CIERRE DE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA (52-102)

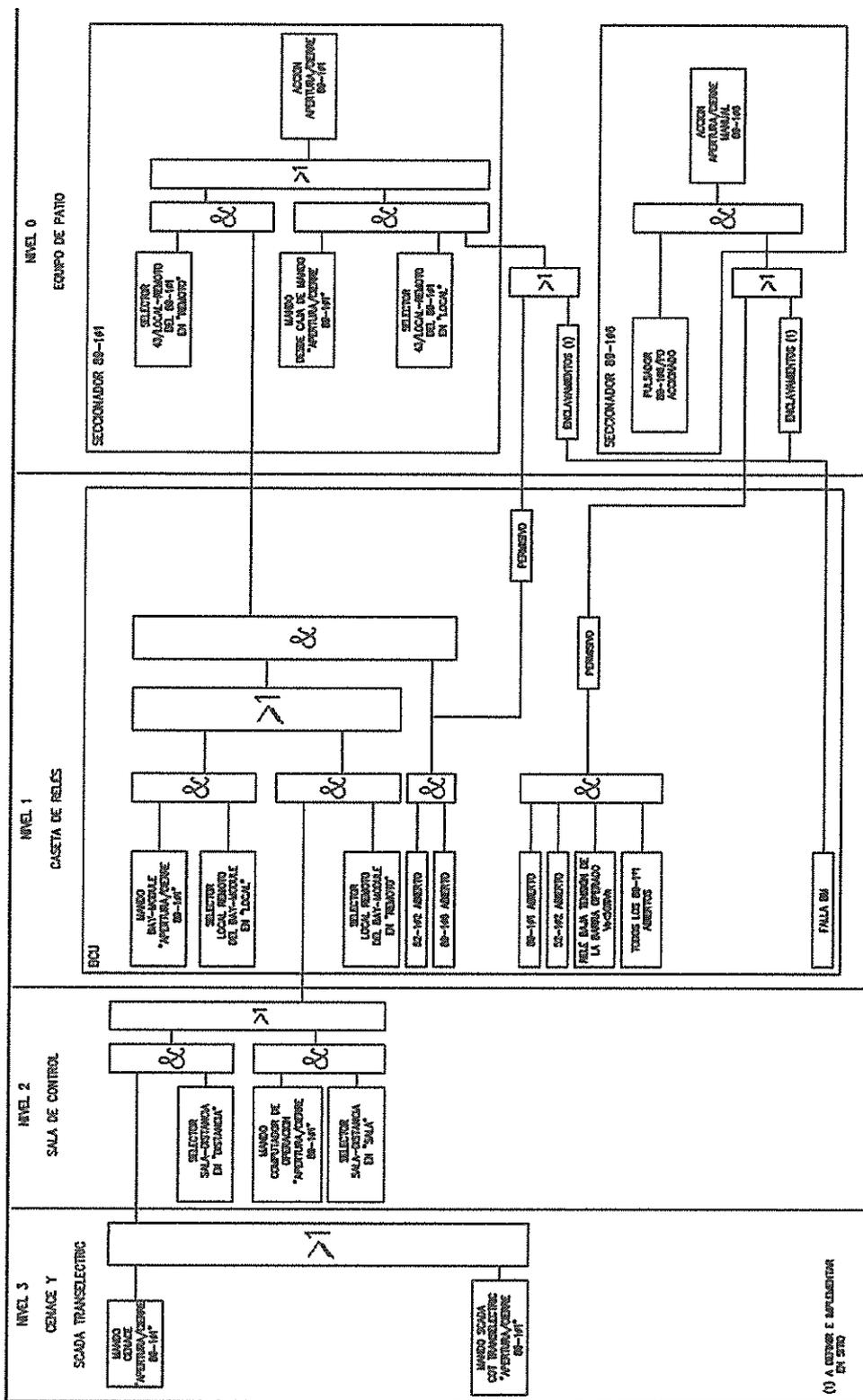


FIGURA 3.10 CIERRE /APERTURA DE SECCIONADOR 89-101 Y 89-106

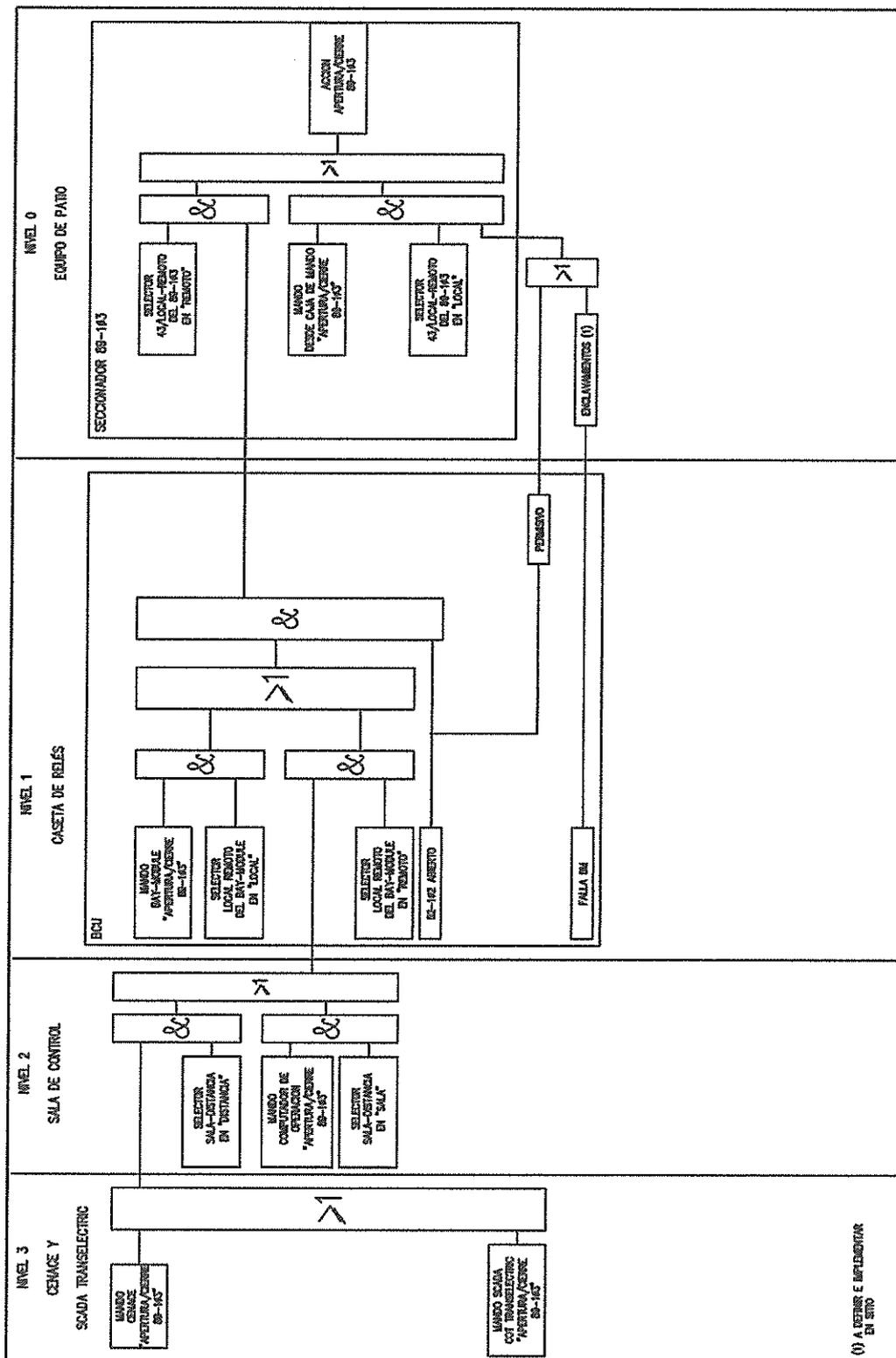


FIGURA 3.11 CIERRE /APERTURA DE SECCIONADOR 89-183

(1) A DETRAS E INFLUENCIAR EN SILO

Maniobras Para Energización / Desenergización de la Bahía de Transferencia de 138KV.

Para realizar la maniobra de Energizar, se hará desde Nivel 2, para lo cual se debe revisar qué condiciones se deben cumplir, previo operación de los equipos y que la posición a transferir, se deberá cerrar el seccionador 89-1*5, luego se procederá de la siguiente forma:

- Cerrar seccionadores 89-1Ø1 Ó 89-1Ø3
- Cerrar disyuntor 52-1Ø2.
- Abrir disyuntor de la posición transferida 52-1*2.
- Abrir seccionadores 89-1*1 Y 89-1*3.

Quedando de esta forma transferida la bahía deseada.

Para proceder a desenergizar la bahía de Transferencia de 138KV, se procede de la siguiente forma:

- Cerrar seccionadores 89-1*1 Y 89-1*3.
- Cerrar disyuntor 52-1*2.
- Abrir disyuntor 52-1Ø2
- Abrir seccionadores 89-1Ø1 Y 89-1Ø3.
- Abrir seccionador 89-1*5.

3.2.3 BAHÍA DE TRANSFORMADOR

Una bahía de transformador de 138kV, la conforman los siguientes equipos primarios que se pueden operar: seccionador de barra principal (89-1Q1), seccionador de línea (89-1Q3), seccionador de transferencia (89-1Q5) y el interruptor (52-1Q2).

Se mostrarán las lógicas de enclavamiento de los diferentes equipos que conforman la bahía de transformador, comenzando por el interruptor:

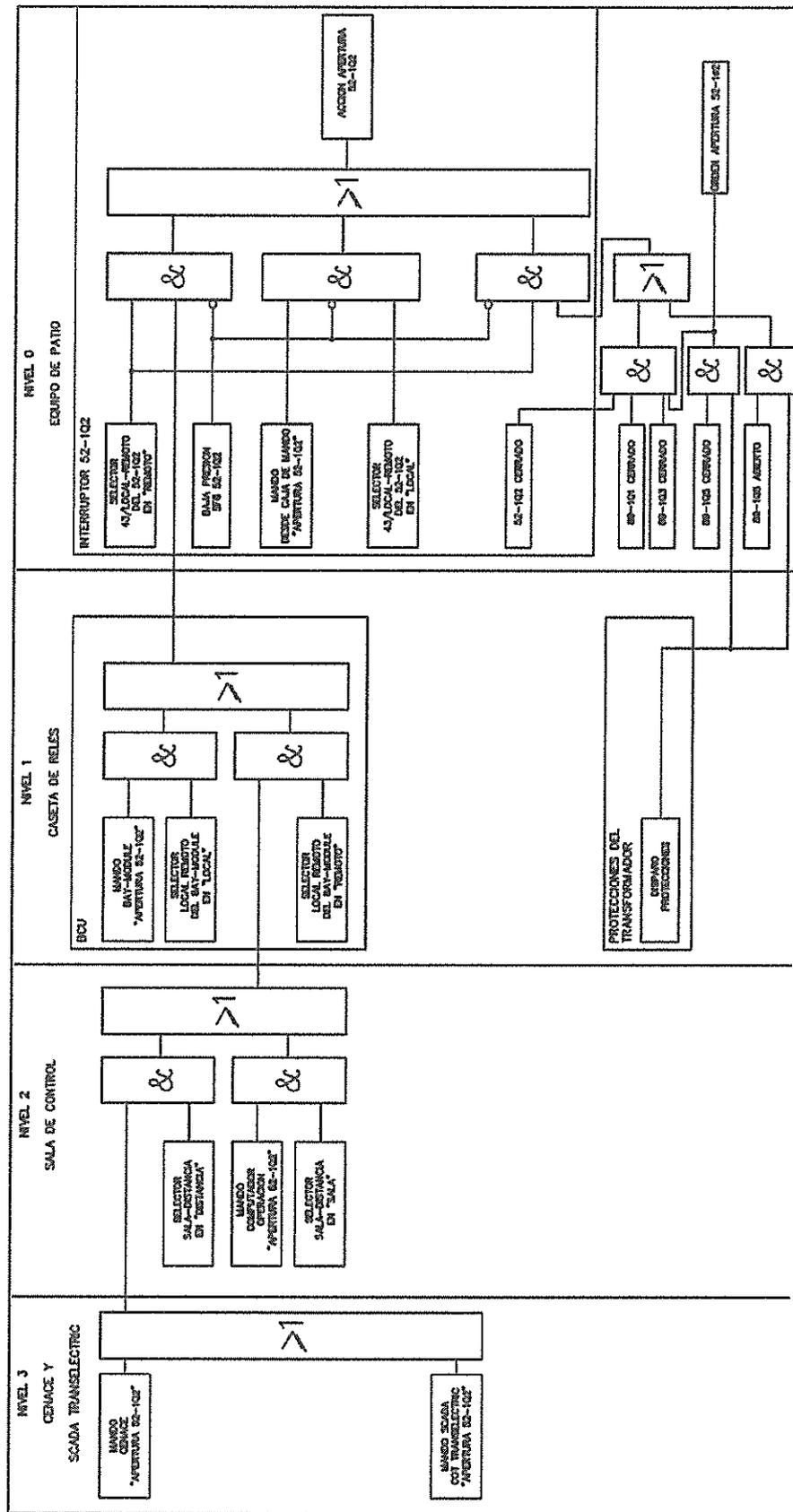


FIGURA 3.12 APERTURA DE INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR (52-1Q2)

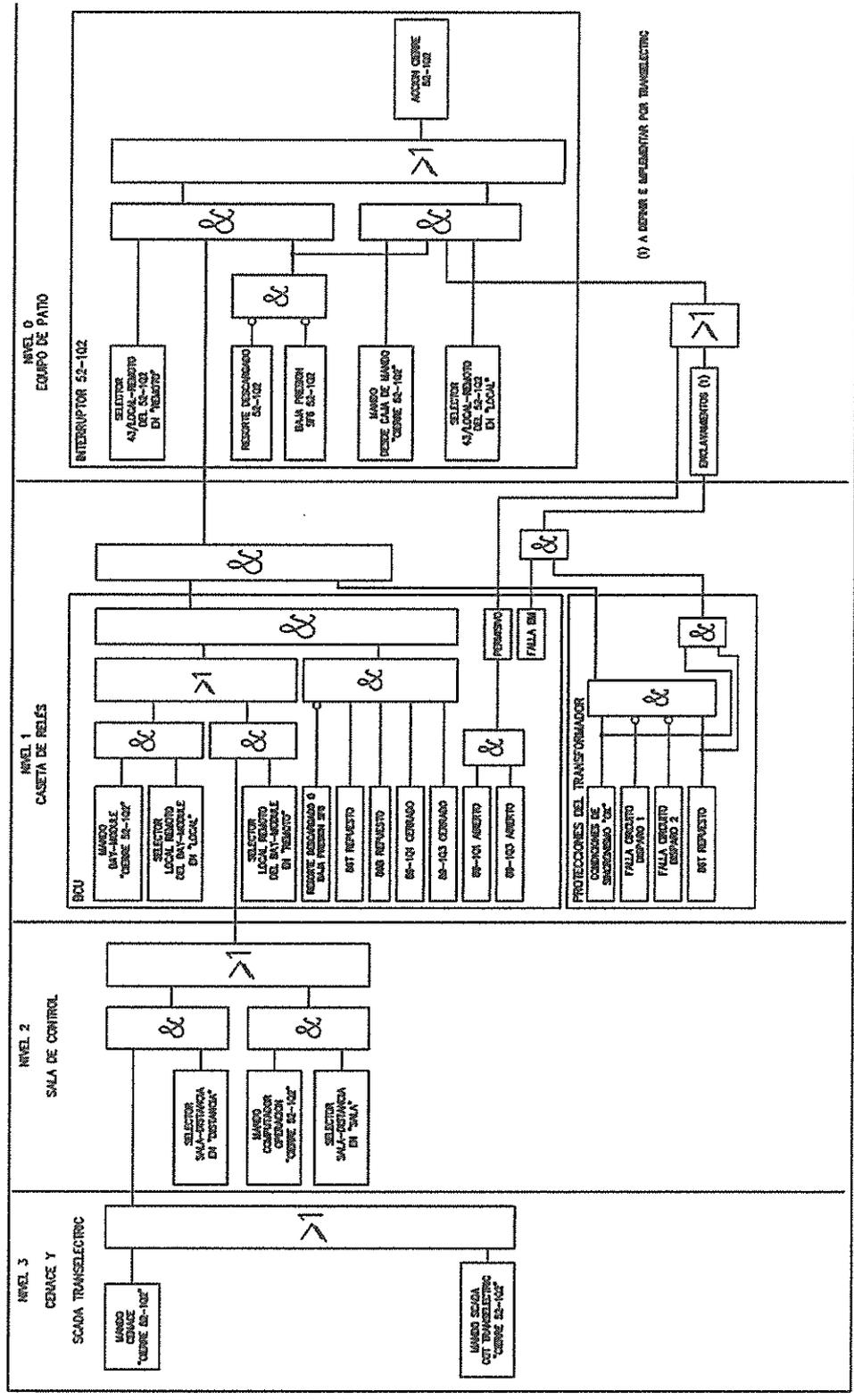


FIGURA 3.13 CIERRE DE INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR (52-1Q2)

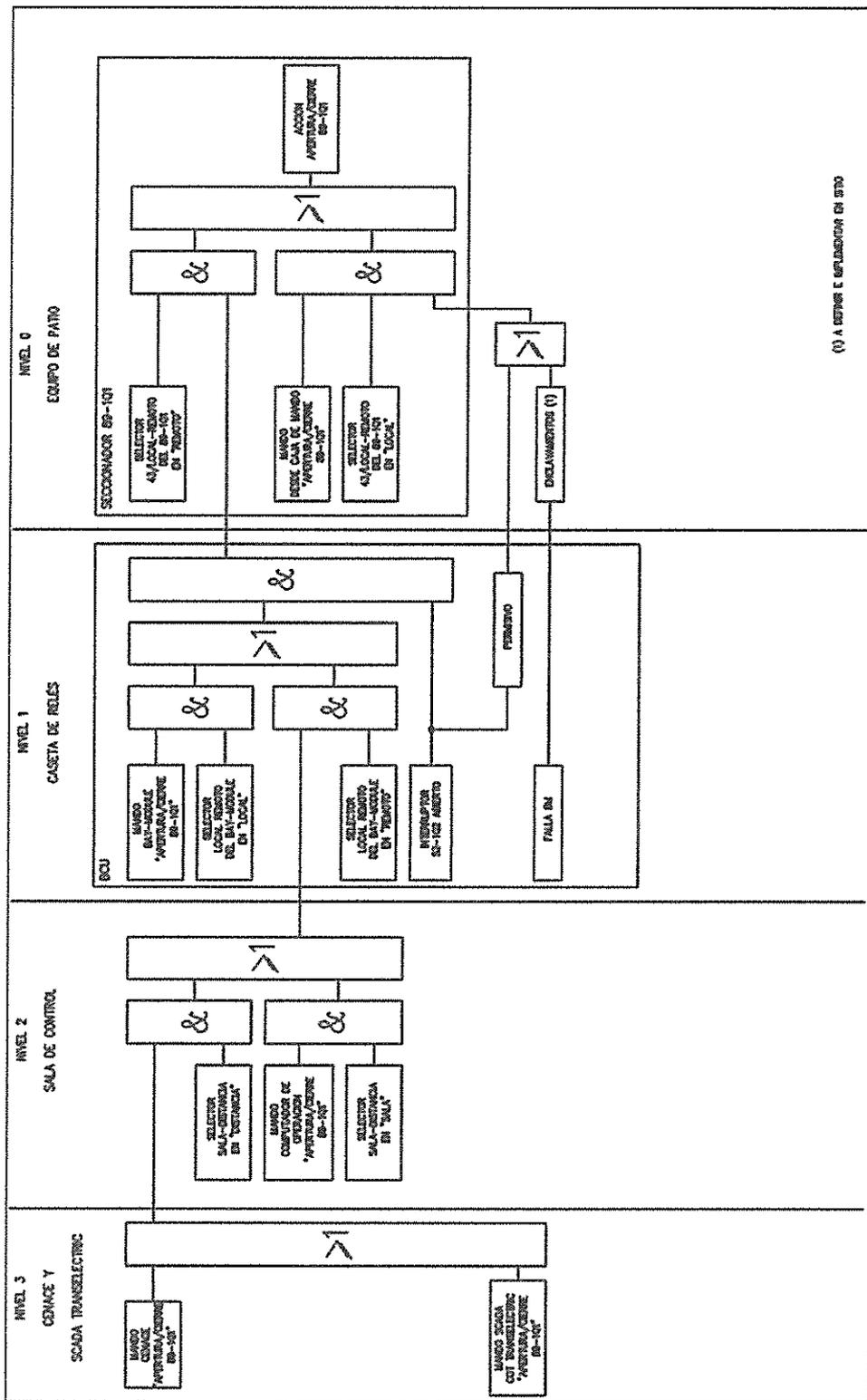


FIGURA 3.14 CIERRE /APERTURA DE SECCIONADOR DE BARRA (89-1Q1)

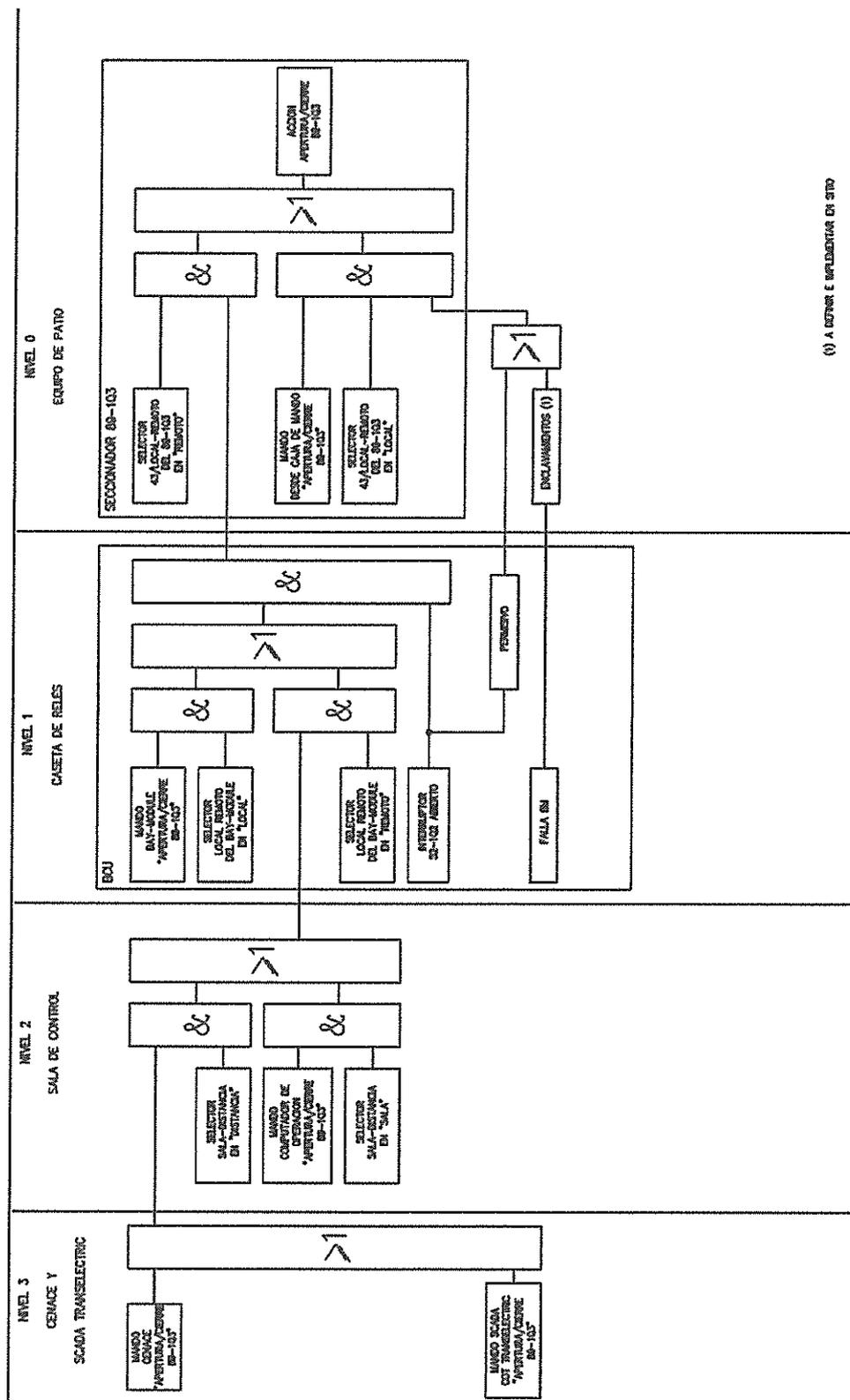
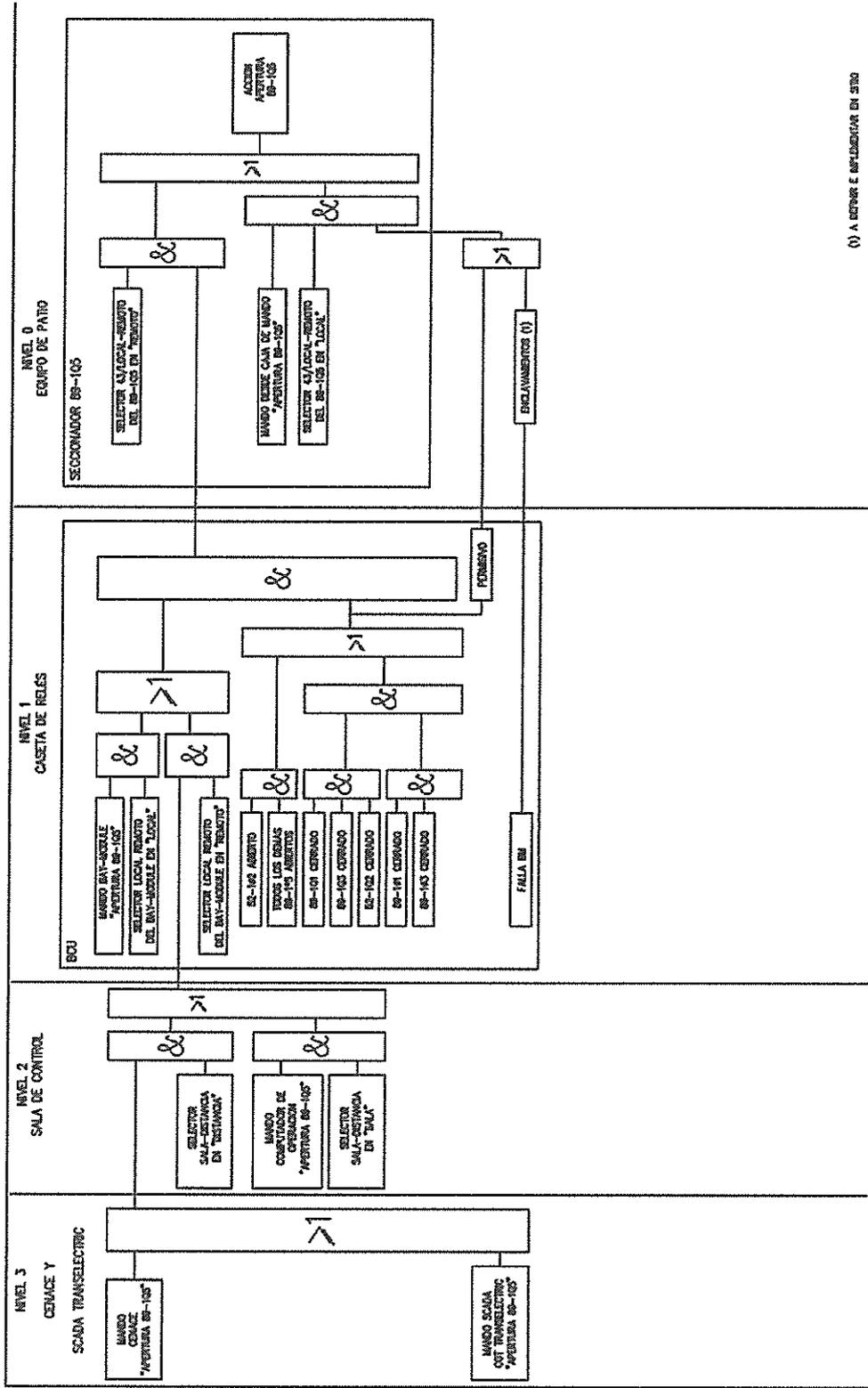
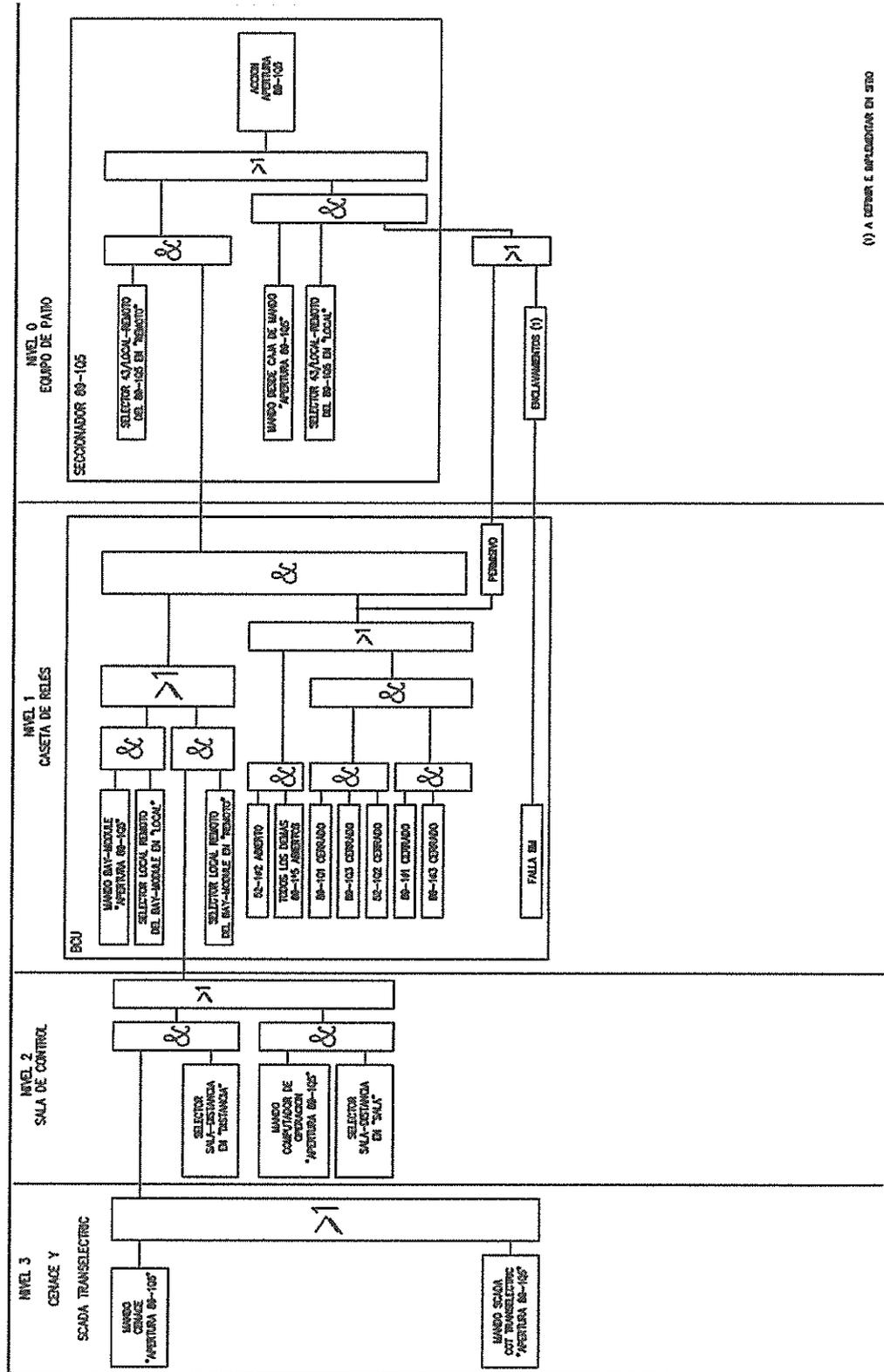


FIGURA 3.15 CIERRE /APERTURA DE SECCIONADOR DE LINEA (89-1Q3)



(1) A CERRAR E IMPULSIONAR EN STRO

FIGURA 3.16 CIERRE DE SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA (89-1Q5)



(1) A CERRAR E IMPEDIR EN SER

FIGURA 3.16 APERTURA DE SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA (89-1Q5)

Maniobras Para Energización / Desenergización de la Bahía ATQ 138KV
Para realizar la maniobra de Energizar, se hará desde Nivel 2, para lo cual se debe revisar qué condiciones se deben cumplir, previo operación de los equipos:

- **Cerrar seccionadores 89-1Q1 o 89-1Q3**
- **Cerrar disyuntor 52-1Q2.**

Quedando de esta forma energizada la bahía ATQ 138KV
Para proceder a desenergizar la bahía ATQ 138KV se procede de la siguiente forma:

- **Abrir disyuntor 52-1Q2.**
- **Abrir seccionadores 89-1Q1 Y 89-1Q3.**

3.3 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

De acuerdo con la configuración de los patios, en el sistema de protecciones a implementar en la subestación (Salitral), se identifican claramente cuatro tipos diferentes de esquemas de protección dependiendo del equipo a proteger (línea, transferir, transformador y barras con acople). La filosofía de protección implementada por bahía, determina el uso de equipos independientes de la protección (principal y respaldo) y el registro de fallas, 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.

Para este proyecto se implementaron los siguientes protocolos de comunicación con el sistema de control:

IEC 61850 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.

A continuación se describen los esquemas de protección de estos campos típicos.

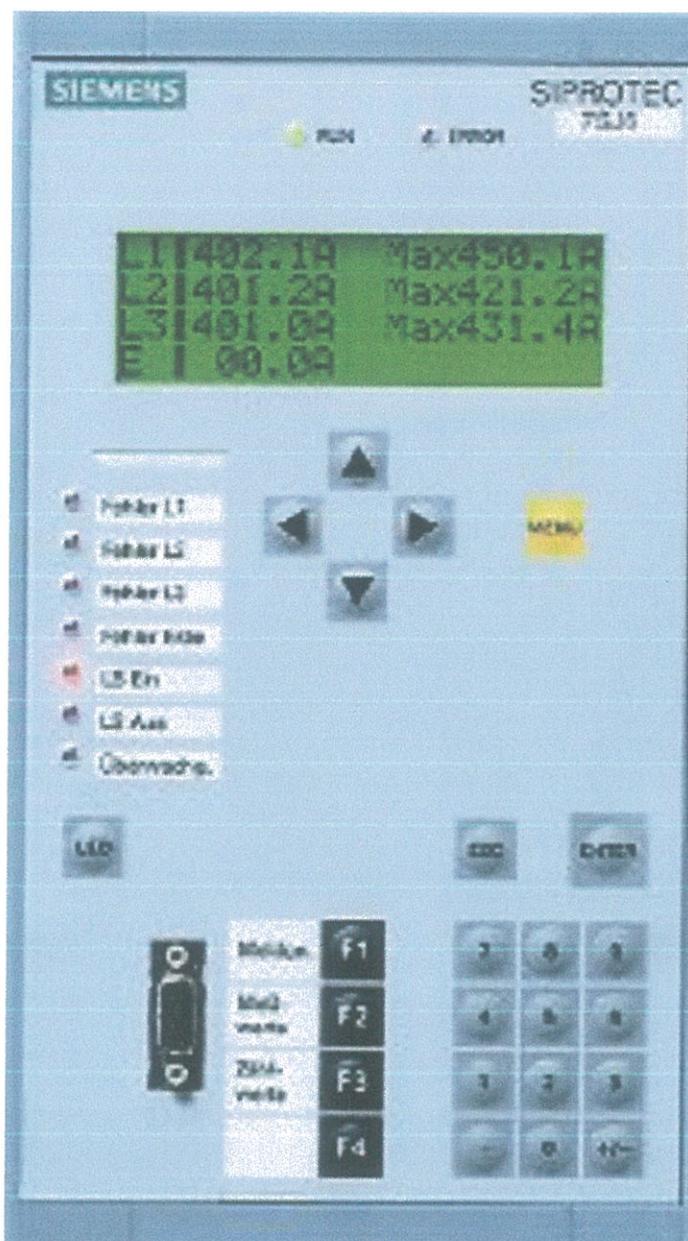
La subestación Salitral, dentro del presente proyecto, está compuesta por dos patios: uno a 138 kV con configuración de barra principal y transferencia, y otro a 69 kV, con configuración de doble barra con by-pass. En el patio de 138 kV se tienen tres campos de línea, dos campos de transformación para interconectar el patio de 138 kV con el patio de 69 kV y un campo de transferencia. En el patio de 69 kV se tienen siete campos de línea, dos campos de transformación para interconectar el patio de 69 kV con el patio de 138 kV y un campo para acople de barras.

En la subestación estarán en operación relés de marca SIEMENS, para lo cual es necesario conocer cómo se clasifican de acuerdo a las normas ANSI, los mismos que se detallan a continuación:

TIPOS DE RELÉS INSTALADOS

En la subestación Salitral se tiene los siguientes relés de marca SIEMENS que están en servicio, 7SJ62, 7SA611, 7SA612, 7SJ4, 7SS60, 7SS6010, 7UT63 y 7SD610, no se mencionan en esta parte los relés que son de disparo y bloqueo, puesto que esto se lo detallará en la descripción de las bahías.

Relé 7SJ62

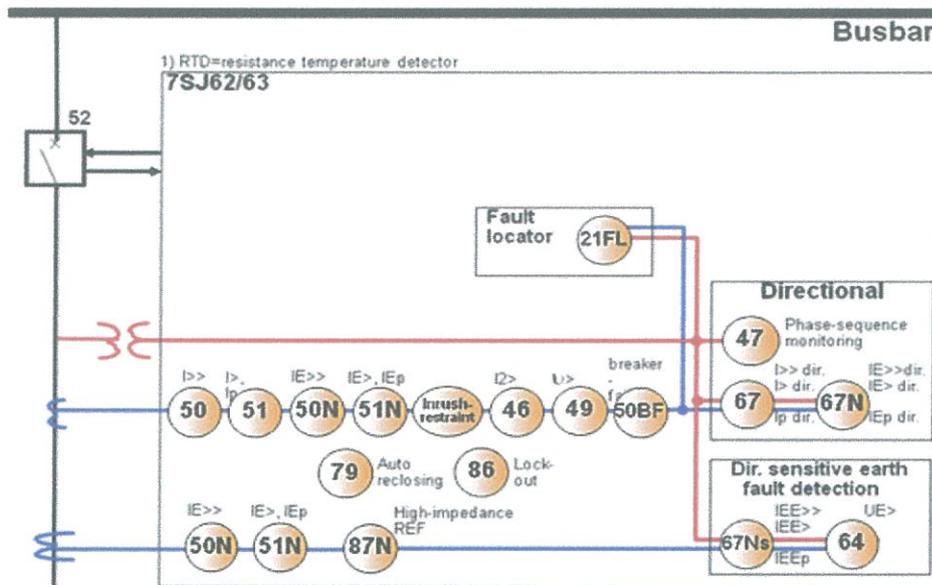


Relé multifunción/ Sobre corriente 7SJ62

| Descripción | ANSI | IEC 60617 | Descripción | ANSI | IEC 60617 |
|--------------------------------------------------------------|------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| Relé de Distancia | 21 |  | Dispositivo de alivio de presión | 63 MP | — |
| Relé de Verificación de Sincronismo | 25 | — | Relé detector de gas | 63 GD | — |
| Relé de Alta-Temperatura | 26 |  | Relé de falla a tierra | 64 |  |
| Relé de Bajo-Voltaje | 27 |  | Relé de sobre corriente direccional | 67 |  |
| Relé Indicador de Temperatura de devanados | 49 |  | Relé direccional de falla a tierra | 67N |  |
| Relé Instantáneo de Sobre corriente | 50 |  | Relé de ángulo de fase | 78 |  |
| Relé de Falla de Disyuntor | 50BF | — | Relé de Auto-Re cierre | 79 |  |
| Relé de Sobre corriente de tiempo inverso | 51 |  | Relé de Baja-Frecuencia | 81U |  |
| Relé de Sobre corriente de falla a tierra de tiempo Inverso | 51G |  | Relé de Alta-Frecuencia | 81O |  |
| Relé de Sobre corriente de falla a tierra de tiempo definido | 51N |  | Relé de Disparo y Bloqueo | 86 | — |
| Relé de Restricción de Voltaje/ Sobre corriente controlado | 51V |  | Relé Diferencial | 87 |  |
| Disyuntor | 52 |  | Relé Diferencial de Barra | 87B | — |
| Relé de factor de Potencia | 55 |  | Relé Diferencial de Transformador | 87T | — |
| Relé de Sobre-Voltaje | 59 |  | Seccionador | 89 |  |
| Relé de desplazamiento del punto neutro | 59N |  | Relé BUCHHOLZ | 97 | — |

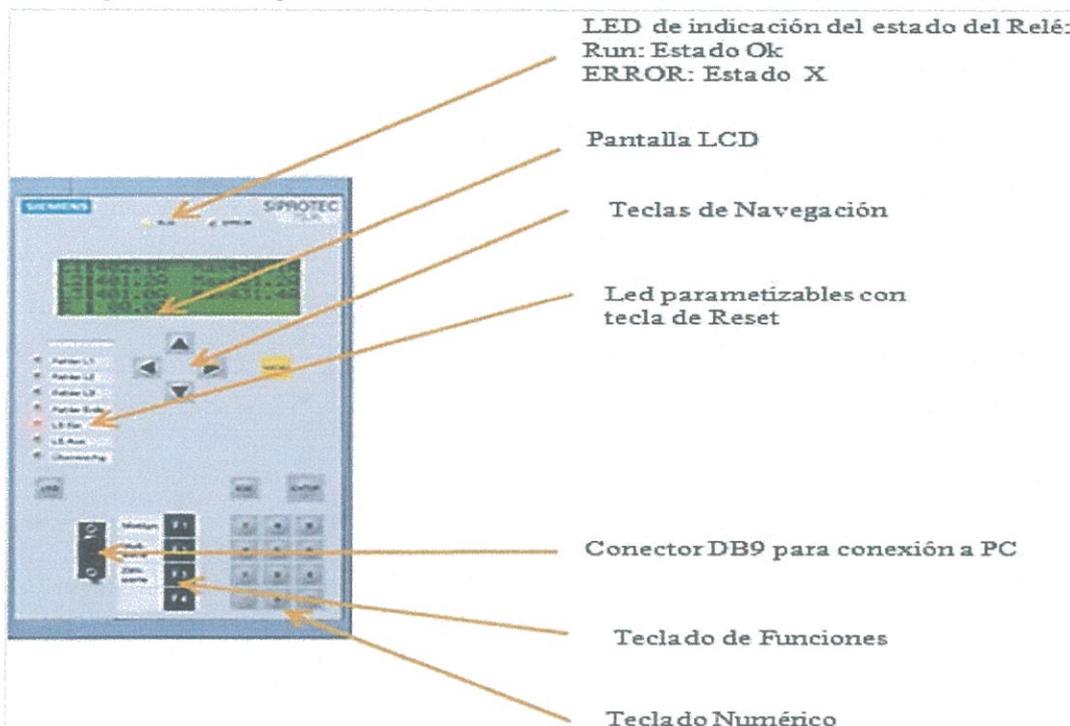
TABLA 3.1 SIMBOLOGÍA DE RELÉS INSTALADOS EN SUBESTACIÓN SALITRAL

Entre las funciones con las que cuenta el relé tenemos:



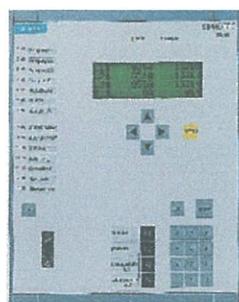
Funciones del Relé 7SJ62

Descripción de la parte frontal del relé

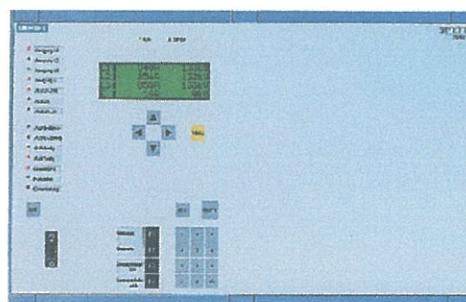


Relé 7SA6

Son relés de distancia, pero al ser multifunción en el lado de 69KV, se encuentran los 7SA611, los cuales tiene como función principal encargarse de realizar sincronización (25), recierre (79) y falla de breaker (50BF). En el patio de 138KV se encuentran los relés 7SA612, siendo sus funciones principales: realizar la protección de distancia (21), sincronización (25), Falla de breaker (50BF).

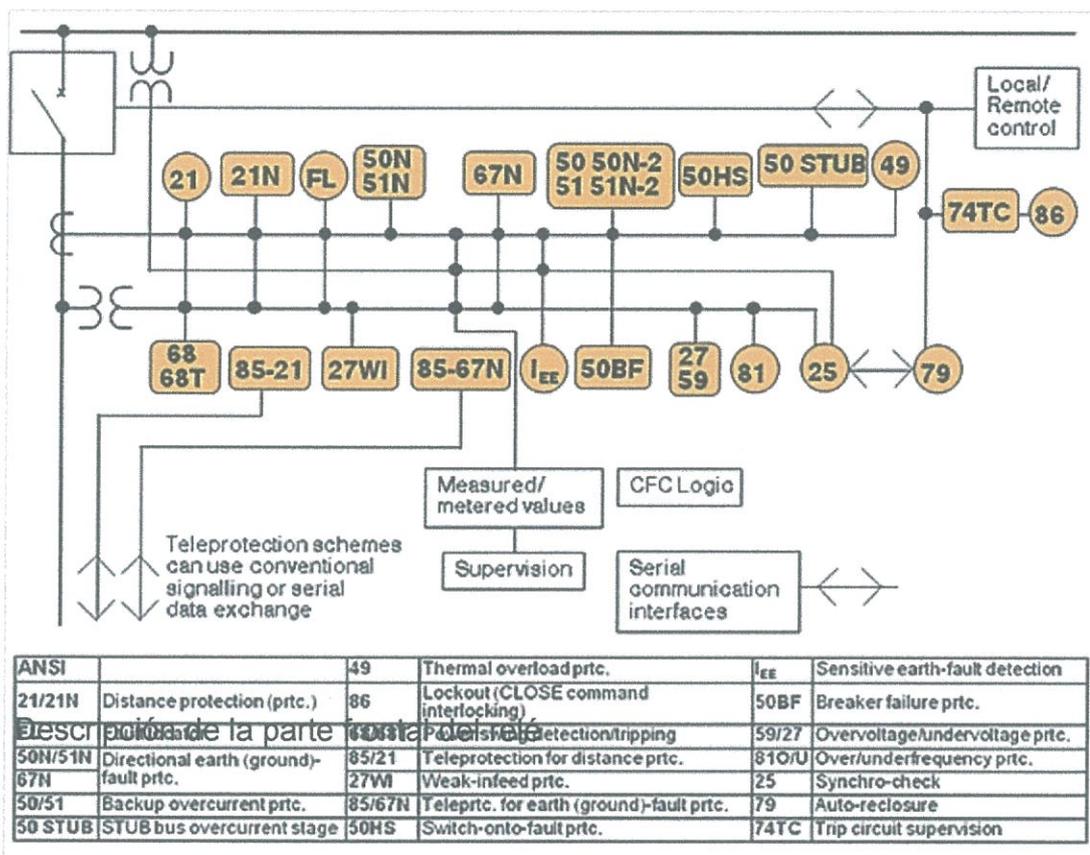


7SA611



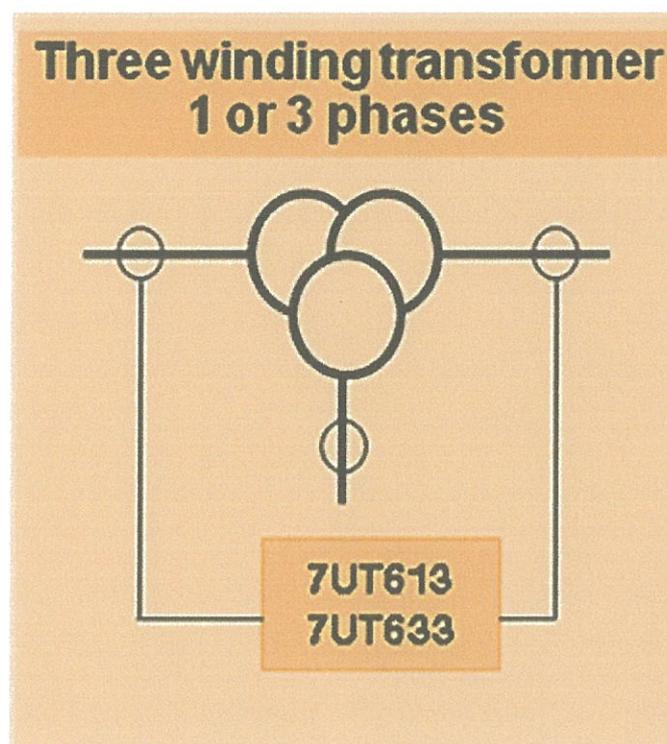
7SA612

Funciones del Relé 7SA





Relé 7UT63



En la caseta de control de 138KV, en los tableros ATQ+R01 y ATR+R01 se localiza el relé 7UT6335, siendo sus funciones:

| Function | ANSI No. |
|---------------------------------|-----------|
| Differential | 87T/G/M/L |
| Restricted Earth fault | 87 N |
| Overcurrent-time, phases | 50/51 |
| Overcurrent-time, $3I_0$ | 50N/51N |
| Overcurrent-time, earth | 50G/51G |
| Overcurrent-time, single phase | |
| Negative sequence | 46 |
| Overload IEC 60255-8 | 49 |
| Overload IEC 60354 (hot spot) | 49 |
| Overexcitation V/Hz | 24 |
| Breaker failure | 50BF |
| External temperature monitoring | 38 |
| Lockout | 86 |
| Measured value supervision | |
| Trip circuit supervision | 74TC |
| Direct coupling | |
| Operational measured values | |

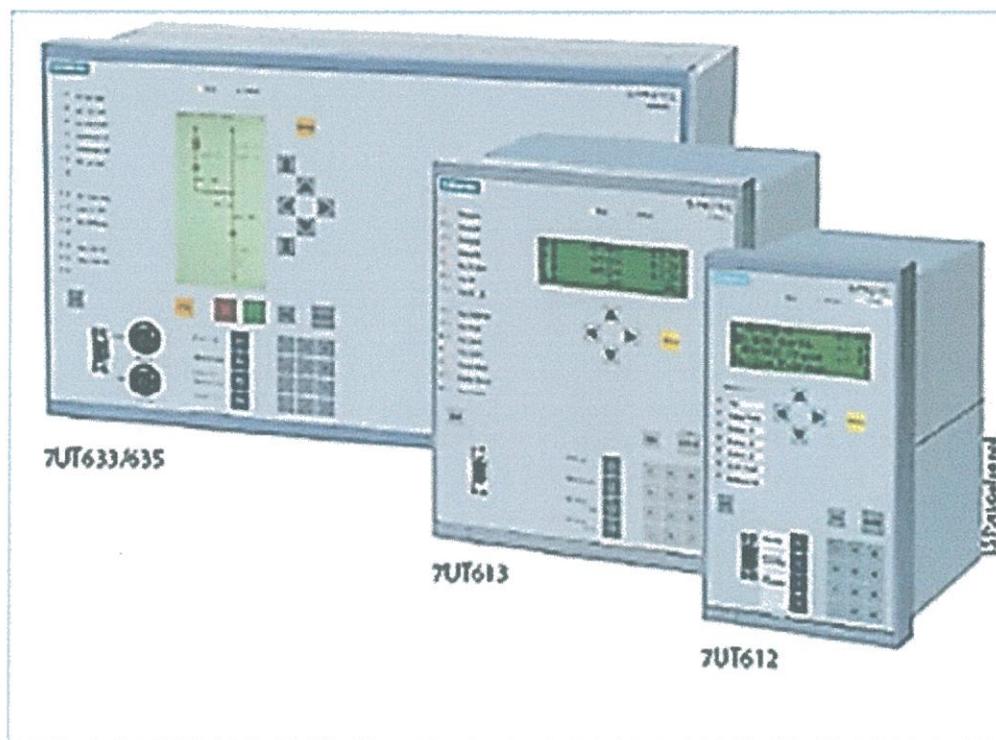
Este relé se lo emplea para proteger los siguientes equipos:

- Transformador 3Ø
- Transformador 1Ø
- Auto-Transformador
- Generador/ Motor
- Barras 3Ø
- Barras 1Ø

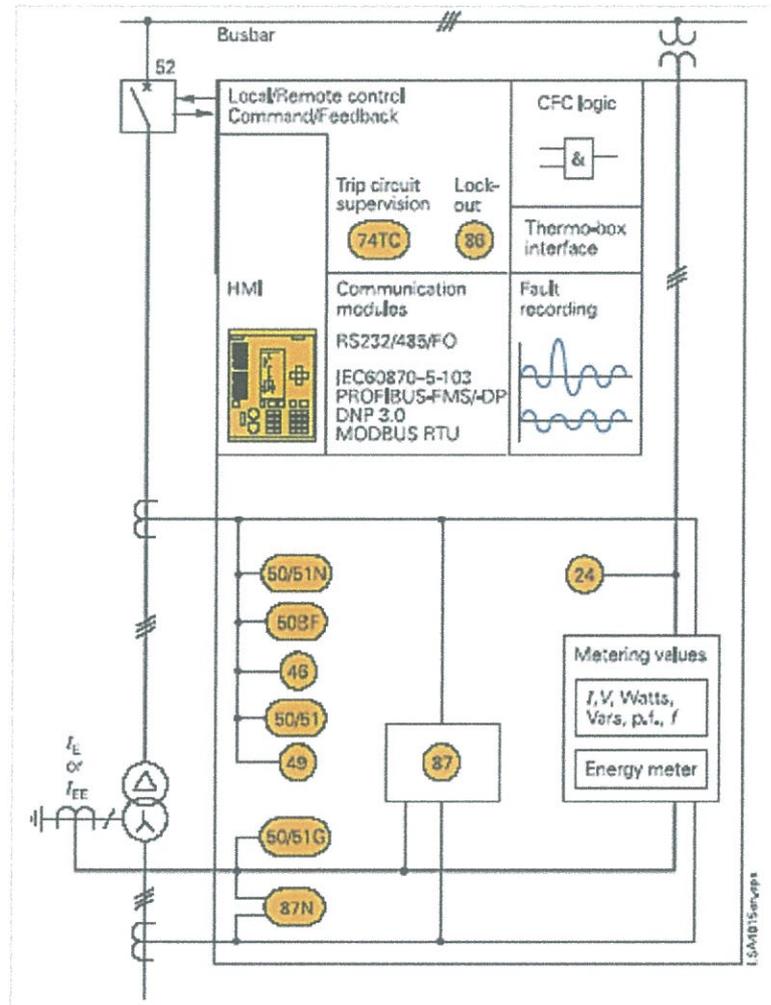
La subestación Salitral se los utiliza para proteger los dos bancos de autotransformadores, los cuales son ATQ y ATR, los mismos que están en paralelo. Entre las funciones que dispone el relé y que aplican dependiendo del equipo primario al cual protegen, tenemos las siguientes:

| Protection functions | ANSI No. | Transf.
3-phase | Transf.
1-phase | Auto-
transf. | Gen. /
Motor | Busbar
3-
phase | Busbar
1-
phase |
|----------------------------------------------------|---------------|--------------------|--------------------|------------------|-----------------|-----------------------|-----------------------|
| Differential | 87T/G/M
/L | X | X | X | X | X | X |
| Restricted Earth Fault | 87 N | X | X | — | X | — | — |
| Overcurrent-time, phases | 50/51 | X | X | X | X | X | — |
| Overcurrent-time, $3I_0$ | 50N/51N | X | — | X | X | X | — |
| Overcurrent-time, earth | 50G/51G | X | X | X | X | X | X |
| Overcurrent-time, single phase | | X | X | X | X | X | X |
| Negative sequence | 46 | X | — | X | X | X | — |
| Overload IEC 60255-8 | 49 | X | X | X | X | X | — |
| Overload IEC 60354 | 49 | X | X | X | X | X | — |
| Overexcitation V/Hz *) | 24 | X | X | X | X | X | X |
| Breaker failure | 50 BF | X | X | X | X | X | — |
| External temperature
monitoring
(thermo-box) | 38 | X | X | X | X | X | X |
| Lockout | 86 | X | X | X | X | X | X |
| Measured value supervision | | X | X | X | X | X | X |
| Trip circuit supervision | 74TC | X | X | X | X | X | X |
| Direct coupling 1 | | X | X | X | X | X | X |
| Direct coupling 2 | | X | X | X | X | X | X |
| Operational measured values | | X | X | X | X | X | X |

X Function applicable; — Function not applicable; *) only 7UT613 / 633



Relé diferencial SIEMENS 7UT6

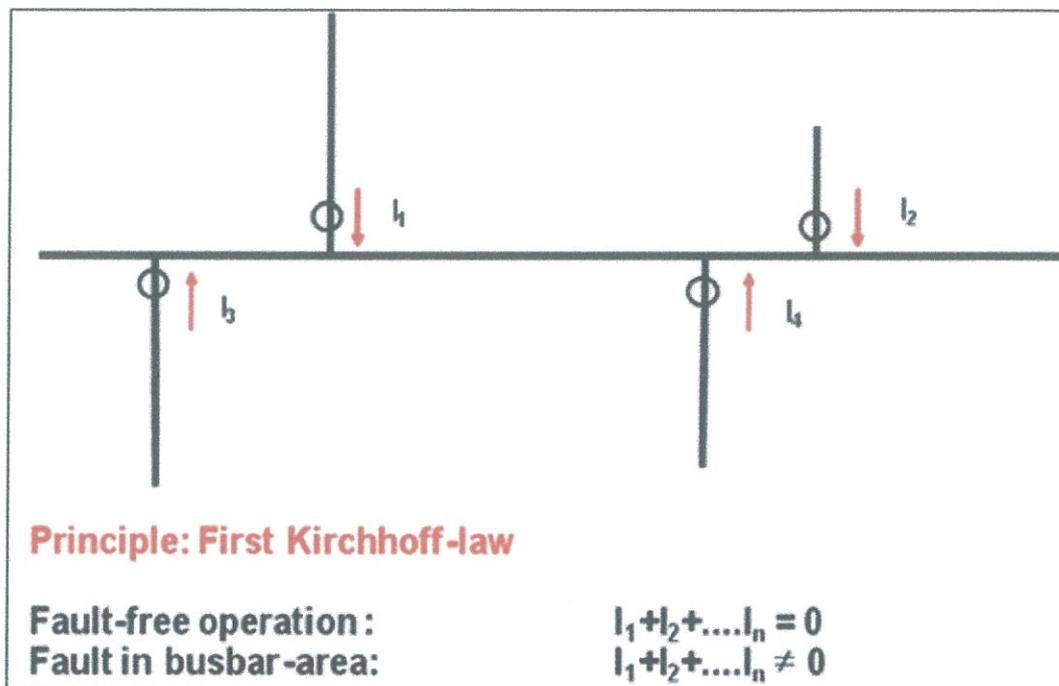


Unifilar de Protección Diferencial del Relé 87T

Relé 7S660

Son relés empleados en la protección diferencial de barras, hay que indicar que en la S/E Salitral se tiene en el patio de 138KV el esquema de barra principal y barra de transferencia, mientras que en el patio de 69KV se tiene doble barra con acoplador.

El principio en el que se basa este relé, es que la sumatoria de corrientes debe ser cero.



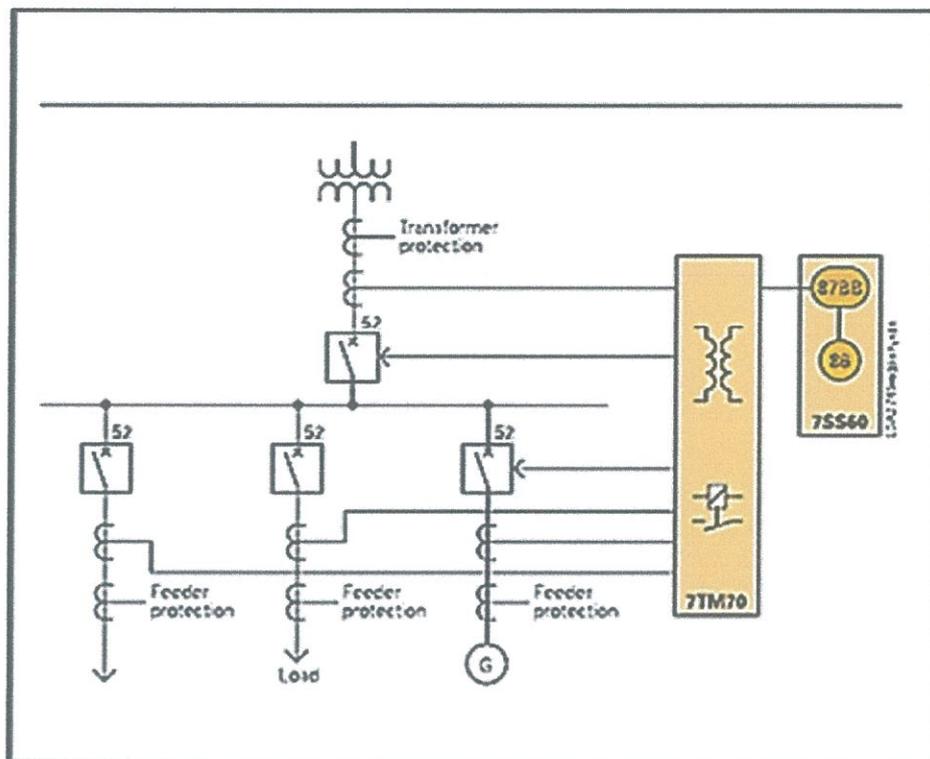
Principio de la Protección de Barras



Relé 7SS60

Entre las características que posee tenemos:

- Protección diferencial numérica, principio de baja impedancia
- Monitoreo de corriente diferencial. (CT, devanados).
- Función de bloqueo (lógico).
- No hay límites para alimentadores y sistemas de medición.
- Diseñado para barra simple, barra 1 ½, doble barra.
- La medición es posible en 1Ø (sumarizar CT), o 3Ø (segregando fases).
- Trabaja con frecuencias de 16.7Hz, 50Hz, 60Hz.

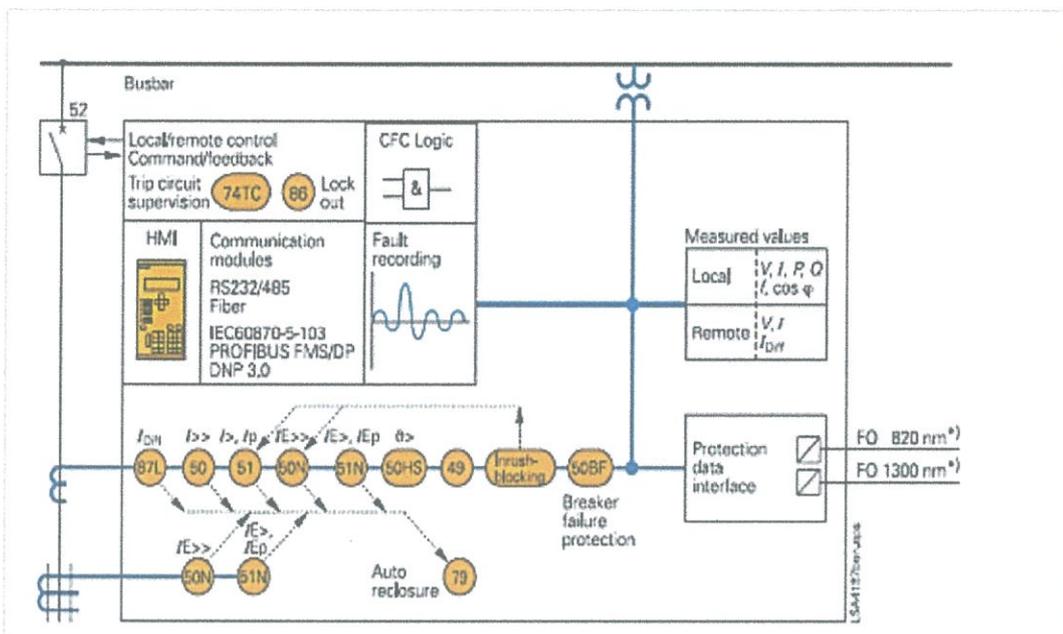


Esquema de Protección del Relé 7SS6

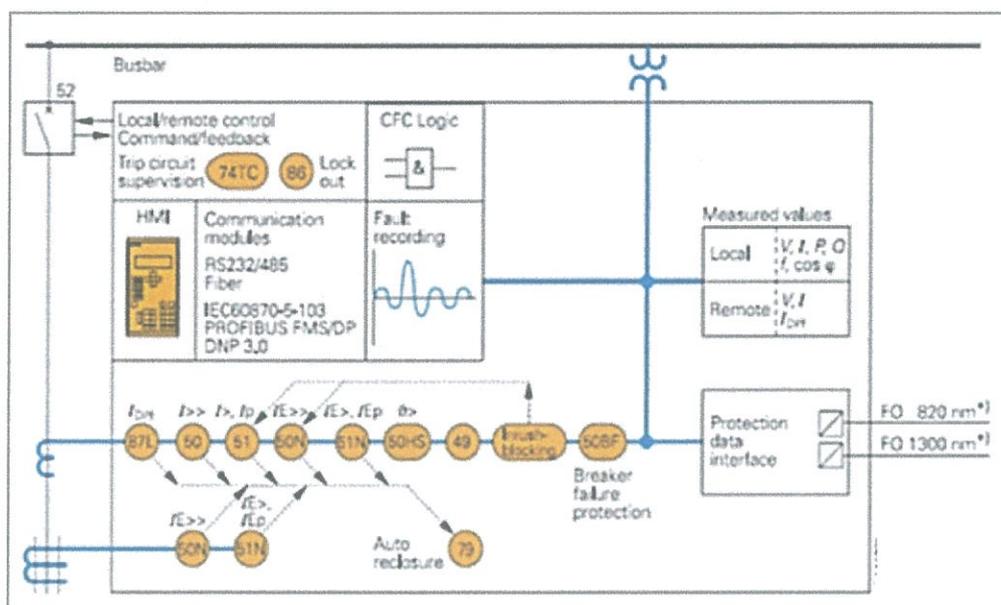
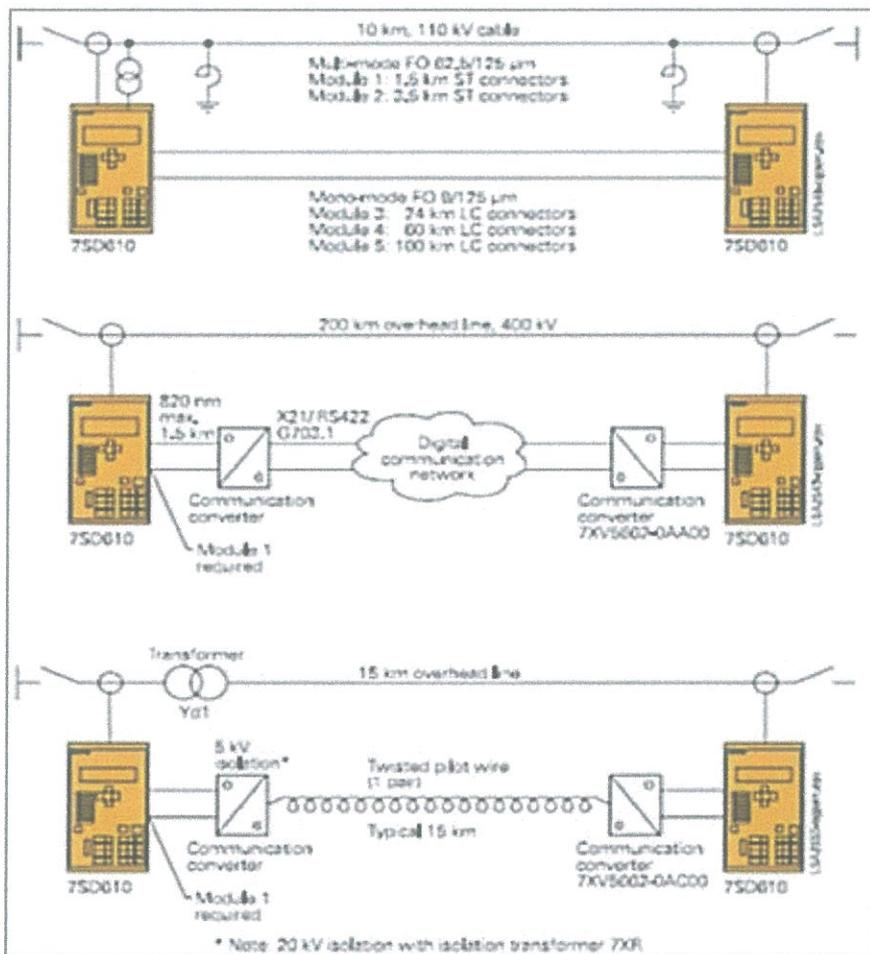
Relé 7SD610

Son relés empleados en la protección diferencial de línea. Están instalados en las bahías CATEG 1, CATEG 2 y CATEG 3 del patio de 69 kV. Cabe

mencionar que los mismos están interconectados con los relés de iguales características de la Eléctrica de Guayaquil mediante fibra óptica.



Esquema de Protección del Relé 7SD610



3.3.1 DESCRIPCIÓN DE TABLEROS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

3.3.1.1 LÍNEAS DE 138 kV

Las líneas de transmisión en 138 kV están 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 que queda en funcionamiento ofrece una protección completa de la línea.

El sistema de protección típico de la línea, está compuesto por los siguientes equipos:

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, los mismos que se encuentran ubicados en el tablero de protección correspondiente. Las funciones de protección incluidas y habilitadas en este relé son:

(21/21N/68/68T/50HS/27WI/85/FL) Protección de distancia con característica poligonal, mando 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.

(50N/51N/67N) Protección de sobrecorriente direccional tierra, con esquema de comparación direccional y disparo definitivo en tiempo definido

(27/59) Protección de sobre y sub tensión.

(25) Función de verificación de sincronismo.

(79) Recierre.

(50BF) Protección de falla interruptor.

Registro de fallas.

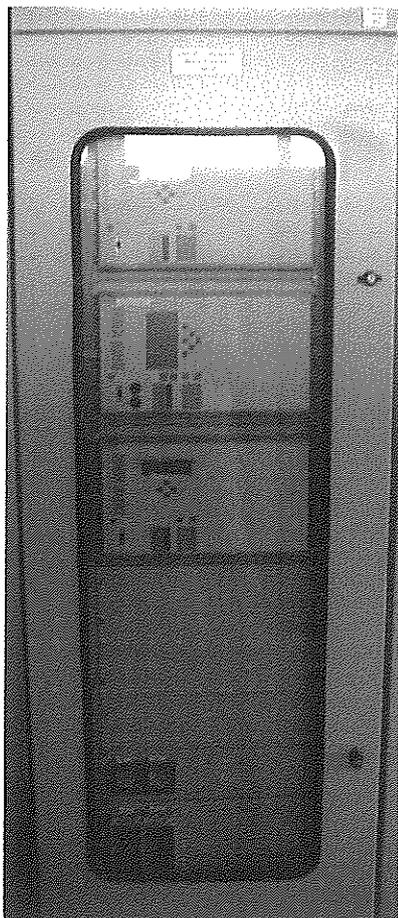
El relé adicionalmente trae implementadas funciones de protección, las cuales no están habilitadas debido a la filosofía de protección requerida,

como por ejemplo: la función de alta y baja frecuencia (81 O/U), sobrecarga térmica (49) y supervisión del circuito de disparo (74) implementada externamente, etc.

Cada relé de protección de distancia, cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

Se muestra un tablero de control, protección y medición de una bahía de línea de 138 KV:

Tablero de control y protección BAHIA PASCUALES 2 (E11+R01)



En el tablero SIEMENS de la BAHIA PASCUALES 2, se encuentran los siguientes equipos en la parte frontal:

- Relé de protección 21P marca SIEMENS tipo 7SA612.
- 1 Unidad de Bahía marca SIEMENS tipo 6MD66.
- Relé de protección 21S marca SIEMENS tipo 7SA612.
- Dos relés supervisores de circuito de disparo marca Siemens modelo 7PA3030.
- 2 Bornera de prueba para los relés de protección Siemens modelo 7XV7501-0CA00.

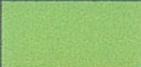
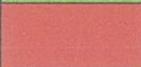
Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SA612 (21P)

| LED | Descripción | Causa | Acción |
|-----|-----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo General | Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección del relé. | Reportar al COT la distancia, fase y zona que opero el relé. |
| 2 | Disparo Zona 1 | Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 1 de la función de protección de distancia. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 3 | Disparo Zona 2 | Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 2 de la función de protección de distancia. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 4 | Disparo Zona 3 | Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 3 de la función de protección de distancia. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 5 | Disparo Zona 1-B | Se enciende con cualquier disparo por tele protección | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 6 | Disparo 67N | Se enciende con cualquier disparo que se genere por la función de protección de sobrecorriente direccional de tierra. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 7 | Recibo POTT | Se enciende cuando se recibe la señal de teleprotección enviada desde la S/E Trinitaria. Esta función es el permisivo de disparo para las funciones 21 y 67N. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 8 | Recibo DDT | Se enciende cuando se recibe la señal de tele disparo enviada desde la S/E Trinitaria. Esta señal genera un disparo hacia el interruptor 52-132 | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 9 | Envío POTT | Se enciende cuando se envía la señal de teleprotección hacia la S/E Trinitaria. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 10 | Falla fusible | Se enciende cuando la señal de línea se ha perdido por: MCB (breaker) caído, ya sea de KTP-132, tablero; o un fusible fundido en las fases del DCP de línea. | Verificar el estado de los breaker en la KTP-132; y en el tablero el breaker F012: si el problema persiste reportar al COT. |
| 11 | Falla Carrier | Se enciende cuando ocurre una falla de comunicación de la teleprotección entre la S/E Salitral y la S/E Trinitaria. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 12 | Falla CH1/CH2 Sincro-tiempo | Se enciende cuando ocurre una falla en el canal 1 y/o canal 2 | Resetear los led. |
| 13 | Recierre habilitado | Se enciende cuando la función de recierre se encuentra habilitada. | Tener presente que en caso de falla, la posición tiene habilitado el recierre. |
| 14 | Condiciones de Sincronismo | Se enciende cuando todas las condiciones de sincronismo se han cumplido | Permite el cierre del disyuntor si las demás condiciones se cumplen. |

Descripción de las teclas de función en el Relé SIEMENS 7SA612 (21P)

| TECLA DE FUNCIÓN | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | FALLAS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | ----- | No utilizada |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SA612 (21P)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SA612 (21S)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo General | Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección del relé. | Reportar al COT la distancia, fase y zona que opero el relé. |
| 2 | Disparo Zona 1 | Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 1, de la función de protección de distancia. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 3 | Disparo Zona 2 | Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 2, de la función de protección de distancia. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 4 | Disparo Zona 3 | Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 3, de la función de protección de distancia. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 5 | Disparo Zona 1-B | Se enciende con cualquier disparo por teleprotección | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 6 | Disparo 67N | Se enciende con cualquier disparo que se genere por la función de protección de sobrecorriente direccional de tierra. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 7 | Recibo POTT | Se enciende cuando se recibe la señal de teleprotección enviada desde la S/E Trinitaria. Esta función es el permiso de disparo para las funciones 21 y 67N. | Reportar al COT. Y resetear los led. |

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 8 | Recibo DDT | Se enciende cuando se recibe la señal de teledisparo enviada desde la S/E Trinitaria. Esta señal genera un disparo hacia el interruptor 52-132 | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 9 | Envío POTT | Se enciende cuando se envía la señal de teleprotección hacia la S/E Trinitaria. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 10 | Falla fusible | Se enciende cuando la señal de línea se ha perdido por: MCB (breaker) caído, ya sea de KTP-132, tablero o un fusible fundido en las fases del DCP de línea. | Verificar el estado de los breaker en la KTP-132; y en el tablero el breaker F012: si el problema persiste reportar al COT. |
| 11 | Falla Carrier | Se enciende cuando ocurre una falla de comunicación de la teleprotección entre la S/E Salitral y la S/E Trinitaria. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 12 | Falla CH1/CH2 Sincro-tiempo | Se enciende cuando ocurre una falla en el canal 1 y/o canal 2 | Resetear los led. |
| 13 | Recierre habilitado | Se enciende cuando la función de recierre se encuentra habilitada. | Tener presente que en caso de falla, la posición tiene habilitado el recierre. |
| 14 | Condiciones de Sincronismo | Se enciende cuando todas las condiciones de sincronismo se han cumplido | Permite el cierre del disyuntor, si las demás condiciones se cumplen. |

Descripción de las teclas de función en el Relé SIEMENS 7SA612 (21S)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCIÓN |
|------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente, que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | DISPAROS | Con esta tecla se muestra en el display, la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | CIERRE DE EMERGENCIA | Con esta se habilita el cierre del interruptor cuando la BCU se encuentra indisponible. El cierre lo ejecuta revisando las condiciones de sincronismo. |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SA612 (21S)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCIÓN |
|-------|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN | Verde | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR | Rojo | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

En la topología del diagrama unifilar, queda de la siguiente forma, para todas las bahías de línea de 138kV:

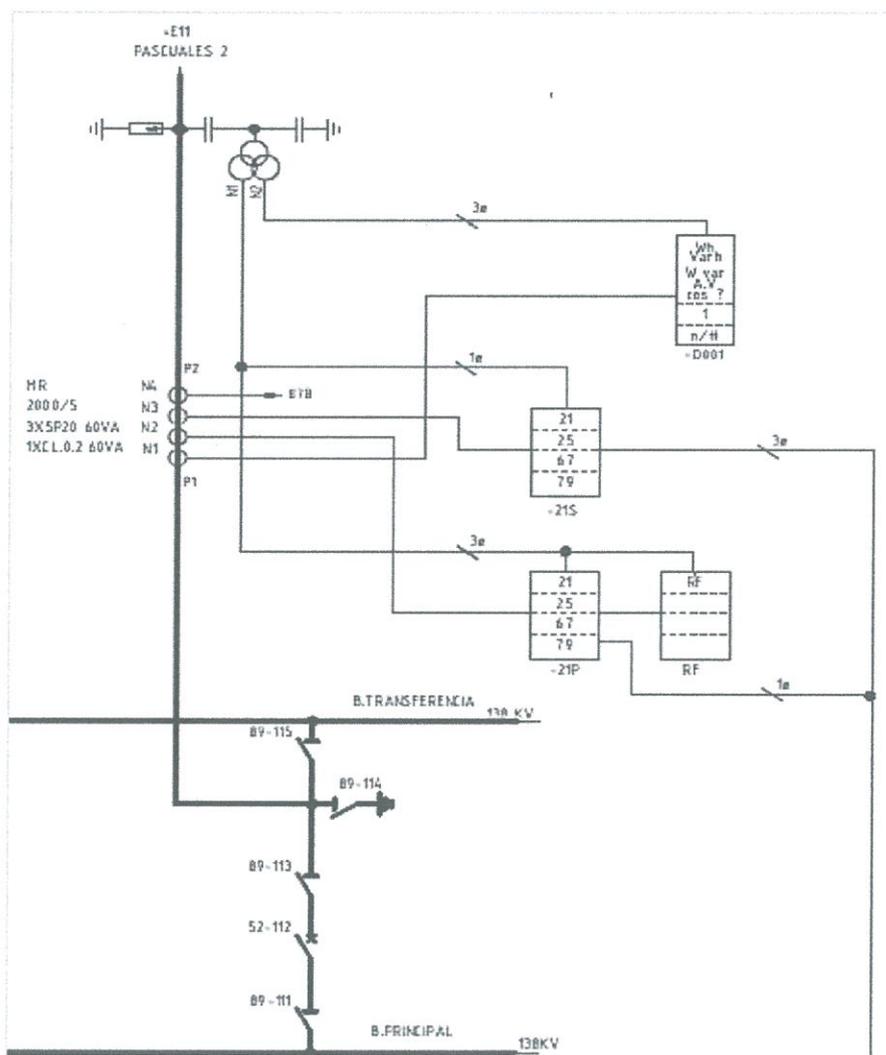


FIGURA 3.18 DIAGRAMA UNIFILAR DE BAHÍA DE LINEA DE 138KV

En la figura 3.18 se observa que en toda bahía de línea, las señales de corriente alimentan a los relés principal y de respaldo todo el tiempo, inclusive cuando la posición está transferida, lo que difiere con la filosofía de subestaciones convencionales, que indicaba que cuando se transfería la posición, se tenían manijas especiales para realizar la maniobra de cortocircuitar señales de corriente y tomar las provenientes del TC de la Bahía de transferencia. Adicionalmente las señales de voltaje para la protección principal se toman del DCP de línea y para la protección de respaldo se toman del DCP de barra de 138kV.

AJUSTES DE UNA BAHÍA DE LINEA DE 138 kV

El relé (21P) SIEMENS 7SA612 tiene algunas funciones.

Para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

El relé se encuentra operativo con las funciones de distancia y sobre corriente direccional de tierra con confirmación. Para esta protección existen dos canales de comunicación habilitados para teleprotección: un canal para 21 y 67N, y otro para DDT.

Adicionalmente, se encuentran habilitadas las funciones de: DDT (disparo directo transferido) el mismo que es generado cuando recibe un DDT de otra protección.

Los disparos que se produzcan por actuación de este relé, envían comando de apertura del disyuntor 52-112.

25 La función de sincronización habilitada para las condiciones de: Barra Viva – Línea Viva, Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva. La condición de Barra Muerta –Línea Muerta se habilita solo para cierre manual con seccionadores abiertos.

27 Alarma Bajo voltaje

59 Alarma por sobretensión

79 La función de re cierre se encuentra deshabilitado.

50BF La falla de 50BF se encuentra habilitada en dos etapas:

- 1º Etapa: Redisparo o Retrip al 52-112 con un retardo de 120 ms
- 2º Etapa: Disparo de todas las bahías asociadas a la barra con retardo de 250 ms.

Sincronización: $\Delta V=6.6\%$, $\Delta\theta=20^\circ$, $\Delta f=0,1$ Hz

Sobre voltaje: 1,265 pu con un tiempo de permanencia para alarma 1 seg., y 1,38 pu con un tiempo de permanencia para alarma 1seg.

Bajo voltaje: 0.92 pu con un tiempo de permanencia para alarma 1 seg., y 0.699 pu con un tiempo de permanencia para alarma 1seg.

El relé (21S) SIEMENS 7SA612 tiene algunas funciones, para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

El relé se encuentra operativo con las funciones de distancia con zonas naturales y sobrecorriente direccional de tierra sin confirmación. Esto se debe a que no existen canales de comunicación disponibles.

Adicionalmente, se encuentran habilitadas las siguientes funciones: DDT (disparo directo transferido) el mismo que es generado cuando recibe un DDT de otra protección.

Los disparos que se produzcan por actuación de este relé envían comando de apertura del disyuntor 52-112.

AJUSTES DE ZONAS - PROTECCIÓN DE FASE Y TIERRA

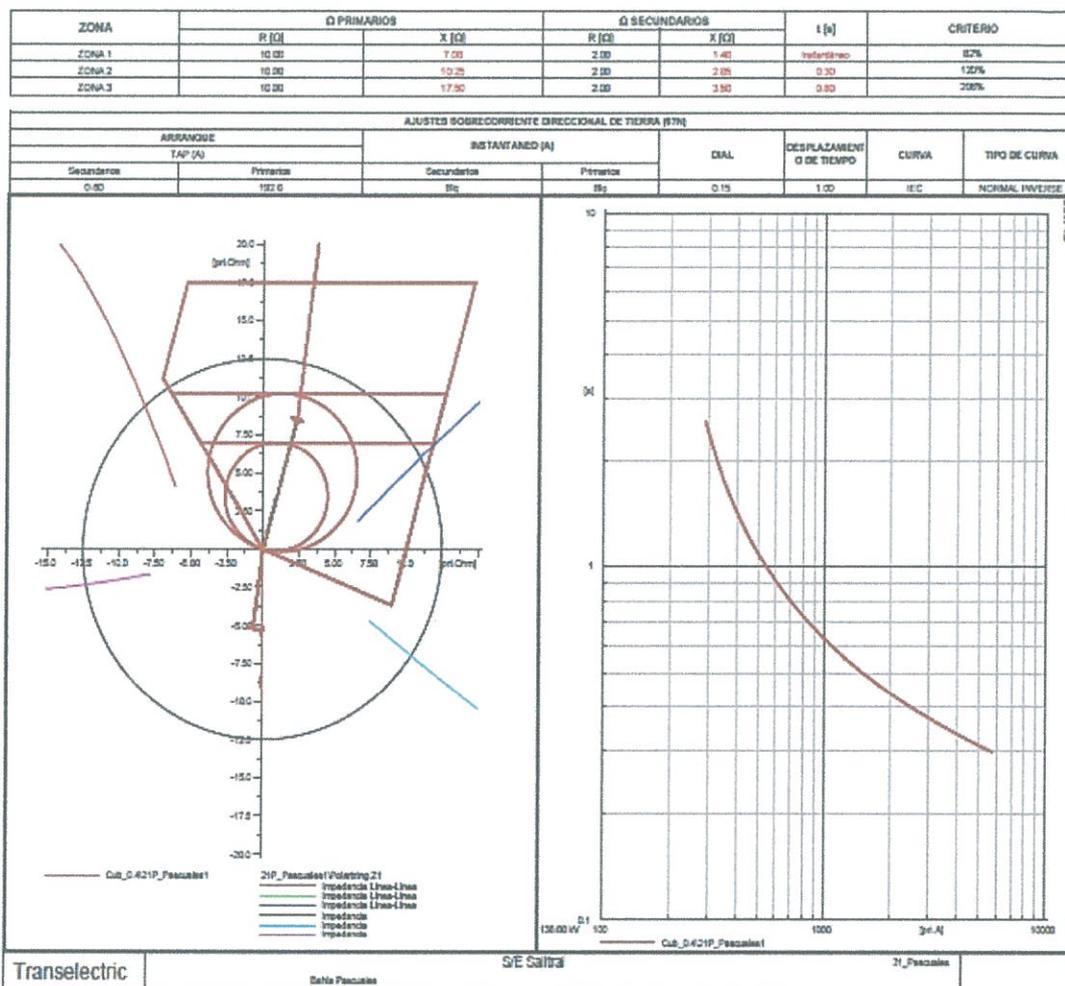


FIGURA 3.19 AJUSTES ACTUALES: 21 P Y 21S

Relé 74/1 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 1

Es muy importante que el relé esté montado en la parte frontal del tablero, el led siempre estará encendido, puesto que esto indica que la bobina de disparo del interruptor esta lista en caso de una falla o por operación, indicando que, cuando el interruptor está en posición local el led se apaga, maniobra que solo se ejecuta por mantenimiento, ya que en operación normal siempre está en posición remoto.

Relé 74/2 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 2

Esta posición tiene una bobina de disparo, por esta razón este relé no está en servicio.

Si por alguna razón estos led's se apagan, hay que notificar inmediatamente, que existe un problema en las bobinas de disparo o en el circuito de disparo, dependiendo del relé que esté apagado.

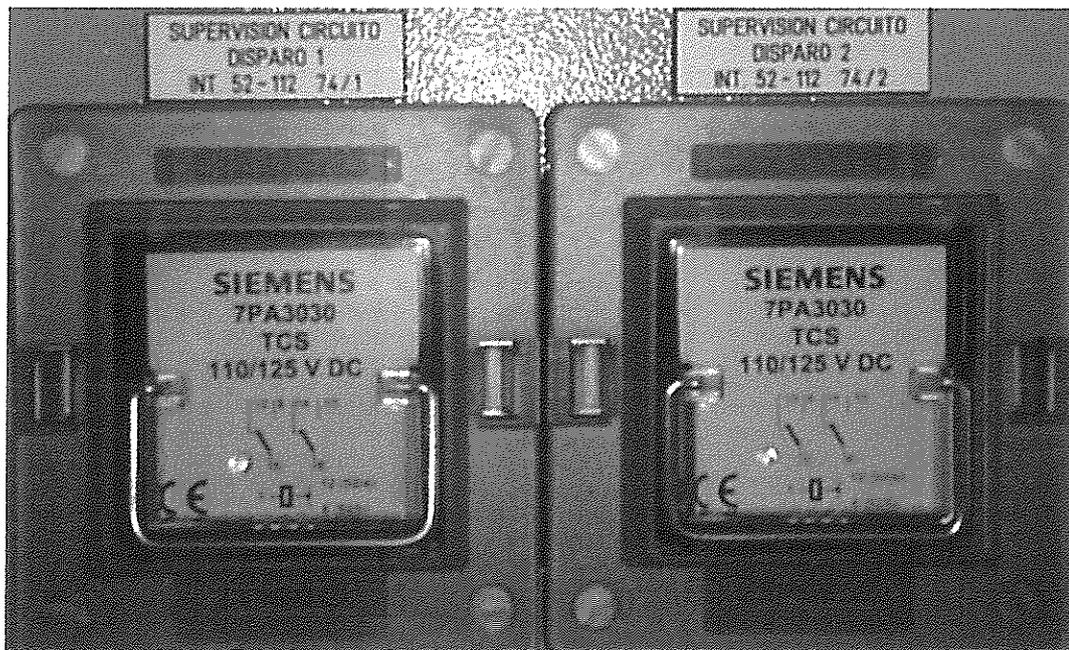


FIGURA 3.20 RELÉS SUPERVISORES DE DISPARO

3.3.1.2 LÍNEAS DE 69 kV.

Las líneas de transmisión en 69 kV, están protegidas por un relé de sobrecorriente direccional.

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

Un relé de protección de sobrecorriente direccional con referencia 7SJ6215 cuenta con 8 entradas binarias y 8 salidas de comando. Las funciones de protección incluidas y habilitadas en este relé son:

(50N/51N/67N) Protección de sobrecorriente direccional tierra con esquema de comparación direccional y disparo en tiempo definido, además posee registro de fallas.

El relé adicionalmente trae implementadas funciones de protección las cuales no están habilitadas debido a la filosofía de protección requerida, como por ejemplo, la función de falla interruptor (50BF) incluida y habilitada en otro relé (7SA6115), alta y baja frecuencia (81 O/U), sobrecarga térmica (49) y supervisión del circuito de disparo (74) implementada externamente, etc.

El relé de protección de sobrecorriente direccional cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

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:

(25) Función de verificación de sincronismo

(79) Recierre.

(50BF) Protección de falla interruptor

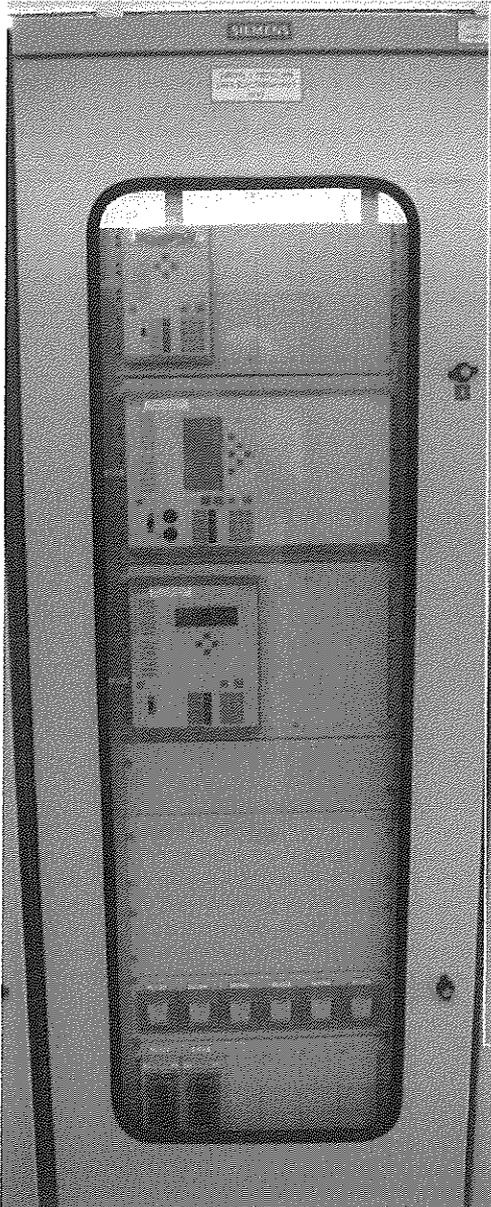
(27/59) Protección de sobre y bajo voltaje

Registro de fallas

Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

A continuación se muestra un tablero de control, protección y medición de una bahía de línea de 69kV:

Tablero de Control y Protección BAHIA ELECTROGUAYAS 1 F01+R01



En el tablero SIEMENS de la Bahía (ELECTROGUAYAS 1) se encuentran los siguientes equipos en la parte frontal:

- Relé de protección con las siguientes funciones 50, 51, 67 marca SIEMENS tipo 7SJ62.
- 1 Unidad de Bahía marca SIEMENS tipo 6MD66.
- Relé de protección con las siguientes funciones 25, 79 y 50BF marca SIEMENS tipo 7SA611.
- Seis relés supervisores de circuito de disparo marca SIEMENS modelo 7PA3030.
- 2 Bornera de prueba para los relés de protección SIEMENS modelo 7XV7501-OCA00.

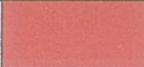
Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SJ62 (50/51/67)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo general | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación de las fases A y/o B y/o C. | Comunicar al COT la actuación del relé y la fase o las fases que actuaron. |
| 2 | Arranque 51-67 fase A | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase A | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 3 | Arranque 51-67 fase B | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase B | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 4 | Arranque 51-67 fase C | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase C | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 5 | Arranque 51N-67N tierra | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en el neutro | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 6 | Arranque 64G | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación del neutro | Comunicar al COT la actuación del relé y el motivo. |
| 7 | Falla CH1-CH2 Sincro-Tiempo | Se enciende cuando falla el canal 1 o canal 2 de comunicaciones | Pulsar el botón reset. |

Descripción de las teclas de función en el Relé SIEMENS 7SJ62 (50/51/67)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|---------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | FALLAS | Se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | ----- | No utilizada |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SJ62 (50/51/67)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCIÓN |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SA611 (25/79/50BF)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo General | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación de las fases A y/o B y/o C. | Comunicar al COT la actuación del relé y la fase o las fases que actuaron. |
| 2 | 50BF external relase | Se enciende cuando ocurre un disparo externo | Comunicar al COT la actuación del relé. |
| 3 | 50BF external star | Se enciendo cuando empieza el conteo para permitir disparar el 50BF | Pulsar botón reset. |
| 4 | 50BF disparo etapa 1 | Se enciende cuando se ha ejecutado la primera etapa del 50BF | Casi imperceptible cuando ocurre para registrarla. |

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|-----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 5 | 50BF disparo etapa 2 | Se enciende cuando se ha ejecutado la segunda etapa del 50BF. | Disparo por 50BF |
| 6 | 50BF disparo etapa 2 acelerado | Se enciende cuando el relé dispara toda la barra a causa de Interruptor indisponible | Comunicar el COT. |
| 7 | 50BF disparo etapa 0 | Se enciende cuando se ha ejecutado la etapa cero del 50BF. | Comunicar el COT. |
| 8 | Recierre habilitado | Se enciende cuando la función de recierre se encuentra habilitada. | Tener presente que en caso de falla que la posición tiene habilitado el recierre. |
| 9 | Comando recierre | Se enciende cuando se ha activado el comando para recierre del interruptor de posición | Pulsar botón reset. |
| 10 | Falla fusible MCB instantáneo | Se enciende cuando no existen señales de tensión al relé | Revisar los breaker del tablero correspondiente y reponerlos, caso contrario comunicar al COT inmediatamente. |
| 11 | Interruptor Indisponible | Se enciende cuando el interruptor de la posición esta indisponible para actuar. | Comunicar al COT |
| 12 | Falla CH1, CH2 comunicación | Se enciende cuando ha falla el canal 1 o canal 2 | Pulsar botón reset. |
| 13 | Sincronización de tiempo de falla | Se enciende cuando el relé no se comunicó con el GPS | Pulsar botón reset. |
| 14 | Condiciones de sincronismo | Se enciende cuando todas las condiciones de sincronismo se han cumplido | Permite el cierre del disyuntor si las demás condiciones se cumplen. |

Descripción de las teclas de función en el Relé SIEMENS 7SA611 (25/79/50BF)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | DISPAROS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | CIERRE DE EMERGENCIA | Con esta se habilita el cierre del interruptor cuando la BCU se encuentra indisponible. El cierre lo ejecuta revisando las condiciones de sincronismo. |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SA611 (25/79/50BF)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

En la topología del diagrama unifilar, queda de la siguiente forma, para todas las bahías de línea de 69 kV:

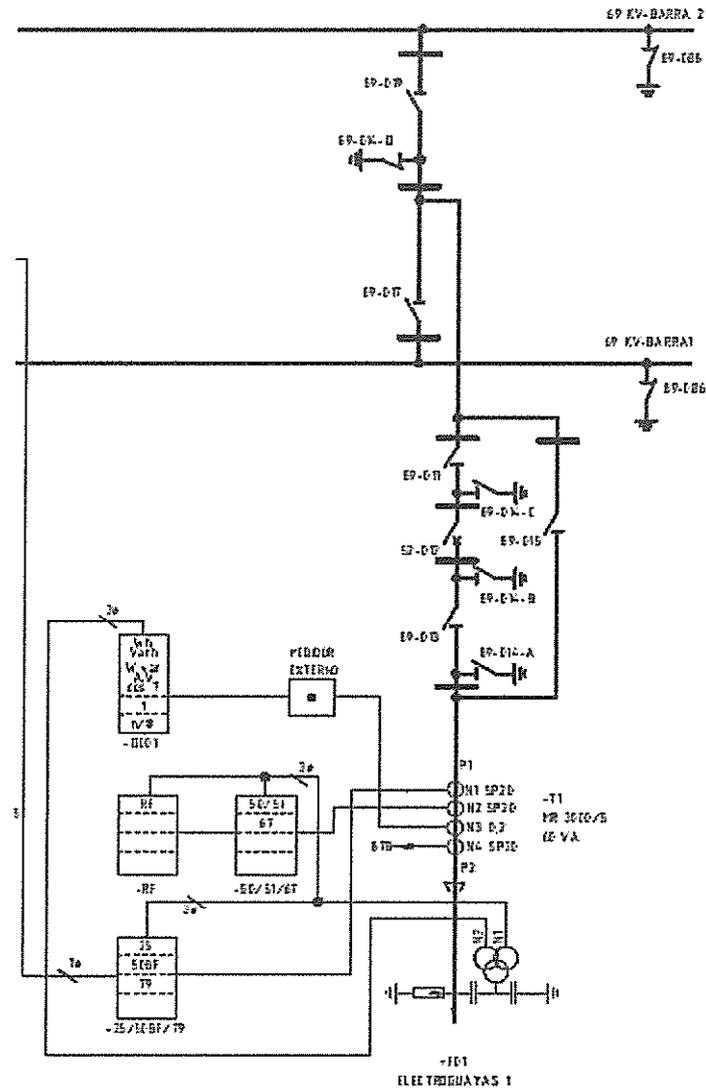


FIGURA 3.21 DIAGRAMA UNIFILAR DE BAHÍA DE LÍNEA DE 69kV

AJUSTE DE UNA BAHÍA DE LÍNEA DE 69 KV.

El relé Siemens 7SJ62 tiene algunas funciones, para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

67 Disparo por sobrecorriente de fase direccional

67N Disparo por sobrecorriente de tierra direccional.

RTC: 1500/5 RTP: 69000/115

RTC/RTP = 0.5

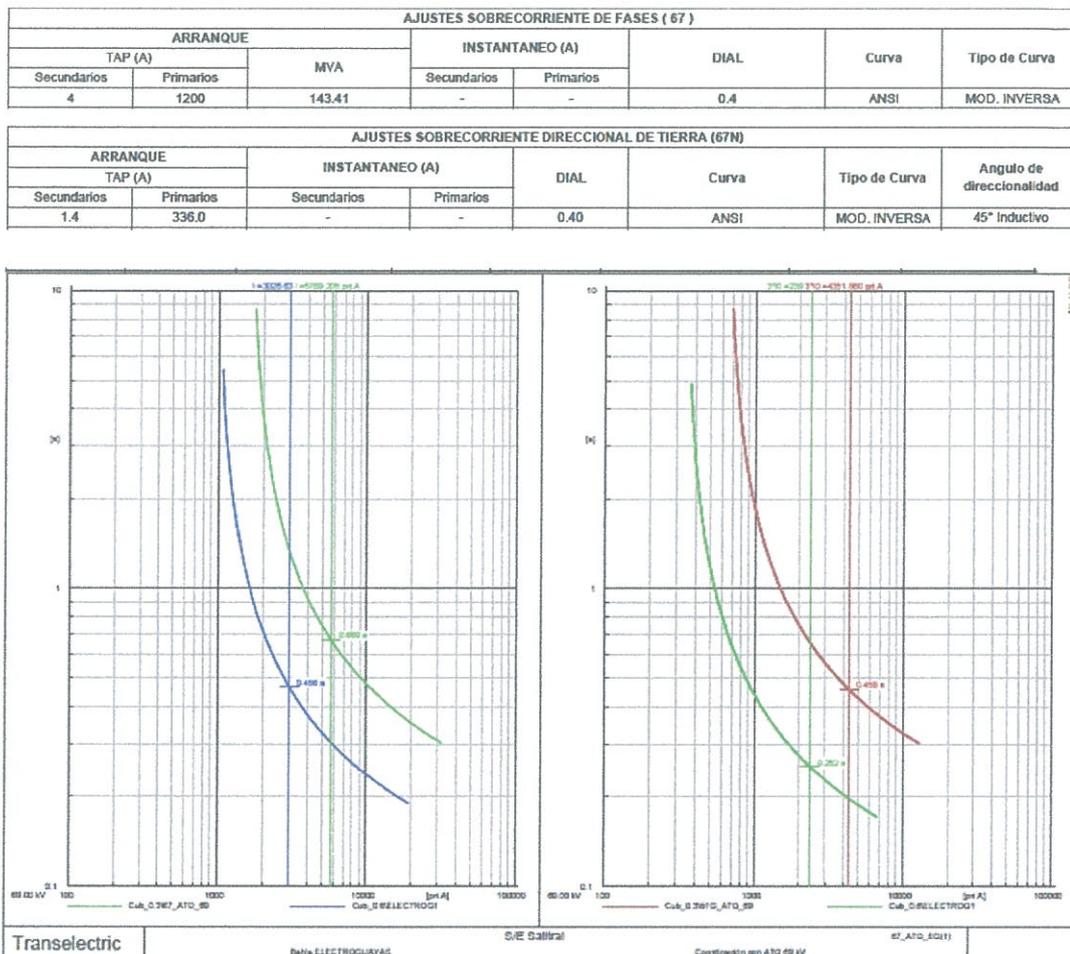


FIGURA 3.22 AJUSTES ACTUALES DE LÍNEA DE 69KV DE S/E SALITRAL

NOTA: Se debe indicar que para generar la señal de disparo por sobrecorriente direccional se deberá tener la señal que viene de la Central Gonzalo Zevallos del relé en el tablero de protección Salitral (SEL No. 2), es decir solo cuando se tengan los dos pick up el relé ejecutará el comando de disparo.

El relé SIEMENS 7SA611 tiene algunas funciones, para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

25 La función de sincronización habilitada para las condiciones de:

- Barra Viva – Línea
- Viva, Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva.

▪ La condición de Barra Muerta –Línea Muerta se habilita solo para cierre manual con seccionadores abiertos.

27 Alarma Bajo voltaje

59 Alarma por sobretensión

79 La función de recierre se encuentra deshabilitado.

50BF La falla de 50BF se encuentra habilitada en dos etapas:

1° ETAPA:

REDISPARO O RETRIP AL 52-012 CON UN RETARDO DE 120 ms

2° ETAPA:

DISPARO DE TODAS LAS BAHÍAS ASOCIADAS A LA BARRA CON RETARDO DE 250 ms.

Sincronización: $\Delta V = 6.6\%$, $\Delta \Phi = 20^\circ$, $\Delta f = 0,1$ Hz

Para SUBTENSIÓN:

RTP: 600/1

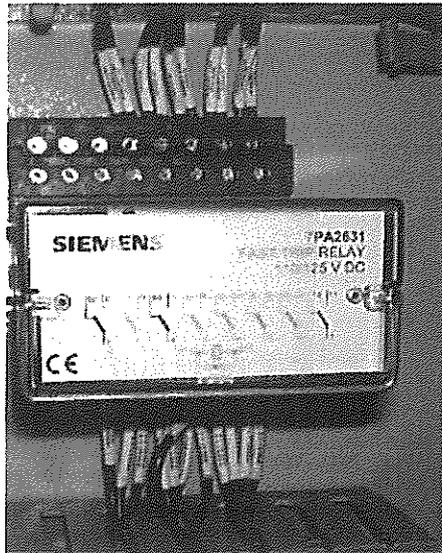
| Tensión de Arranque $U<$ | TEMPORIZACION T $U<$ | Tensión de Arranque $U<<$ | TEMPORIZACION T $U<<$ |
|--------------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------|
| 63480 V | 2s | 47610 V | 1s |

Para SOBRETENSIÓN:

RTP: 600/1

| Tensión de Arranque $U>$ | TEMPORIZACION T $U>$ | Tensión de Arranque $U>>$ | TEMPORIZACION T $U>>$ |
|--------------------------|----------------------|---------------------------|-----------------------|
| 87285 V | 2s | 95220 V | 1s |

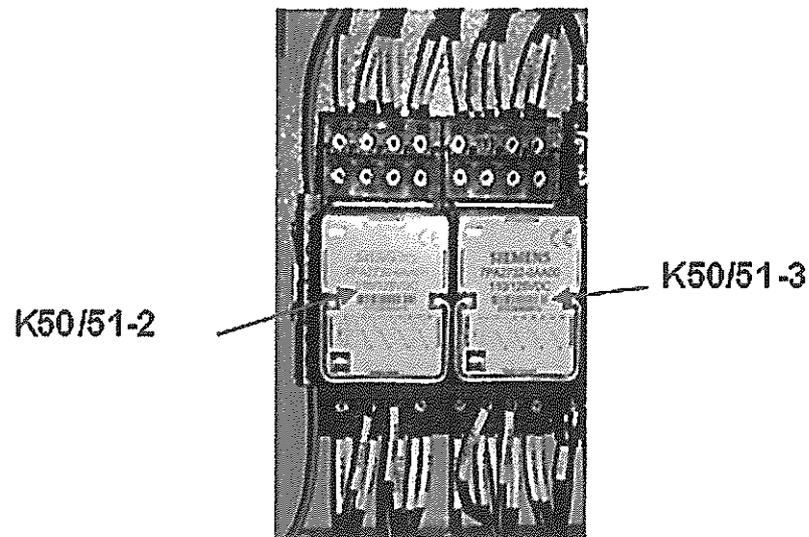
K50/51-1: Es un relé auxiliar que se energiza cuando el contacto de salida R2 del relé 7SJ62 (50/51) envía la señal de disparo a la bobina 2, de tal forma que los contactos de este relé operan sobre la bobina 2 del interruptor de la posición.



Relé K50/51-1

K50/51-2: Es un relé auxiliar que se energiza cuando el contacto de salida R3 del relé 7SJ62 (50/51) envía la señal de disparo a la bobina 1 del interruptor de transferencia cuando la posición se encuentra transferida.

K50/51-3: Es un relé auxiliar que se energiza cuando el contacto de salida R4 del relé 7SJ62 (50/51) envía la señal de disparo a la bobina 2 del interruptor de transferencia cuando la posición se encuentra transferida.



Relé 74A/1 74B/1 74C/1 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 1: Es muy importante que estos relés montados en la parte frontal del tablero, su led siempre esté encendido, esto indica que la bobina de disparo de cada polo correspondiente al circuito de disparo 1 está lista en caso de una falla o por operación, el disyuntor abra, hay que indicar que cuando el disyuntor este en local (GIS) este led se apaga, se supone que es por mantenimiento, puesto que en operación normal el disyuntor siempre está en remoto.

Relé 74A/2 74B/2 74C/2 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 2: Es muy importante que estos relés montados en la parte frontal del tablero, su led siempre esté encendido, esto indica que la bobina de disparo de cada polo correspondiente al circuito de disparo 2 está lista en caso de una falla, el disyuntor abra, hay que indicar que cuando el disyuntor esté en local (GIS), este led se apaga, por mantenimiento, puesto que en operación normal el disyuntor siempre está en remoto. Es muy importante indicar que el circuito de disparo 2 solo va por ese camino por falla, más no por una operación de apertura del disyuntor.

Si por alguna razón estos led's se apagan, hay que notificar inmediatamente, de un problema en la bobinas de disparo o en el circuito de disparo, dependiendo del relé que se haya apagado.



FIGURA 3.23 RELÉS SUPERVISORES DE DISPARO

Adicionalmente por la topología que tienen ciertas empresas de distribución como por ejemplo la empresa Eléctrica de Guayaquil, se instaló en las tres bahías de línea que tiene, los relés diferenciales de línea de 69kV.

3.3.1.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE AUTOTRANSFORMADOR

El sistema de protección para el banco de autotransformadores 138/69 kV está conformado básicamente por una protección principal diferencial de tres devanados de tipo porcentual y una protección independiente de sobrecorriente de fases y tierra actuando como respaldo de la protección diferencial. Las protecciones de falla interruptor de tres etapas para los interruptores están incluidas en otro relé.

Sistema de protección de autotransformador devanado de alta.

Este sistema de protección está compuesto por el siguiente equipamiento:

Un relé de protección diferencial de tres terminales, 7UT6335. Este equipo cuenta con 21 entradas binarias y 24 salidas de comando. La función de protección habilitada en este relé es la protección diferencial de tres devanados, de característica porcentual.

Al igual que el relé de distancia, el relé 7UT633 tiene funciones de protección internamente habilitadas las cuales no se parametrizan debido a la filosofía de protección que se desea implementar. Dentro de estas funciones de protección se encuentran: sobrecorriente de fases y tierra en uno de los devanados, la cual se encuentra implementada externamente en el relé de respaldo 7SJ6, o la función de sobrecarga 49, la cual no se implementa en esta filosofía de protección.

Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7502-0CA00.

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. Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

Para los autotransformadores con devanado de 138 kV, se tiene 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:

(25) Función de verificación de sincronismo

(79) Recierre.

(50BF) Protección de falla interruptor

(27/59) Protección de sobre y sub tensión.

Registro de fallas.

Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

SISTEMA DE PROTECCIÓN DE AUTOTRANSFORMADOR DEVANADO DE BAJA Y TERCIARIO DE COMPENSACIÓN

Este sistema de protección está compuesto por el siguiente equipamiento:

Un relé de protección de sobrecorriente de fases y tierra, 7SJ6215, con 8 entradas binarias y 8 salidas de comando y el cual actúa como respaldo de la protección diferencial del autotransformador en el devanado de baja. Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

Un relé de protección falla interruptor de dos etapas con referencia 7SA6115. Cuenta con 13 entradas binarias, 10 salidas de comando y 7 salidas rápidas.

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

(25) Función de verificación de sincronismo

(79) Recierre.

(50BF) Protección de falla interruptor

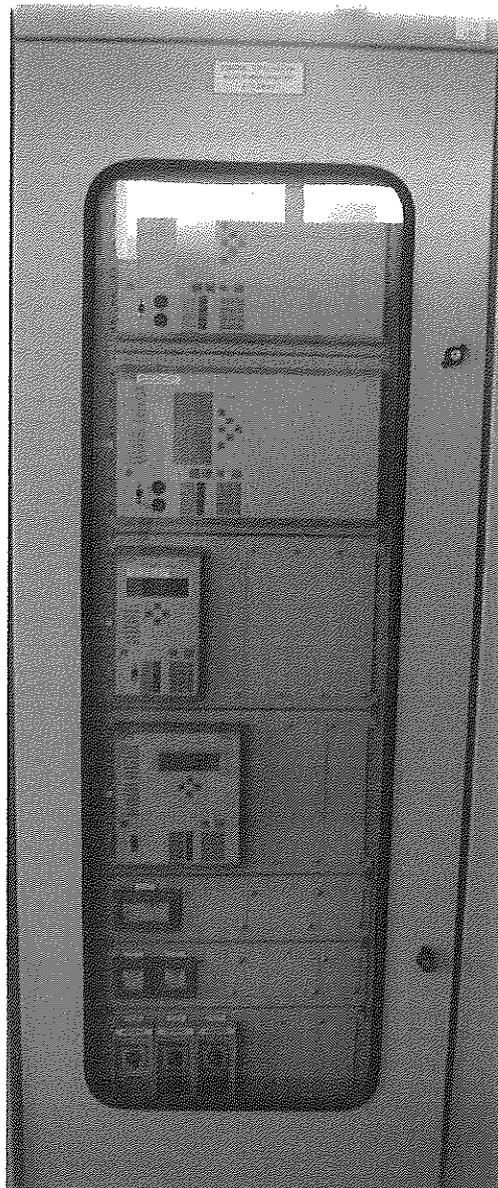
(27/59) Protección de sobre y bajo voltaje

Registro de fallas.

Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

A continuación se muestra un tablero de control, protección y medición de una bahía de transformador ATR:

TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN BAHIA ATR 138KV (E1R+R01)



En el tablero SIEMENS de la BAHIA ATR 138KV se encuentran los siguientes equipos en la parte frontal:

- Relé de protección 87T marca SIEMENS tipo 7UT63.
- 1 Unidad de Bahía marca SIEMENS tipo 6MD66.
- Relé de protección 50/51 marca SIEMENS tipo 7SJ62.
- Relé de protección 50BF/25 marca SIEMENS tipo 7SA611.
- Relé de disparo y bloqueo (86-1R2) marca SIEMENS tipo 7PA2251
- Dos relés supervisores de circuito de disparo marca SIEMENS modelo 7PA3030.
- 3 Borneras de prueba para los relés de protección SIEMENS modelo 7XV7501-OCA00.

Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7UT63 (87T)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|--------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| 1 | Disparo General | Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección del relé. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 2 | Disparo 87-1 | Se enciende cuando existe un disparo de la función diferencial del transformador en la barra 1. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 3 | Disparo 87-2 | Se enciende cuando existe un disparo producido por la función diferencial en la barra 2. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 4 | Disparo 50/51 | Se enciende cuando existe un disparo de la función de Sobre corriente de fases de respaldo ubicada en el lado de alta del autotransformador. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 5 | Disparo 50N/51N | Se enciende cuando existe un disparo de la función de Sobre corriente del neutro de alta del autotransformador. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 6 | Disparo 50G/51G | Se enciende cuando existe un arranque de la función de Sobre corriente de tierra de respaldo ubicada en el neutro del autotransformador. | Reportar al COT. Y resetear los led. |
| 7 | Disparo externo | Se enciende cuando ocurre un disparo externo | Reportar al COT y resetear los led |
| 8 | Bloqueo 2 Armónico | Se enciende cuando el relé se bloquea por la presencia del 2 armónico | Resetear los led. |
| 9 | Bloqueo 5 Armónico | Se enciende cuando el relé se bloquea por la presencia del 5 armónico | Resetear los led. |
| 10 | Bloqueo falla externa | Se enciende cuando el relé se bloquea cuando ha ocurrido una falla externa | Reportar al COT y resetear los led |
| 11 | 87 Bloqueado | Se enciende cuando se ha bloqueado la función diferencial de transformador. | Resetear los led. |
| 12 | Falla CH1-CH2 Comunicación | Se enciende cuando ocurre una falla en el canal 1 y/o 2 de comunicaciones. | Resetear los led. |
| 13 | Sincronización de tiempo falla | Se enciende cuando el relé no se comunicó con el GPS | Pulsar botón reset. |
| 14 | Falla configuración | Se enciende cuando existe una falla en la configuración de la bahía. | Resetear los led. |

Descripción de las teclas de función en el Relé SIEMENS 7UT63 (87T)

| TECLA DE FUNCIÓN | TEXTO | DESCRIPCIÓN |
|------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | DISPAROS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | CIERRE DE EMERGENCIA | Con esta se habilita el cierre del interruptor cuando la BCU se encuentra indisponible. El cierre lo ejecuta revisando las condiciones de sincronismo. |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7UT63 (87T)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCIÓN |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SA611 (50BF/25)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo General | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación de las fases A y/o B y/o C. | Comunicar al COT la actuación del relé y la fase o las fases que actuaron. |
| 2 | 50BF external relase | Se enciende cuando ocurre un disparo externo | Comunicar el COT. |
| 3 | 50BF external star | Se enciende cuando empieza el conteo para permitir disparar el 50BF | Pulsar botón reset. |
| 4 | 50BF disparo etapa 1 | Se enciende cuando se ha ejecutado la primera etapa del 50BF | Casi imperceptible cuando ocurre para registrarla. |
| 5 | 50BF disparo etapa 2 | Se enciende cuando se ha ejecutado la segunda etapa del 50BF. | Disparo por 50BF |

| | | | |
|----|-----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 6 | 50BF disparo etapa 2 acelerado | Se enciende cuando el relé dispara toda la barra a causa de Interruptor indisponible | Comunicar el COT. |
| 7 | 50BF disparo etapa 0 | Se enciende cuando se ha ejecutado la etapa cero del 50BF. | Comunicar el COT. |
| 8 | Falla MCB de línea | Se enciende cuando no existen señales de tensión al relé por falla en los transformadores de potencial en la bahía. | Revisar los breaker de la caja KTP de la posición y reponerlos, en caso de persistir la novedad comunicar al COT inmediatamente. |
| 9 | Falla MCB de Barra | Se enciende cuando no existen señales de tensión al relé por falla en los transformadores de potencial de la barra. | Revisar los breaker del tablero correspondiente y reponerlos, caso contrario comunicar al COT inmediatamente. |
| 10 | Falla fusible MCB instantáneo | Se enciende cuando no existen señales de tensión al relé | Revisar los breaker del tablero correspondiente y reponerlos, caso contrario comunicar al COT inmediatamente. |
| 11 | Interruptor Indisponible | Se enciende cuando el interruptor de la posición esta indisponible para actuar. | Comunicar al COT |
| 12 | Falla CH1, CH2 comunicación | Se enciende cuando ha falla el canal 1 o canal 2 | Pulsar botón reset. |
| 13 | Sincronización de tiempo de falla | Se enciende cuando el relé no se comunicó con el GPS | Pulsar botón reset. |
| 14 | Condiciones de sincronismo | Se enciende cuando todas las condiciones de sincronismo se han cumplido | Permite el cierre del disyuntor si las demás condiciones se cumplen. |

Descripción de teclas de función en Relé SIEMENS 7SA611 (50BF/25)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | FALLAS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | ----- | No utilizada |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SA611 (50BF/25)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

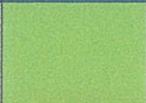
Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SJ62 (50/51)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo general | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación de las fases A y/o B y/o C. | Comunicar al COT la actuación del relé y la fase o las fases que actuaron. |
| 2 | Arranque 51-67 fase A | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase A | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 3 | Arranque 51-67 fase B | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase B | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 4 | Arranque 51-67 fase C | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase C | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 5 | Arranque 51N-67N tierra | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en el neutro | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 6 | Arranque 64G | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación del neutro | Comunicar al COT la actuación del relé y el motivo. |
| 7 | Falla CH1-CH2 Sincro-Tiempo | Se enciende cuando falla el canal 1 o canal 2 de comunicaciones | Pulsar el botón reset. |

Descripción de las teclas de función en el Relé SIEMENS 7SJ62 (50/51)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | FALLAS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | ----- | No utilizada |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SJ62 (50/51)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

En la topología del diagrama unifilar, queda de la siguiente forma, para todas las bahías de autotransformador:

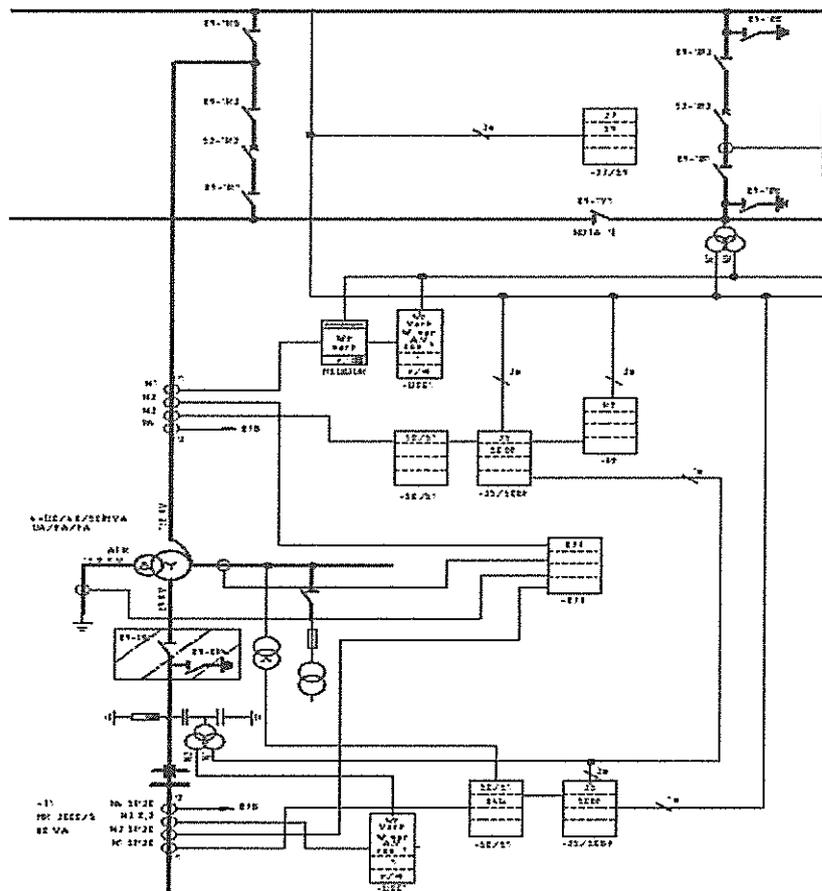


FIGURA 3.24 DIAGRAMA UNIFILAR BAHÍA DE AUTOTRANSFORMADOR

AJUSTES DE UNA BAHÍA DE AUTOTRANSFORMADOR DE 138 kV

El relé (87T) SIEMENS 7UT63 tiene algunas funciones, para esta bahía se ha considerado lo siguiente:

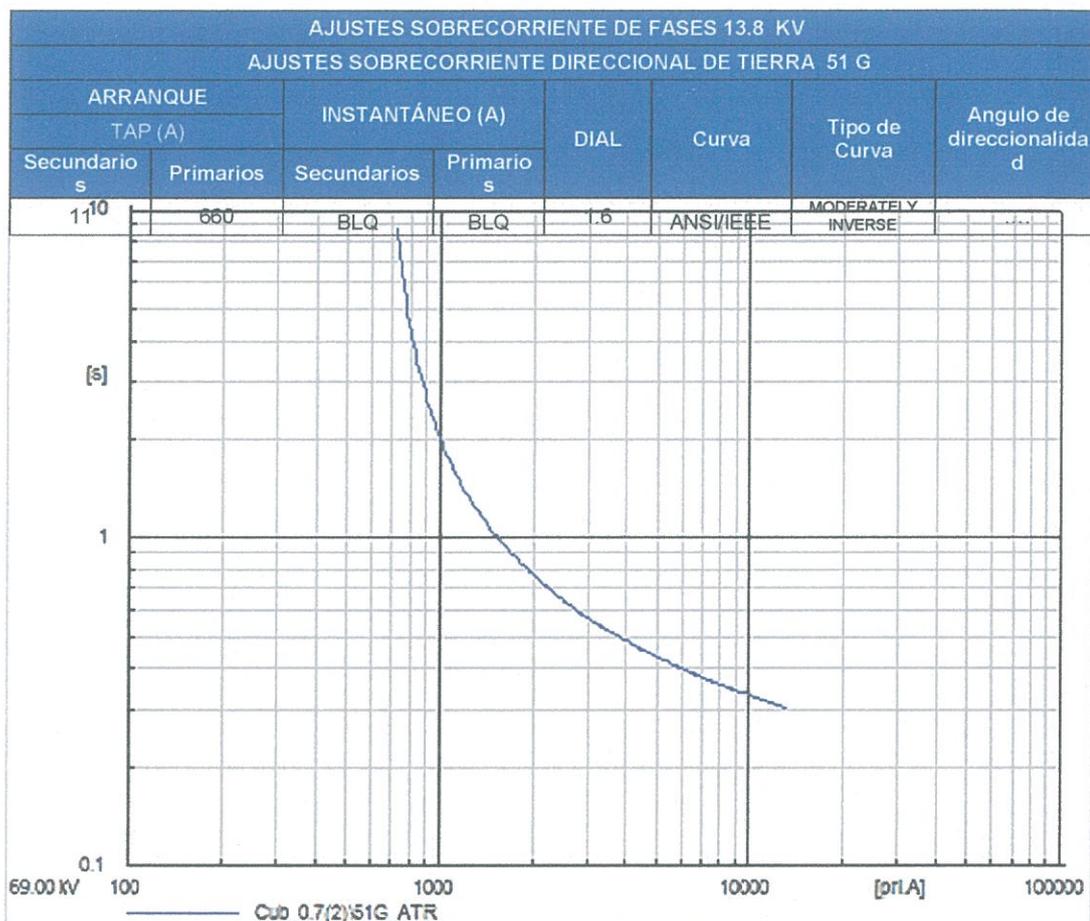
La función de protección diferencial del Banco de Autotransformadores ATR. Los disparos que se produzcan por la actuación de este relé, envía una señal de apertura del disyuntor 52-1R2 y sobre el 52-0R2, en caso de las posiciones estén transferidas se abrirá el disyuntor de la bahía o bahías que se hubieran transferido.

RTC 138KV: 1200/5, RTC 69KV: 2000/5, RTC 13.8KV: No hay TC.

RTC Neutro: 300/5

Pickup diferencial = 0.2 I/in.

Slope = 0.25.



El relé (25/50BF) SIEMENS 7SA611, tiene algunas funciones, para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

25 La función de sincronización habilitada para las condiciones de:

- Barra Viva – Línea
- Viva, Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva.
- La condición de Barra Muerta –Línea Muerta, se habilita solo para cierre manual con seccionadores abiertos.

50BF La falla de 50BF se encuentra habilitada en dos etapas:

1º ETAPA: REDISPARO O RETRIP AL 52-1R2 CON UN RETARDO DE 120 ms

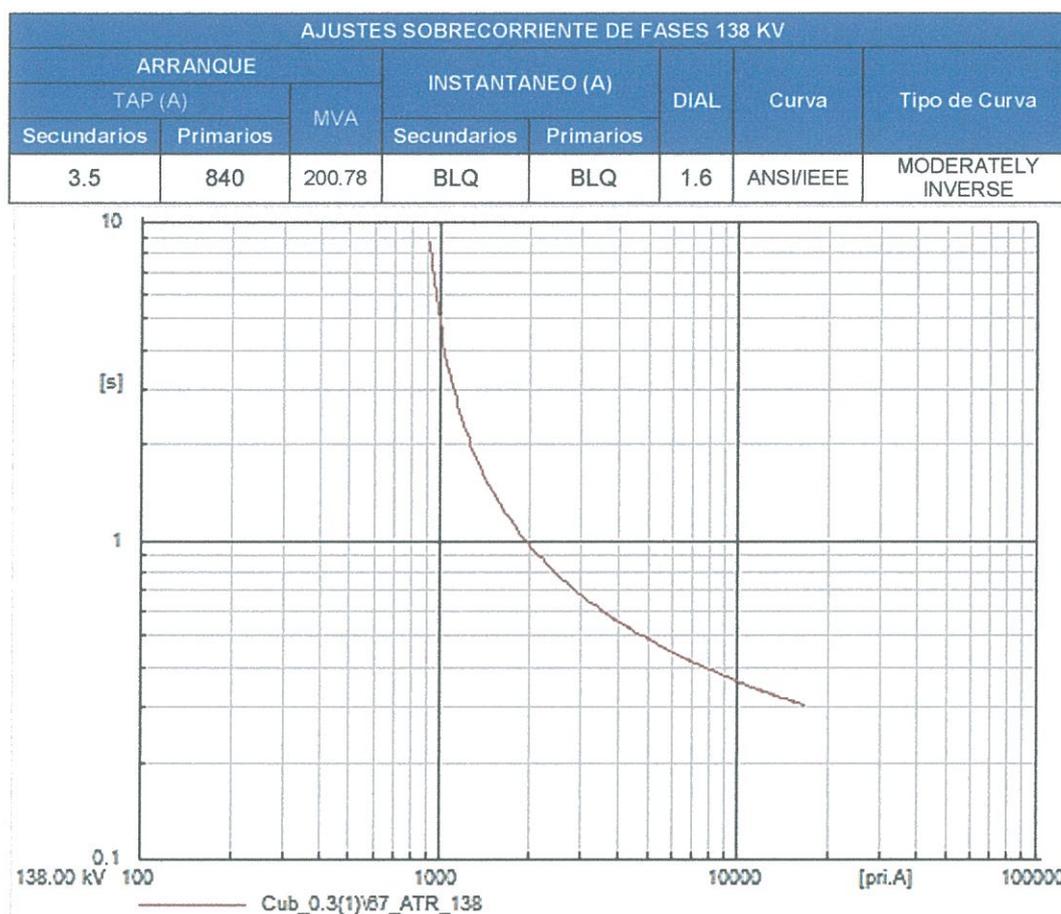
2º ETAPA: DISPARO DE TODAS LAS BAHÍAS ASOCIADAS A LA BARRA CON RETARDO DE 250 ms.

RTC: 240 RTP: 1200

Sincronización: $\Delta V=6.6\%$, $\Delta\phi=20^\circ$, $\Delta f=0,1$ Hz

El relé Siemens 7SJ62 tiene algunas funciones, para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

50/51 Sobrecorriente de Fase

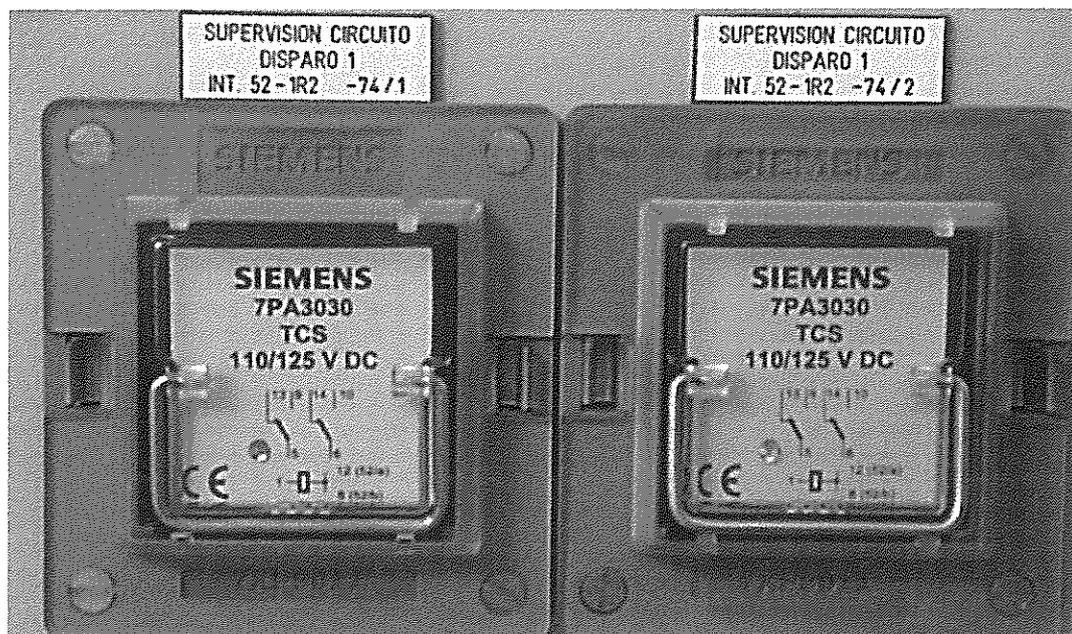


Hay que indicar que los relés auxiliares de disparo que están montados en la posición:

Relé 74/1 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 1: Es muy importante que el relé esté montado en la parte frontal del tablero, su led siempre esté encendido, puesto que esto indica que la bobina de disparo del interruptor esta lista para operar, hay que indicar que cuando el interruptor esté en la posición local, el led se apaga, pero solo se lo realiza por mantenimiento.

Relé 74/2 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 2: No está en servicio debido a que el disyuntor solo cuenta con una bobina de disparo.

Si por alguna razón estos led's se apagan, hay que notificar inmediatamente, debido a que esto ocurre cuando hay problemas con el camino de disparo o con la bobina de apertura.



Relé 86-1R2: Se activa con la actuación de las protecciones mecánicas y del relé 87T-ATR, enviando el disparo hacia el interruptor 52-1R2. La apertura del lado de baja del ATR se lo realiza de manera similar, es decir, enviando una señal desde las protecciones mecánicas del autotransformador al 86-0R2 ubicado en el panel ATR 69kV, el mismo que abre el interruptor 52-0R2. Para realizar el reset de este relé, una vez que la falla ha sido despejada se lo realiza desde el IHM, donde se ha configurado un mímico del relé y se ejecuta la orden deseada o en el mismo relé presionando el botón rojo, hasta que la señalización cambie a verde, lo cual indicará que está lista para energizar la bahía nuevamente.

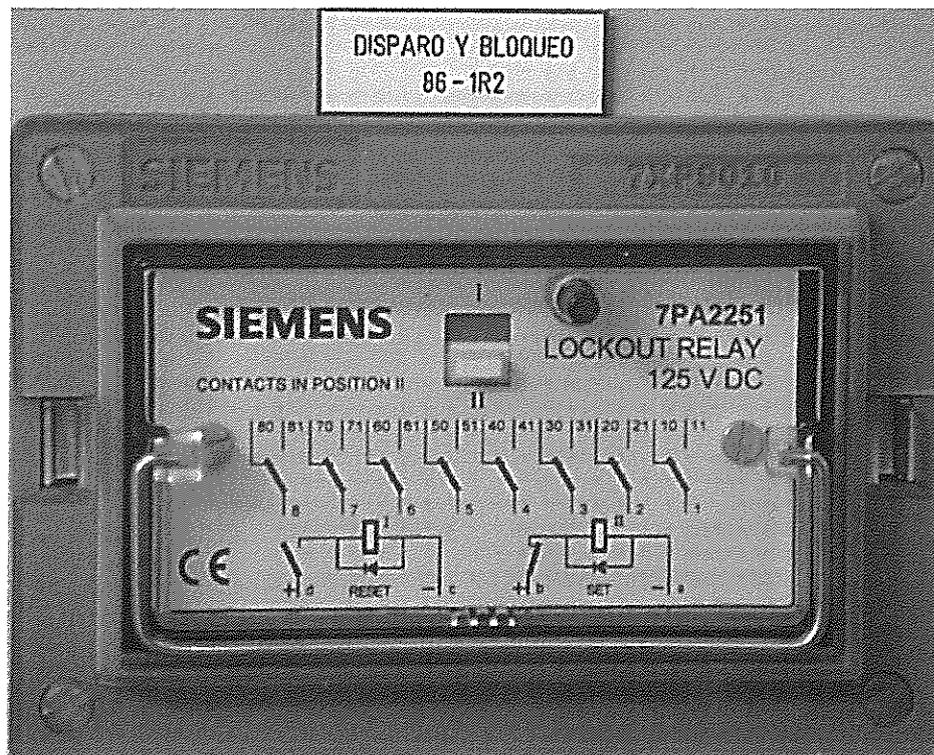


FIGURA 3.25 RELE DE DISPARO Y BLOQUEO 86-ATR

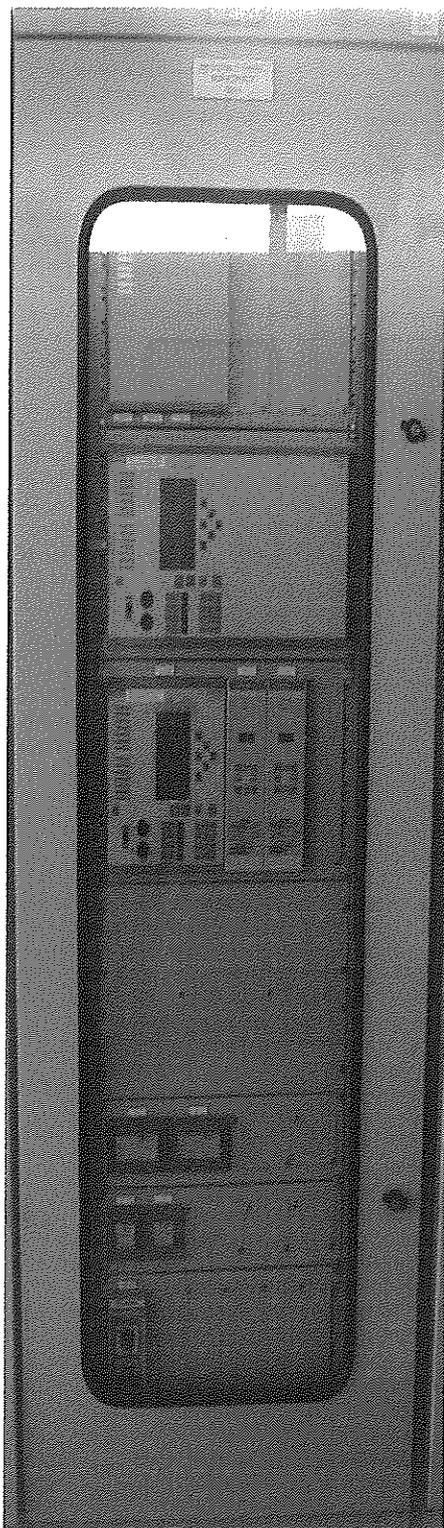
3.3.1.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFERENCIA 138 KV.

Las barras 138 kV están protegidas por una protección diferencial de barras de referencia 7SS6010. La información de este relé será llevada al sistema de control mediante cableado a la unidad de bahía de la transferencia asociada.

Adicionalmente se tiene un relé de protección de sobre y bajo voltaje con referencia 7SJ6225, el cual cuenta con 11 entradas binarias y 6 salidas de comando (para la subestación "Pascuales" se tienen 2 relés 7SJ6225 debido a que la barra principal es seccionada. Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

A continuación se muestra un tablero de control, protección y medición de una bahía de transferencia de 138kV:

Tablero de Control y Protección Bahía ACOPLADOR E1Ø+R01



En el tablero SIEMENS de la BAHIA Acoplador se encuentran los siguientes equipos en la parte frontal:

- 2 Relés diferencial de barra, medida selectiva por fase, relé de disparo y bloque 7SS6010 (87B/S1-87B/S2)
- Módulo de conmutación de corrientes para relé diferencial 7TR7100 (ZE126)
- Módulo de entrada/salida y restricción para relé diferencia de barras 7TM7000 (87BS1X.1 Y 87BS2X.1)
- 1 Unidad de Bahía marca SIEMENS tipo 6MD66.
- Relé de protección con las siguientes funciones 27 Y 59 marca SIEMENS tipo 7SJ64.
- 2 Relés de disparo y bloqueo (86BS1 Y 86BS2) marca SIEMENS tipo 7PA2251
- 2 relés supervisores de circuito de disparo marca SIEMENS modelo 7PA3030.
- 1 Bornera de prueba para los relés de protección SIEMENS modelo 7XV7501-OCA00.

Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SJ64 (27/59)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------|
| 1 | Reserva | | |
| 2 | | | |
| 3 | | | |
| 4 | | | |
| 5 | Diferencial de Barras operado | | |
| 6 | Reserva | | |
| 7 | | | |
| 8 | | | |
| 9 | | | |
| 10 | Reserva | | |
| 11 | | | |
| 12 | Falla CH1/CH2 | Se enciende cuando falla el canal 1 o canal 2 de comunicaciones | Pulsar el botón reset. |
| 13 | Falla Sincronización | Se enciende cuando el relé no se comunicó con el GPS | Pulsar botón reset. |
| 14 | Falla Switch de comunicaciones | | |

Descripción de teclas de función en el Relé SIEMENS 7SJ62 (50/27/69)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCIÓN |
|------------------|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | FALLAS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | ----- | No utilizada |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SJ62 (50/27/59)

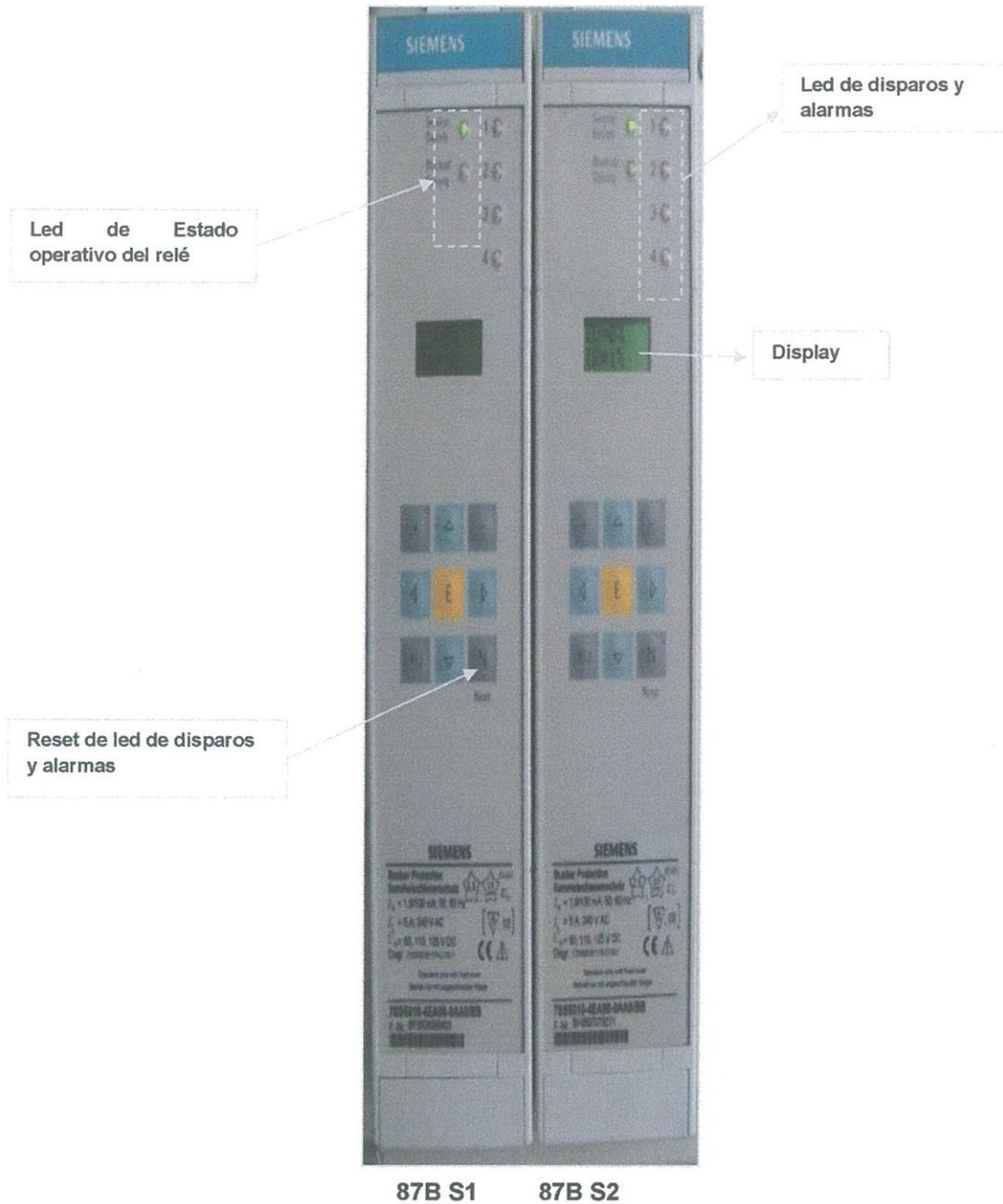
| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN | Verde | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR | Rojo | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

Descripción de las teclas de función en el Relé SIEMENS 7SS6010

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo Barra Principal o Transferencia | Se enciende cuando existe un disparo que involucra a la barra Principal o transferencia, respectivamente al relé actuado. |
| 2 | Arranque corriente diferencial | Se enciende cuando el valor de la corriente diferencial supera el umbral del 20% |
| 3 | Bloqueo Diferencial | Se enciende cuando la protección diferencial se encuentra bloqueada. |
| 4 | Bloqueo Diferencial Transferencia | Se enciende cuando la protección diferencial se encuentra bloqueada al estar una bahía transferida. |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SS6010

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN | Verde | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR | Rojo | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |



La topología del diagrama unifilar queda de la siguiente forma, para la bahía de transferencia de 138kV:

- 178
TRANSFERENCIA 138kV

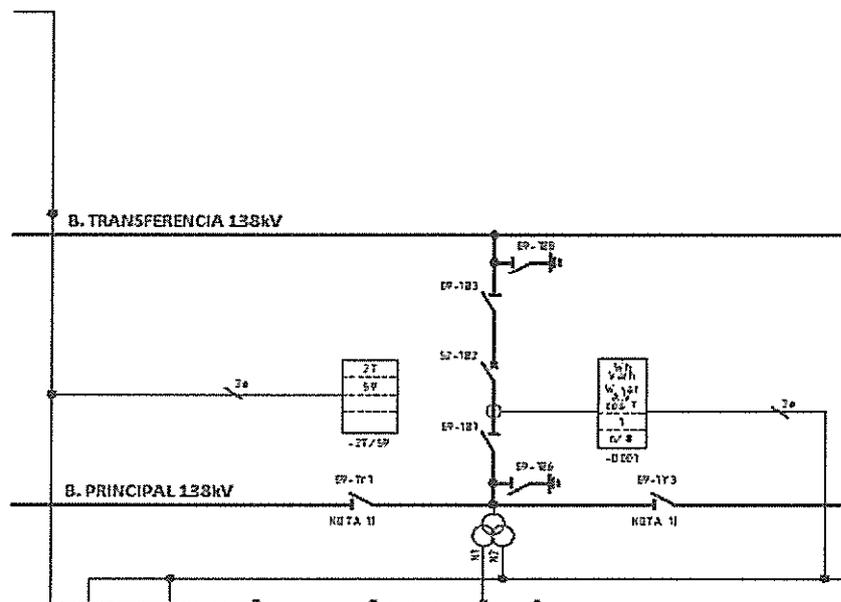


FIGURA 3.26 DIAGRAMA UNIFILAR BAHIA DE TRANSFERENCIA 138kV

AJUSTES PARA BAHÍA DE TRANSFERENCIA DE 138kV

El relé se encuentra operativo de la siguiente manera:

- Operación diferencial discriminando entre las bahías conectadas a la barra principal o transferencia.
- Al operar el diferencial de una de las barras y estar cerrado transferencia, el relé genera la señal de disparo tanto hacia las bahías conectadas al diferencial operado, como a la posición transferida.

- Los valores mostrados en el display se encuentran en porcentaje del valor nominal del relé diferencial, que es 100 mA, y que corresponden a una corriente nominal de 5 A en los secundarios de los TC's de cada bahía.

Ajuste diferencial: $0.1I_{NO}$

Compensación por Restricción: 0,6

El relé SIEMENS 7SJ64 tiene algunas funciones pero para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

- **27** Alarma Bajo voltaje
- **59** Alarma por sobretensión

Para SUBTENSIÓN:

RTP: 600/1

| Tensión de Arranque U< | TEMPORIZACIÓN T U< | Tensión de Arranque U<< | TEMPORIZACIÓN T U<< |
|------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| 126960 V | 2s | 95220 V | 1s |

Para SOBRETENSIÓN:

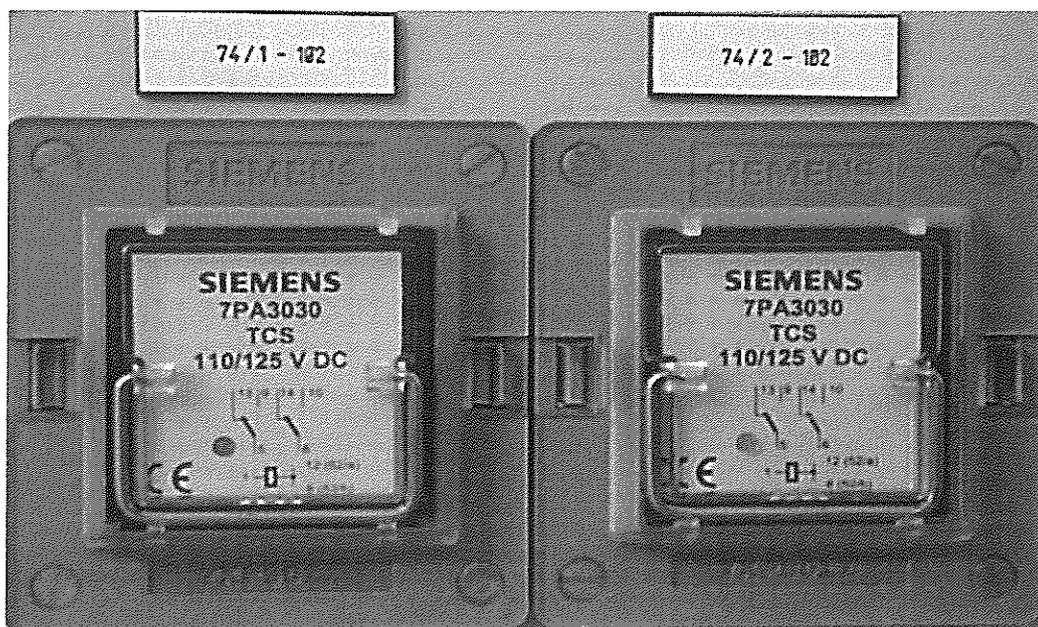
RTP: 600/1

| Tensión de Arranque U> | TEMPORIZACIÓN T U> | Tensión de Arranque U>> | TEMPORIZACIÓN T U>> |
|------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| 175260 V | 2s | 190440 V | 1s |

Relé 74/1 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 1: Es muy importante que el relé esté montado en la parte frontal del tablero, su led siempre debe estar encendido, puesto que esto indica que la bobina de disparo del interruptor está lista para operar, hay que indicar que cuando el interruptor está en posición local, este led se apaga.

Relé 74/2 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 2: No está en servicio, debido a que el disyuntor solo cuenta con una bobina de disparo.

Si por alguna razón estos led's se apagan, hay que notificar inmediatamente, puesto que en caso de una falla puede actuar la protección "falla interruptor (50BF)" y envía la señal de apertura a todas las bahías de 138kV y las Bahías de Transformador del lado de 69kV.



Relé 86B S1

Se activa por la actuación del relé diferencial de barras o por disparo de 50BF de las bahías ATR 138KV, Trinitaria 1 138KV, enviando un disparo directo a la bobina del disyuntor de las bahías mencionadas, al actual el relé cambia su bandera a rojo, con lo cual se activa un bloqueo eléctrico, una vez que se despeja la falla, se debe reponer el relé desde el IHM o desde el propio relé presionando el botón pulsador de color rojo, hasta que cambie de estado a verde, con lo cual queda repuesto el relé; las bahías ATR 138KV y Trinitaria 1 quedan listas para volver a ser energizadas.

Relé 86B S2

Se activa por la actuación del relé diferencial de barras o por disparo de 50BF de las bahías ATQ 138KV, Pascuales 1 y Pascuales 2, enviando un disparo directo a la bobina del disyuntor de las bahías mencionadas, al actual el relé cambia su bandera a rojo con lo cual se activa un bloqueo eléctrico, una vez que se despeja la falla se debe reponer el relé desde el IHM o desde el propio relé presionando el botón pulsador de color rojo, hasta que cambie de estado a verde, con lo cual queda repuesto el relé; las bahías ATQ 138KV, Pascuales 1 y Pascuales 2 quedan listas para volver a ser energizadas.

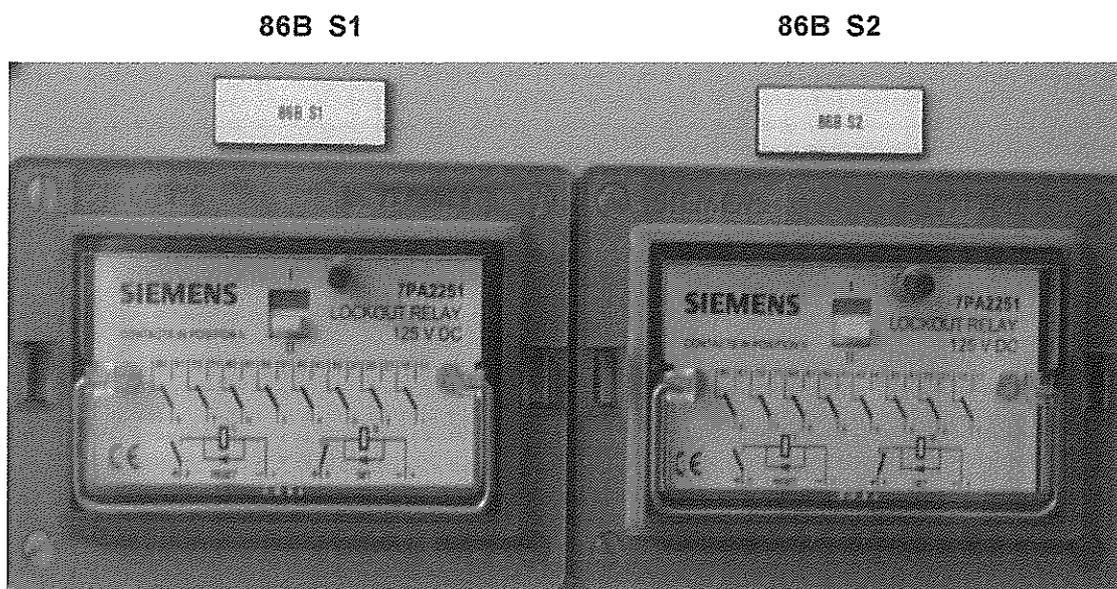


FIGURA 3.27 RELE DE DISPARO Y BLOQUEO DEL DIFERENCIAL DE BARRAS

3.3.1.5 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE ACOUPLE 69 kV

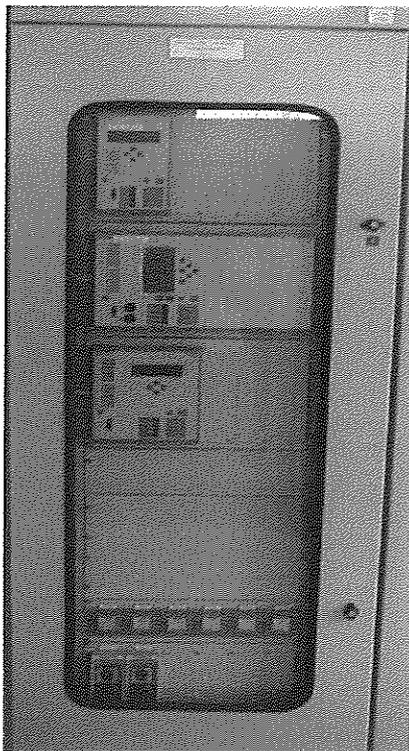
Las barras de 69 kV están protegidas por una protección diferencial de barras de referencia 7SS6010. La información de este relé es llevada al

sistema de control, mediante cableado a la unidad de bahía de la transferencia asociada.

Adicionalmente se tiene un relé de protección de sobre y sub tensión con referencia 7SJ6225, el cual cuenta con 11 entradas binarias y 6 salidas de comando (para la subestación "Salitral" se tienen 2 relés 7SJ6225 debido a que la configuración es doble barra). Este relé cuenta con un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

A continuación se muestra un tablero de control, protección y medición de una bahía de Acople de 69kV:

Tablero de Control y Protección BAHIA ACOPLADOR F0Ø+R01



En el tablero SIEMENS de la BAHIA Acoplador se encuentran los siguientes equipos en la parte frontal:

- Relé de protección con las siguientes funciones 50, 51, 67 marca SIEMENS tipo 7SJ62.
- 1 Unidad de Bahía marca SIEMENS tipo 6MD66.
- Relé de protección con las siguientes funciones 25, 79 y 50BF marca SIEMENS tipo 7SA611.
- Seis relés supervisores de circuito de disparo marca SIEMENS modelo 7PA3030.
- 2 Bornera de prueba para los relés de protección SIEMENS modelo 7XV7501-OCA00.

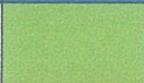
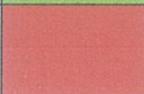
Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SJ62 (50/27/59)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo general | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación de las fases A y/o B y/o C. | Comunicar al COT la actuación del relé y la fase o las fases que actuaron. |
| 2 | Arranque 51-67 fase A | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase A | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 3 | Arranque 51-67 fase B | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase B | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 4 | Arranque 51-67 fase C | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en la fase C | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 5 | Arranque 51N-67N tierra | Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección habilitadas que ocurran en el neutro | Si no se produjo disparo en la posición, pulsar el botón reset. |
| 6 | Arranque 64G | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación del neutro | Comunicar al COT la actuación del relé y el motivo. |
| 7 | Falla CH1-CH2 Sincro-Tiempo | Se enciende cuando falla el canal 1 o canal 2 de comunicaciones | Pulsar el botón reset. |

Descripción de teclas de función en el Relé SIEMENS 7SJ62 (50/27/69)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|---------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | FALLAS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | ----- | No utilizada |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SJ62 (50/51/67)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

Verificación de IED's en Relé SIEMENS 7SA611 (25/50BF)

| LED | DESCRIPCIÓN | CAUSA | ACCIÓN |
|-----|-----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Disparo General | Se enciende con cualquier disparo que ocurra por activación de las fases A y/o B y/o C. | Comunicar al COT la actuación del relé y la fase o las fases que actuaron. |
| 2 | 50BF external release | Se enciende cuando ocurre un disparo externo | Comunicar al COT la actuación del relé. |
| 3 | 50BF external star | Se enciende cuando empieza el conteo para permitir disparar el 50BF | Pulsar botón reset. |
| 4 | 50BF disparo etapa 1 | Se enciende cuando se ha ejecutado la primera etapa del 50BF | Casi imperceptible cuando ocurre para registrarla. |
| 5 | 50BF disparo etapa 2 | Se enciende cuando se ha ejecutado la segunda etapa del 50BF. | Disparo por 50BF |
| 6 | 50BF disparo etapa 2 acelerado | Se enciende cuando el relé dispara toda la barra a causa de Interruptor indisponible | Comunicar el COT. |
| 7 | 50BF disparo etapa 0 | Se enciende cuando se ha ejecutado la etapa cero del 50BF. | Comunicar el COT. |
| 8 | Recierre habilitado | Se enciende cuando la función de recierre se encuentra habilitada. | Tener presente que en caso de falla que la posición tiene habilitado el recierre. |
| 9 | Comando recierre | Se enciende cuando se ha activado el comando para recierre del interruptor de posición | Pulsar botón reset. |
| 10 | Falla fusible MCB instantáneo | Se enciende cuando no existen señales de tensión al relé | Revisar los breaker del tablero correspondiente y reponerlos, caso contrario comunicar al COT inmediatamente. |
| 11 | Interruptor Indisponible | Se enciende cuando el interruptor de la posición esta indisponible para actuar. | Comunicar al COT |
| 12 | Falla CH1, CH2 comunicación | Se enciende cuando ha falla el canal 1 o canal 2 | Pulsar botón reset. |
| 13 | Sincronización de tiempo de falla | Se enciende cuando el relé no se comunicó con el GPS | Pulsar botón reset. |
| 14 | Condiciones de sincronismo | Se enciende cuando todas las condiciones de sincronismo se han cumplido | Permite el cierre del disyuntor si las demás condiciones se cumplen. |

Descripción de teclas de función en el Relé SIEMENS 7SA611 (25/50BF)

| TECLA DE FUNCION | TEXTO | DESCRIPCION |
|------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | EVENTOS | Con esta tecla se muestra en el display todos los eventos registrados por el relé. |
| 2 | MEDIDAS | Con esta tecla se muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al relé. |
| 3 | DISPAROS | Con esta tecla se muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada en el relé. |
| 4 | CIERRE DE EMERGENCIA | Con esta se habilita el cierre del interruptor cuando la BCU se encuentra indisponible. El cierre lo ejecuta revisando las condiciones de sincronismo. |

Descripción de IED's de estado del Relé SIEMENS 7SA611 (25/79/50BF)

| TEXTO | COLOR | DESCRIPCION |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RUN |  | Este led se enciende cuando el relé se encuentra operando de manera correcta. |
| ERROR |  | Este led se enciende cuando el relé presenta problemas internos o de software por lo que se bloquea. |

La topología del diagrama unifilar tiene la siguiente forma, para la bahía de acoplador de 69kV

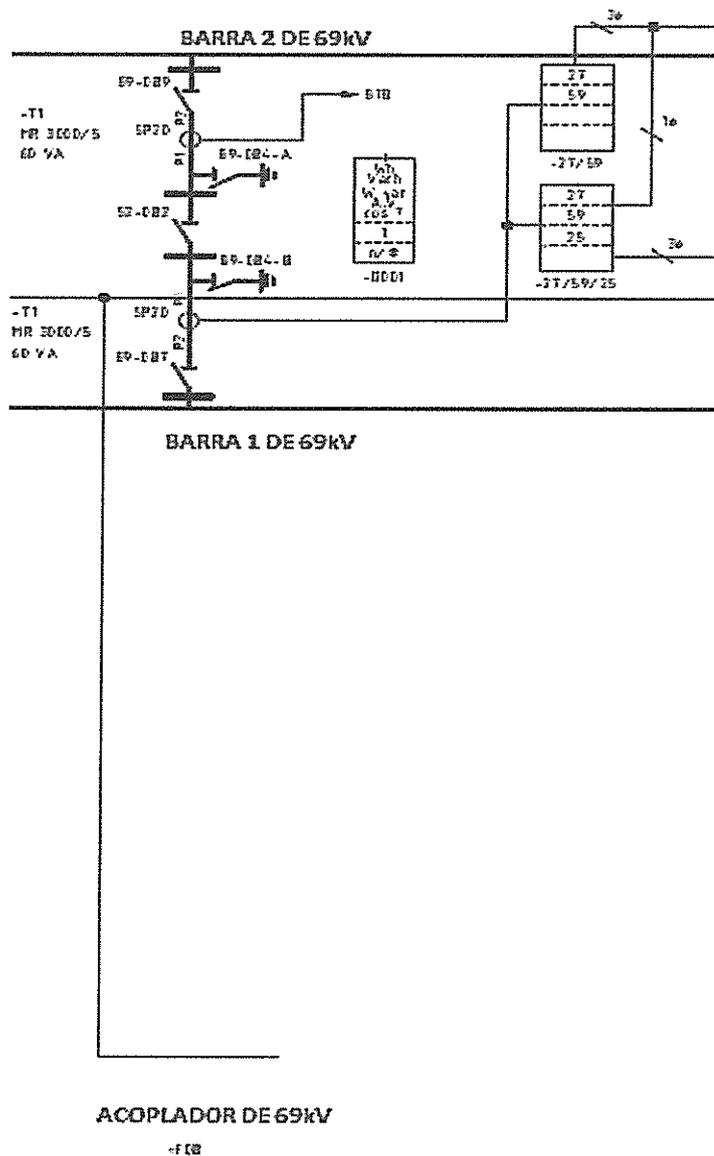


FIGURA 3.28 DIAGRAMA UNIFILAR BAHIA DE ACOPLADOR DE 69kV

AJUSTES PARA BAHÍA DE ACOPLADOR DE 69kV

El relé SIEMENS 7SJ62 tiene algunas funciones, para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

50/51 Alarma Sobrecorriente de Fase

50/51N Alarma Sobrecorriente de Fase Tierra

27 Alarma Bajo voltaje Barra 2

59 Alarma por sobretensión Barra 2

Para FALLA 50/51:

RTC: 3000/5

| TAP | DIAL | CURVA | MVA |
|-----|------|----------------|--------|
| 5 | 0.5 | Normal Inversa | 358.53 |

Para FALLA 50/51N:

RTC: 3000/5

| TAP | DIAL | CURVA | MVA |
|-----|------|----------------|-------|
| 1 | 0.2 | Normal Inversa | 71.71 |

Para SUBTENSIÓN:

RTP: 600/1

| Tensión de Arranque U< | TEMPORIZACIÓN T U< | Tensión de Arranque U<< | TEMPORIZACIÓN T U<< |
|------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| 63480 V | 2s | 47610 V | 1s |

Para SOBRETENSIÓN:

TP: 600/1

| Tensión de Arranque U> | TEMPORIZACIÓN T U> | Tensión de Arranque U>> | TEMPORIZACIÓN T U>> |
|------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| 82800 V | 2s | 86250 V | 10s |

El relé Siemens 7SA611 tiene algunas funciones pero para esta bahía se ha considerado las siguientes protecciones:

25 La función de sincronización habilitada para las condiciones de:

- Barra Viva – Línea.
- Viva, Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva.
- La condición de Barra Muerta –Línea Muerta, se habilita solo para cierre manual con seccionadores abiertos.

50BF La falla de 50BF se encuentra habilitada en dos etapas:

1º ETAPA:

REDISPARO O RETRIP AL 52-002 CON UN RETARDO DE 120 ms

2º ETAPA:

DISPARO DE TODAS LAS BAHÍAS ASOCIADAS A LA BARRA CON RETARDO DE 250 ms.

27 Alarma Bajo voltaje Barra 1

59 Alarma por sobretensión barra 1

Sincronización: $\Delta V = 6.6\%$, $\Delta \Phi = 20^\circ$, $\Delta f = 0,1$ Hz

Para SUBTENSIÓN:

RTP: 600/1

| Tensión de Arranque U< | TEMPORIZACIÓN T U< | Tensión de Arranque U<< | TEMPORIZACIÓN T U<< |
|------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| 63480 V | 2s | 47610 V | 1s |

Para SOBRETENSIÓN:

RTP: 600/1

| Tensión de Arranque U> | TEMPORIZACIÓN T U> | Tensión de Arranque U>> | TEMPORIZACIÓN T U>> |
|------------------------|--------------------|-------------------------|---------------------|
| 87285 V | 2s | 95220 V | 1s |

Relé 74A/1 74B/1 74C/1 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 1: Es muy importante que estos relés montados en la parte frontal del tablero, su led siempre este encendido, puesto que esto indica que la bobina de disparo de cada polo correspondiente al circuito de disparo 1, está lista para en caso de una falla o por operación el interruptor va a operar, hay que indicar que cuando el interruptor esté en la posición local (GIS), este led se apaga, por mantenimiento.

Relé 74A/2 74B/2 74C/2 Supervisión de Disparo CIRCUITO # 2: Es muy importante que los relés estén montados en la parte frontal del tablero, su led siempre este encendido, puesto que esto indica que la bobina de disparo de cada polo correspondiente al circuito de disparo 2, está lista para en caso de una falla, el interruptor va a operar. Es muy importante indicar que el circuito de disparo 2, solo recibe positivo por falla.

Si por alguna razón estos led's se apagan hay que notificar inmediatamente, en virtud de que en caso de una falla, actuaría la protección falla interruptor.

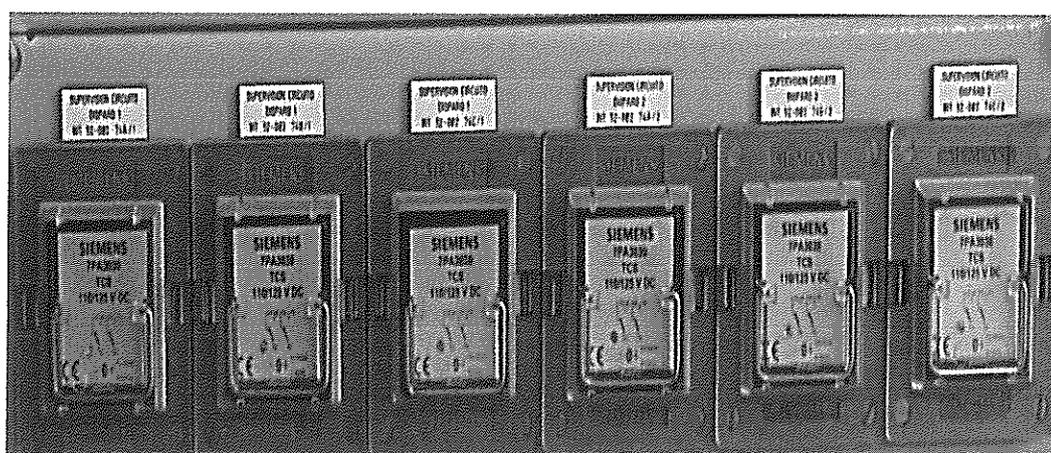


FIGURA 3.29 RELÉS SUPERVISORES DE TENSIÓN

3.3.2 FILOSOFÍA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

3.3.2.1 Líneas de 138kV

Una vez que se conoce las funciones que tienen los relés para líneas de 138kV, se procede a realizar un análisis de esquema de disparo, el cual es similar para la protección principal como la de respaldo.

Funciones:

▪ Distancia (21)

Se debe indicar que para el cálculo de la impedancia de falla la protección principal toma los voltajes de línea, y la secundaria el de barra, con el

objetivo de mantener siempre protegida a la línea frente a cualquier contingencia.

▪ **Falla fusible (97)**

La falla fusible bloquea la función 21, 67, 67N, existen dos tipos, la interna que calcula un 3V0 y bloquea; la externa que prácticamente es cuando el MCB sufre un cortocircuito y envía un positivo al relé, activándose una entrada binaria la cual bloquea las funciones descritas.

▪ **Función Falla Breaker (50BF)**

La función 50BF, siempre arranca cuando se produce una falla, si el interruptor no despeja la falla por las funciones principales sea 21, 67, 67N, empieza a contar 250ms, y actúa 50BF, despejando la falla y a la vez abriendo la barra.

A continuación se describe la lógica de disparo para la teleprotección,

Se tiene habilitado cuatro canales para la teleprotección

- **Canal 1:** Para el esquema POTT, por distancia (Z1B), protección principal.
- **Canal 2:** Para el esquema POTT, por distancia (Z1B), protección secundaria.

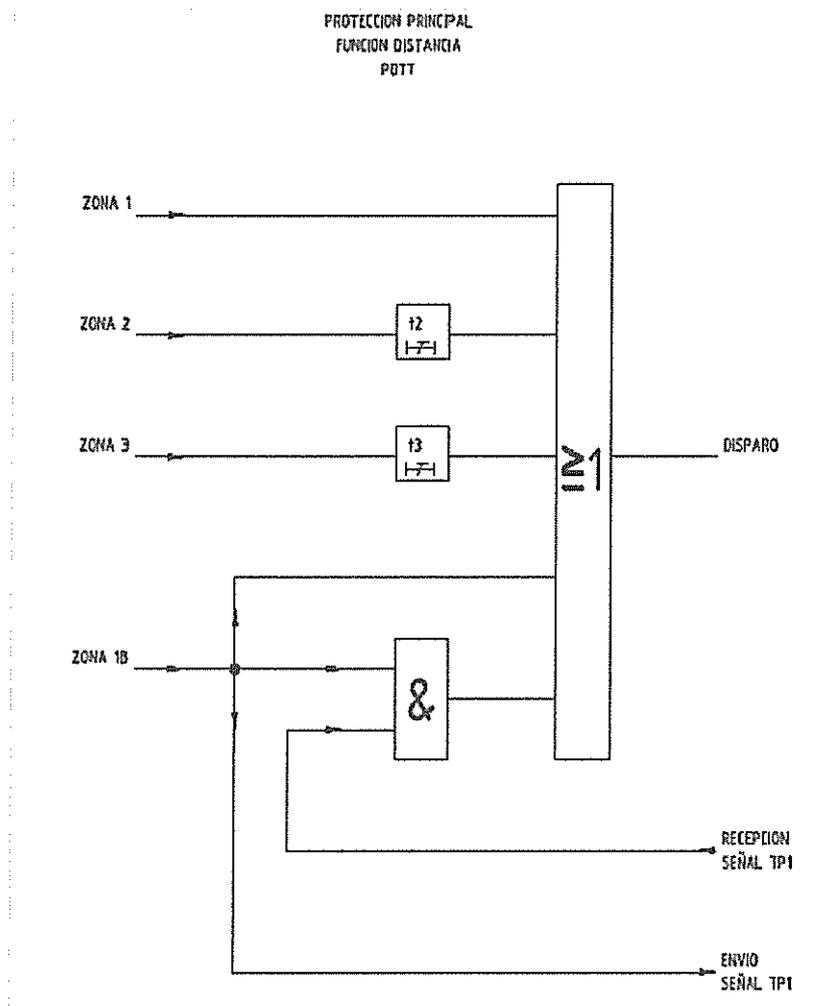
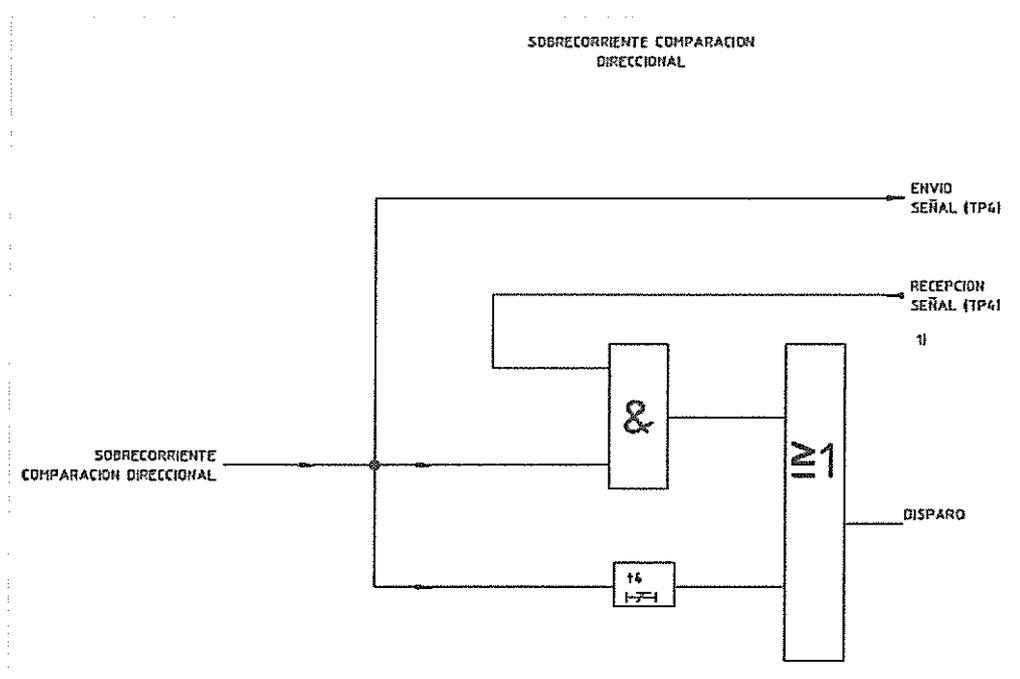


FIGURA 3.30 LOGICA PARA TELEPROTECCIÓN

- **Canal 3:** 67N, con envío y recepción de carrier.



Cuando se produce una falla de alta impedancia actúa la función direccional de sobrecorriente de tierra (67N), el esquema de disparo instantáneo se da cuando existe el envío y recepción de teleprotección, caso contrario la función tiene activa la curva inversa y cuando se dan las condiciones se produce el disparo, en caso de fallar la teleprotección.

- **Canal 4:** DTT, envío y recepción por 50BF.

Cuando se produce una falla breaker en el un extremo se envía un comando de disparo directo transferido al otro extremo, para que la línea abra en sus dos extremos.

- **Sincronismo (25)**, los parámetros que por condiciones del sistema se han normalizado solo en condiciones de Barra viva – Línea viva :

Diferencia de voltaje: 10%

Diferencia de ángulo: 20 grados.

Diferencia de frecuencia: 0.1HZ

Condiciones de cierre

- Barra viva – Línea viva;
- Barra muerta – Línea Viva
- Barra viva – Línea muerta
- Barra muerta – Línea muerta

Es importante que para que se cumplan estas condiciones, no tener falla ni en la tensión de línea ni de Barra. A continuación la lógica detallada:

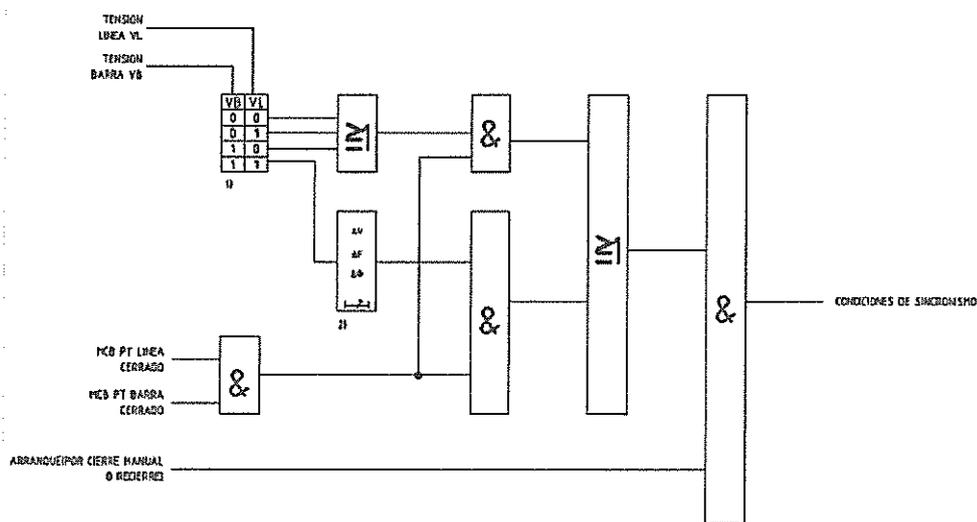


FIGURA 3.32 LOGICA PARA EL SINCRONISMO

▪ **La función de recierre (79):** se debe cumplir las siguientes condiciones el tiempo de operación es en 1 segundo.

Para fallas monofásicas en zona 1.

Esquema de teleprotección POTT.

Tener sincronismo.

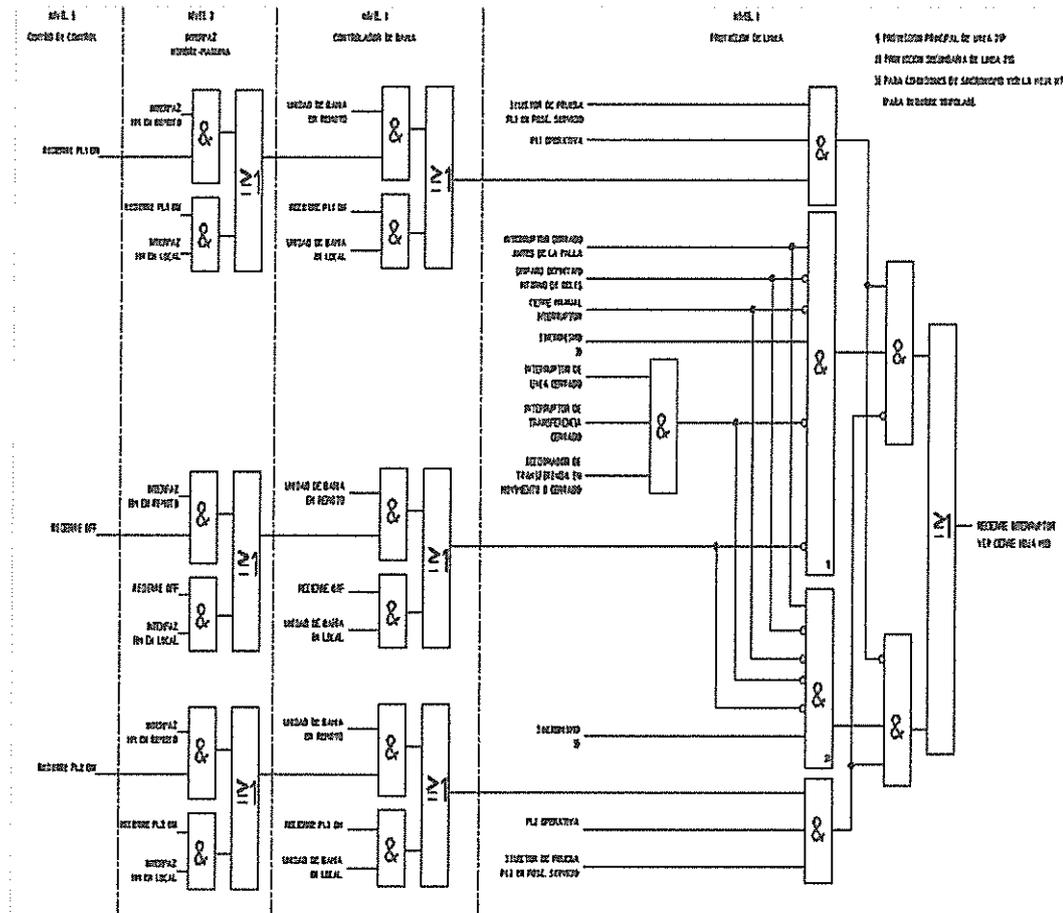


FIGURA 3.33 LÓGICA DE RECIERRE Y SINCRONISMO

3.3.2.2 LÍNEAS DE 69kV

De acuerdo a lo que se ha descrito en la sección anterior, para líneas de 69kV, se tiene relés de sobrecorriente direccional y sobrecorriente de tierra, adicionalmente tiene otro relé que cumple con las opciones de sincronismo, falla interruptor y recierre, donde se debe indicar que para líneas de 69kV en todo el SNT se las tiene desactivadas. A continuación se muestra la filosofía empleada en líneas de 69kV.

3.3.2.3 AUTOTRANSFORMADOR LADO DE 138kV

En el lado de 138kV, se tiene dos relés diferenciales de transformador (87T), el principal denominado diferencial larga, toma las señales de corriente de los TC'S externos y la de respaldo, denominada diferencial corta, toma las señales de corriente de los TC'S del transformador esta función actúa cuando hay un desbalance de corriente, como una protección de respaldo se tiene activada la función de sobrecorriente (51 / 51N), adicionalmente en las entradas binarias del relé se las agrupa por tipo de fallas mecánicas tales como: sobrepresión, relé BUCHHOLZ alta temperatura de devanados, etc., en caso de actuación de una de estas, se envía la señal de disparo, los relé de disparo y bloqueo 86ATR u 86ATQ, el mismo que envía la señal al lado de 69kV (DTT).

3.3.2.3.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

La principal protección de transformadores es la protección diferencial de porcentaje con restricción de armónicas, que es una protección unitaria, esto es, que no debe coordinarse con ninguna otra protección y cuyas características permiten evitar una operación errónea debida a:

La corriente de magnetización.

Desviación de las corrientes secundarias por los errores de los transformadores de corriente, por el uso de cambiadores de taps, por saturación de los TC's, etc.

Desfasamiento de las corrientes de alta y baja tensión de un transformador de potencia.

La restricción de armónicas, particularmente de la segunda, se utiliza para desensibilizar el relé durante la energización de los transformadores.

El relé dispone de bobinas de operación para operar únicamente cuando el torque de operación sea mayor que el torque de restricción, y no debe actuar ante condiciones de carga normal.

El desfasamiento, normalmente se compensa con la conexión de los transformadores de corriente, que en general se conectan en Y cuando el bobinado del transformador de potencia es Δ , y se conectan en Δ , cuando el bobinado del transformador de potencia es en Y. En ciertos casos, para realizar la compensación, se puede requerir utilizar transformadores de interposición. En los relés numéricos actuales, estos transformadores de interposición, están disponibles por software en el mismo relé, razón por lo cual los transformadores de corriente se conectan en Y, independiente de la conexión del transformador de potencia.

3.3.2.3.2 PROTECCIÓN BUCHHOLZ

Esta protección aplica en el caso de transformadores con tanque conservador y su función es proporcionar protección inherente para fallas internas, tales como cortocircuitos entre espiras, fallas de aislamiento en el núcleo, e incluso fallas leves que no son detectados eléctricamente.

Estas fallas provocan calentamientos localizados del aceite, que producen la descomposición del mismo en gases que se acumulan en la parte superior del transformador, que originan el desplazamiento del aceite y la actuación de la protección, la cual tienen dos etapas de actuación, una de alarma y otra de disparo. En ocasiones se han producido disparos no deseados por el flujo de aceite, especialmente en el momento del arranque de las bombas de aceite de aquellos transformadores que disponen de esta etapa de enfriamiento.

En los transformadores tipo sellado, como protección ante fallas internas se emplea el relé de presión súbita, que es más sensitivo que el relé BUCHHOLZ.

3.3.2.3.3 PROTECCIÓN DE SOBRETENPERATURA

La sobretenperatura se produce por efecto de fallas en el sistema de enfriamiento o por una sobrecarga prolongada. La protección se la realiza mediante sensores de temperatura de aceite y devanados, cuyos ajustes deben tener en cuenta las constantes térmicas de cada uno de los elementos.

Las sobrecargas admisibles dependen del estado precedente de carga, así como de la temperatura del aceite al iniciarse la sobrecarga. Se admite que al final de la sobrecarga la temperatura media de los arrollamientos no sobrepase los 65 °C sobre la temperatura ambiente de diseño de 40 °C, equivalente a 105 °C.

La temperatura de los devanados se mide mediante el método de imagen térmica que consiste en una resistencia de calefacción, alimentada por el transformador de corriente del devanado que se requiere medir. Esta protección, tiene contactos que arrancan las etapas de enfriamiento, alarma y disparo.

La función de sincronismo es similar a la descrita en la posición de línea, simplemente que en este caso compara los voltajes de barra de alta y baja tensión, es decir para el caso de salitral, compara 138kV con el de 69kV.

Considerando que el terciario es en delta, aislada de tierra, no se detecta una falla a tierra con relés de sobre corriente; por esta razón, se emplea relés de voltaje que detectan el desequilibrio del voltaje producido por la falla, pero no determinarán su localización. Este esquema se utiliza únicamente con propósito de alarma.

3.3.2.4 AUTOTRANSFORMADOR LADO DE 69KV

De acuerdo al esquema mostrado en el lado de 138kV, se observa los relés instalados en el lado de 69kV, los cuales son relés de sobre corriente se le utiliza para proporcionar una protección de respaldo ante fallas externas.

Los relés normalmente están conectados en el lado de la alimentación y en el caso de fallas a tierra, el relé puede alimentarse de la corriente residual o de la corriente del neutro en el caso de autotransformadores.

Considerando que esta protección brindará respaldo, no requiere de unidad instantánea y generalmente tiene una característica del tipo inverso que le permita coordinar con los relés aguas abajo.

3.3.2.5 TRANSFERENCIA 138kV.

El relé diferencial de barra de acuerdo a lo descrito, actúa cuando se produce un cambio en la dirección de las corrientes debido a una falla en el sistema de barras, son fallas poco comunes y generalmente actúa cuando se está incorporando una nueva posición a una subestación.

Adicionalmente el relé diferencial de barra, cubre la zona que no ve el relé de una posición de línea.

3.3.2.6 ACOPLE DE 69kV.

Se debe mencionar que en el lado de 69kV de la subestación seleccionada (Salitral), por ser un esquema doble barra, se instaló relés que le permita dar las señales de alarma por alto o bajo voltaje en las barras de 69kV.

Adicionalmente el relé diferencial de línea, tiene su principio similar al de 138kV., con la diferencia que hay que tomar en cuenta cuando se trabaja con la posición de acople cerrado.

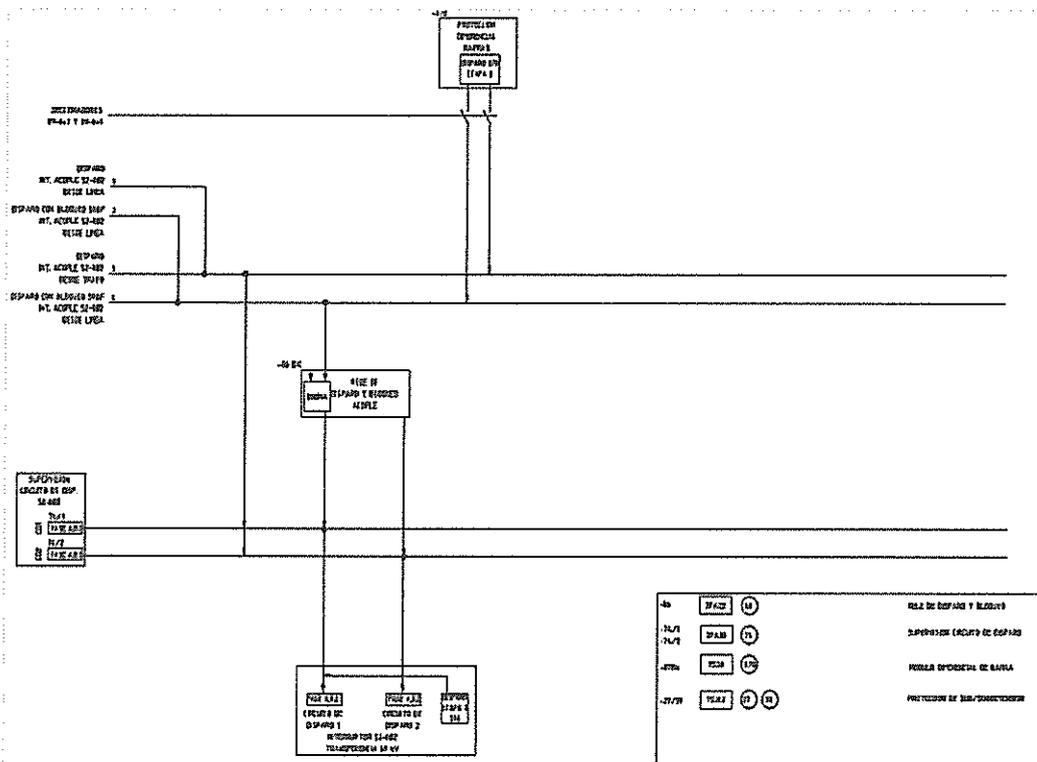


FIGURA 3.37 LÓGICA DE DISPARO BAHÍA DE ACOPLE DE 69kV.

CAPÍTULO 4

4.- DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN EN EL CONTROL DEL EQUIPO PRIMARIO

El sistema de control que se tenía en la subestación Salitral estaba basado en relés electromecánicos y lógicas de enclavamientos para la operación de seccionadores, interruptores realizado con relés auxiliares y contactos propios de los equipos primarios, incluidas las señales de corriente tomadas de los transformadores de corriente que estaban en los interruptores del patio de 138kV, razón por la cual, ante la transferencia de una bahía, se conmuta la señal de corriente, para lo cual se pasa las manijas localizadas en el tablero a la posición "BY-PASS", con la finalidad de alimentar al relé desde los transformadores de corriente localizados en el interruptor de transferencia.

Con este antecedente y al ser la subestación Salitral una de las más importantes del Sistema Nacional de Transmisión, se toma la decisión de migrar su sistema de control de uno convencional a uno distribuido. Para llevar a cabo estos trabajos se debió realizar ciertas modificaciones en el control propio de los equipos primarios especialmente los más antiguos, con el objeto de contar con las señalizaciones que exige el sistema de control distribuido.

Razón por la cual se realiza un análisis de los equipos primarios a ser modificados, con el objeto de cumplir con los requerimientos que exige el control distribuido, estos trabajos se deben realizar con precaución, en virtud que se los debe realizar sin causar ninguna novedad en el sistema.

4.1 INTERRUPTORES DE POTENCIA

En la subestación Salitral se tienen los siguientes tipos de interruptores en el patio de 138kV, los mismos que se detallan a continuación:

| EQUIPO | FABRICANTE | TIPO | ORIGEN | CANTIDAD | ID BAHIAS |
|--------|------------|--------------|--------|----------|--------------------------------|
| 52 | MITSUBISHI | 120-SFMT-40 | JAPÓN | 4 | 52-112, 52-122, 52-1R2, 52-1Ø2 |
| | | 120-SFMT-32B | | 1 | 52-1Q2 |
| | ABB | LTB145 D1/B | SUECIA | 1 | 52-132 |

TABLA 4.1 INTERRUPTORES DE PATIO DE 138kV

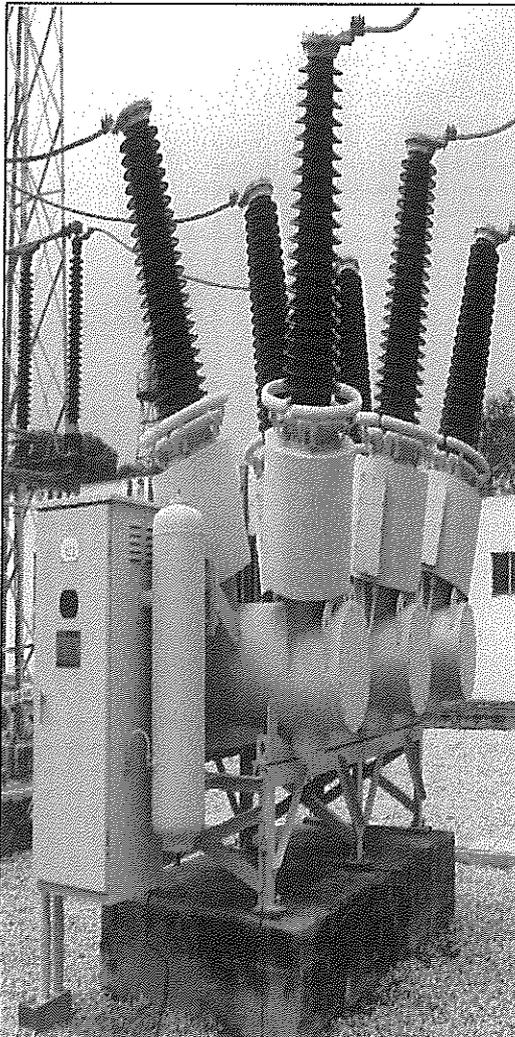
Como se ha descrito, existen tres tipos de interruptores instalados, por lo cual se procederá a dar una descripción de los mismos.

4.1.1 TIPOS DE INTERRUPTORES INSTALADOS

Los interruptores instalados son de las siguientes características técnicas:

En las Bahías: Pascuales 1 (52-122), Pascuales 2 (52-112), ATR (52-1R2) y Transferencia (52-1Ø2), se tienen instalados los Interruptores de marca MITSUBISHI. Tipo 120-SFMT-40.

A continuación se detalla ciertos datos técnicos del interruptor fabricado por MITSUBISHI.



| MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
JAPAN | |
|--------------------------------------------------|----------------------------------|
| Interruptor Tipo | 120-SFMT-40 |
| Serie | 80320 |
| Tensión | 145 KV |
| Coefficiente de fluctuación de tensión nominal K | 1.0 |
| Frecuencia Nominal | 60 Hz |
| Corriente nominal | 1600 A |
| Corriente de cortocircuito nominal | 40 kA |
| BIL | 650 KV |
| Presión del gas SF6 | |
| Presión de Operación Normal | 15 mg/cm ² -g |
| Presión de Operación Mínima | 12 mg/cm ² -g |
| Presión Nominal del gas | 5 mg/cm ² -g (A 20°C) |
| Corriente de Cierre | 3 A |
| Corriente de Apertura | 5 A |
| Peso total con gas | 5800 kg |
| Mecanismo de Operación | AM |
| Tiempo de Interrupción Nominal | 3 Ciclos |
| CONTRATO ST/3/A/2 | |

DISYUNTOR EN SF₆

| | | | |
|-------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------|
| TIPPO | | ALCANTARILLA DE CONTROL | APERTURA |
| TENSION MAXIMA | KV | DEL COMPRESOR | CIERRE |
| COEFICIENTE DE FLUCTUACION DE TENSION NOMINAL K | | ALCANTARILLA DE ALARMA | APERTURA |
| FRECUENCIA NOMINAL | HZ | DE BAJA PRESION | CIERRE |
| CORRIENTE NOMINAL | A | DESCONECTOR | APERTURA |
| CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO NOMINAL | KA | DE BAJA PRESION | CIERRE |
| TIEMPO DE INTERRUPCION NOMINAL | SEG | ALCANTARILLA DE ALARMA | SEMIERE |
| NIVEL BASICO DE AJUSTAMIENTO | AV | LISTA DE PUESTOS ALERTE | |
| PRESION DE OPERACION NORMAL | MG/CM ² -G | LIBRO DE INSTRUCCION NUMERO | |
| PRESION DE OPERACION MINIMA | MG/CM ² -G | PRESION NOMINAL DEL GAS | MG/CM ² -G |
| TIEMPO DE MANEJO DE OPERACION | AM | PESO DEL GAS | KG PESO TOTAL CON GAS |
| ELEVACION DE TENSION DE CONTROL DE CIERRE | VOLTS | CORRIENTE DE CIERRE | A CORRIENTE DE CIERRE |
| ELEVACION DE TENSION DE CONTROL DE APERTURA | VOLTS | VELOCIDAD | M/S |

MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION

JAPAN

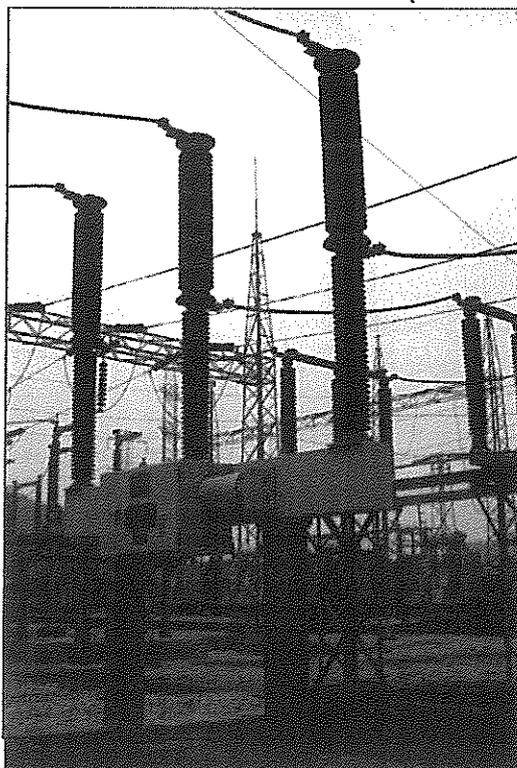
En la bahía Trinitaria, no se realizaron modificaciones en el circuito de control del interruptor.

En la bahía Trinitaria 1 (52-132), se tiene el siguiente interruptor:

| | | |
|------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------|
|  | PLACA DE IDENTIFICACIÓN: ABB | |
| | Interruptor Tipo | LTB145D1/B |
| | Serie | 1HSB0520010 |
| | Tensión | 145 KV |
| | Nivel de Aislamiento | 650 KV |
| | Al impulso tipo rayo (LIWL) | -- KV |
| | Al impulso tipo maniobra (SIWL) | -- KV |
| | A frecuencia industrial | 275 KV |
| | Frecuencia | 60 Hz |
| | Corriente nominal | 2000 A |
| | Presión del gas SF6 abs (+20°C) | |
| | Max de Operación | 0.80 MPa |
| | Llenado | 0,70 MPa |
| | Señal | 0.62 MPa |
| | Bloqueo | 0.60 MPa |
| | Volumen por polo | 59 l |
| | Mecanismo de operación tipo | BLK222 |
| | Poder de Corte | 40 kA |
| | Factor de primer polo | 1,5 |
| | Poder de cierre | 104 kA |
| Corriente de corta duración 3seg. | 40 kA | |
| Corriente de interrupción de | | |
| Líneas de vacío | 50 A | |
| Masa Total | 1338 kg | |
| Secuencia de Operación | 0-0.3s-CO-3min-CO | |
| Año de Fabricación | 2005 | |
| NORMAS IEC 62271-100 | | |

| ABB Power Technologies AB | | C E | | Model System | |
|----------------------------------------------|-------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------|--|
| Interruptor tipo | LT0145D1/B | Mecanismo de operación tipo | B, F222 | | |
| Número | 31SB0532095 | Número | 31SB0532095-A1 | | |
| Control | 225016730 | Año de fabricación | 2005 | | |
| Tensión | 145 kV | Norma | IEC 62271-100 | | |
| Nivel de aislación a altura s / 1000 m | | A tierra | A través de contactos abiertos | | |
| al impulso tipo rayo (ILWL) | | 550 kV | 550 kV | | |
| al impulso de maniobra (ISWL) | | | kV | | |
| o frecuencia industrial | | 275 kV | 275 kV | | |
| Frecuencia | 60 Hz | Max. de operación | 0.60 MPa | | |
| Corriente nominal | 2000 A | Presión de gas | sds (20°C) | | |
| Corriente de cortocircuito | 40 kA | Llenado | 0.70 MPa MPa | | |
| Componente de c.c. | 5% % | Almacen | 0.60 MPa | | |
| Factor de primer polo | 1.6 | Diámetro | 0.60 MPa | | |
| Poder de cierre | 104 kA | Volumen por polo | 50 l | | |
| Corriente de corte duración 3 s | 40 kA | Masa de gas | 8 kg | | |
| Corriente de interrupción de líneas en vacío | 50 A | Masa total | 1318 kg | | |
| Clasificación | | Secuencia de operación | 0-0.3s-CO-3min-CO | | |
| | | Clase de temperatura | 30 °C | | |

En la bahía ATQ de 138kV (52-1Q2), se tiene el siguiente interruptor.



| MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
JAPAN | | | |
|------------------------------------------|-----------------------------|--|--|
| Interruptor Tipo | 120-SFMT-32B | | |
| Serie | AC7760 | | |
| Tensión | 145 KV | | |
| Tensión de Impulso | 550 KV | | |
| Frecuencia Nominal | 60 Hz | | |
| Corriente nominal | 800 A | | |
| Corriente de Interrupción nominal | 12.5 kA | | |
| Tensioe de Cierre | 125 V _{dc} | | |
| Tensión de Apertura | 125 V _{dc} | | |
| Peso total con gas | 1300 kg | | |
| Tensión y frecuencia circuito auxiliar | 120 V _{ca}
60Hz | | |
| Secuencia Nominal de operación | 0-0.3s-CO-3min-CO | | |
| 1998 | | | |

| INTERRUPTOR EN GAS | | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|---------------------|---------------|
| TIPO | 120-SFM-32B | CORRIENTE NOMINAL | 300 A |
| TENSION NOMINAL | 145 kV | FRECUENCIA | 60 Hz |
| TENSION DE IMPULSO | | | 550 kV |
| CORRIENTE DE INTERRUPCION NOMINAL | | | 12.5 KA |
| SECUENCIA NOMINAL DE OPERACION | 0-0.3s-00-3min-00 | | |
| TENSION DE CIERRE | 125 VCD | TENSION DE APERTURA | 125 VCD |
| PESO DE GAS | 5 kg | PESO TOTAL CON GAS | 1200 kg |
| PRESION NOMINAL DEL GAS | | | 0.5 MPa(20°C) |
| TENSION Y FRECUENCIA CIRCUITO AUXILIAR | 120 VCA 60 Hz | | |
| SERIE | A07760 | FECHA | 1988 |
|  MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
JAPAN | | | |

4.1.2 MODIFICACIONES EN INTERRUPTORES REALIZADAS EN LOS PLANOS DE CONTROL

Se intervino en los interruptores de Marca MITSUBISHI, en virtud de ser los más antiguos y no estar acorde a los requerimientos que exige el nuevo sistema de control a implementar.

Para monitorear la bobina de apertura se implementa un circuito acorde a los requerimientos del relé SIEMENS tipo 7PA30, el cual como función principal está en la lógica de cierre, para evitar dar comando de cierre en caso de que el interruptor no tenga en buen estado la bobina de apertura, lo que podría derivar en la actuación de un "Falla Breaker 50BF". El circuito recomendado para este circuito es el siguiente:

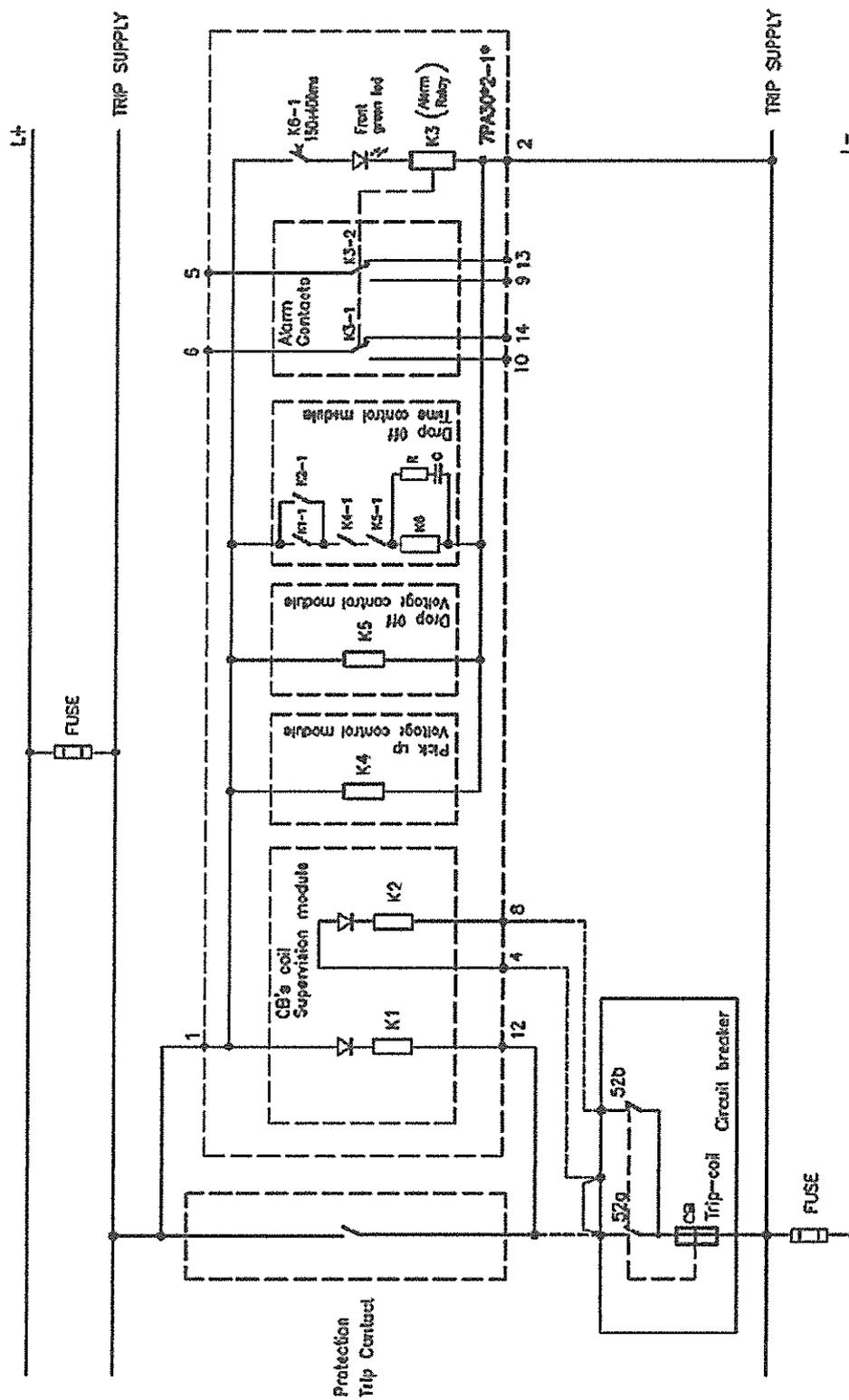


FIGURA 4.1 ESQUEMA DE SUPERVISIÓN DE DISPARO

Adicionalmente se implementa un mini-breaker tanto para tensión continua o alterna, con el objeto de proteger los circuitos de alimentación de control y fuerza. En virtud que se lo realizó en las bahías en operación, se deben emplear órdenes de trabajo con su debida restricción, para así tomar las precauciones respectivas.

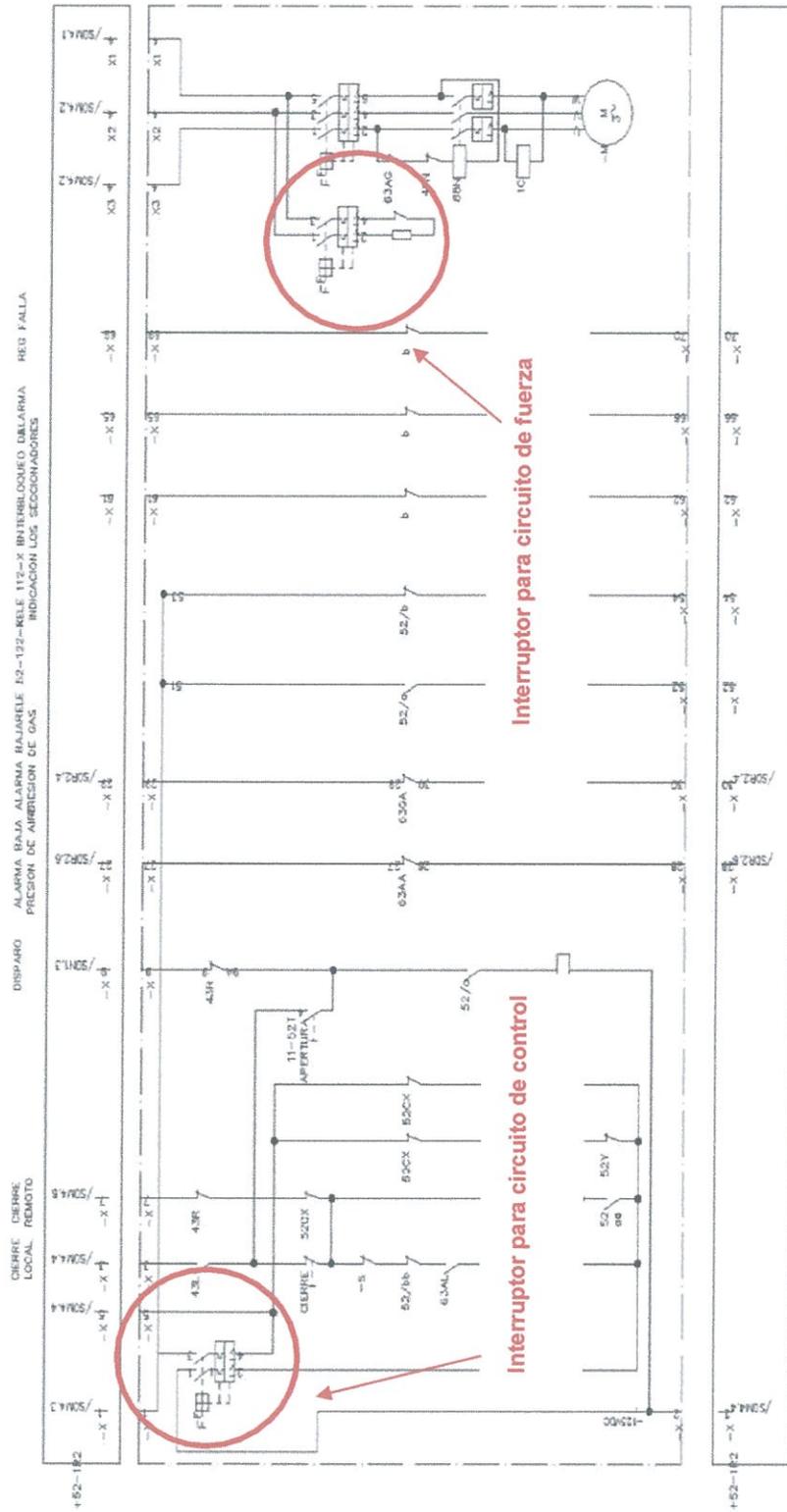


FIGURA 4.2 MODIFICACIÓN EN FUERZA Y CONTROL DE INTERRUPTORES

Adicionalmente se realizó la implementación de relés auxiliares, para incrementar las señales de “Bloqueo SF6” y señalización de Local/Remoto.

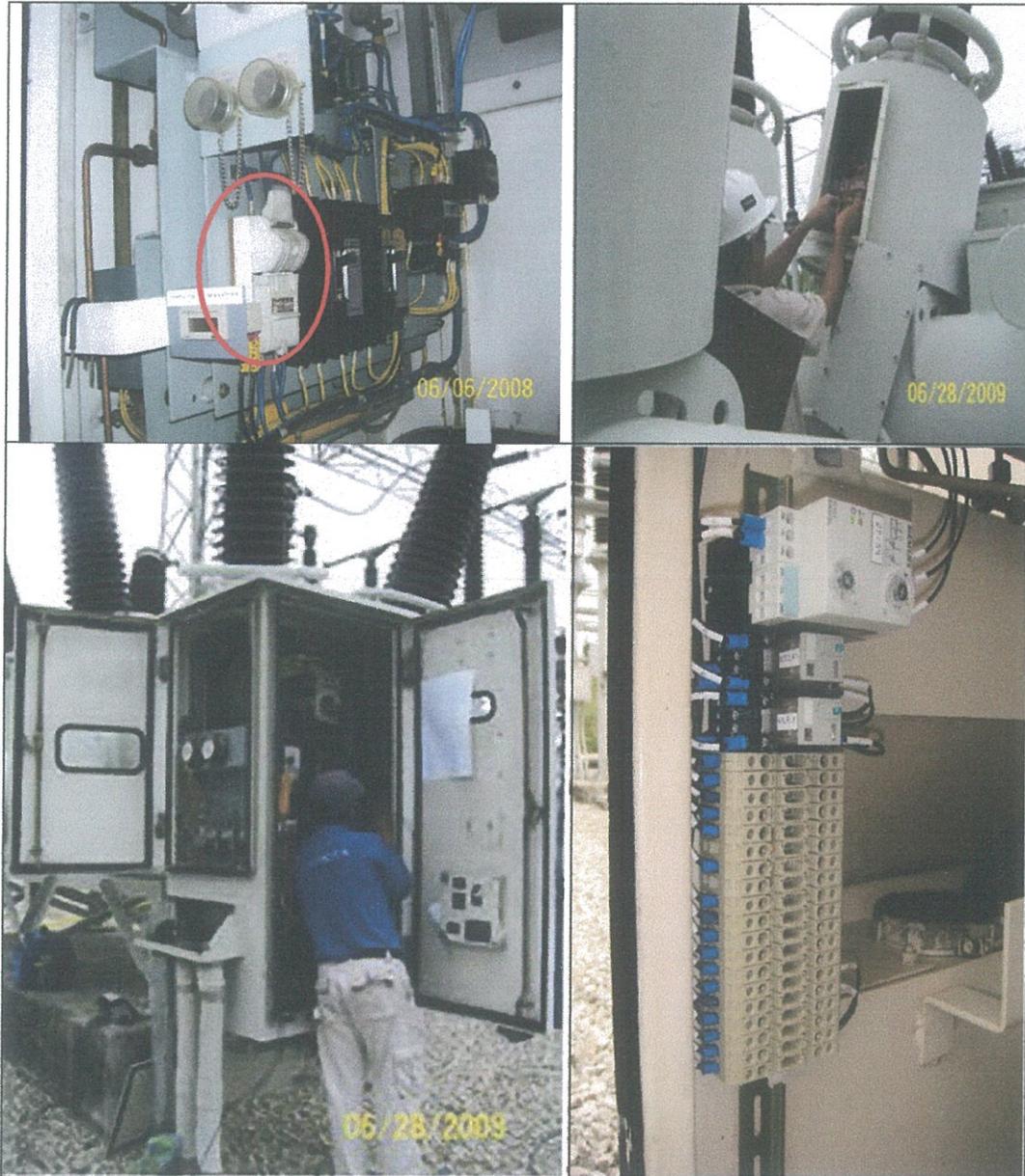


FIGURA 4.3 IMÁGENES DE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS

Los cambios realizados en los interruptores MITSUBISHI, en resumen, se detallan a continuación:

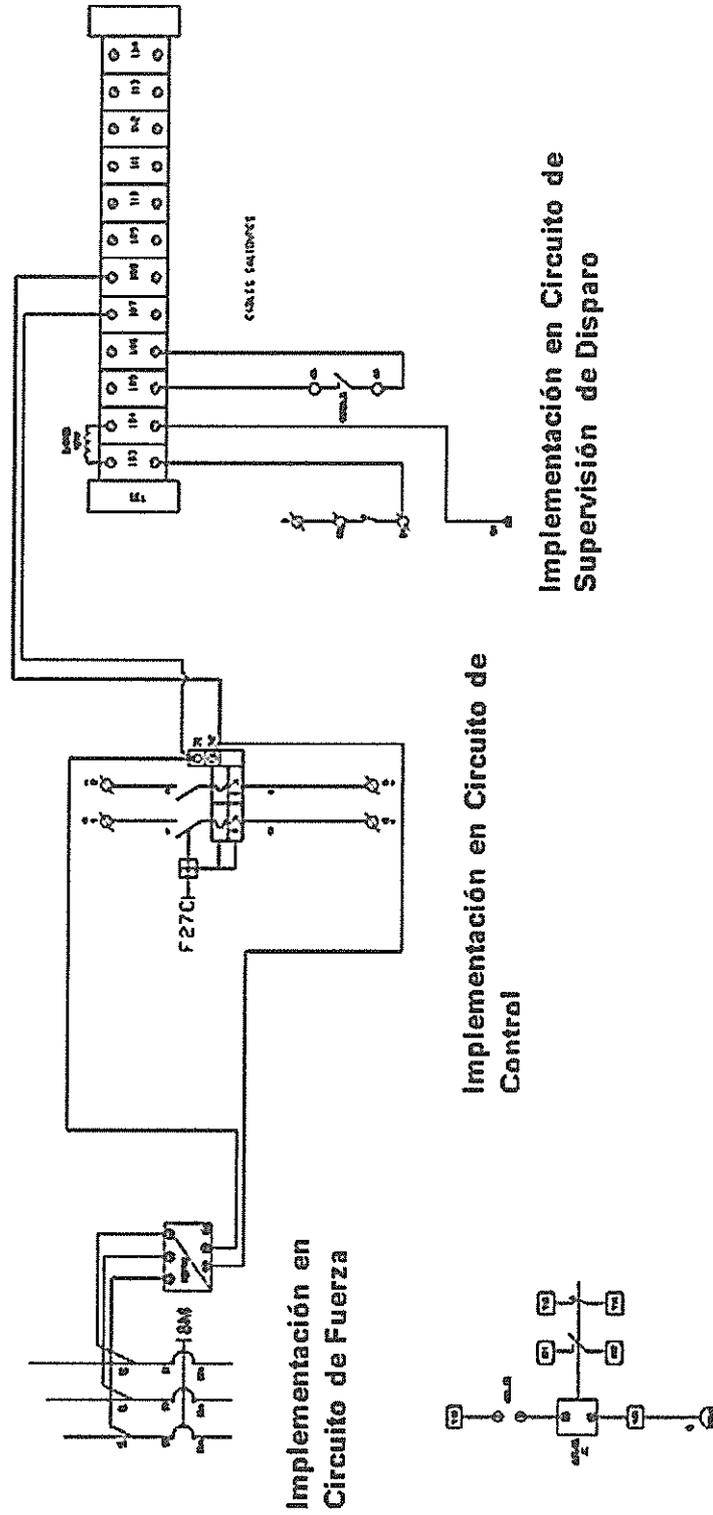


FIGURA 4.4 MODIFICACIONES EN LOS CIRCUITOS DE CONTROL Y FUERZA APLICADO A INTERRUPTORES MITSUBISHI

4.2 SECCIONADORES

Los seccionadores que se tiene en la S/E Salitral instalados en el patio de 138kV, son los siguientes:

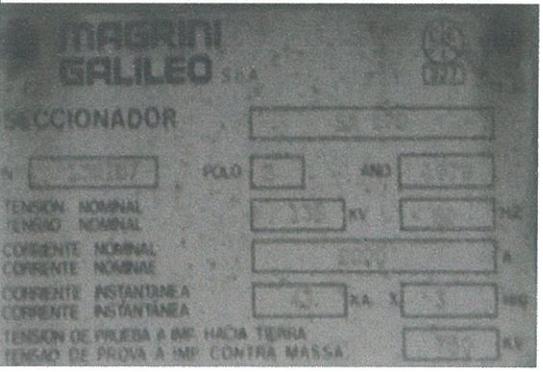
| EQUIPO | FABRICANTE | TIPO | ORIGEN | CANTIDAD | ID BAHIAS |
|--------|-------------------------------|------------|-----------|----------|------------------------------------------------------------------------|
| 89 | MAGRINI GALILEO | SA-170 | ITALIA | 9 | 89-111, 89-115, 89-1R1, 89-1R3, 89-1R5. 89-121. 89,125, 89-1Q3, 89-1Q5 |
| | | SA-170-CT | | 4 | 89-113/4, 89-123/4, 89-1Ø1/6, 89-1Ø3/8 |
| | LAGO | SLA-2C | ARGENTINA | 3 | 89-1Y1, 89-1Y3, 89-131 |
| | | SLA-3C | | 1 | 89-133/4 |
| | Manufacturas Eléctricas S. A. | AE-85 | ESPAÑA | 1 | 89-135 |
| | HAPAM | SSBIII-145 | HOLANDA | 1 | 89-1Q1 |

Los seccionadores a ser modificados en su mayoría, eran los de la marca MAGRINI GALILEO que son los más antiguos de los existentes, su año de fabricación es de 1979.

4.2.1 TIPOS DE SECCIONADORES

En la subestación Salitral se tienen los siguientes seccionadores en las Bahías Pascuales 1, 2, ATR y ATQ:

SECCIONADOR 89-111, 89-115, 89-1R1, 89-1R3, 89-1R5, 89-121, 89-125, 89-1Ø1/6, 89-1Ø3/8, 89-1Q3, 89-1Q5

| GENERALIDADES | PLACA DE IDENTIFICACIÓN
MAGRINI GALILEO | |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| | <p>El comando a motor tipo MD está constituido esencialmente por un reductor de velocidad, accionado por reversible.</p> <p>Dos teleruptores interbloqueados mecánica y eléctricamente conectan el motor en ambos sentidos de marcha.</p> <p>La amplitud de la rotación del árbol lento de maniobra de está determinada por la apertura de dos contactos de fin de carrera comandos por levas fijadas directamente sobre el árbol lento.</p> <p>El comando, completo con una serie de aparatos auxiliares, está encerrado en una caja soporte, de capa cincada a fuego apta para fijación a pared.</p> <p>El comando tipo MD está realizado en dos versiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Con motor de CA ▪ Con motor de CC <p>En ambas versiones, con motor de 0.5Hp, con una cupla nominal de 75kgm y pudiendo vencer una cupla resistente de hasta 160 kgm se adapta a todos los tipos de seccionadores.</p> <p>En la subestación Salitral el motor de corriente alterna con una tensión nominal de 480V_{ca} y el control del seccionador es con Tensión continua 125V_{dc}.</p> | TIPO 89-1Q5/3 |
| Año de Construcción | | 1979 |
| Frecuencia | | 60 Hz |
| Corriente Nominal | | 2000 A |
| Corriente Instantánea | | 43kA x 3 seg. |
| Tensión Nominal | | 138 KV |
| Tensión de prueba a IMP hacia tierra | 750 KV | |
| |  | |
| |  | |

SECCIONADOR 89-113/4, 89-123/4, 89-1Ø1/6 Y 89-1Ø3/8

| GENERALIDADES | PLACA DE IDENTIFICACIÓN
MAGRINI GALILEO | |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| | <p>El comando a motor tipo MD está constituido esencialmente por un reductor de velocidad, accionado por reversible.</p> <p>Dos teleruptores interbloqueados mecánica y eléctricamente conectan el motor en ambos sentidos de marcha.</p> <p>La amplitud de la rotación del árbol lento de maniobra de está determinada por la apertura de dos contactos de fin de carrera comandos por levas fijadas directamente sobre el árbol lento.</p> <p>El comando, completo con una serie de aparatos auxiliares, está encerrado en una caja soporte, de capa cincada a fuego apta para fijación a pared.</p> <p>El comando tipo MD está realizado en dos versiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Con motor de CA ▪ Con motor de CC <p>En ambas versiones, con motor de 0.5Hp, con una cupla nominal de 75kgm y pudiendo vencer una cupla resistente de hasta 160 kgm se adapta a todos los tipos de seccionadores.</p> <p>En la subestación Salitral el motor de corriente alterna con una tensión nominal de 480V_{ca} y el control del seccionador es con Tensión continua 125V_{dc}.</p> | TIPO 89-1Ø3/6-1Ø1/6 |
| Año de Construcción | | 1979 |
| Frecuencia | | 60 Hz |
| Corriente Nominal | | 2000 A |
| Corriente Instantánea | | 43kA x 3 seg. |
| Tensión Nominal | | 138 KV |
| Tensión de prueba a IMP hacia tierra | | 750 KV |
| | |  |

MAGRINI GALILEO S.p.A.

SECCIONADOR

N° POLO AÑO

TENSION NOMINAL KV HZ

TENSAO NOMINAL

CORRIENTE NOMINAL A

CORRENTE NOMINAE

CORRIENTE INSTANTANEA KA X SEQ

CORRENTE INSTANTANEA

TENSION DE PRUEBA A IMP HACIA TIERRA KV

TENSAO DE PROVA A IMP CONTRA MASSA

NORMAS

NORMAS

SECCIONADOR 89-131, 89-1Y1, 89-1Y3.

| DESCRIPCIÓN TÉCNICA | PLACA DE IDENTIFICACIÓN LAGO | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------|
| <p>Los seccionadores de 2 columnas para intemperie de la serie SLA-2C se caracterizan por ejecutar una interrupción horizontal central. Poseen dos aisladores rotantes por cada polo. Están diseñados y se construyen conforme a las recomendaciones IEC 129. Características principales de los seccionadores serie SLA-2C:</p> | TIPO | SLA 2C |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Construcción simplificada, que asegura un funcionamiento correcto, y reduce al mínimo el mantenimiento. | Año de Construcción | 2005 |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Bastidor soporte de columnas elaborado en acero galvanizado en caliente. | Frecuencia | 60 Hz |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Parte activa conformada por brazos de aluminio de elevadas características de conductividad eléctrica y resistencia mecánica. Los contactos están conformados por un perno cilíndrico o planchuela curvada, según intensidad nominal, y pares de cuchillas de cobre electrolítico auto comprimidas por resortes de acero inoxidable que le otorgan una adecuada presión de contacto. Las zonas de contacto reciben un tratamiento de plateado. | Corriente Nominal | 1250 A |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Posibilidad de montar sobre los seccionadores, aisladores tipo columna, como así también tipo capa y perno de acuerdo a requerimientos particulares. | I de cresta | 100 KA |
| <ul style="list-style-type: none"> ▪ Conexión mediante pernos cilíndricos. | O. de C. N° | P-56015 |
| | Serie | 2435 |
| | Tensión nominal | 145 KV |
| | BIL | 650KV |
| | I de breve duración 1 seg. | 40 KA |
| | Peso | ---- |
| | Norma | 62271-102 |
| | | |

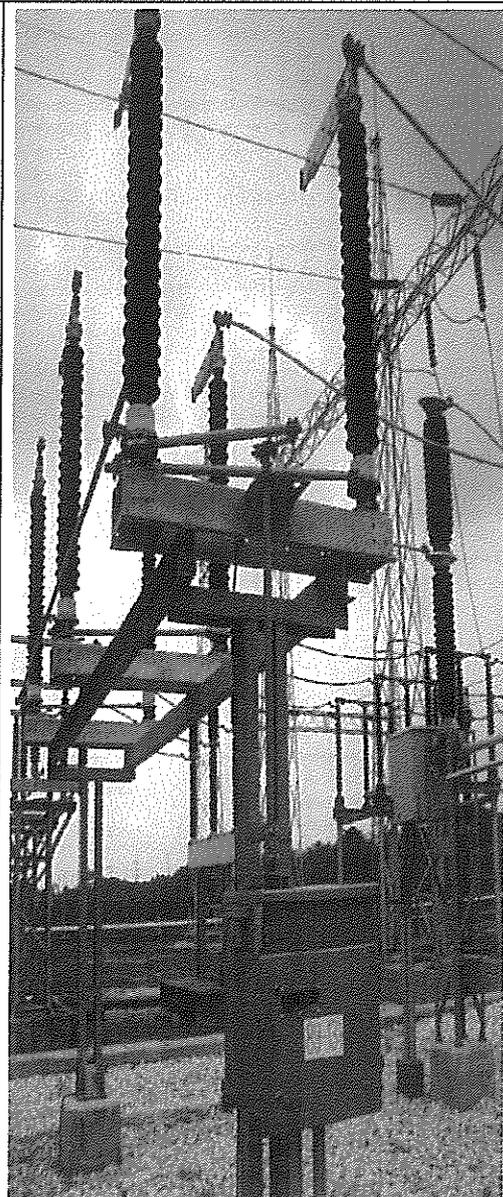
CAJA DE MANDO DE SECCIONADOR

Los comandos a motor serie CE son aptos para el accionamiento de seccionadores de alta tensión de la serie SLA-3C y SLA-2C.

Las características principales de los comandos a motor CE son:

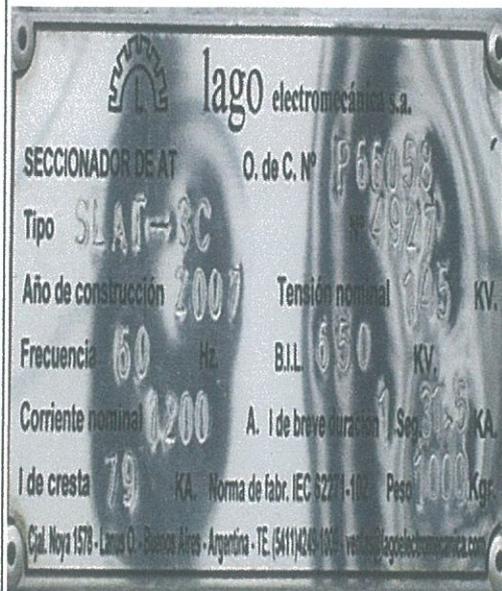
- Caja construida en chapa de acero galvanizado o en forma opcional de acero inoxidable.
- Reductor con lubricación permanente accionado por motor eléctrico.
- Accionamiento manual de las cuchillas principales por medio de manivela que se introduce solo después de pulsar el dispositivo de desenclavamiento. Además queda impedida la maniobra a distancia por medio del motor.

Puede dotarse de uno o dos árboles de salida, según el seccionador posea o no cuchillas de puesta a tierra. Los árboles están provistos de enclavamiento mecánico.



SECCIONADOR 89-133/4

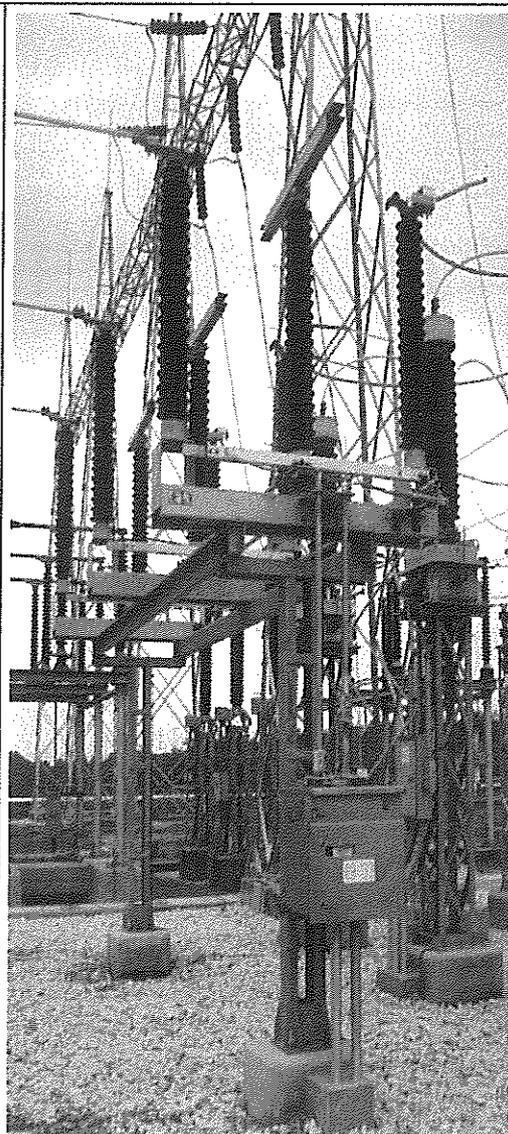
| DESCRIPCIÓN TÉCNICA | PLACA DE IDENTIFICACIÓN LAGO | |
|----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| | <p>Los seccionadores de 3 columnas para intemperie de la serie SLA-3C, se caracterizan por ejecutar una doble interrupción horizontal con tres aisladores por cada polo, siendo el central rotante. Están diseñados y se construyen conforme a las recomendaciones IEC 129. Características principales de los seccionadores serie SLA-3C:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Construcción simplificada, que asegura un funcionamiento correcto, y reduce al mínimo el mantenimiento. ▪ Bastidor soporte de columnas elaborado en acero galvanizado en caliente. ▪ Parte activa conformada por planchuelas de cobre electrolítico, auto comprimidas por resortes de acero inoxidable, que le otorgan una adecuada presión de contacto. Las zonas de contacto reciben un tratamiento de plateado. El conjunto se encuentra montado sobre un robusto soporte de acero galvanizado que garantiza su rigidez mecánica. ▪ Los contactos fijos son fabricados de placas de cobre plateado diseñados para el montaje de protecciones antihielo, las cuales se proveen en forma opcional. ▪ Posibilidad de montar sobre los seccionadores, aisladores tipo columna, como así también tipo capa y perno de acuerdo a requerimientos particulares. ▪ Conexión mediante placas de cobre electrolítico. | TIPO |
| Año de Construcción | | 2007 |
| Frecuencia | | 60 Hz |
| Corriente Nominal | | 1200 A |
| I de cresta | | 79 KA |
| O. de C. N° | | P-566058 |
| Serie | | 4927 |
| Tensión nominal | | 145 KV |
| BIL | | 650 KV |
| I de breve duración 1 seg. | | 31.5 KA |
| Peso | | ---- |
| Norma | | 62271-102 |



CAJA DE MANDO DE SECCIONADOR

Los comandos a motor serie CE son aptos para el accionamiento de seccionadores de alta tensión de la serie SLA-3C y SLA-2C. Las características principales de los comandos a motor CE son:

- Caja construida en chapa de acero galvanizado o en forma opcional de acero inoxidable.
- Reductor con lubricación permanente accionado por motor eléctrico.
- Accionamiento manual de las cuchillas principales por medio de manivela que se introduce solo después de pulsar el dispositivo de desenclavamiento. Además queda impedida la maniobra a distancia por medio del motor.
- Puede dotarse de uno o dos árboles de salida, según el seccionador posea o no cuchillas de puesta a tierra. Los árboles están provistos de enclavamiento mecánico.



SECCIONADOR 89-1Q1

| HAPAM
THE NETHERLANDS | |
|--------------------------|----------------------|
| TIPO | SSBIII-145 |
| Año de Construcción | 1998 |
| Frecuencia | 60 Hz |
| Corriente Nominal | 2000 A |
| Corriente Instantánea | 32kA x 3 seg. |
| Tensión Nominal | 145 KV |
| BIL | 650 KV |
| SERIE | 680329-003 |
| Peso | 285 Kg |



4.2.2 MODIFICACIONES EN SECCIONADORES REALIZADAS EN LOS PLANOS DE CONTROL

En el seccionador que se realizó mayores modificaciones fue en los seccionadores MAGRINI GALILEO y HAPAM. En los Seccionadores MAGRINI GALILEO se los acondicionó para que trabajen de acuerdo a las exigencias de los diagramas de enclavamiento, para lo cual se procedió a instalar lo siguiente:

43 L/R: Manija local remoto, esto modificó completamente la operación del seccionador, en virtud de que antes se operaba desde el patio o sala de control, con esta condición se impedía que para operar desde el IHM, el equipo se ponga en posición en "Remoto", con lo cual junto al equipo en la sala de control cambia de estado y según los enclavamientos permite la operación de los mismos.

Protección de Motor: Se instaló un breaker 3Ø para la protección del motor, el cual requiere una tensión de 480 V_{AC}, con un contacto de vida, para en caso de falla, se genere un evento en el IHM y pueda el operador identificar el problema.

Protección Circuito de Control: Se procedió a instalar un breaker para protección de tensión continua, el mismo tiene un contacto NC, para que en caso de falla, se genere una alarma en el sistema de control, se debe indicar que antes, la única protección eran unos fusibles instalados al principio del circuito y en caso de alguna falla, se queda sin alimentación todo el circuito de fuerza de los 3 seccionadores que componen una posición.

En el siguiente detalle, se va a proceder a explicar los cambios realizados en los planos del fabricante MAGRINI GALILEO.

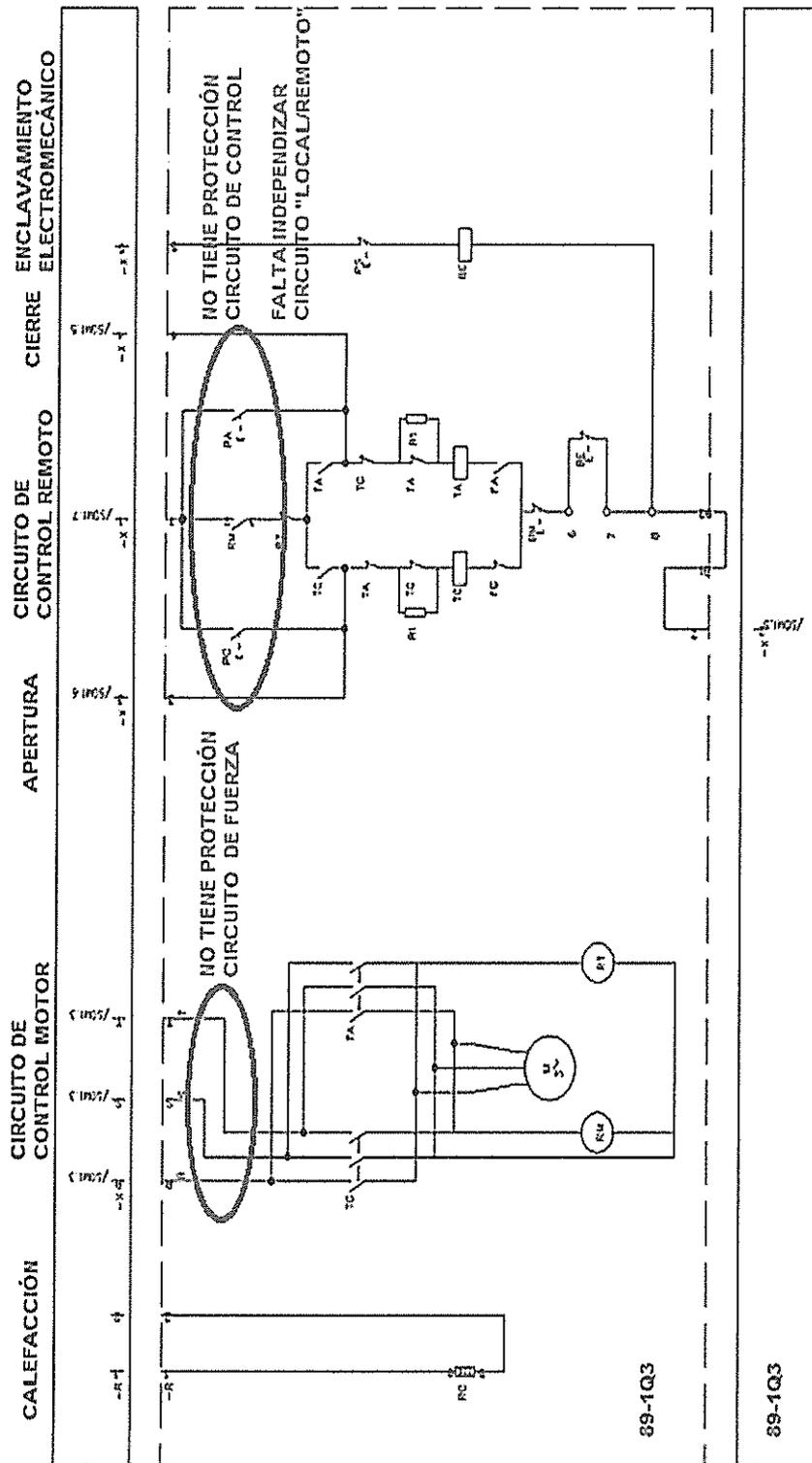


FIGURA 4.5 PLANO DEL FABRICANTE MAGRINI GALILEO

Los cambios realizados, quedaron de la siguiente forma:

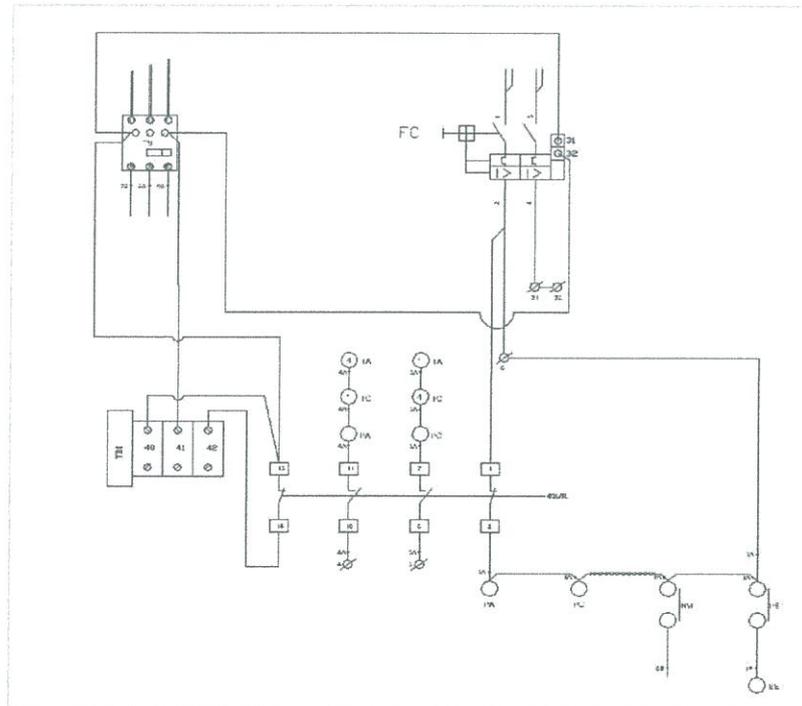


FIGURA 4.6 MODIFICACIONES EN SECCIONADORES MAGRINI GALILEO

En los seccionadores de tierra, en cambio es importante, llevar una señal que indique que se cumplieron las condiciones para la operación, esta recibe el nombre de “Enclavamiento Ok”. Se implementó un relé auxiliar en los seccionadores de puesta tierra, para poder cumplir con este requerimiento:

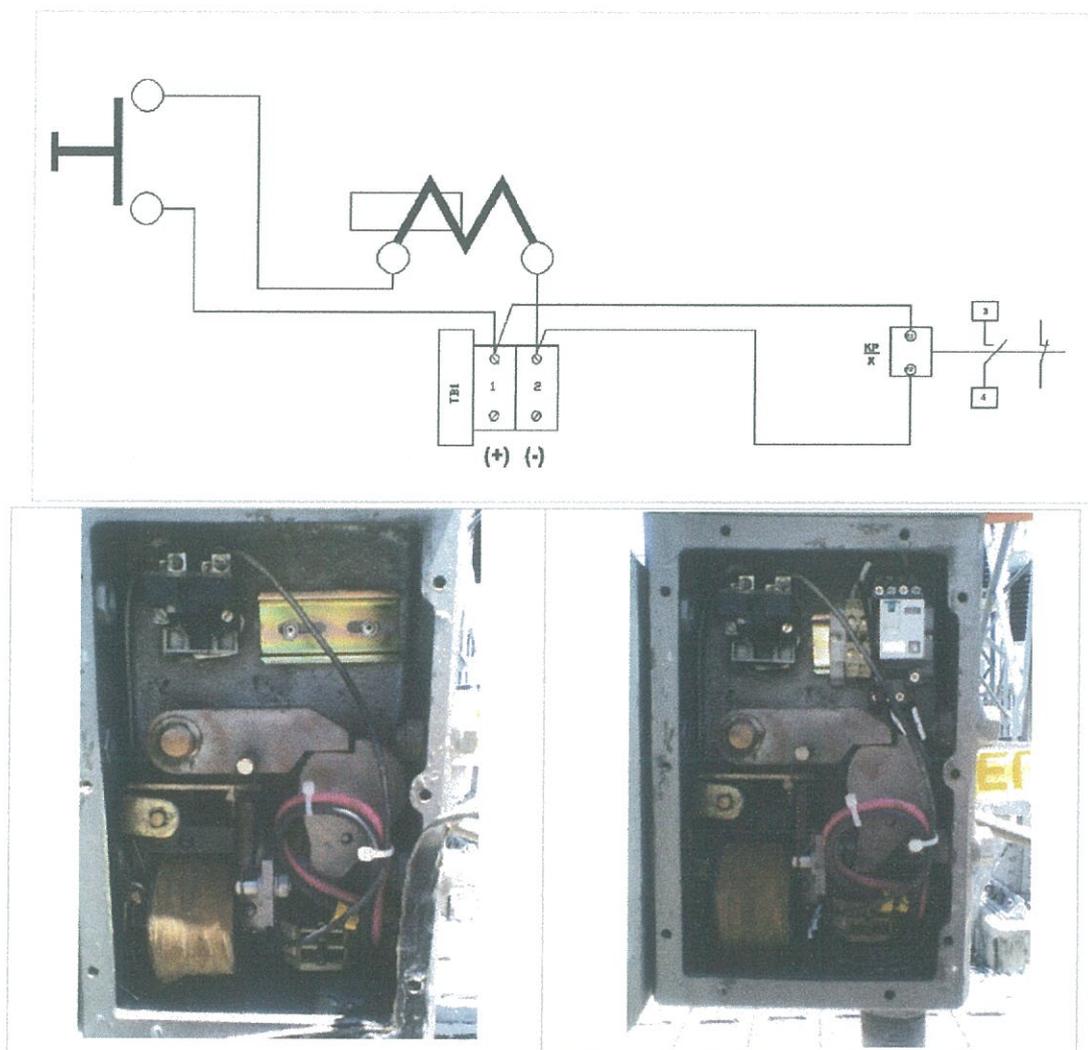


FIGURA 4.7 MODIFICACIONES EN SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA

En el seccionador 89-1Q1, de marca HAPAM, se realizó una sustitución de la manija L/R, en virtud de que no disponía de un contacto para llevar la señalización del estado de la posición de la manija a la BCU, adicionalmente se instaló al igual que con los otros seccionadores protección tanto para la alimentación de tensión continua del motor al igual que para la protección.

A continuación se muestra los detalles de lo realizado:

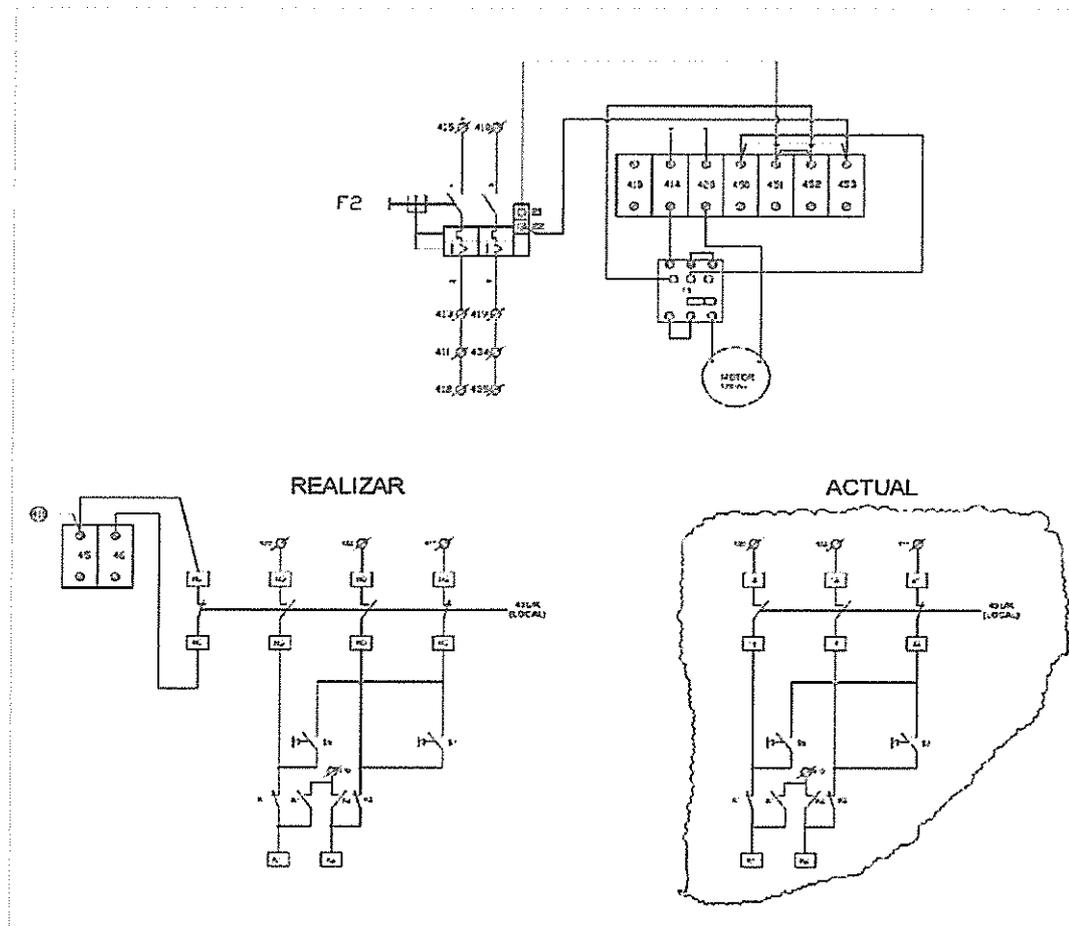


FIGURA 4.8 MODIFICACIONES EN SECCIONADOR 89-1Q1

4.3 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En la filosofía de protección en sistemas de control convencional, las señales de corriente eran tomadas de los transformadores de corriente que se encuentran físicamente ubicados en los bushing de los interruptores, los cuales alimentaban a los relés de una bahía, cuando se debía realizar la transferencia, había que cerrar el interruptor de transferencia y hacer que la manija del tablero esté en posición "BY-PASS", con lo cual quedaban cortocircuitados los TC del interruptor propio. Las señales de corriente se las toma desde el interruptor de transferencia, pero durante este cambio en la manija se corría el riesgo de que por mal funcionamiento de las mismas, se quede una fase abierta o todas.

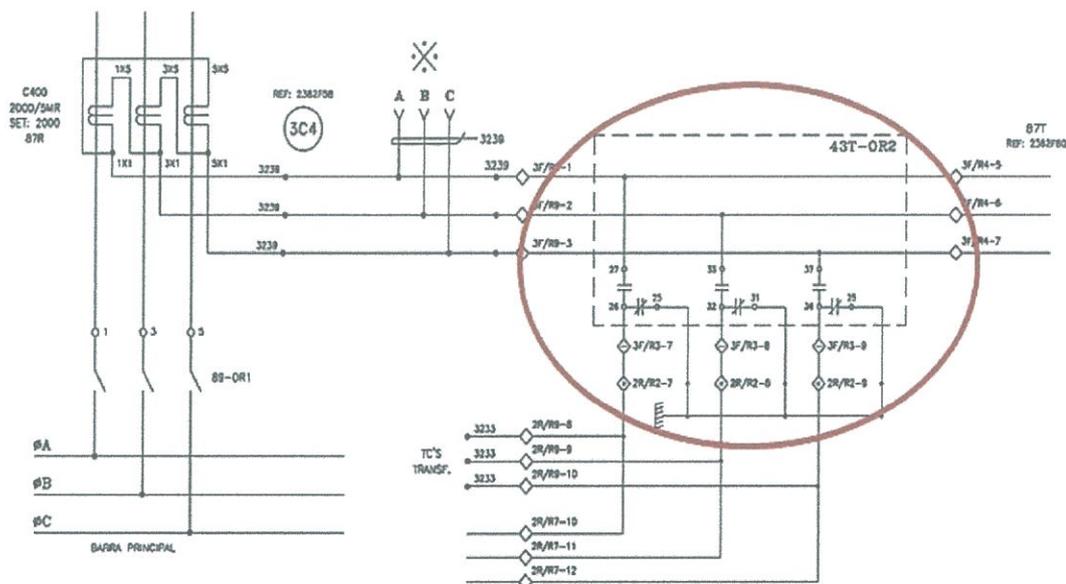


FIGURA 4.9 MANIJA 43T-OR2; SELECCIONA DE DONDE TOMA LAS SEÑALES DE CORRIENTE

En la nueva de filosofía implementada, los transformadores de corriente estan a la salida de la bahía, por lo cual cada bahía tomaría únicamente las señales de corriente de sus propios transformadores de corriente, especialmente cuando la posición se encuentre transferida, para tal efecto, se tuvo que instalar los TC y se pedía la consignación de la posición, indicando que en la primera etapa solo se procedía al montaje, previo verificación de que las pruebas de equipo primario eran satisfactorias.

Se debe indicar que durante esta etapa, se están preparando todas las bahías, para posterior, comenzar con el proceso de cambio de los tableros duplex a los nuevos tableros de control, protección y medición.

| EQUIPO | FABRICANTE | TIPO | ORIGEN | CANTIDAD |
|--------|------------|---------|--------|----------|
| TC | ABB | IMB-145 | SUECIA | 15 |

A continuación, un resumen gráfico de la secuencia de montaje de los transformadores de corriente, realizado:

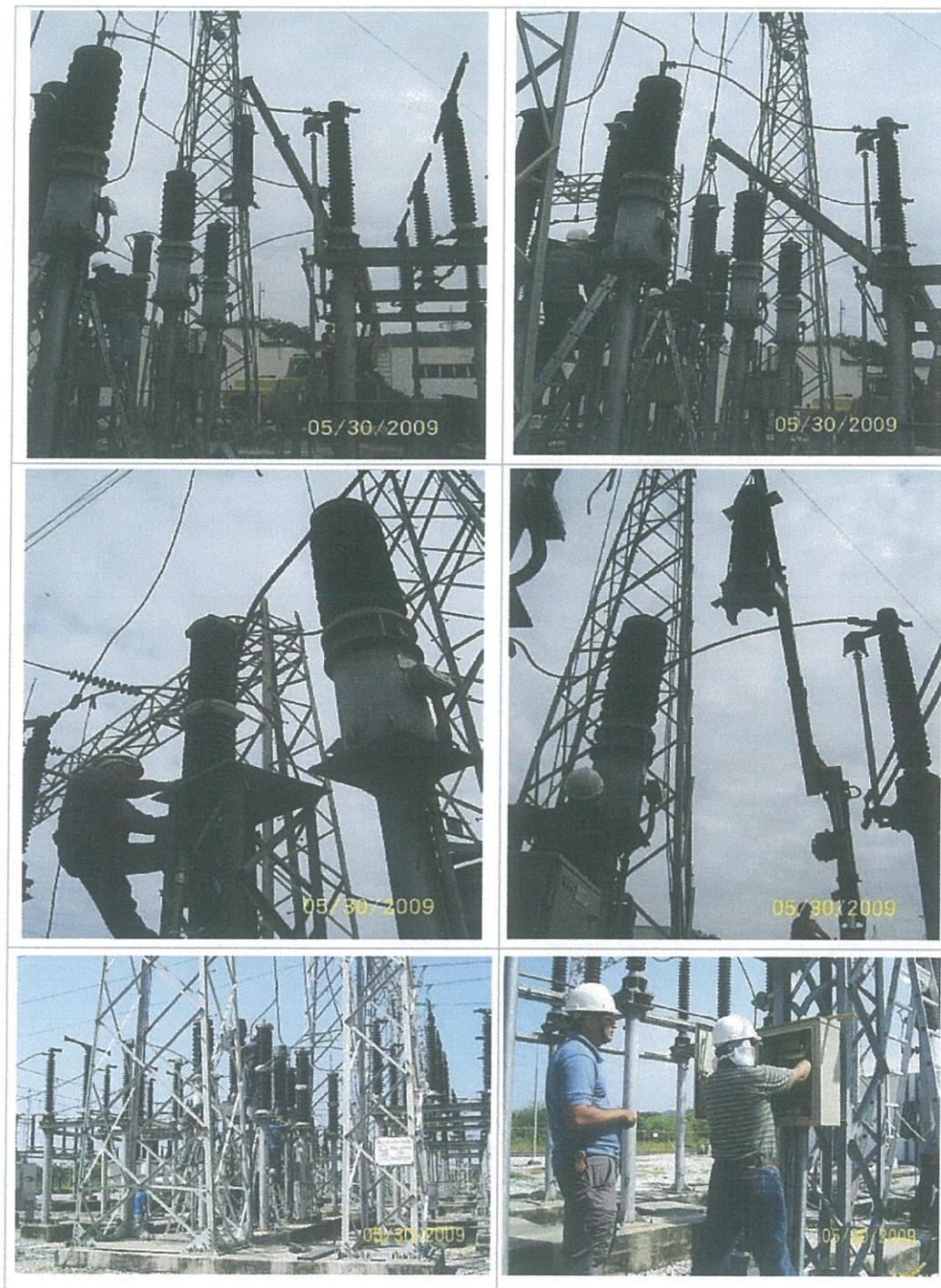


FIGURA 4.10 IMPLEMENTACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN LA BAHÍA PASCUALES 1 DE 138kV

4.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Corriente primaria asignada

- Para relación sencilla
- Para relación múltiple

Gama extendida de corriente

- Porcentaje de la corriente primaria asignada que el equipo debe soportar continuamente
- 120%, 150% y 200%

Corriente secundaria asignada

- 1, 2 y 5 amperios. Para nuestro caso se instaló $I_s = 5 \text{ A}$

Clase de precisión

- 0,1 - 0,2 - 0,5 - 1 - 3 - 5 para TC de medida
- 5P - 10P para TC de protección

Factor límite de precisión

- Relación entre la corriente térmica de cortocircuito asignada y la corriente primaria asignada, para la cual el transformador de corriente debe cumplir con el límite de error
- 5% - 10% - 15% - 20% - 30%
- 10P20 (Precisión del 10% a 20 veces la corriente nominal)

Carga de precisión

- Es la impedancia del circuito secundario en ohmios a un factor de potencia determinado para la cual se especifican las condiciones de precisión. Se expresa como potencia
- Valores normalizados: 2,5 - 5 - 10 - 15 y 30 VA

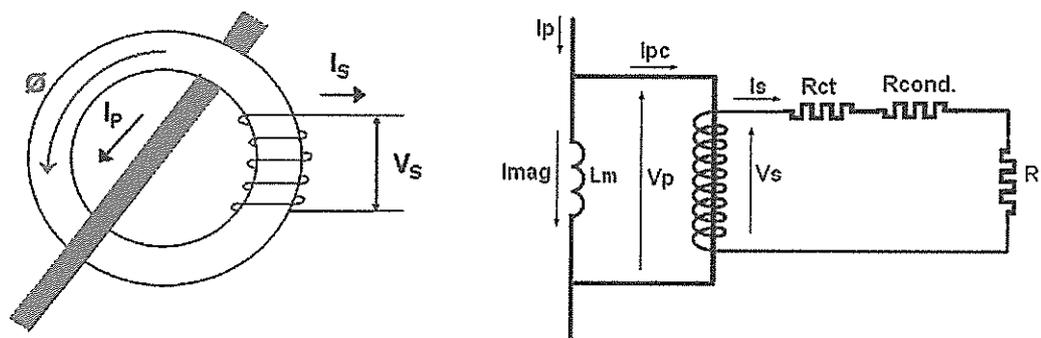


FIGURA 4.11 ESQUEMA EQUIVALENTE DE UN TC

Particularidades del TC:

- El arrollamiento primario está conectado en serie con la red \Rightarrow su corriente no depende de la carga secundaria.
- No está sometido a una tensión constante, ésta varía permanentemente con las variaciones de la I primaria \Rightarrow para grandes magnitudes de corriente, y según la impedancia secundaria, el núcleo puede saturarse.
- Las expresiones que describen el comportamiento electromagnético de un transformador de corriente son las mismas que las de cualquier transformador:

$$N_p \times I_{pc} + N_s \times I_s = 0 \rightarrow \frac{N_p}{N_s} = \frac{I_s}{I_{pc}} \text{ e } I_{mag} = \frac{\Phi \times Rel}{N_p}$$

Las expresiones anteriores significan que los amperios vuelta primario y secundarios son iguales pero en sentido opuesto, por lo que se cancelan \Rightarrow solo la corriente de magnetización produce flujo magnético en el núcleo.

$$V = N \times \frac{\partial \Phi}{\partial t} \Rightarrow V_p = N_p \times \omega \times \Phi \Rightarrow \frac{N_p}{N_s} = \frac{V_p}{V_s}$$

$$V_s = N_s \times \omega \times \Phi$$

Las expresiones anteriores significan que el flujo y la tensión en bornes del TC son proporcionales, por lo que cuando la tensión es muy alta el núcleo se puede saturar.

A mayor corriente primaria \Rightarrow mayor corriente secundaria.

$$I_s = I_p \times \frac{N_p}{N_s}$$

A mayor corriente secundaria \Rightarrow mayor tensión secundaria.

$$V_s = I_s \times (R_{ct} + R_{cond} + R_L)$$

A mayor tensión secundaria \Rightarrow mayor flujo en el núcleo.

$$\phi = \frac{V_s}{N_s \times \omega}$$

A mayor flujo en el núcleo \Rightarrow mayor corriente de magnetización.

$$I_{mag} = \frac{\phi \times Rel}{N_p}$$

A mayor corriente de magnetización \Rightarrow menor porción de la corriente primaria es reflejada al secundario.

$$I_{pc} = I_p - I_{mag}$$

A mayor corriente primaria, disminuye la precisión del transformador de corriente, especialmente cuando la tensión secundaria supera la saturación del núcleo.

4.3.2 DISEÑO DE CAJAS DE AGRUPAMIENTO PARA TC (KTC)

En el esquema propuesto, es importante tener un tablero que agrupe las señales de corriente provenientes de los tres transformadores de corriente que conforman una bahía; cada transformador de corriente tiene en su devanado secundario cuatro núcleos, los mismos que están distribuidos de la siguiente forma para cada fase:

| NÚCLEO | POTENCIA Y CLASE | FUNCIÓN |
|------------------|------------------|------------------------------|
| Secundario N°. 1 | 60 VA Cl. 0.2 | Medición |
| Secundario N°. 2 | 60 VA Cl. 5P20 | Protección principal |
| Secundario N°. 3 | 60 VA Cl. 5P20 | Protección de respaldo y RAP |
| Secundario N°. 4 | 60 VA Cl. 5P20 | Diferencial de Barra (87B) |

Adicionalmente, este esquema emplea borneras que permitan cortocircuitar cualquiera de los devanados secundarios del transformador de corriente, actividad que se ejecuta cuando se va a realizar un mantenimiento preventivo o correctivo en los relés de protección y tener la facilidad de trabajar en una bahía sin la necesidad de restricción de la misma.

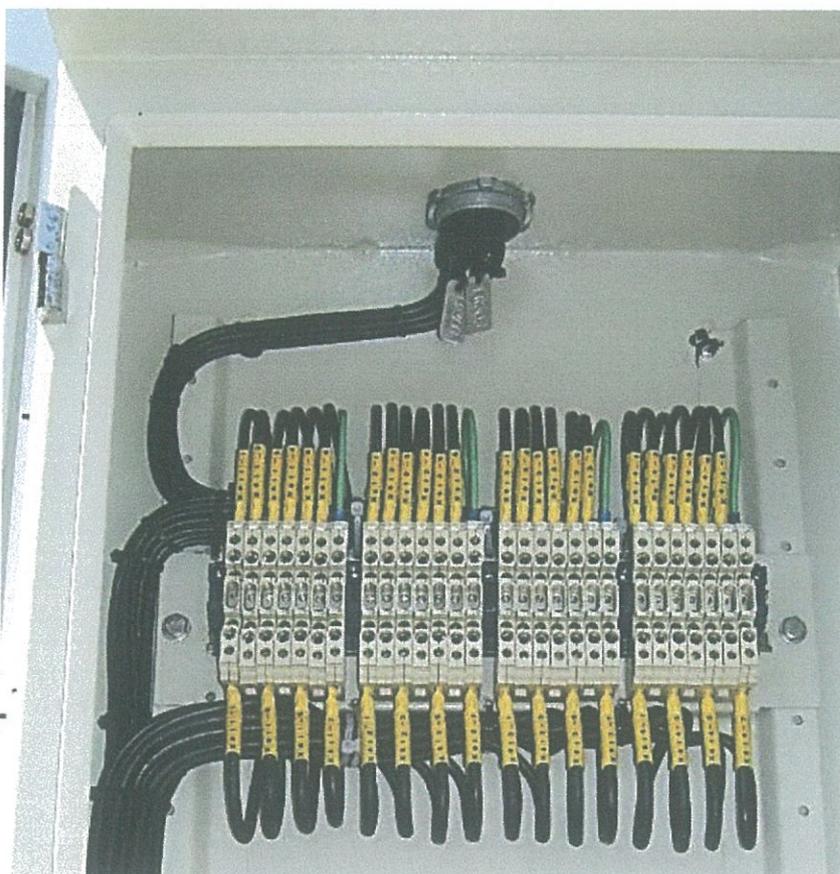


FIGURA 4.12 VISTA DEL TABLERO DE AGRUPAMIENTO DE CORRIENTE

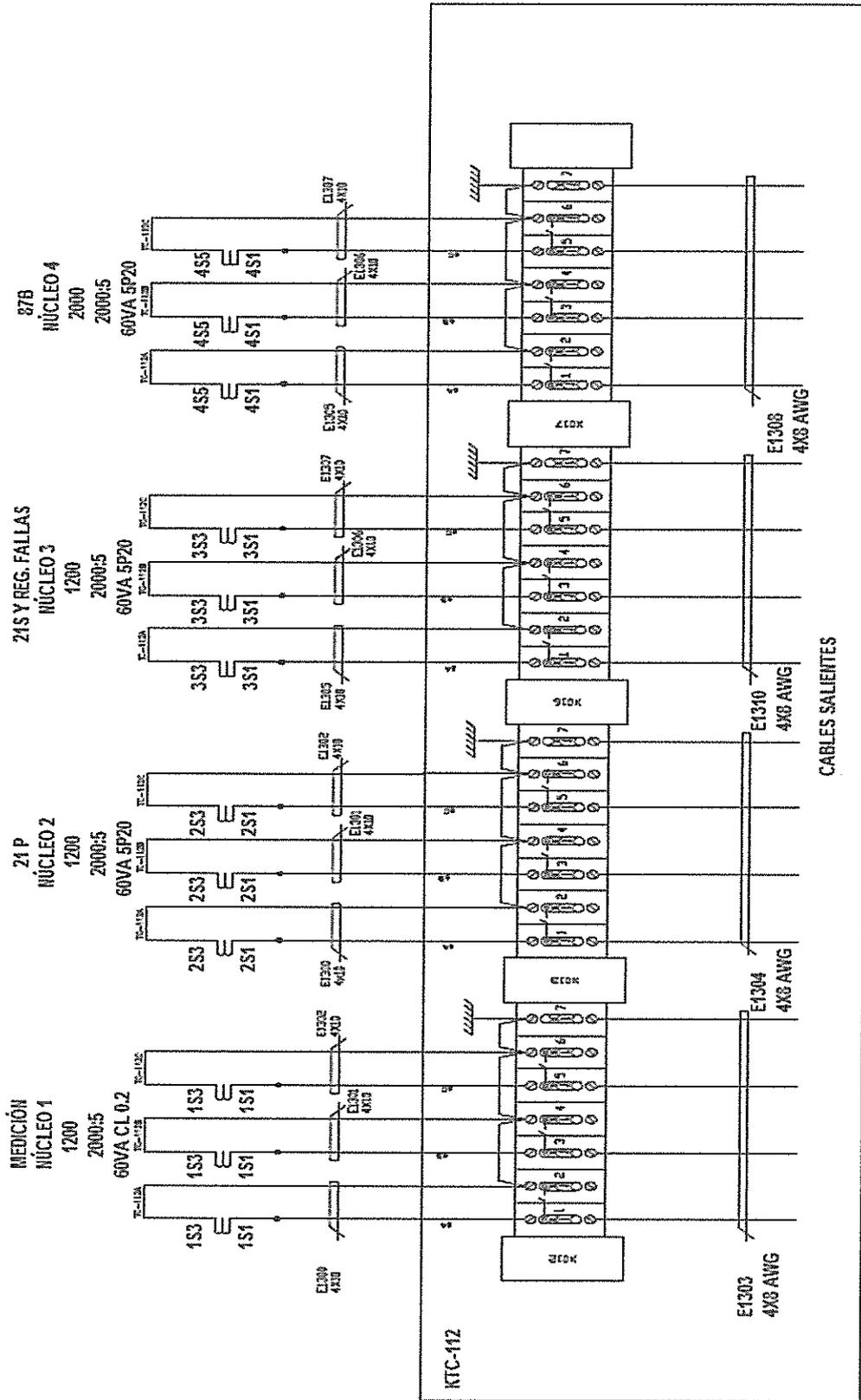


FIGURA 4.13 PLANO DE DISEÑO DE KTC

4.4 DIVISORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

Estos transformadores se componen de un divisor de tensión capacitivo consistente en dos condensadores conectados en serie con el fin de obtener una tensión intermedia. En este punto de acceso a la tensión intermedia del divisor de tensión se conecta un transformador de tensión intermedia, exactamente igual que uno inductivo, a través de una inductancia que compensa la reactancia capacitiva del divisor.

El transformador de tensión capacitivo está formado por condensadores en serie, montados sobre una cuba donde va alojada la unidad electromagnética (transformador inductivo, reactancia serie y elementos auxiliares. Los condensadores forman un divisor de tensión (2, 3) entre el terminal de alta tensión (1) y el terminal de alta frecuencia (4).

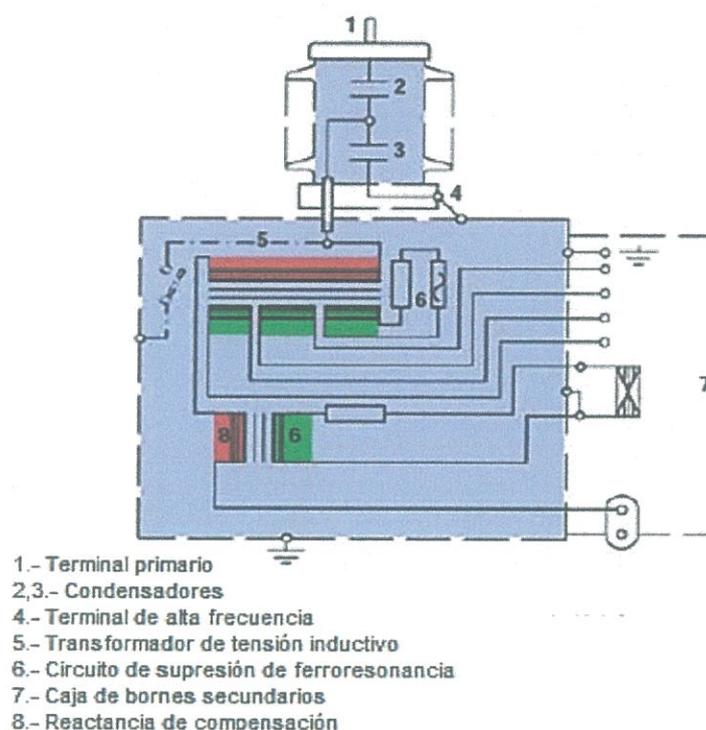


FIGURA 4.14 TRANSFORMADORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL INTERNO

Los condensadores, impregnados en aceite dieléctrico de alta calidad, están alojados en uno o más aisladores, formando cada uno de ellos una unidad

independiente y herméticamente sellada. Los condensadores presentan una capacidad muy estable en el tiempo.

4.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

En las subestaciones de alta tensión las especificaciones que debe cumplir un DCP para ser considerado a nivel de 138kV. Son:

| | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|--------------------|
| Voltaje nominal primario (fase-tierra) | kV | $138/\sqrt{3}$ |
| Capacitancia mínima (fase-tierra) | pF | - |
| Voltaje nominal de salida | | |
| a) Devanado secundario 1 | V | $115-115/\sqrt{3}$ |
| b) Devanado secundario 2 | V | $115-115/\sqrt{3}$ |
| c) Devanado secundario 3 | V | $115-115/\sqrt{3}$ |
| Factor de voltaje | | |
| a) Operación continua | % | 120 |
| b) 30s | % | 150 |
| Niveles nominales de aislamiento a nivel del mar | | |
| a) Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, un minuto | kV, rms | 275 |
| b) Rigidez dieléctrica a onda de impulso | kV, pico | 650 |
| Capacidad nominal de salida (burden) y clase de precisión | | |
| a) Devanador secundario 1 | | |
| - Carga (burden) | VA | 100 |
| - Precisión | % | 0.2 |
| b) Devanado secundario 2 | | |
| - Carga (burden) | VA | 100 |
| - Precisión | % | 3P |
| c) Devanado secundario 3 | | |
| - Carga (burden) | VA | 100 |
| - Precisión | % | 0.2 |
| Distancia mínima de contorno (Nivel de Polución III) | mm | 3625 |
| Toma exterior para medir las capacitancias | | SI |
| Cuchillas de puesta a tierra del devanado | | SI |
| Rango de frecuencia para acoplamiento de equipo de onda portadora | kHz | |
| Accesorios para onda portadora | SI/NO | NO |
| Material de los aisladores | | Porcelana |
| Conector terminal para conductor AAC 1033.5 kcmil | SI/NO | SI |
| Tablero para conexión de terminales de las tres fases con borneras seccionables y guarda motores | SI/NO | SI |

Como se puede apreciar el secundario tiene tres devanados, uno para medición, el segundo se lo usa para protección y el tercero para sincronización.

4.4.2 DISEÑO DE CAJAS DE AGRUPAMIENTO PARA DCP (KDCP)

En el esquema propuesto es importante tener un tablero que agrupe las señales de voltaje provenientes de los tres transformadores capacitivos de potencial que conforman una bahía (uno por fase). Cada transformador capacitivo de potencial tiene en su devanado secundario tres núcleos, los mismos que están distribuidos de la siguiente forma, para cada fase:

| NÚCLEO | POTENCIA Y CLASE | FUNCIÓN |
|------------------|------------------|------------------|
| Secundario N°. 1 | 100 VA Cl. 0.2 | Medición |
| Secundario N°. 2 | 100 VA Cl. 3P | Protección y RAP |
| Secundario N°. 3 | 100 VA Cl. 3P | Sincronización |

Adicionalmente en este esquema se empleó borneras seccionables con la finalidad de dejar abierto el secundario, en caso se requiera revisar un circuito hacia el tablero de la bahía.

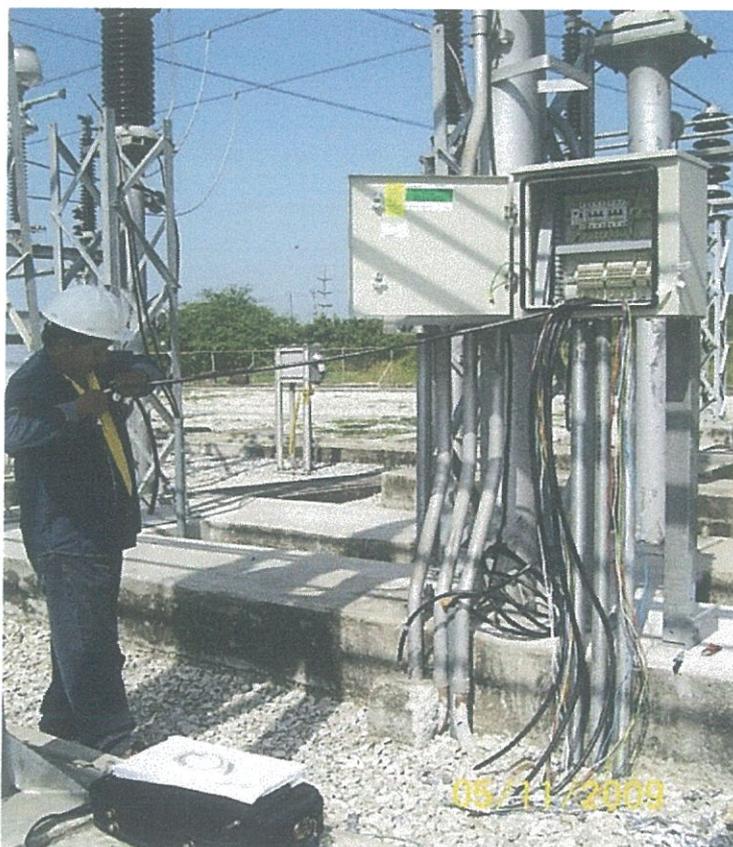
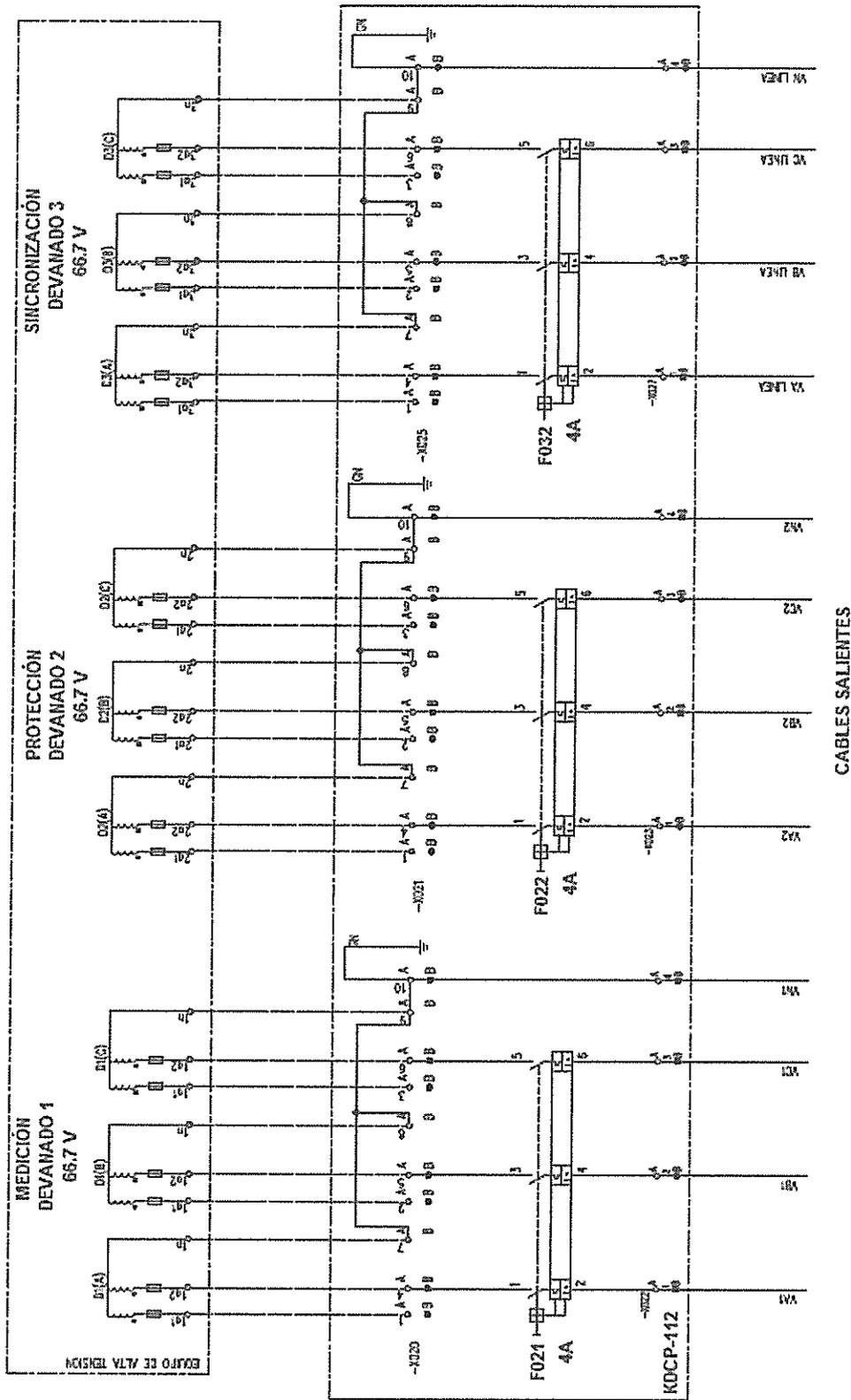


FIGURA 4.15 CAJA DE AGRUPAMIENTO DE VOLTAJE (KDCP)

Para lo cual se procedió a realizar un diseño para fabricar las KDCP, las mismas que por estar a la intemperie debían cumplir todas las especificaciones técnicas. Siendo una de las más importantes, que las borneras sean seccionables.

El diseño aplicado se pone a consideración:



CABLES SALIENTES

FIGURA 4.16 PLANO DE DISEÑO DE KDCP

4.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La subestación Salitral dispone de dos transformadores, el primer Banco de Autotransformadores se lo identifica como ATQ, y es de Marca DI LEGNANO, con las siguientes características técnicas:

| AUTOTRANSFORMADOR | | | | | |
|--------------------------------------------------------|--------------------|------------------------|----------------|--------------|---------------------|
| Norma | ANSI C
57.12.00 | Frecuencia | 60 Hz | Tipo | Núcleo |
| BIL | | Contrato | ST/3/A1 | Aceite Aisl. | IP
DITRANS
CK |
| H1 | 550 KV | ENFRIAMIENTO | | OA/FA/FA | |
| X1 | 350 KV | CAPACIDAD MVA | | VOLTAJE (V) | |
| Y1-Y2 | 110 KV | 55°C | 65°C | AT | $138000/\sqrt{3}$ |
| H0-X0 | 110 KV | 30/40/50 | 33.6/33.6/11.2 | MT | $69000/\sqrt{3}$ |
| CON
OLTC | NO | 30/40/50 | 44.8/44.8/11.2 | BT | 13800 |
| ACEITE | 10000 L | 10/10/10 | 56/56/11.2 | TOTAL | 40500 Kg |
| | | IMPEDANCIA | | SERIE | |
| | | 30MVA 79.674/39.837 KV | 5.086% | FASE A | 31973 |
| | | 10MVA 79.674/13.8 KV | 6.967% | FASE B | 31974 |
| | | 10MV39.837/13.8 KV | 4.725% | FASE C | 31975 |
| | | | | FASE R | 31976 |
| INDUSTRIE ELETTRICHE DI LEGNANO S.p.A.
MILANO-ITALY | | | | | |

El segundo Banco de autotransformadores, se lo denomina ATR y es de marca MITSUBISHI, el mismo que dispone de las siguientes características técnicas:

| AUTOTRANSFORMADOR | | | | | |
|------------------------------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|--------------------|
| Norma | IEC 76
(1993) | Frecuencia | 60 Hz | Tipo | Núcleo |
| BIL | | Fecha | SEPT 1998 | Aceite Aisl. | IEC 296
CLASE L |
| AT LINEA | 650 KV | ENFRIAMIENTO | | ONAN/ONAF/ONAF | |
| MT LINEA | 350 KV | CAPACIDAD MVA | | VOLTAJE (V) | |
| NEUTRO | 95 KV | AT | 30/40/50 | AT | $138000/\sqrt{3}$ |
| BT | 95KV | MT | 30/40/50 | MT | $69000/\sqrt{3}$ |
| CON OLTC | SI | BT | 10/13.33/16.66 | BT | 13800 |
| ACETITE | 15900 L | OLTC | 230 L | TOTAL | 49500 Kg |
| | | IMPEDANCIA | | SERIE | |
| | | AT-MT 50MVA | 8.15% | FASE A | 9812282101 |
| | | AT-BT 16.66MVA | 10.86% | FASE B | 9812282102 |
| | | MT-BT 16.66MVA | 6.70% | FASE C | 9812282103 |
| | | | | FASE R | 9812282104 |
| MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
JAPAN | | | | | |

4.5.1 AUTOTRANSFORMADOR ATQ

4.5.1.1 DISEÑO DE TABLERO DE AGRUPAMIENTO PARA AUTOTRANSFORMADORES ATQ

Para implementar todas las señales provenientes de los tres autotransformadores incluido el de reserva, se implementó un tablero que agrupe las señales por tipo y se conformaron tres grupos:

- Borneras XTQ1: que corresponde a la señales de disparo por protecciones mecánicas.
- Borneras XTQ2: que corresponde a la señales de alarmas.

▪ Borneras XTQ3: que corresponde a la señales de indicación del sistema de enfriamiento y las etapas de enfriamiento que se encuentran conectadas, es de indicar que estas señales van hacia la unidad de bahía.

Todas las señales que provienen de cada fase que conforma el banco de autotransformadores, las cuales están agrupadas en tres grandes grupos que son: disparo, alarmas y sistema de enfriamiento. Pero el autotransformador que esta de reserva, se deja seccionada la bornera y aislado en el gabinete de agrupamiento del mismo, para evitar cualquier operación no deseada.

Anteriormente se tenía, un tablero inseguro, el mismo que no prestaba las garantías del caso, para poder implementarlo en un sistema de control distribuido:



FIGURA 4.17 CAMBIO DEL TABLERO DE AGRUPAMIENTO PARA BANCO ATQ

4.5.1.2 PROCEDIMIENTO PARA INTERCAMBIAR EL AUTOTRANSFORMADOR DE RESERVA

1. Identificar las fases que conforman el Banco de autotransformadores ATQ, es decir las fases: ØA, ØB, ØC. Resaltando que se tiene un cuarto autotransformador que esta como reserva y listo para reemplazar a cualquiera de los tres que conforman el Banco ATQ.
2. Tener claro cuál es la fase que entra en servicio y cuál es la que va a quedar como reserva.
3. En el tablero TB-ATQ, es decir donde se agrupan las señales de disparo, alarma, control y que van hacia el tablero E1Q+R01, ubicado en la caseta de control de 138KV, se debe dejar en las Borneras:
Bornera XTQ1, que corresponde a la señales de disparo por protecciones mecánicas.
Bornera XTQ2, que corresponde a la señales de alarmas.
Bornera XTQ3, que corresponde a la señales de indicación del sistema de enfriamiento y las etapas de enfriamiento que se encuentran conectadas, es de indicar que estas señales van hacia la unidad de bahía.
Habilitadas las fases que quedan en servicio, y el autotransformador de reserva se deberá seccionar, a fin de no recibir ninguna señal proveniente de la unidad que queda fuera de servicio.
4. Las borneras agrupan las señales de arriba hacia abajo, es decir, de la bornera quinta a la octava corresponden al segundo grupo en las borneras de XTQ1 referente a disparo por relé BUCHHOLZ, en este grupo la primera bornera viene del autotransformador de fase A, la segunda bornera recoge la señal del autotransformador de fase B, la

tercera de fase C y la cuarta de la unidad de reserva, para lo cual se deja abierta la bornera de la unidad que reserva y se pone en servicio la fase usada como reserva. Aclarando, las borneras son seccionables y con un multímetro se verifica que estén en servicio las borneras a las tres unidades que van a quedar en operación.

5. Realizar las pruebas funcionales entre la unidad que estaba como reserva y el tablero E1Q+R01 a fin de que todas las señales sean revisadas.
6. Puesto que todos los transformadores de corriente no están siendo utilizados, se debe revisar que estén correctamente cortocircuitados y puestos a tierra.
7. Revisar que todas las fases tengan el mismo TAP.
8. Revisar el correcto conexionado aéreo especialmente la unidad que entra en servicio y la que sale.
9. Verificar que no exista ningún objeto extraño en el banco de autotransformadores, tierras locales, etc.
10. Revisar todas las pruebas realizadas es decir pruebas funcionales, eléctricas y ver que todo esté normal.
11. Declarar la posición como disponible para realizar las maniobras respectivas para normalizar la posición.

4.5.2 AUTOTRANSFORMADOR ATR

4.5.2.1 DISEÑO DE TABLERO DE AGRUPAMIENTO PARA AUTOTRANSFORMADORES ATR

En el tablero de agrupamiento existente lo que se implementó, fue un diseño para las borneras de disparo provenientes de los autotransformadores MITSUBISHI, las mismas que no estaban agrupadas.

4.5.2.2 PROCEDIMIENTO PARA INTERCAMBIAR EL AUTOTRANSFORMADOR DE RESERVA

1. Identificar las unidades que conforman el Banco de Transformadores ATR, es decir las fases: ØA, ØB, ØC. Resaltando que se deja una cuarta unidad como reserva y para nuestro caso se la citará como "R".
2. Tener claro cuál es el autotransformador que entra en servicio y cuál es la que va a quedar como reserva.
3. En el tablero agrupamiento del banco ATR. Es el tablero que donde se agrupan todas las señales de disparo, alarma, control y van hacia el tablero E1R+R01, ubicado en la caseta de control de 138KV, se debe dejar en las Borneras:

Bornera XTRIP, que corresponde a la señales de disparo por protecciones mecánicas y está formada por 24 borneras seccionables, agrupadas en grupos de cuatro, el primero grupo corresponde a los positivos, muy importante la revisión de asegurarse que el positivo llegue a todas señales que tiene el autotransformador, la segunda corresponde a disparo por relé BUCHHOLZ, el tercero por disparo de

temperatura de aceite, el cuarto por disparo por devanados, el quinto a disparo por sobrepresión y el sexto a disparo por OLTC. Habilitadas solamente las fases que quedan en servicio y la unidad de reserva se deberá seccionar, a fin de no recibir ninguna señal proveniente de esta.

4. La bornera mencionada agrupa las señales de arriba hacia abajo, es decir, desde la quinta a la octava bornera de XTRIP corresponden al segundo grupo el cual es disparo por relé BUCHHOLZ, la primera bornera viene del autotransformador de la fase A, la segunda bornera recoge la misma señal del autotransformador de la fase B, la tercera de la fase C y la cuarta de la unidad de reserva "R". Resaltando que las borneras son seccionables y con un multímetro se puede verificar que solo queden habilitadas las borneras de las unidades que se ponen en servicio.

5. Pasar todos los plugs de la fase que sale de servicio a la unidad que estaba de Reserva en el tablero de agrupamiento. A continuación serán detallados los Plugs.

| Nº TOMAS | FUNCIÓN | USO |
|----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| CN1
A,B,C,R | Alimentación 208/120 V _{ac} para gabinete de control de enfriamiento del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN2
A,B,C,R | Alimentación 208/120 V _{ac} para gabinete de mecanismo de operación del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN3
A,B,C,R | Alimentación 208/120 V _{ac} para gabinete del sistema del purificador de aceite para el cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN4
A,B,C,R | Alimentación 120 V _{ac} para calefactor, iluminación y tomacorriente del gabinete de control de enfriamiento del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |

| Nº TOMAS | FUNCIÓN | USO |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| CN5
A,B,C,R | Alimentación 120 V _{ac} para calefactor, iluminación y tomacorriente del mecanismo de operación del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN6
A,B,C,R | Alimentación 120 V _{ac} para calefactor, iluminación y tomacorriente del mecanismo de operación del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN7
A,B,C,R | Alimentación 125 V _{cc} para control del gabinete de control de enfriamiento del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN8
A,B,C,R | Alimentación 125 V _{cc} para control del gabinete de control de enfriamiento del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN9
A,B,C,R | Alimentación 125 V _{cc} para control del gabinete de control del sistema purificador de aceite del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | CONTINUO |
| CN10
A,B,C,R | Emisión de señales de alarmas del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN11
A,B,C,R | Inclusión de señal de transmisor de posición 24P1, 2, ubicación de cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN12
A,B,C,R | Inclusión de señal de transmisor de posición 24P1, 2, ubicación de cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN13
A,B,C,R | Emisión de señales de alarmas por disparo del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN14
A,B,C,R | Inclusión de señales de transmisor de posición 24P2 del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN15
A,B,C,R | Inclusión de señales de transmisor de posición 24P2 del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN16
A,B,C,R | Inclusión de bobina para cerradura y llave de puerta de cambiador de tomas sin carga del lado de 138KV del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN17
A,B,C,R | Inclusión de indicación de disparo o apertura de posición de interruptor del mecanismo de operación del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN18
A,B,C,R | Inclusión de señalización en el tablero de bomba LTC prendida del sistema purificador de aceite para el cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN19
A,B,C,R | Control del sistema de enfriamiento del autotransformador y señalización de operación. | INTERCAM
BIO |

| Nº TOMAS | FUNCIÓN | USO |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| CN20
A,B,C,R | Inclusión de señales de control desde el gabinete del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN21
A,B,C,R | Inclusión de señal proveniente del sensor SELSYN en el mecanismo de operación del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN22
A,B,C,R | Inclusión del transformador de corriente 800:5 del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN23
A,B,C,R | Inclusión de elemento de resistencia Pt 100Ω, del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |
| CN24
A,B,C,R | Inclusión de señal de apertura de interruptores 52A, 52B, 52C, 52R y 8DA, 8DB, 8DC, 8DR del gabinete del cambiador de tomas bajo carga del autotransformador fase A, B, C, y R (reserva). | INTERCAM
BIO |

6. Realizar las pruebas funcionales entre la unidad que estaba como reserva y el tablero E1R+R01 a fin de que todas las señales sean revisadas.
7. Puesto que todos los transformadores de corriente no están siendo utilizados, se debe revisar que todos estén correctamente cortocircuitados y puestos a tierra.
8. Revisar que todas las fases tengan el mismo TAP y la misma posición en el LTC.
9. Revisar el correcto conexionado aéreo especialmente la unidad que entra en servicio y la que sale.
10. Verificar que no existan ningún objeto extraño en el banco de autotransformadores, tierras locales, etc.
11. Realizar todas las pruebas funcionales.
12. Declarar la posición como disponible para realizar las maniobras respectivas, para normalizar la posición.

CAPÍTULO 5

5 PRUEBAS EN EL SISTEMA DE CONTROL Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 VALIDACIÓN DE SEÑALES

REQUERIMIENTOS Y CONDICIONES GENERALES

Requerimientos de personal

Durante el desarrollo de las pruebas, debe estar integrado un Ingeniero especializado en parametrización y puesta en servicio de sistemas de control digital y un Ingeniero delegado responsable del proyecto que registre los resultados en el PROTOCOLO DE PRUEBAS, adicionalmente se contará con personal técnico para asistencia durante la realización de las pruebas.

Instalación

1. Las unidades de control de bahía y los relés de protección tienen cargado tanto el sistema operativo o plataforma (firmware) como la parametrización.
2. Los controladores de subestación tienen cargado tanto el software como la parametrización.
3. Los diferentes equipos que integran el sistema se encuentran conectados entre sí de acuerdo a la "Configuración General del sistema" de la subestación.
4. El sistema se encuentra completamente sincronizado. Se verifica la correcta recepción de señal de los satélites y la respectiva hora en el reloj receptor GPS. Se verificará que no se reporte en la lista de eventos

cada IED la señal error de sincronización de tiempo (clock synchronization error).

5. Los computadores IHM tienen cargado tanto el software como la parametrización y se encuentran conectados a la red Ethernet, según lo indicado en documento "Configuración General del sistema" de la subestación.
6. Verificación de comunicación entre los IED's montados para las pruebas y los controladores de subestación. Para esto deberá revisarse en el diagrama de comunicaciones de la subestación, que no esté presente la falla de comunicaciones o de fibra óptica de ningún IED.
7. El equipo de inyección, de tensión y corriente se debe encontrar disponible en el sitio de las pruebas.
8. Se cuenta con el centro de control en línea (COT).

5.1.1. VALIDACIÓN DE SEÑALES DIGITALES

Una señal digital es una función discontinua que puede tomar dos valores o estados (0-1) en nuestro caso específico tenemos como ejemplo la señal de estado de un equipo (abierto-cerrado, local-remoto).

La prueba es realizada para confirmar o certificar que las diferentes señales configuradas en el sistema SAS, correspondan en denominación, estado y estampa de tiempo a las señales originadas físicamente en los equipos que componen la bahía.

La simulación de las diferentes señales puede ser realizada de las siguientes maneras:

- Conexiones provisionales.
- Generando un voltaje positivo en el inicio de la cadena de eventos.
- Software de configuración.

PROCEDIMIENTO

1. Para iniciar la prueba se debe escoger alguna de las alternativas de simulación mencionadas anteriormente.
2. Simular la señal deseada de acuerdo al protocolo de prueba.
3. Verificar que la señal generada llegue a la entrada binaria asignada en la unidad controladora de bahía.
4. Registrar que en la pantalla de eventos de la unidad de control se visualice la denominación y estampa de tiempo de la señal generada.
5. Registrar que la señal generada se visualiza en el Led de la unidad controladora de bahía asignada.
6. Registrar que en la pantalla de alarmas y eventos del IHM se visualiza la denominación, estampa de tiempo y estado de la señal generada, con el grupo a la que pertenece.
7. Registrar que la señal establecida como mímico se muestre en la pantalla del IHM ejemplo: Local-Remoto (L/R).

Esta información quedará documentada en el protocolo de pruebas de acuerdo al formato establecido por el fabricante, por cada IED del sistema de control.

En cada protocolo se verificará que el texto con el que se reporta la señal en el sistema de control es el correcto.



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo



S/E SALITRAL 138kV/69kV
SICAM PAS CC

ON LINE

22/09/2009 10:51:48



Usuario Actual:
fabian bucaran

Opciones

Despliegues Generales

Ventana Control

Nivel Control
IHM en Control

Formato Ventanas

Editar Notas

Recalcular Animación Barras

LISTA DE EVENTOS

| ... | T.st | Fecha | Hora | Grupo Funcional | Descripcion | Estado | Origen | Status | Causa | Causa Adicional |
|------|------|----------|--------------|----------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------|--------|-----------|-----------|-----------------|
| 957 | YS | 22/09/09 | 05:21:20.475 | S/E Saltral138 kV/Transferecia/SECCIONADOR 89-106 | Permisivo Nivel 0 | Si | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 958 | YS | 22/09/09 | 06:19:40.893 | S/E Saltral138 kV/Transferecia/SECCIONADOR 89-106 | Permisivo Nivel 0 | No | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 959 | YS | 22/09/09 | 06:19:42.335 | S/E Saltral138 kV/Transferecia/SECCIONADOR 89-106 | Permisivo Nivel 0 | Si | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 960 | | 22/09/09 | 07:01:21.012 | USERT_SALITRAL_GEST:Salida de sesión manual. Usuario rangel g | | | | | | |
| 961 | | 22/09/09 | 07:01:42.841 | USERT_SALITRAL_GEST:Inicio de sesión manual. Usuario fabian bu | | | | | | |
| 962 | VN | 22/09/09 | 08:52:24.037 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 963 | VN | 22/09/09 | 08:52:26.975 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 964 | VN | 22/09/09 | 08:55:21.802 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/87L | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 965 | VN | 22/09/09 | 08:55:22.052 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/BCU | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 966 | VN | 22/09/09 | 08:55:51.240 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 967 | YS | 22/09/09 | 08:57:29.084 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 968 | VN | 22/09/09 | 08:57:29.138 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 969 | YS | 22/09/09 | 08:57:30.884 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 970 | VN | 22/09/09 | 08:57:31.036 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 971 | YS | 22/09/09 | 08:57:31.094 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 972 | VN | 22/09/09 | 08:57:31.138 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 973 | YS | 22/09/09 | 08:57:32.784 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 974 | VN | 22/09/09 | 08:57:32.936 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 975 | VN | 22/09/09 | 09:00:57.993 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/87L | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 976 | VN | 22/09/09 | 09:01:23.817 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 977 | VN | 22/09/09 | 09:03:54.332 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 978 | VN | 22/09/09 | 09:03:10.519 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 979 | VN | 22/09/09 | 09:49:46.855 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 980 | VN | 22/09/09 | 09:51:54.777 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 981 | YS | 22/09/09 | 09:53:32.104 | S/E Saltral138 kV/Transferecia/SECCIONADOR 89-106 | Permisivo Nivel 0 | No | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 982 | YS | 22/09/09 | 09:53:33.893 | S/E Saltral138 kV/Transferecia/SECCIONADOR 89-106 | Permisivo Nivel 0 | Si | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 983 | YS | 22/09/09 | 09:53:56.889 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 984 | YS | 22/09/09 | 09:53:56.947 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 985 | YS | 22/09/09 | 09:53:58.847 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 986 | YS | 22/09/09 | 09:53:58.890 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 987 | YS | 22/09/09 | 09:53:59.247 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 988 | YS | 22/09/09 | 09:53:59.288 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Alarma | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 989 | YS | 22/09/09 | 09:54:00.947 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 990 | YS | 22/09/09 | 09:54:01.090 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Normal | -- | valido | Esponaneo | no error |
| 991 | VN | 22/09/09 | 09:54:49.510 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 992 | VN | 22/09/09 | 09:55:23.934 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 993 | VN | 22/09/09 | 09:55:56.119 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 994 | VN | 22/09/09 | 10:15:36.802 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 995 | VN | 22/09/09 | 10:16:24.505 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 996 | VN | 22/09/09 | 10:17:00.558 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 997 | VN | 22/09/09 | 10:20:33.114 | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 998 | VN | 22/09/09 | 10:20:45.443 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 999 | VN | 22/09/09 | 10:20:51.911 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |
| 1000 | VN | 22/09/09 | 10:49:01.578 | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | Falso | -- | sustitudo | Esponaneo | no error |

22/09/2009 10:51 (LOC) Lista : 63 Ventana : 1000 Acuse : 2

| ALARMAS Y EVENTOS | T.st | Fecha | Hora | Grupo Funcional | Descripcion | Estado | Origen | Status | Causa | Causa Adicional | |
|-------------------|----------|--------------|------|--------------------------------------------------------|------------------------------|-------------|-----------|--------|-----------|-----------------|----|
| | 22/09/09 | 09:54:01.090 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/50(N)-51(N)-67(N) | Falla Comunicaciones Canal 2 | Normal | valido | -- | Esponaneo | no error | YS |
| | 22/09/09 | 09:54:49.510 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | Falso | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 09:56:23.991 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | Falso | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 09:56:56.119 | | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | Falso | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 10:15:36.802 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | En servicio | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 10:16:24.505 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | En servicio | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 10:17:00.558 | | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/25-27-50BF-59-79 | Estado Comunicaciones | En servicio | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 10:20:33.114 | | S/E Saltral69 kV/Categ 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 10:20:45.443 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 1/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 10:20:51.911 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | En servicio | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |
| | 22/09/09 | 10:49:01.578 | | S/E Saltral69 kV/Electroqui 2/Status/BCU | Estado Comunicaciones | Falso | sustitudo | -- | Esponaneo | no error | VN |

FIGURA 5.1 LISTA DE ALARMAS Y EVENTOS DE LA S/E SALITRAL

5.1.2. VALIDACIÓN DE SEÑALES ANALÓGICAS

Una señal análoga es una función continua que toma infinitos valores, En nuestro caso específico tenemos como ejemplo las señales de medidas (Corrientes, voltajes, temperaturas).

La simulación de las señales puede ser realizada de las siguientes maneras:

- Inyección primaria y secundaria de corriente y voltaje.
- Software de configuración
- La prueba es realizada para confirmar o certificar lo siguiente:
- Visualización y actualización de los valores de medidas inyectadas en la Unidad Controladora de Bahía, relés de protección e IHM
- Confirmación del cableado físico desde los transformadores de medida hasta la caseta de control.

PROCEDIMIENTO

1. Para iniciar la prueba se debe escoger alguna de las alternativas de simulación mencionadas anteriormente, en este proyecto se utiliza Inyección primaria y secundaria de corriente y voltaje.
2. Realizar las conexiones para inyección primaria de corriente (Ver anexo 1)
3. Inyectar valor 10% Nominal, 50% Nominal y Nominal en cada bahía.
4. Comprobar que el valor visualizado en la Unidad Controladora e IHM este de acuerdo con la inyección realizada.
5. Realizar las conexiones para inyección secundaria de voltaje (Ver anexo 1)
6. Inyectar valores +/- 7% del valor nominal de voltaje de operación.
7. Registrar los datos presentados en los niveles 1 y 2.

5.2. VALIDACIÓN DE COMANDOS Y ENCLAVAMIENTOS

En la prueba de enclavamientos se empleará los diagramas lógicos de cada bahía, para la operación de todos los equipos de la subestación. En ellos se describe cada una de las condiciones que se deben cumplir para ejecutar el comando sobre el equipo objeto de la prueba desde cada uno de los niveles de control.

PROCEDIMIENTO

1. Realizar el conexionado de relés biestables que simulen los equipos de patio.
2. Generar las condiciones necesarias para dar el permisivo de operación del equipo, objeto de la prueba.
3. Ejecutar un comando desde la Unidad Controladora de Bahía para comprobar su correcta ejecución.
4. Registrar el comando fue realizado con éxito.
5. Ejecutar un comando desde la IHM para comprobar su correcta ejecución.
6. Registrar el comando fue realizado con éxito.
7. Generar, de una en una, cada condición que enclava la operación del equipo, objeto de la prueba.
8. Verificar el cambio de estado de cada condición en los mímicos configurados en la Unidad de Control e IHM.
9. Ejecutar un comando desde la Unidad de Control para comprobar la liberación o cancelación del comando de acuerdo con el cumplimiento o no de los permisivos.
10. Registrar cada permisivo aprobado sobre el diagrama lógico de enclavamiento.

11. Ejecutar un comando desde la IHM para comprobar la liberación o cancelación del comando de acuerdo con el cumplimiento o no de los permisivos.
12. Registrar cada permisible aprobado sobre el diagrama lógico de enclavamiento.

El uso de los relés biestables está basado en el procedimiento que se desarrolló para disminuir los tiempos de restricciones durante la actualización de un sistema de control convencional a un sistema automatizado de subestaciones, logrando simular los estados de posicionamiento de los seccionadores e interruptores de potencia (abierto/cerrado). Al realizar la prueba se obtiene los siguientes resultados:

- Si el comando es positivo (No falla de enclavamiento), se producirá el cambio de estado del equipo simulado por el relé.
- Si el comando es negativo (Falla de enclavamiento), no se producirá el cambio de estado del equipo simulado por el relé.

En el **anexo 2** se muestra un ejemplo del diagrama lógico de enclavamiento de los equipos de una bahía.

5.3. PRUEBAS DE COMUNICACIÓN

La arquitectura redundante de red para este proyecto está conformada por redes en conexión tipo anillo (en fibra óptica). Con esta configuración se logra una alta disponibilidad en las redes de comunicación, ya que ante la falla de un camino, la transmisión de datos se reconfigura para utilizar el otro camino del anillo aún disponible. Por cada anillo de la red, es posible la ruptura en un camino sin la pérdida de comunicación. Cómo ya se describió

anteriormente el tráfico de datos se evita mediante la utilización del protocolo de comunicación (RSTP), el cual a partir de la red redundante configura una red lógica de transmisión en cascada y ante la falla de un camino reconfigura en el orden de milisegundos la red para obtener una nueva red en cascada que permita suplir el camino fallado.

La topología de la red utiliza un anillo en fibra óptica al cual están conectados dos swiches RS8000H.

Los subanillos comienzan en un puerto de un swich RS8000, pasan por las casetas para integrar a cada controlador de campo y relé (Equipos SIPROTEC 4 con puertos Ethernet ópticos), llega a un puerto del otro swich RS8000H.

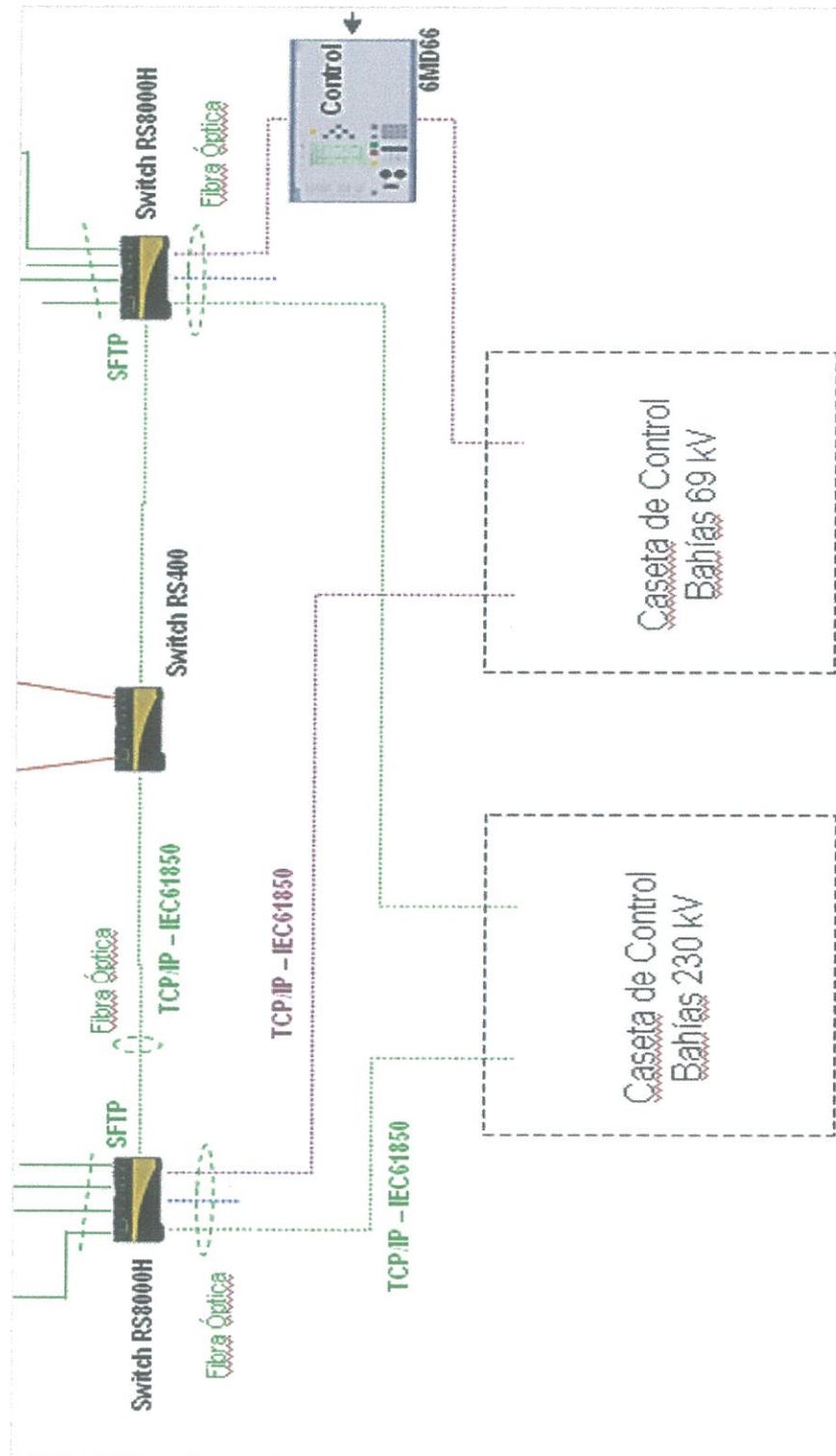


FIGURA 5.2 TOPOLOGIA DE LA RED

Esta conexión hace adicionalmente tolerante la red a la falla de uno de los swiches RS8000H, con lo que se logran altos valores de disponibilidad de la red de comunicaciones.

5.3.1. PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE FALLAS (ROBUSTEZ) Y REDUNDANCIA DEL SISTEMA

La arquitectura de la subestación objeto de este proyecto incluye un arreglo de dos controladores de subestación en modo redundante (Hot-Standby).

La lógica de redundancia configurada es:

El controlador principal funcionará de esta forma siempre que esté disponible para serlo. En caso de falla, éste automáticamente se pasará a modo respaldo, mientras el controlador que se encontraba en modo respaldo pasará a ser principal siempre y cuando esté también disponible para serlo. Al recuperarse el controlador definido por defecto como principal, nuevamente retornará a su rol.

El objetivo es corroborar la robustez y redundancia del sistema ante la presencia de diferentes anomalías. Se verificará la respuesta del sistema en cuanto a transmisión de alarmas y eventos hacia la IHM ante la desconexión y/o falla de los distintos elementos del sistema.

PROCEDIMIENTO

1. Verificar la comunicación entre el controlador de bahía o relé de protección y el Controlador de Subestación (Station Unit).
 - Comprobar que no exista indicación de falla de comunicación en el diagrama de comunicaciones de las IHM.
 - Generar una señal desde cada uno de los IEDS (señal de reset de leds).
 - Verificar que cada señal sea mostrada correctamente en los IHM.

2. Verificar la correcta configuración de los equipos integrados a la red.
En este punto se verifica la correcta configuración de los ajustes de los equipos, para lo cual debe ejecutarse el software de diagnóstico del proveedor.
 - a. Verificar la correcta asignación en los IEDs de:
 - Máscara de subred
 - Dirección del Gateway
 - Igual versión de firmware de la tarjeta en todos los IEDs
 - Modo de configuración de la tarjeta: **RSTP**
 - Dirección del servidor de NTP
 - b. Verificar los niveles de atenuación de la fibra óptica en los IEDs:
 - Nivel de emisión de luz de la fibra óptica mayor o igual a 2100 para canal 1 y canal 2
 - Rol de cada canal: Designated/Root/Alternate
 - Status del RSTP: Forwarding (para los canales con rol Designated/Root) o Discarding.
 - c. Verificar la correcta configuración de RSTP en IED's:
 - Versión del EPLD: 408 para relés con puerto fibra ST 515 o 503 relés con puertos fibra LC.
 - Bridge Priority : 32768
 - Bridge Id: 2048
 - Hello time (tanto para el Parametrizado P, como para el aprendido L): 2s
 - Max age (tanto para el Parametrizado P, como para el aprendido L): 40
 - Forward delay (tanto para el Parametrizado P, como para el aprendido L): 21s
 - Priority: 128

- Max Transmit count (tanto para el Parametrizado P, como para el aprendido L): **100**.
- d. Verificar los correctos ajustes de RSTP en switches:
- System Name: Un nombre que lo identifique claramente en la red
 - Location: Descripción de la ubicación física del equipo
 - Versión
 - RSTP Version Support: RSTP
 - Bridge Priority : Depende de la ubicación del equipo en la topología de red (0, 4096, 8192, 32768)
 - Hello time: 2s
 - Max age: 40s
 - Forward delay: 21s
 - Max Hops: 20
 - Max Transmit count : 100
 - Los puertos en los cuales las conexiones son radiales deben estar ajustados como Edge Port: TRUE.

3. Verificar el efecto de la falla y recuperación de la alimentación auxiliar de uno de los IED's.

En este punto se pretende garantizar que durante la pérdida de alimentación de un IED, esta falla no ocasione problemas en el sistema, ni afectación en los demás equipos que la conforman.

- a. Seleccionar al azar uno de los IEDs del proyecto comunicados a través del protocolo IEC-61850.
- b. Verificar en el diagrama de comunicaciones del IHM que el equipo seleccionado se comunica normalmente.
- c. Registrar el estado del equipo seleccionado.
- d. Quitar la alimentación de dicho IED mediante el accionamiento del breaker destinado para el equipo.

- e. Verificar que la pérdida de comunicación de este equipo se reporta en el diagrama de comunicaciones del IHM, y que la comunicación de ningún otro IED se vio afectado.
 - f. Registrar la pérdida de comunicación del IED.
 - g. Restaurar la alimentación del IED, esperando que se recupere la comunicación de del mismo con el sistema de control, sin la intervención del usuario.
 - h. Registrar la normalización del IED.
4. Verificar la redundancia de la comunicación de la red LAN.
- En este punto se verifica la respuesta del sistema en cuanto a transmisión de alarmas y mímicos mostrados en la IHM ante la desconexión y/o falla de la fibra óptica en el sistema.
- a. Desconectar una a una cada una de las fibras ópticas que conforman cada parte del anillo y del back bone.
 - b. Verificar cada una de estas fallas sobre el diagrama de comunicaciones del IHM.
 - c. Verificar que no se pierde la comunicación de ninguno de los relés.
 - d. Registrar el evento.
 - e. Recuperar la fibra fallada.
 - f. Verificar la recuperación de la fibra en el sistema (IHM)
 - g. Repetir hasta que se pruebe la totalidad de conexiones de fibra óptica.
 - h. Registrar la correcta animación del diagrama de comunicaciones y el correcto funcionamiento de la redundancia de la fibra óptica sobre el diagrama que contiene la arquitectura de comunicación. **(Ver anexo C).**

5. Verificar el comportamiento del sistema ante una falla de un Controlador de subestación (Redundancia del controlador de subestación)

En este punto se pretende garantizar que si un controlador de subestación (Station Unit) deja de estar disponible por algún motivo, el otro asuma sus funciones.

Las condiciones de indisponibilidad de un controlador de subestación (Station Unit) son las siguientes:

- Falla en el controlador de subestación (Station Unit).
- Falla en la red IEC61850 de un controlador de subestación (Station Unit).

Para iniciar esta prueba se debe tener los IHM's comunicados con el controlador de subestación 1 (Station Unit 1) y el centro de control, el cual estará realizando el papel de principal. Los dos controladores de subestación estarán disponibles para ser principales (no deben tener ninguna condición de indisponibilidad).

Con los controladores de subestación (Station Unit) totalmente operativos y correctamente configurados se debe verificar con el Operation SICAM PAS que cada controlador de subestación (Station Unit) esté desempeñando su papel: Principal y Respaldo y luego se deben aplicar el siguiente procedimiento para comprobar el correcto funcionamiento de la redundancia.

- a. Desconectar cable de red del controlador de la subestación (Station Unit) de respaldo.
- b. Después de 30 segundos aproximadamente, verificar que la única señal que aparece en las IHM's sea falla del controlador de subestación (Station Unit) desconectada y que no produce afectación al sistema de control.

- c. Conectar cable de red del controlador de la subestación (Station Unit) de respaldo.
- d. Apagar el controlador de subestación (Station Unit) de respaldo.
- e. Después de 30 segundos aproximadamente, verificar que la única señal que aparece en las IHM's sea falla del controlador de subestación (Station Unit) apagado y que no produce afectación al sistema de control.
- f. Encender el controlador de subestación (Station Unit) de respaldo.
- g. Desconectar Cable de red del controlador de la subestación (Station Unit) principal.
- h. Registrar el tiempo de desconexión de las IHM's.
- i. Verificar que el tiempo en que el Controlador de la subestación (Station Unit) que estaba en modo respaldo asuma el nuevo papel de principal sea menor de 40 segundos
- j. Verificar que la comunicación entre el Controlador de la Subestación (Station Unit) de respaldo y el Centro de Control esté operativo.
- k. Verificar la reconexión y alarmas generadas en la IHM's.
- l. Conectar Cable de red del controlador de la subestación (Station Unit) principal.
- m. Verificar tiempo en que el sistema regresa al estado que se encontraba originalmente sea menor de 40 segundos.
- n. Apagar el controlador de subestación (Station Unit) principal.
- o. Registrar el tiempo de desconexión de las IHM's.
- p. Verificar que el tiempo en que el Controlador de la subestación (Station Unit) que estaba en modo respaldo asuma el nuevo papel de principal sea menor de 40 segundos.
- q. Verificar que la comunicación entre el controlador de la subestación (Station Unit) de respaldo y el Centro de Control esté operativo.
- r. verificar la reconexión y alarmas generadas en la IHM's.

- s. Encender el controlador de subestación (Station Unit) principal.
 - t. Verificar que el tiempo en que el sistema regresa al estado que se encontraba originalmente, sea menor de 40 segundos.
6. Verificar el efecto de la falla y recuperación de la alimentación auxiliar de todo el sistema de control.

En este punto se pretende garantizar que la recuperación de todo el sistema de control, se realice sin novedad luego de una pérdida de alimentación del sistema de corriente continua de la subestación.

- a. Verificar en el diagrama de comunicaciones del IHM, que todos los equipos del sistema de control se comunican normalmente.
 - b. Accionar el breaker principal auxiliar (desconectar) que alimenta todo el sistema de control.
 - c. Esperar que todo el sistema de control se encuentre totalmente apagado.
 - d. Accionar el breaker principal auxiliar (conectar) que alimenta todo el sistema de control.
 - e. Registrar si las comunicaciones se recuperaron sin la intervención del usuario.
7. Verificar pérdida de sincronización de tiempo.

En este punto se pretende garantizar la recuperación de sincronización de tiempo de los IED's cuando existe falla del GPS.

- a. Verificar que todos los IED's, controladores de subestación (Station Unit) principal y respaldo e IHM's se encuentren sincronizados, en el caso de los controladores de subestación (Station Unit) e IHM's se ejecuta la Utilidad "NTPTrace".
- b. Registrar que todos los equipos se encuentren sincronizados de acuerdo a lo mencionado en el punto 1.
- c. Desconectar el GPS de la red. Espere 10 minutos, después del cual todos los IED's conectados deben indicar alarma de falla de sincronización de tiempo.

- d. Registrar que todos los IED's tienen presente la alarma de sincronización.
- e. Para las SU e IHM's se verifica con mediante la utilidad "NTPTrace".
- f. Conectar el GPS a la red.
- g. Verificar que después de máximo 10 minutos se restaure la señal de sincronización de tiempo de todos los IED's, controladores de subestación (Station Unit) e IHM's.
- h. Registrar que todos los IED's, controladores de subestación (Station Unit) principal y respaldo e IHM's se encuentren sincronizados y cualquier anomalía que se haya presentado.

5.3.2. DESEMPEÑO DEL SISTEMA

En estas pruebas se pretende mostrar que los tiempos de actuación del sistema de control durante su normal funcionamiento son aceptables para la operación del mismo. Durante la prueba se verifican los tiempos de las siguientes operaciones normales:

- Tiempos de ejecución de comandos
 - Tiempos de Aparición de Eventos, Alarmas y medidas niveles 1, 2 y 3.
1. Verificar la respuesta del sistema ante comandos dados desde los diferentes niveles de control.
 - a. Escoger al azar un comando de un equipo de patio que se pueda dar desde los tres niveles de control (nivel 1, nivel 2 o nivel 3).
 - b. Realizar los comandos desde cada nivel, iniciando con el nivel 1, luego pasando por el nivel 2, y finalizando con el nivel 3.

Dada la dificultad existente para obtener una medida exacta del tiempo de ejecución de los comandos y teniendo en cuenta que la necesidad de operación de una subestación radica en la percepción del operador de los retardos introducidos por el sistema de control, se propone que

en lugar de registrar cada tiempo obtenido con un valor en segundos, este se registre con un calificador cualitativo. Este indicador podrá tener los siguientes valores:

- **No Perceptible (Demora en ejecución no perceptible):** Indica que la acción se ejecuta casi inmediatamente después de dar el comando desde el nivel de control a ser verificado. Se considera que la diferencia no será perceptible si el mando se empieza a ejecutar antes de que transcurra un segundo de la emisión del comando.
 - **Aceptable (Demora en ejecución perceptible pero aceptable):** Indica que se logra percibir diferencia entre el envío del comando y el inicio de ejecución del mismo, el desde el nivel de control a ser verificado, sin que esta diferencia en tiempo no cause confusión o mala interpretación en la operación de la subestación. Se propone considerar como diferencia perceptible pero aceptable si la acción se empieza a ejecutar entre uno y tres segundos de dado el comando.
 - **Inaceptable (Demora en ejecución Inaceptable):** Indica que después de dado el comando, existe demora en la ejecución del mismo, causando duda en la operación de la subestación. Se propone considerar este caso cuando el tiempo de demora entre orden y percepción de ejecución sea mayor que 3 segundos.
- c. Realizar cinco comandos desde cada nivel.
 - d. Registrar el resultado obtenido (Demora en ejecución No Perceptible, Perceptible pero aceptable, o Inaceptable) y cualquier anomalía que se haya presentado.
2. Verificar la respuesta del sistema adquiriendo señales digitales en los diferentes niveles de control
- a. Escoger al azar tres IED's del sistema de control.
 - b. Generar tres señales en cada IED mediante el método de conexión provisional con un positivo.

La persona que genera la señal indicará sonoramente a quien valide la recepción de la misma si hay una demora imperceptible, aceptable o inaceptable en el registro del evento en el nivel de control, tal y como se define a continuación:

- **No Perceptible (Demora en registro del evento no perceptible):** Indica que se visualiza la recepción de la señal en el nivel de control, casi inmediatamente después de generada. Se considera que la diferencia no será perceptible si la señal se registra antes de que transcurra un segundo de la generación del evento.
 - **Aceptable (Demora en el registro del evento perceptible pero aceptable):** Indica que se visualiza la recepción de la señal en el nivel de control, con un leve retraso con respecto a la generación, pero que la misma no le causa conflicto para su reacción en la subestación o causa confusión o mala interpretación. Se propone considerar como diferencia perceptible pero aceptable si el evento se registra entre uno y tres segundos de generado.
 - **Inaceptable (Demora en el registro del evento Inaceptable):** Indica que después de generado la señal, esta se demora en su registro, causando duda en la operación de la subestación. Se propone considerar este caso cuando el tiempo de demora entre generación del evento y registro del mismo sea mayor que 3 segundos.
- c. Registrar el resultado obtenido (Demora en registro del evento No Perceptible, Perceptible pero aceptable, o Inaceptable) desde cada nivel y cualquier anomalía que se haya presentado.
3. Verificar la respuesta del sistema adquiriendo señales análogas en los diferentes niveles de control
- a. Escoger una bahía al azar
 - b. Inyectar cinco valores análogos (corrientes y voltajes).

La persona que realice la inyección indicará sonoramente a quien valide la recepción de la misma si el tiempo que tomó la medida en refrescarse fue No Perceptible, Perceptible pero aceptable o Inaceptable, según los siguientes criterios:

- **No Perceptible (Demora en registro de la medida no perceptible):** Indica que se visualiza la recepción de la medida en el nivel de control, casi inmediatamente después de generada. Se considera que la diferencia no será perceptible si la medida se registra antes de que transcurra un segundo de la generación del evento.
 - **Aceptable (Demora en el registro de la medida perceptible pero aceptable):** Indica que se visualiza la recepción de la medida en el nivel de control, con un leve retraso con respecto a la generación, pero que la misma no le causa conflicto para su reacción en la subestación o causa confusión o mala interpretación. Se propone considerar como diferencia perceptible pero aceptable si la medida se registra entre uno y cinco segundos de generado.
 - **Inaceptable (Demora en el registro de la medida Inaceptable):** Indica que después de generada la medida, esta se demora en su registro, causando duda en la operación de la subestación. Se propone considerar este caso cuando el tiempo de demora entre generación de la medida y registro de la misma sea mayor que cinco segundos.
- c. Registrar el resultado obtenido (Demora en registro de la medida No Perceptible, Perceptible pero aceptable, o Inaceptable) desde todos los niveles y cualquier anomalía que se haya presentado.
4. Verificar los tiempos de respuesta del IHM.
 - a. Escoger varios despliegues de la IHM para iniciar la prueba.
 - b. Generar diez cambios de despliegues en la pantalla del IHM.

La persona que dé la orden de cambio de despliegue determinará si el tiempo que toma el despliegue en desplegarse y refrescarse será No Perceptible, Perceptible pero Aceptable o Inaceptable de acuerdo con los siguientes criterios:

- **No Perceptible (Demora en cambio del despliegue no perceptible):** Indica que el cambio y refrescamiento del despliegue del IHM se realiza en forma bastante rápida, difícil de medir. Se considera que la diferencia no será perceptible si el cambio y refrescamiento de la pantalla se realiza en menos de dos segundos.
 - **Aceptable (Demora en cambio del despliegue perceptible pero aceptable):** Indica que aunque el cambio y refrescamiento del despliegue del IHM toma un tiempo, este es lo suficientemente breve como para no afectar la operación de la subestación. Se propone considerar como diferencia perceptible pero aceptable si el cambio y refrescamiento de despliegue toma entre dos y cinco segundos.
 - **Inaceptable (Demora en el registro de la medida Inaceptable):** Indica que el cambio y refrescamiento de despliegue toma un tiempo excesivamente largo y por lo tanto, inaceptable para la operación de la subestación. Se propone considerar este caso cuando el tiempo de demora de cambio y refrescamiento de despliegue sea mayor que 5 segundos.
- c. Registra el resultado obtenido (Demora en registro de la medida No Perceptible, Perceptible pero aceptable, o Inaceptable) y cualquier anomalía que se haya presentado.

Nota: No se deberá incluir en el tiempo de refrescamiento de pantalla el de los despliegues de enclavamiento, comunicaciones ya que por su naturaleza y dependiendo de su complejidad el refrescamiento de estos puede tomar hasta 10 segundos.

5.4. VALIDACIÓN DE INVENTARIO DETALLADO DE HARDWARE Y SOFTWARE

Mediante esta prueba se pretende corroborar que los elementos del sistema de control están completos, de forma que si algún elemento falta esta omisión pueda ser subsanada a tiempo.

Para realizar estas pruebas se verificará que la lista de equipos de las celdas aprobada corresponde con los elementos encontrados en los tableros a ser probados. Las divergencias serán registradas a mano sobre copia del documento "Listas de equipos tableros de control y protección" de la subestación (ver lista de documentos aplicables)

Switchs

| No. Identificación | No. Serie del equipo | Versión de Software | Ubicación |
|--------------------|----------------------|---------------------|-----------|
| | | | |

Ajustes IP de Switchs

| No. Identificación | IP | Máscara de subred | Gateway | Dirección MAC | Servidor NTP |
|--------------------|----|-------------------|---------|---------------|--------------|
| | | | | | |

Station Unit

| Código | No. Serie | Versión Bootsystem | Software |
|--------|-----------|--------------------|----------|
| | | | |

Ajustes de IP

| No. Identificación | IP | Máscara de subred | Gateway | Dirección MAC | Servidor NTP |
|--------------------|----|-------------------|---------|---------------|--------------|
| | | | | | |

Licencias

| No. Dongle | Nombre de Protocolo | Código |
|------------|---------------------|--------|
| | | |

Ajustes NTP

| Código | No. Serie | Versión de Software |
|--------|-----------|---------------------|
| | | |

GPS

| Identificación | IP | Máscara de subred | Gateway | Dirección MAC |
|----------------|----|-------------------|---------|---------------|
| | | | | |

IHM

| Código | No. Serie | Versión Bootsystem | Software |
|--------|-----------|--------------------|----------|
| | | | |

Ajustes IP

| No. Identificación | IP | Máscara de subred | Gateway | Dirección MAC | Servidor NTP |
|--------------------|----|-------------------|---------|---------------|--------------|
| | | | | | |

Licencia

| No. Serial | Nombre de Licencia |
|------------|--------------------|
| | |

PC de GESTIÓN

| Código | No. Serial | Versión Bootsystem | Software |
|--------|------------|--------------------|----------|
| | | | |

Ajustes de IP

| No. Identificación | IP | Máscara de subred | Gateway | Dirección MAC | Servidor NTP |
|--------------------|----|-------------------|---------|---------------|--------------|
| | | | | | |

IP

| No. | Nombre de IED | Dirección IP | Máscara de Subred | Gateway | Modo | Type | NTP Master |
|-----|---------------|--------------|-------------------|---------|------|------|------------|
| | | | | | | | |

Información de acceso a equipos del SAS

| Equipo | Usuario | Contraseña |
|--------|---------|------------|
| | | |

5.5. OBJETO PRIMARIAS CON LOS CENTROS DE CONTROL.

El proceso para iniciar las pruebas objeto de la modernización de una subestación, se tiene que seguir el siguiente mapa de procesos:

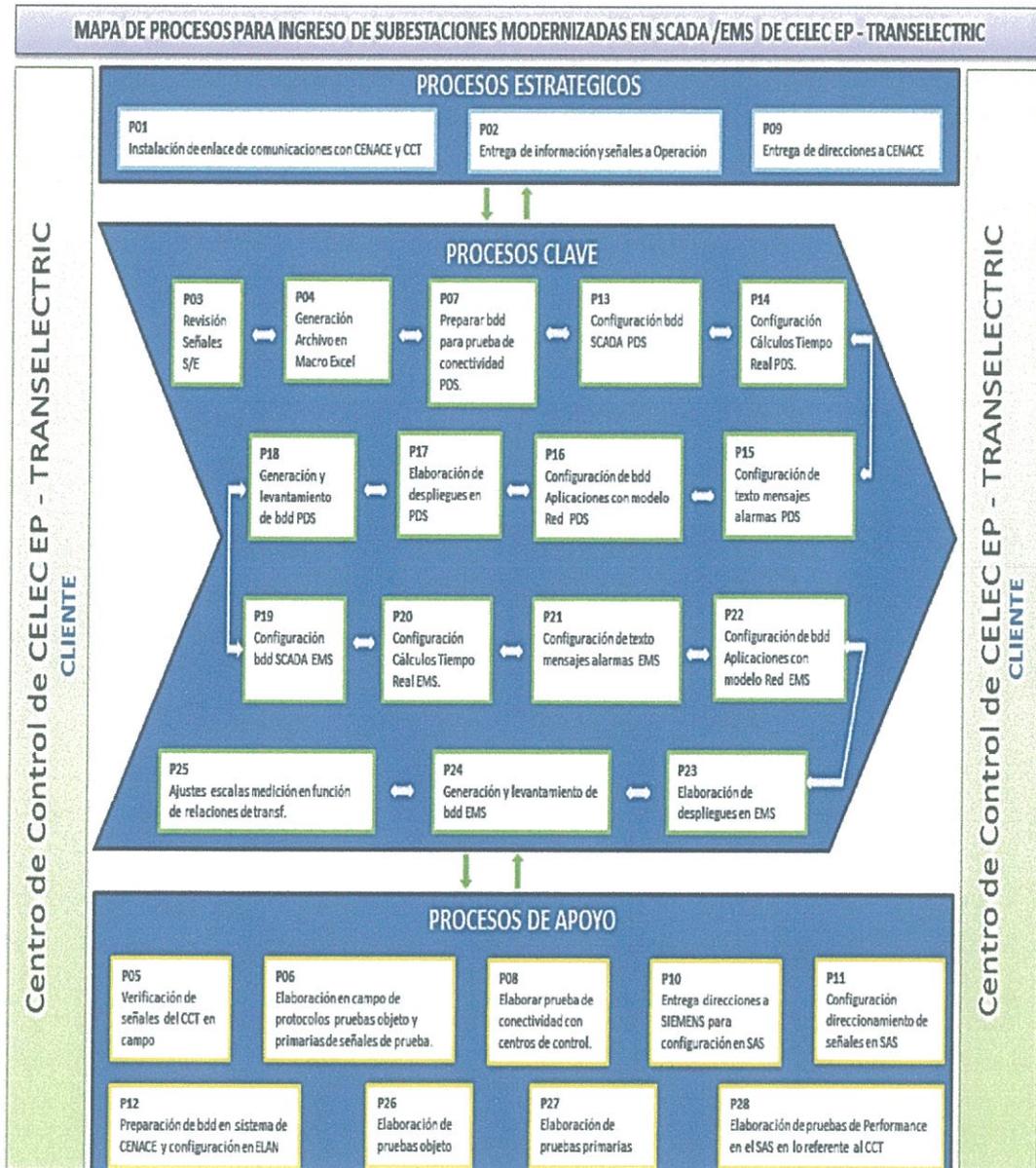


FIGURA 5.3 MAPA DE PROCESOS PARA INGRESO DE UNA SUBESTACIÓN MODERNIZADA

A continuación se procede a dar una descripción de los procesos:

PROCESOS ESTRATÉGICOS

- **P01:** Instalación de enlace de comunicaciones con CENACE y CCT
- **P02:** Entrega de información y señales a Operación
- **P09:** Entrega de direcciones a CENACE

PROCESOS CLAVES

- **P03:** Revisión de Señales de la subestación
- **P04:** Generación de Archivo en Macro de MS EXCEL.
- **P07:** Preparar base de datos para prueba de conectividad en PDS.
- **P13:** Configuración de base de datos SCADA en PDS.
- **P14:** Configuración Cálculos en Tiempo Real en PDS.
- **P15:** Configuración de texto de mensajes de alarmas PDS
- **P16:** Configuración de base de datos de Aplicaciones con modelo de Red en PDS
- **P17:** Elaboración de despliegues en PDS
- **P18:** Generación y levantamiento de base de datos en PDS
- **P19:** Configuración de base de datos SCADA en EMS
- **P20:** Configuración Cálculos en Tiempo Real en EMS
- **P21:** Configuración de texto de mensajes de alarmas EMS
- **P22:** Configuración de base de datos de Aplicaciones con modelo de Red en EMS
- **P23:** Elaboración de despliegues en EMS
- **P24:** Generación y levantamiento de base de datos en EMS
- **P25:** Ajuste de escalas de medición en función relaciones de Transformación.

PROCESOS DE APOYO

- **P05:** Verificación de señales implementadas al CCT en campo
- **P06:** Elaboración en campo de los protocolos de pruebas objeto y primarias de señales de prueba.
- **P08:** Elaborar prueba de conectividad con centros de control.
- **P10:** Entrega de direcciones a SIEMENS para configuración en SAS
- **P11:** Configuración de direccionamiento de señales en el SAS
- **P12:** Preparación de base de datos en sistema de CENACE y configuración en ELAN
- **P26:** Elaboración de pruebas objeto
- **P27:** Elaboración de pruebas primarias
- **P28:** Elaboración de pruebas de Performance en el SAS en lo referente al CCT.

En el **anexo D** se describe la actividad que se realiza en cada proceso y su tiempo de ejecución.

Las listas de señales son de dos tipos de estado y analógicas, en el **anexo E**, se detallan las mismas.

5.6. PUESTA EN SERVICIO DEL EQUIPAMIENTO

Se debe considerar que las pruebas eléctricas en campo son mucho más que un trámite de aceptación, “probar” es sinónimo de “ensayar”, es una función técnica que permite estudiar consecuencias en condiciones controladas y conocer los efectos cuando se introducen cambios o cuando se varían parámetros.

Las pruebas son las bases para verificar con mayor certeza las condiciones de diseño, fabricación y operación de los equipos primarios y materiales, son en consecuencia determinantes de los requerimientos de mantenimiento.

- **PARARRAYOS**
 - Medición de resistencia de aislamiento
 - Medición de factor de potencia

- **TRANSFORMADORES DE CORRIENTE**
 - Medición de resistencia de aislamiento
 - Medición de resistencia de devanados secundarios
 - Relación de transformación
 - Polaridad
 - Curva de saturación
 - Medición de capacitancia y factor de potencia

- **TRANSFORMADORES INDUCTIVOS DE POTENCIAL**
 - Medición de resistencia de aislamiento
 - Medición de resistencia de devanados secundarios
 - Relación de transformación
 - Polaridad
 - Medición del factor de potencia

- **TRANSFORMADORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL**
 - Medición de resistencia de aislamiento
 - Medición de resistencia de devanados secundarios
 - Relación de transformación
 - Polaridad
 - Medición de capacitancia y factor de potencia

- **TRANSFORMADORES DE POTENCIA**
 - Los procedimientos y técnicas de recepción que se indican en este trabajo son inspecciones y pruebas que deben ser realizadas en campo, desde el momento de la colocación de la cuba en su ubicación definitiva.

- Estas inspecciones y pruebas tienen como objetivo detectar eventuales problemas que se pueden presentar durante el transporte y el montaje del equipo, y obtener valores referenciales para el control de mantenimiento y desempeño del transformador durante toda su vida útil.
- **PRUEBAS A REALIZAR EN EL ACEITE NUEVO**
 - No se presentan en orden de importancia o prioridad
 - Azufre corrosivo, Método ASTM D 1275 (puede modificarse para 150°C)
 - Contenido de inhibidor, Método ASTM D 2668 o D4768
 - Humedad, Método ASTM D 1533
 - Factor de potencia del líquido a 25°C y 100°C, Método ASTM D 924
 - Tensión Interfacial, Método ASTM D 971
 - Tensión de ruptura dieléctrica, electrodos de disco, método ASTM D 877
 - Numero de Acidez Método ASTM D 974 o D 664
 - Color, apariencia, Método ASTM D 1500/D 1524
 - Rigidez Dieléctrica,
 - Análisis de Bifenilos Policlorinados (PCB), Método ASTM D 4059
 - Análisis de gases disueltos en el aceite por Cromatografía de gases, Método ASTM D 3612.

- **PRUEBAS ELÉCTRICAS**

Las recomendaciones del fabricante, descritas en el manual de instrucciones del equipo, deben incluirse en los procedimientos de pruebas, cuando aplique. Los siguientes lineamientos son generales y deben adaptarse a las características de cada equipo.

La siguiente lista incluye las pruebas realizadas en el campo para evaluar la condición del aislamiento del transformador, su integridad mecánica y la puesta a tierra.

- Pruebas de resistencia de aislamiento (Aislamiento)
- Prueba de factor de potencia o Factor de disipación (Aislamiento)
- Prueba de corriente de excitación (Devanados)
- Prueba de factor de potencia de los bushings (Aislamiento bushings)
- Prueba de reactancia de dispersión o fuga (Impedancias)
- Registro del análisis de la respuesta de baja frecuencia (Calidad mecánica)
- Prueba de Relación de transformación (Devanados)
- Prueba de resistencia de devanados (devanados)

Además de las pruebas aquí recomendadas, en la fase de recepción se hacen las pruebas funcionales integradas, en el conjunto de la instalación que incluyan los dispositivos de control y protección del transformador.

5.6.1. IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIOS EN EQUIPO PRIMARIO

Una vez finalizados los cambios detallados en el capítulo 4, se realiza el siguiente procedimiento previo la puesta en servicio:

1. Se instalan en los equipos primarios borneras temporales para la realización de las pruebas prefuncionales.
2. Una vez lanzado el nuevo cable, desde los nuevos tableros de control hasta el equipo primario, se procede a conexionar y marquillar los hilos dejándolos conectados en las borneras instaladas.

3. Se procede a instalar relés biestables con la finalidad de simular la operación de apertura o cierre del equipo primario, para verificar su señalización y cambio de estado en el IHM.
4. Se instalan las estructuras para los transformadores de corriente y se procede a montar las KTC y KTP, de las diferentes bahías. En este punto se deja conexionado desde el nuevo tablero de control hasta la caja de agrupamiento en mención.
5. Se realizan las pruebas pre-funcionales. Consiste en proceder a verificar todo el conexionado de control, protección y medición, incluso se revisa las señales que aparezcan en los IED.
6. Al mismo tiempo, se finaliza la configuración del sistema SAS, el cual queda listo, para poder ir revisando las alarmas y eventos que aparecen en el IHM, producto de las pruebas PRE-FUNCIONALES, para corregir textos o subsanar cualquier novedad que se presente.
7. Se procede a solicitar las órdenes de trabajo para el cambio de una bahía de línea de 138kV al nuevo sistema SAS.

DÍA VIERNES (Primer Día)

| No | ACTIVIDAD | OBSERVACIÓN | OBJETO |
|----|--------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Apertura de Orden de Trabajo | Restricción de seccionadores 89-111, 89-113/4 y 89-115 | Quedan indisponibles los equipos hasta que se complete el proceso. |
| 2 | Bloquear mecánicamente los seccionadores de la bahía | Bahía de línea energizada | Evitar la operación de los seccionadores 89-111 y 89-113, 89-14 es operación manual |
| 3 | Cambio del conexionado nuevo de borneras temporales a definitivas. | Evitar contacto con partes metálicas, conductores energizados con 125VDC. | Plasmar los diseños de la ingeniería de nivel 0. |
| 4 | Verificaciones de señales de los seccionadores. | Bahía de Línea Energizada | Comprobar las alarmas y eventos en los IED e IHM. |
| 5 | Cierre de la Orden de Trabajo | Indisponible los seccionadores | Notificar la finalización de actividades |

DÍA SÁBADO (Segundo Día)

| No | ACTIVIDAD | OBSERVACIÓN | OBJETO |
|----|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Apertura de Orden de Trabajo. | Fuera de servicio de la Bahía de Línea desde las 07:00. | Iniciar trabajos de proceso de cambio al nuevo sistema de control SAS. |
| 2 | Instalar los Transformadores de Corriente. | Poner tierras locales en el pórtico de la Bahía de Línea y aterrizada la Barra de Transferencia de 138kV. | Realizar Trabajos de conexonado aéreo. |
| 3 | Conexionar desde las cajas de agrupamiento de los TC hasta su KTC de la Bahía. | Cortocircuitar los TC del Interruptor y retiro de cables de corriente a tableros Dúplex. | Dejar circuito de Corriente definitivo. |
| 4 | Conexionar desde las de agrupamiento de los DCP hasta su KTP de la Bahía. | Retirar antiguo conexonado a tableros Dúplex. | Dejar circuito de tensión definitivo. |
| 5 | Realizar pruebas de Inyección de Corriente primaria. | Revisar ajuste de borneras de corriente. | Verificar las señales de corriente para medición y protección, incluido RAP. |
| 6 | Aplicar Tensión primaria a los Divisores Capacitivos de Potencial. | Revisar ajuste de borneras de voltaje. | Verificar las señales de tensión para medición y protección, incluido RAP. |
| 7 | Realizar operación de Seccionadores | Retirar al personal de la Bahía de Línea. | Verificar su correcta operación de apertura y cierre. |
| 8 | Cierre de la Orden de Trabajo. | Indisponible la bahía de Línea | Notificar la finalización de actividades. |



FIGURA 5.4 MONTAJE Y PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

DÍA DOMINGO (Tercer Día)

| No | ACTIVIDAD | OBSERVACIÓN | OBJETO |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| 1 | Apertura de Orden de Trabajo. | Tierras locales en el pórtico de la Bahía de Línea. | Integración de la nueva Bahía de Línea al nuevo sistema SAS. |
| 2 | Cambio del conexionado en el Interruptor de la Bahía de Línea. | Precaución cables con tensión. | Finalizar el conexionado de Nivel 0. |
| 3 | Retiro de tierras locales | Personal con todos los implementos de seguridad personal. | Inicio de pruebas |
| 4 | Inicio de Pruebas Funcionales y Objeto | Verificar que no existan tierras locales. | Proceso de Finalización de Pruebas. |
| 5 | Verificación de Señalización en IHM del estado de los equipos primarios de la Bahía. | Bahía de Línea en Vacío. | Verificar de señales en IHM y Centros de control. |
| 6 | Pruebas de operación local de los equipos primarios de la Bahía de Línea (nivel 0). | Bahía de Línea en Vacío. | Verificar interbloqueos de Nivel 0. |
| 7 | Pruebas de operación local de los equipos primarios desde Tablero de Control (Nivel 1). | Bahía de Línea en Vacío. | Verificar interbloqueos de Nivel 1. |
| 8 | Pruebas de operación local de equipos primarios de la Bahía de Línea desde IHM (Nivel 2). | Bahía de Línea en Vacío. | Verificar interbloqueos de Nivel 2. |
| 9 | Pruebas de operación local de equipos primarios de la Bahía de Línea desde Centros de Control (Nivel 3). | Bahía de Línea en Vacío. | Verificar Interbloqueos de Nivel 3. |
| 10 | Verificar condiciones de cierre del Interruptor. | Bahía de Línea en Vacío. | Comprobar sincronización. |
| 11 | Verificar tensiones de Barra en los IED y BCU de la Bahía de línea. | Bahía de Línea en Vacío. | Comprobar tensiones en BCU, IED, IHM y Centros de control. |
| 12 | Cerrar los equipos 89—111, 89-113 y 52-112. | Bahía de Línea en Vacío. | Comprobar tensiones en BCU, IED, IHM y Centros de control. |
| 13 | Cerrar 89-115 y realizar maniobra de transferencia solo abriendo 52-112. | Bahía de Línea en Vacío. | Comprobar interbloqueos de transferencia de nivel 1. |

| No | ACTIVIDAD | OBSERVACIÓN | OBJETO |
|----|----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 14 | Abrir interruptor de transferencia con protecciones. | Bahía de Línea en Vacío. | Verificar que las señales de disparo, solo se presentaron en Bahía de Transferencia. |
| 15 | Energizar la Bahía de Línea usando la posición de transferencia. | Bahía de Línea en Vacío. | Comprobar sincronización. |
| 16 | Cerrar los equipos 89—111, 89-113 y 52-112. | Con interruptor de transferencia cerrado | Comprobar normalización de bahía de línea. |
| 17 | Abrir interruptor 52-112 y 52-1Ø2 con protecciones. | Campo Propio y Transferencia cerrados (transferencia incompleta) | Comprobar Disparo por protecciones. |
| 18 | Abrir seccionadores 89-115 y los seccionadores de la bahía de transferencia. | | Comprobar normalización de la bahía de línea. |
| 19 | Verificar tensiones de Línea y Barra y cerrar 52-112, para energizar en vacío. | | Comprobar voltajes en el extremo opuesto de la línea de transmisión. |
| 20 | Abrir interruptor y efectuar pruebas de Tele protección. | | Comprobar Disparos por Tele protección. |
| 21 | Energizar la línea desde el otro extremo. | Energización de la línea con interruptor cerrado en el otro extremo. | Comprobar las tensiones en la bahía de línea y condiciones de sincronismo desde el otro extremo. |
| 22 | Comprobar condiciones y cerrar interruptor con sincronización para toma de carga | Deshabilitada protección diferencial de Barra (87B). | Comprobación de corrientes de medición y protección. |
| 23 | Declaración de disponibilidad. | Deshabilitada protección diferencial de Barra (87B). | Con restricción de falla de barra hasta la finalización de trabajos en el patio de 138kV. |
| 24 | Cierre de la Orden de Trabajo. | Indisponible la protección diferencial de Barra. | Notificar la finalización de actividades. |

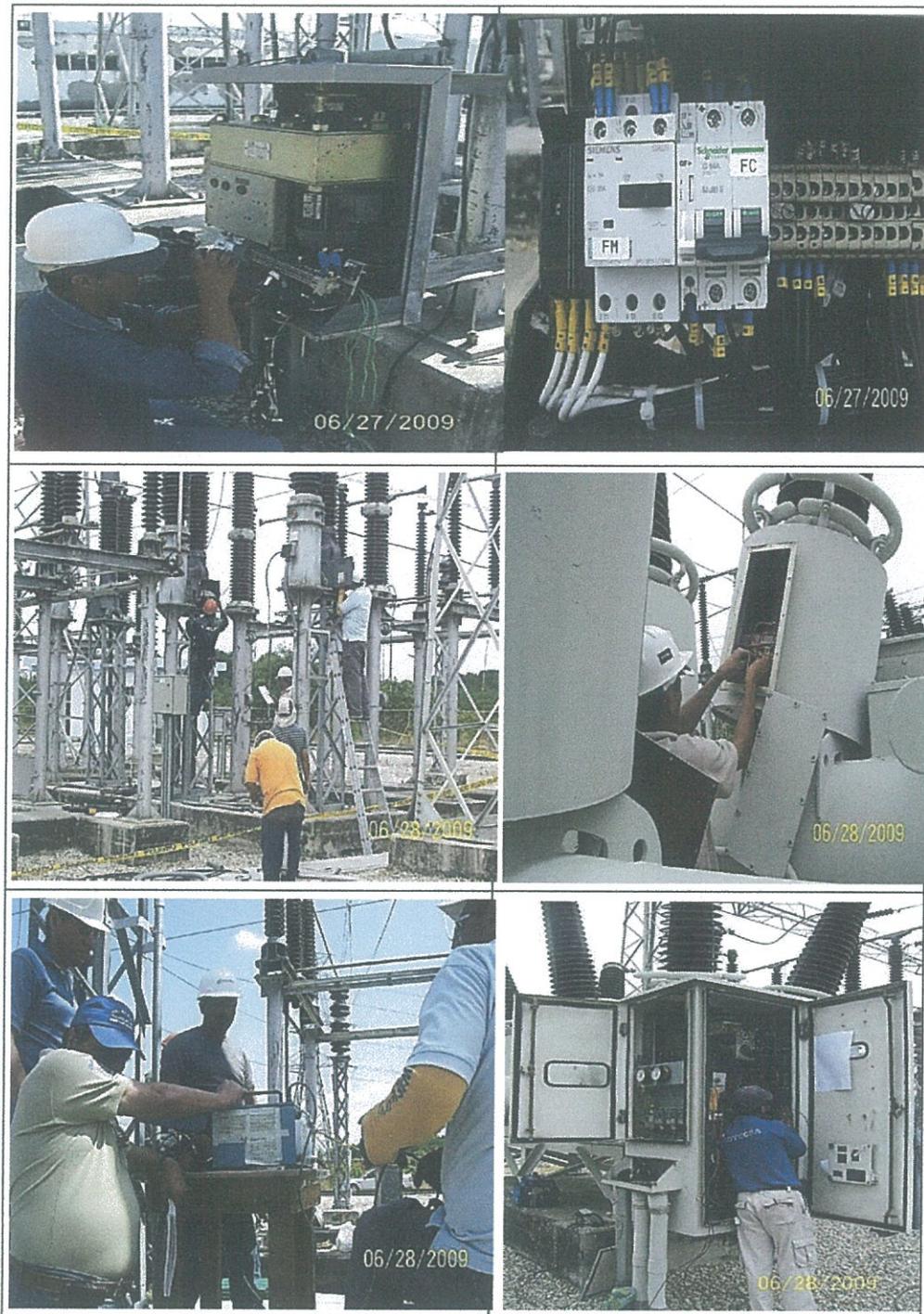


FIGURA 5.5 PROCESO DE CAMBIO AL NUEVO SISTEMA DE CONTROL SAS

Durante el proceso de cambio del sistema de control, se tiene una etapa en la cual tanto el sistema SAS como el sistema de control convencional están en funcionamiento, para esta fase se debe realizar lo siguiente:

HABILITAR LA BAHÍA DE TRANSFERENCIA DURANTE EL PROCESO DE TRANSICIÓN

Se debe partir que las condiciones iniciales son:

- Grupo de Bahías se encuentran en sistema de control convencional con tablero Dúplex.
- Grupo de bahías se encuentran en sistema de control SAS.

Requerimiento ante el caso de un mantenimiento urgente o daño del interruptor, la bahía de transferencia deberá estar disponible, para lo cual se detalle el siguiente proceso:

- Simular la bahía de transferencia con relés biestables para cumplir las condiciones del SCADA.
- Duplicar las señales de cierre y apertura de los relés biestables en las bobinas de los circuitos de interruptor de transferencia para sus comandos (cierre, apertura, protecciones).

DISPAROS CRUZADOS DURANTE EL PROCESO DE TRANSICIÓN

Dejar habilitado mediante circuitos provisionales, disparos cruzados entre sistema de control convencional (DUPLEX) hacia sistema de control SAS y viceversa, para el siguiente caso:

- Protección de falla interruptor (50BF).

Para la puesta en servicio de la Subestación Salítral con el nuevo sistema de control SAS, se coordinó previamente con el CENACE y los agentes ELECTROQUIL, ELECTROGUAYAS y la Empresa Eléctrica de Guayaquil, producto de lo cual se estableció el siguiente cronograma:

TABLA 5.1. PLANIFICACIÓN DE PUESTA EN SERVICIO S/E SALITRAL

| INSTALACIÓN | CONSIGNACIÓN | SALIDA DE SERVICIO |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|---------------------|
| Pascuales 1 138kV | 27 y 28
Junio/2009 | 27 y 28 Junio/2009 |
| Pascuales 2 138kV | 3 y 4 de
Julio/2009 | 3 y 4 de Julio/2009 |
| Integración seccionadores
de barra y Bahía Trinitaria
1 138kV | 5 Julio 2009 | 5 Julio 2009 |
| ATR 138kV | 11 y 12 Julio
2009 | 12 Julio 2009 |
| ATQ 138kV | 18 y 19 Julio
2009 | 19 Julio 2009 |
| Bahía de Transferencia
138kV | 21 Julio 2009 | 21 de Julio 2009 |
| Energización de GIS 69kV
con Banco ATR | 1 Agosto 2009 | 1 Agosto 2009 |
| Bahía ATQ 69kV,
Electroguayas 1 y 2 de
69kV, Electroquil 1 y 2 de
69kV, CATEG 1 de 69kV | 2 y 3 Agosto
2009 | 2 y 3 Agosto 2009 |
| Bahía Categ 2 de 69kV | 9 Agosto 2009 | 9 Agosto 2009 |
| Bahía Categ 1 de 69kV | 16 Agosto 2009 | 16 Agosto 2009 |

5.6.2. PRUEBAS OPERATIVAS

Esta condición implica efectuar el reemplazo del control convencional, con el sistema SAS con el mínimo tiempo de interrupción del servicio y con el empleo de TCs y TPs tipo pedestal a la salida de los alimentadores, con el fin de reemplazar los del tipo Bushing integrados en los interruptores.

El objetivo fue el de evitar las maniobras de cambio de transformadores de corriente mediante manijas y contactores, en el caso de realizar una maniobra de transferencia, que ocasiona problemas de pérdidas de señales de corriente y disparos equivocados.

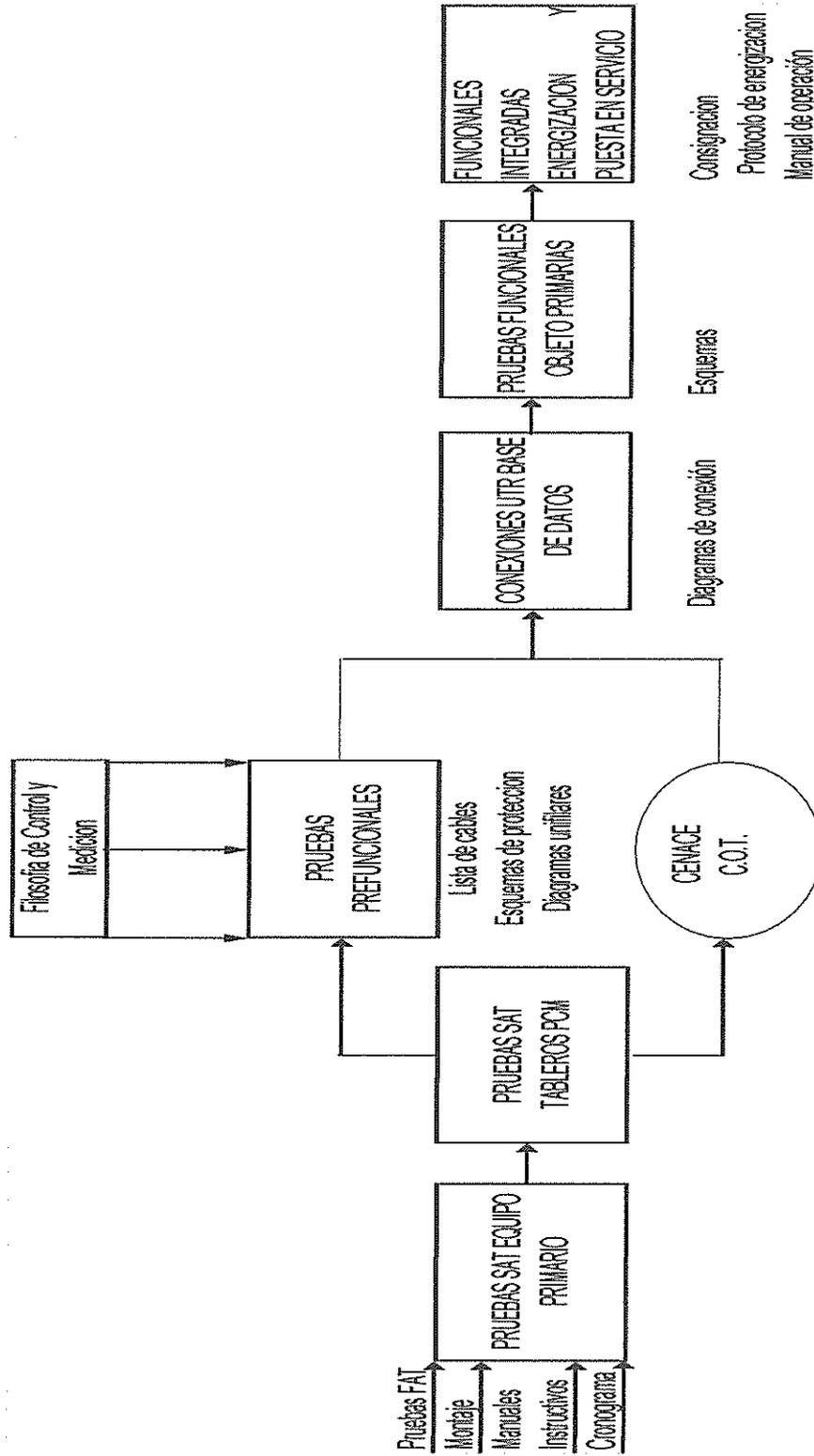
Se procede con los siguientes puntos descrito a continuación, para reemplazar un sistema convencional de control, con de uno de tipo distribuido SAS:

- Bloquear la protección de falla de interruptor y diferencial de barra existente hasta cambiar todo el sistema.
- Montar los tableros de control del sistema SAS.
- Conectar todas las fuentes de corriente alterna y continua de los servicios auxiliares que deben ser independientes de los del tablero DUPLEX
- Armar la red de fibra óptica con todos sus enlaces y switchs, y la red LAN
- Configurar el Software de todo el sistema, ajustar relés, medidas y hacer las pruebas de protecciones.
- Es preferible reemplazar el cableado entre los equipos de control del SAS y el equipo primario, con el uso de nuevas canaletas o con métodos alternativos.
- Conectar los cables de control de las señales digitales de los equipos solo en los tableros SAS, dejando los extremos de lado de los equipos aislados adecuadamente hasta cuando se pueda conectarlos.
- Conectar las señales analógicas de los TCs y TPs a los tableros del SAS.(tipo pedestal)
- En caso de líneas de doble circuito, se puede mantener la transmisión a través de la otra terna, dejando fuera de servicio la que va a ser cambiada al SAS.
- Extraer los cables de control de los tableros DUPLEX y del equipo primario de esa bahía y conectar los nuevos del SAS.
- Efectuar las pruebas prefuncionales.
- Efectuar las pruebas de inyección primaria y secundaria para probar las señales analógicas de protección y control.
- Levantar los cables de los TCs y TPs tipo Bushing de los interruptores.

- Hacer las pruebas funcionales para comprobar el mando, protección y control de la bahía desde el SAS.
- En este estado habrá dos controles paralelos: el uno del SAS para la bahía reemplazada, y el otro desde los tableros DUPLEX, para todas las demás bahías.
- Para reemplazo de bahías de transformadores es necesario un corte de la subestación para efectuar el cambio de señales analógicas y digital.
- Se sigue con el mismo proceso hasta dejar fuera de servicio las funciones del tablero DUPLEX.
- Por último se conecta las señales de corriente de la protección diferencial de barra y falla de interruptor y se prueba la estabilidad de la protección, antes de conectar las señales de disparo.
- Se efectúan las pruebas funcionales desde todos los niveles de la subestación, comprobando las diversas funciones de la subestación conforme a su esquema (barra principal y transferencia o doble barra con by pass), sincronización, recierre, transferencias de bahía etc. con los respectivos permisos del COT y CENACE

El proceso descrito puede variar de acuerdo a las necesidades y esquemas de cada subestación.

5.7. ANÁLISIS DE RESULTADOS



PROGRAMACION DE ACTIVIDADES PARA INCORPORACION DE NUEVAS INSTALACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Es necesario el cumplimiento íntegro de todas las etapas del proyecto por parte de los diferentes grupos de trabajo que intervienen en la implementación de una instalación, tales como: el diseño, selección del sistema de control y del equipo primario, pruebas y puesta en servicio.
2. La ejecución eficiente de las pruebas y el análisis de los resultados, definirán el posterior desempeño de la adquisición de información, control y operación de los equipos de la subestación.
3. La implementación del protocolo internacional IEC 61850, permite realizar instalación e integración de los sistemas de control y protección de diferentes fabricantes, con el objetivo de tener la interoperabilidad entre una variedad de Dispositivos Inteligentes Electrónicos (IED).
4. Debido a la adaptación y requerimientos del mercado eléctrico por el recurso de información en tiempo real y costos diarios operacionales, estos sistemas permiten a clientes escoger los mínimos costos de tarifas de agentes generadores incrementando sus beneficios.
5. Reducción en los costos de operación debido a la disminución del personal por la implementación de subestaciones remotas no atendidas, rápida localización de fallas y solución de las mismas, que se

traduce en minimizar los tiempos de interrupción y con mejores resultados económicos.

6. Conexiones más confiables, lo que garantiza una mejor operación del sistema, optimizando el proceso de coordinación de voltaje y de potencia reactiva.
7. Los cronogramas de mantenimiento del equipo primario se basan en datos reales de operación y de falla, que en las subestaciones convencionales no pueden ser obtenidos fácilmente.
8. Reducción de costos de mantenimiento y operación de los equipos de control y protección, ya que al disponer de mejor tecnología de software, comunicación, relés numéricos y equipos de control digital, la labor de mantenimiento es menor en comparación a los relés electromecánicos y aparatos de control convencional.
9. Reducción de costos de la instalación, el nuevo equipamiento puede disponer de varias funciones concentradas en un solo equipo, que evitan la utilización de equipos adicionales, que desempeñan funciones limitadas y aumentan la posibilidad de falla.
10. Los equipos de control convencional, requieren extensa cantidad de cables de control entre las varias bahías de la subestación y la sala de control, así como en los diferentes tableros de control. En las subestaciones automatizadas los interbloques y funciones de control se hacen de manera digital a través de comunicaciones de redes que manejan diferentes protocolos, el cableado físico solo es necesario entre el equipo primario y el tablero de control local de cada bahía.

11. El control convencional necesita de cambios masivos de equipos, cables, relés auxiliares, disponibilidad de espacio, etc. cuando es necesario alguna modificación en la filosofía de control o protección; en contraste con el SAS, los cambios se pueden hacer a través del software, por la versatilidad de los IEDS y del equipo de control digital.
12. La disponibilidad de la información en tiempo real, representa la parte esencial del control óptimo de un sistema de potencia, ya que permite optimizar los tiempos de adquisición de información para el análisis de los problemas, incrementando la confiabilidad y disminuyendo los tiempos de restablecimiento del servicio.
13. Las herramientas de control y protección que poseen los sistemas automatizados de subestaciones, garantizan la seguridad del sistema que se está operando.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar las normas de un protocolo abierto para las comunicaciones de los IED's con el fin de no depender del protocolo de un solo fabricante.
2. Conocer las herramientas de manejo (software y hardware) de los sistemas de control distribuido, para optimizar las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones.
3. Utilizar la filosofía de dos controladores redundantes, o si la principal falla no afectaría la adquisición de datos del sistema, pues inmediatamente el de respaldo ingresaría a realizar el control.
4. En caso de inhibirse el sistema de control (SAS) o tener una falla que impida operar los equipos, se debe implementar varias acciones para operar en caso de emergencia tales como:
 - a. Implementación de un UPS para los monitores
 - b. Interbloqueos mínimos cableados para apertura y cierre de interruptores y seccionadores de bahía desde los tableros locales de nivel 0.
 - c. Funciones de eliminación de bloqueos del controlador de bahía, para propósito de pruebas.
 - d. Cierre y apertura de interruptores por falla de la unidad de control de bahía, desde los relés de protección.

5. Realizar mantenimiento preventivo periódico a los equipos y herramientas del sistema de control distribuido.
6. Registrar todas las novedades y observaciones de los IED's durante la ejecución de las pruebas.
7. Finalizada las pruebas de aceptación verificar que no existen en IHM e IED's alguna indicación de alarma activa.

ANEXO A

PRUEBAS DE INYECCIÓN
DE CORRIENTE PRIMARIA

PRUEBA DE INYECCION

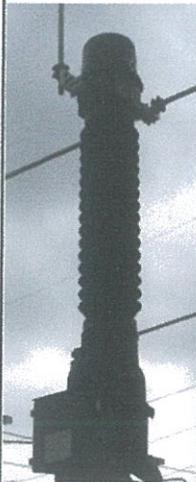
PRIMARIA
SECUNDARIA

LOCALIZACION DE LA PRUEBA: SALITRAL
BAHIA: PASCUALES 1-138KV

FECHA: 20-JUNIO-09

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA
 Equipo: Sverker
 Tipo:

TC PEDESTAL BAHIA 138 KV



| PT | Fase A | I p (A) | KTC-122 | | TABLERO E12 | | EQUIPO | | Relacion | Observacion |
|--------|---------|---------|---------|---------|-------------|------|---------|--------|----------|--------------|
| | | | I s (A) | BORNERA | DISPLAY | BCU | DISPLAY | | | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X012-1A | 1.00 | X012-1A | 1.00 | BCU | 121.34 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | | X013-1A | 1.00 | X013-1A | 1.00 | 21P | 400.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | | X016-1A | 1.00 | X014-1A | 1.00 | 21S | 220.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X017-1A | 1.00 | X014-1A | 0.95 | T4-C | 0.95 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase B | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X012-3A | 1.00 | X012-3A | 0.95 | BCU | 121.34 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | | X013-3A | 1.00 | X013-3A | 0.95 | 21P | 400.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | | X016-3A | 1.00 | X014-3A | 0.95 | 21S | 220.00 | 2000/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X017-3A | 1.00 | X014-3A | 0.96 | T4-A | 0.96 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase C | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X012-5A | 1.00 | X012-5A | 0.97 | BCU | 121.55 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | | X013-5A | 1.00 | X013-5A | 0.94 | 21P | 400.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | | X016-5A | 1.00 | X014-5A | 0.96 | 21S | 220.00 | 2000/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X017-5A | 1.00 | X014-5A | 0.97 | T4-E | 0.97 | 2000/5 | 87B |
| NEUTRO | Fase | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | A/B/C | | X012-7A | 1.00 | X012-7A | 0.97 | BCU | 220.00 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV2 | A/B/C | | X013-7A | 1.00 | X013-7A | 0.97 | 21P | 220.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| D3V 3 | A/B/C | | X016-7A | 1.00 | X014-7A | 0.48 | 21S | — | 2000/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | A/B/C | | X017-7A | 1.00 | X014-7A | 0.97 | — | — | 2000/5 | 87B |

| KTC-122 | | TABLERO E00+RF01 | | | Relacion | Observacion | |
|---------|---------|------------------|----------|-------------|----------|-------------|-------------|
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | Relacion | Observacion | | | |
| X016-1B | 1.00 | X112-4A | 0.95 | 5D1 | 0.95 | 1100/5 | PROTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | Relacion | Observacion | | | |
| X016-3B | 1.00 | X112-3A | 0.95 | 6D1 | 0.95 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | Relacion | Observacion | | | |
| X016-5B | 1.00 | X112-5A | 0.95 | 7D1 | 0.95 | 1100/5 | PROTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | Relacion | Observacion | | | |
| X016-7B | 1.00 | X112-7A | 0.95 | 8D2 | 0.95 | 1100/5 | PROTECCION |

OBSERVACIONES

- * Se recomienda realizar los ajustes en las BCU de la bahia Pascuales 1.
- * Inyeccion desde caja de agrupamiento
- * Ajustar RTC de: BCU, 21P, 21S

RESULTADO:

BUENO: MALO: DUDOSO:

REALIZADO POR: Ing. Elnadir Franco T.

REVISADO POR: Ing. Marcelo Lopez C.

PRUEBA DE INYECCION

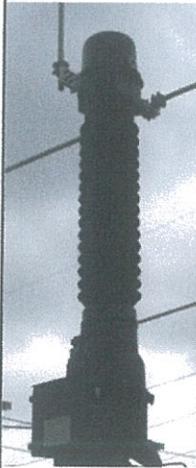
| | |
|------------|---|
| PRIMARIA | |
| SECUNDARIA | X |

LOCALIZACION DE LA PRUEBA: SALITRAL
BAHIA: PASCUALES 2-138KV

FECHA: 20-JUNIO-09

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA
Equipo: Sverker
Tipo:

TC PEDESTAL BAHIA 138 KV



| PT | Fase A | I p (A) | KTC-122 | | TABLERO E12 | | EQUIPO | | Relacion | Observacion |
|--------|---------|---------|---------|------|-------------|---------|---------|--------|----------|--------------|
| | | | I s (A) | | BORNERA | DISPLAY | | | | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X012-1A | 1.00 | X012-1A | 1.00 | BCU | 219.04 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | | X013-1A | 1.00 | X013-1A | 1.00 | 21P | 220.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | | X016-1A | 1.00 | X014-1A | 1.00 | 21S | 220.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X017-1A | 1.00 | X015-1A | 0.95 | T5-C | 0.95 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase B | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X012-3A | 1.00 | X012-3A | 0.95 | BCU | 219.04 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | | X013-3A | 1.00 | X013-3A | 0.95 | 21P | 220.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | | X016-3A | 1.00 | X014-3A | 0.95 | 21S | 220.00 | 2000/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X017-3A | 1.00 | X015-3A | 0.96 | T5-A | 0.96 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase C | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X012-5A | 1.00 | X012-5A | 0.95 | BCU | 219.04 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | | X013-5A | 1.00 | X013-5A | 0.99 | 21P | 220.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | | X016-5A | 1.00 | X014-5A | 0.96 | 21S | 220.00 | 2000/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X017-5A | 1.00 | X015-5A | 0.97 | T5-E | 0.96 | 2000/5 | 87B |
| NEUTRO | Fase | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | A/B/C | | X012-7A | 1.00 | X012-7A | 0.97 | BCU | 219.04 | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | A/B/C | | X013-7A | 1.00 | X013-7A | 0.97 | 21P | 220.00 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| D3V 3 | A/B/C | | X016-7A | 1.00 | X014-7A | 0.48 | 21S | — | 2000/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | A/B/C | | X017-7A | 1.00 | X015-7A | 0.97 | — | — | 2000/5 | 87B |

| KTC-122 | | TABLERO E00+RF01 | | | | Relacion | Observacion |
|---------|---------|------------------|------|----------|-------------|----------|-------------|
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | | DISPLAY | | | |
| X016-1B | 1.00 | X112-1A | 0.95 | 5F1 | 0.95 | 1100/5 | PROTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | | Relacion | Observacion | | |
| X016-3B | 1.00 | X112-3A | 0.99 | 6F1 | 0.99 | 1100/5 | PRTOTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | | Relacion | Observacion | | |
| X016-5B | 1.00 | X112-5A | 0.96 | 7F1 | 0.96 | 1100/5 | PROTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | | Relacion | Observacion | | |
| X016-7B | 1.00 | X112-7A | 0.95 | 8F2 | 0.95 | 1100/5 | PROTECCION |

OBSERVACIONES

- * Se recomienda realizar los ajustes en las BCU de la bahia Pascuales 2.
- * Inyeccion desde caja de agrupamiento
- * Ajustar RTC de: BCU, 21P, 21S

RESULTADO:

BUENO: MALO: DUDOSO:

REALIZADO POR: Ing. Bladimir Franco T.

REVISADO POR: Ing. Marcelo Lopez C.



PRUEBA DE INYECCION

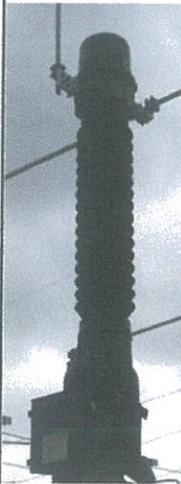
| | |
|------------|----------|
| PRIMARIA | X |
| SECUNDARIA | |

LOCALIZACION DE LA PRUEBA: SALITRAL
 BAHIA: TRINITARIA 1-138KV

FECHA: 07-JUNIO-09

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA Testing - Transformer
 Equipo: DT-1005 B
 Tipo:

TC PEDESTAL BAHIA 138 KV



| PT | Fase A | I p (A) | KTC-132 | | TABLERO E13 | | EQUIPO | | Relacion | Observacion |
|--------|---------|---------|---------|---------|-------------|---------|---------|--------|----------|--------------|
| | | | X012-1A | I s (A) | BORNERA | DISPLAY | | | | |
| DEV 1 | 1S1-1S5 | 241 | X012-1A | 1.00 | X012-1A | 1.00 | BCU | 238 | 1200/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S1-2S5 | 241 | X013-1A | 1.00 | X013-1A | 1.00 | 21P | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | 240 | X016-1A | 1.00 | X014-1A | 1.00 | 21S | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | 200 | X017-1A | 0.50 | X012-1A | 0.50 | T2-C | 0.44 | 1200/5 | 87B |
| CT | Fase B | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | 240 | X012-3A | 1.00 | X012-3A | 1.00 | BCU | 238,80 | 1200/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | 240 | X013-3A | 1.00 | X013-3A | 1.00 | 21P | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | 240 | X016-3A | 1.00 | X014-3A | 1.00 | 21S | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | 200 | X017-3A | 0.50 | X012-3A | 0.50 | T2-A | 0.45 | 1200/5 | 87B |
| CT | Fase C | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | 240 | X012-5A | 1.00 | X012-5A | 1.00 | BCU | 239,76 | 1200/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S2-2S4 | 240 | X013-5A | 1.00 | X013-5A | 1.00 | 21P | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | 3S1-3S5 | 240 | X016-5A | 1.00 | X014-3A | 1.00 | 21S | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | 200 | X017-5A | 0.50 | X012-3A | 0.50 | T2-E | 0.48 | 1200/5 | 87B |
| NEUTRO | Fase | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion |
| DEV 1 | A/B/C | 240 | X012-7A | 1.00 | X012-7A | 1.00 | BCU | 238 | 1200/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | A/B/C | 240 | X013-7A | 1.00 | X013-7A | 1.00 | 21P | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| D3V 3 | A/B/C | 240 | X016-7A | 1.00 | X014-3A | 1.00 | 21S | 0.24KA | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 4 | A/B/C | 200 | X017-7A | 0.50 | X012-7A | 0.50 | — | — | 1200/5 | 87B |

| CT | TABLERO E00+RF01 | | | | Relacion | Observacion |
|--------|------------------|------|-----|----------|-------------|-------------|
| DEV 3 | BORNERA | F018 | | | | |
| 2A | X211-4A | 0.91 | 5D1 | 0.92 | 1200/5 | PROTECCION |
| DEV 3 | BORNERA | F018 | | Relacion | Observacion | |
| 2B | X211-3A | 0.91 | 6D1 | 0.91 | 1200/5 | PRTOTECCION |
| DEV 3 | BORNERA | F018 | | Relacion | Observacion | |
| 2C | X211-5A | 0.92 | 7D1 | 0.92 | 1200/5 | PROTECCION |
| DEV 3 | BORNERA | F018 | | Relacion | Observacion | |
| NEUTRO | X211-7A | 0.95 | 8D2 | 0.95 | 1200/5 | PROTECCION |

OBSERVACIONES

RESULTADO:

BUENO: X MALO: DUDOSO:

REALIZADO POR: Ing. Bladimir Franco T.

REVISADO POR: Ing. Marcelo Lopez C.

PRUEBA DE INYECCION

| | |
|------------|----------|
| PRIMARIA | X |
| SECUNDARIA | |

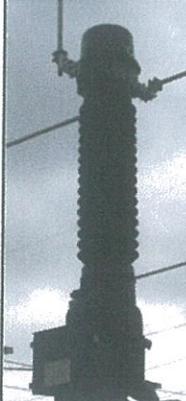
LOCALIZACION DE LA PRUEBA: SALITRAL
BAHIA: ATR-138KV

FECHA: 06-JUNIO-09

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA

Equipo: Testing - Transformer
Tipo: DT-1005 B

TC PEDESTAL BAHIA 138 KV



| PT | Fase A | I p (A) | KTC-1R2 | | TABLERO E13 | | EQUIPO | | Relacion | Observacion |
|--------|---------|---------|---------|---------|-------------|---------|---------|----------|-------------|--------------|
| | | | I s (A) | BORNERA | BORNERA | DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | 220.00 | X011-1A | 0.50 | X017-1A | 0.95 | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S1-2S5 | 200.00 | X012-1A | 0.50 | X013-1A | 0.46 | 87 T | ok | 2000/5 | 87T |
| DEV 3 | 3S2-3S4 | 220.00 | X013-1A | 0.49 | X014-1A | 0.94 | 51 | ok | 1100/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | 200.00 | X014-1A | 0.49 | X011-1A | 0.46 | T1-C | 0.46 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase B | I p (A) | I s (A) | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | 220.00 | X011-3A | 0.50 | X017-3A | 0.95 | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S1-2S5 | 200.00 | X012-3A | 0.50 | X013-3A | 0.47 | 87 T | ok | 1100/5 | 87T |
| DEV 3 | 3S2-3S4 | 220.00 | X013-3A | 0.49 | X014-3A | 0.95 | 51 | ok | 2000/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | 200.00 | X014-3A | 0.49 | X011-3A | 0.46 | T1-A | 0.46 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase C | I p (A) | I s (A) | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | 220.00 | X011-5A | 0.49 | X017-5A | 0.95 | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S1-2S5 | 200.00 | X012-5A | 0.49 | X013-5A | 0.46 | 87 T | ok | 1100/5 | 87T |
| DEV 3 | 3S2-3S4 | 220.00 | X013-5A | 0.49 | X014-5A | 0.96 | 51 | ok | 2000/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | 200.00 | X014-5A | 0.49 | X011-5A | 0.46 | T1-E | 0.47 | 2000/5 | 87B |
| NEUTRO | Fase | I p (A) | I s (A) | BORNERA | | DISPLAY | | Relacion | Observacion | |
| DEV 1 | A/B/C | 220.00 | X011-7A | 0.59 | X017-7A | 0.95 | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | A/B/C | 200.00 | X012-7A | 0.59 | X013-7A | 0.47 | 87 T | ok | 1100/5 | 87T |
| D3V 3 | A/B/C | 220.00 | X013-7A | 0.59 | X014-7A | 0.95 | 51 | ok | 2000/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | A/B/C | 200.00 | X014-7A | 0.59 | X011-7A | 0.46 | — | — | 2000/5 | 87B |

| EQUIPO | TABLERO E00+RF01 | | | Relacion | Observacion | |
|------------------|------------------|---------|------|----------|-------------|------------|
| | DISPLAY | BORNERA | F008 | | | |
| 50BF-cA 220.00 | X114-1A | 0.94 | 5H1 | 0.94 | 1100/5 | PROTECCION |
| 50BF-cB 220.00 | X114-3A | 0.94 | 6H1 | 0.94 | 1100/5 | PROTECCION |
| 50BF-cC 220.00 | X114-5A | 0.94 | 7H1 | 0.94 | 1100/5 | PROTECCION |
| 87T-07 0.96 | X114-7A | 0.96 | 8H2 | 0.96 | 1100/5 | PROTECCION |



TC NEUTRO

| CT | POLARIDAD | I p (A) | TABLERO E1R | | EQUIPO | | Relacion | Observacion |
|--------|-----------|---------|-------------|---------|---------|---------|----------|-------------|
| | | | BORNERA | DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | | |
| DEV 1 | 1S1 | | X013-0A | 0.96 | 87T | 0.96 | | PROTECCION |
| NEUTRO | Fase | I p (A) | BORNERA | | DISPLAY | | 300/5 | Observacion |
| DEV 1 | 1S2 | | X013-11A | 0.96 | 87T | 0.96 | | PROTECCION |

OBSERVACIONES

- * Se recomienda realizar los ajustes en las BCU de la bahia ATR 138KV y en los reles 87T, 50/51 y 50BF.
- * El TC DEL NEUTRO SE LO HIZO EN CABLE CON EL SVERKER.

RESULTADO:

BUENO: X MALO: DUDOSO:

REALIZADO POR: Ing. Blasimir Franco T.

REVISADO POR: Ing. Marcelo Lopez C.

PRUEBA DE INYECCION

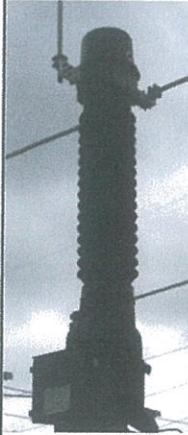
PRIMARIA
SECUNDARIA X

LOCALIZACION DE LA PRUEBA: SALITRAL
 BAHIA: ATQ-138

FECHA: 28-JUNIO-09

INSTRUMENTO USADO EN LA PRUEBA
 Equipo: SVERKER
 Tipo:

TC PEDESTAL BAHIA 138 KV



| PT | Fase A | I p (A) | KTC-1R2 | | TABLERO E13 | | EQUIPO | | Relacion | Observacion |
|--------|---------|---------|---------|------|-------------|---------|--------|----------|-------------|--------------|
| | | | I s (A) | | BORNERA | DISPLAY | | | | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X011-1A | 1.00 | X017-1A | | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S1-2S5 | | X012-1A | 1.00 | X013-1A | | 87 T | ok | 2000/5 | 87T |
| DEV 3 | 3S2-3S4 | | X013-1A | 1.00 | X014-1A | | 91 | ok | 1100/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X014-1A | 1.00 | X011-1A | | T1-C | 0.95 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase B | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | DISPLAY | | Relacion | Observacion | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X011-3A | 1.00 | X017-3A | | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S1-2S5 | | X012-3A | 1.00 | X013-3A | | 87 T | ok | 1100/5 | 87T |
| DEV 3 | 3S2-3S4 | | X013-3A | 1.00 | X014-3A | | 91 | ok | 2000/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X014-3A | 1.00 | X011-3A | | T1-A | 0.96 | 2000/5 | 87B |
| CT | Fase C | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | DISPLAY | | Relacion | Observacion | |
| DEV 1 | 1S2-1S4 | | X011-5A | 1.00 | X017-5A | | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | 2S1-2S5 | | X012-5A | 1.00 | X013-5A | | 87 T | ok | 1100/5 | 87T |
| DEV 3 | 3S2-3S4 | | X013-5A | 1.00 | X014-5A | | 91 | ok | 2000/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | 4S1-4S5 | | X014-5A | 1.00 | X011-5A | | T1-E | 0.92 | 2000/5 | 87B |
| NEUTRO | Fase | I p (A) | I s (A) | | BORNERA | DISPLAY | | Relacion | Observacion | |
| DEV 1 | A/B/C | | X011-7A | 1.00 | X017-7A | | BCU | ok | 1100/5 | MEDICION BCU |
| DEV 2 | A/B/C | | X012-7A | 1.00 | X013-7A | | 87 T | ok | 1100/5 | 87T |
| D3V 3 | A/B/C | | X013-7A | 1.00 | X014-7A | | 91 | ok | 2000/5 | PROTECCION |
| DEV 4 | A/B/C | | X014-7A | 1.00 | X011-7A | 0.96 | — | — | 2000/5 | 87B |

| EQUIPO | TABLERO E00+RF01 | | | Relacion | Observacion |
|------------------|------------------|---------|------------|----------|-------------|
| | DISPLAY | BORNERA | F008 | | |
| 50BF-0A 202.00 | X114-4A | 0.95 | 1H1 0.95 | 1100/5 | PROTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | F008 | | Relacion | Observacion |
| 50BF-0B 202.00 | X114-3A | 0.95 | 2H1 0.95 | 1100/5 | PRTOECCION |
| DISPLAY | BORNERA | F008 | | Relacion | Observacion |
| 50BF-0C 202.00 | X114-5A | 0.95 | 3H1 0.95 | 1100/5 | PROTECCION |
| DISPLAY | BORNERA | F008 | | Relacion | Observacion |
| 87T-07 0.96 | X114-7A | 0.96 | 4H2 0.96 | 1100/5 | PROTECCION |



TC NEUTRO

| CT | POLARIDAD | I p (A) | TABLERO E1R | | EQUIPO | | Relacion | Observacion |
|--------|-----------|---------|-------------|----------|---------|---------|----------|-------------|
| | | | BORNERA | DISPLAY | BORNERA | DISPLAY | | |
| DEV 1 | 1S1 | | 0.96 | X013-8A | 0.96 | 87T | 0.96 | PROTECCION |
| NEUTRO | Fase | I p (A) | BORNERA | | DISPLAY | | 300/5 | Observacion |
| DEV 1 | 1S2 | | 0.96 | X013-11A | 0.96 | 87T | 0.96 | PROTECCION |

OBSERVACIONES

- * Se recomienda realizar los ajustes en las BCU de la bahia ATQ 138KV y en los reles 87T, 50/51 y 50BF.
- * El TC DEL NEUTRO SE LO HIZO EN CABLE CON EL SVERKER.

RESULTADO:

BUENO: X MALO: DUDOSO:

REALIZADO POR: Ing. Bladimir Franco T.

REVISADO POR: Ing. Marcelo Lopez C.



PRUEBA DE INYECCIÓN SECUNDARIA DE VOLTAJE

LOCALIZACIÓN: S/E SALITRAL **RELACIÓN NOMINAL:** 138000:115 V
FECHA: 07/04/2011 **RELACION DE TRABAJO:** 138000:115 V
POSICIÓN: TRINITARIA 2 **VOLTAJE NOMINAL:** 145 KV
PATIO: 138 KV **MARCA:** Compton Greaves
EQUIPO UTILIZADO: ISA T2000

| | FUNCION | CARGEN | CLASE |
|----------|-------------------------|--------|-------|
| NUCLEO 1 | Medida | 50 VA | 0,2 |
| NUCLEO 2 | Protección primaria 21P | 60 VA | 3P |
| NUCLEO 3 | Señalización | 60 VA | 3P |

TRANSFORMADORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

| | N° Serie |
|--------|----------|
| FASE A | X5104734 |
| FASE B | X5104735 |
| FASE C | X5104736 |

| BOBINA DE MEDICIÓN | TENSION INYECTADA (V) | TENSION MEDIDA LADO DE ALTA (KV) | RELACION MEDIDA | RELACION ESPERADA | ERROR (%) | CONTABILIDAD | FASE |
|--------------------|-----------------------|----------------------------------|-----------------|-------------------|-----------|--------------|------|
| 1a1-1a | 66,50 | 60,00 | 1203,01 | 1200,00 | 0,250 | OK | A |
| 1a2-1a | 66,70 | 60,00 | 1203,01 | 1200,00 | 0,250 | OK | |
| 1a3-1a | 66,40 | 60,00 | 1204,82 | 1200,00 | 0,400 | OK | |
| 1a2-1b | 66,20 | 60,00 | 1208,46 | 1200,00 | 0,710 | OK | B |
| 1a3-1b | 66,40 | 60,00 | 1204,82 | 1200,00 | 0,400 | OK | |
| 1a1-1b | 66,50 | 60,00 | 1203,01 | 1200,00 | 0,250 | OK | C |
| 1a2-1b | 66,40 | 60,00 | 1204,82 | 1200,00 | 0,400 | OK | |

Observaciones: Los resultados se encuentran dentro de los parámetros esperados

| | |
|----------------|--------------------------------------|
| REALIZADO POR: | Ing. Raúl Chiriboga
MOELECTRICITY |
| REVISADO POR: | Ing. Victor Vaccaro
COELIT |
| APROBADO POR: | Ing. Miguel Miranda
TRANSELECTRAC |



PRUEBA DE INYECCIÓN SECUNDARIA DE VOLTAJE

LOCALIZACIÓN: SIE SALITRAL RELACIÓN NOMINAL: 138000:115 V
 FECHA: 07/04/2011 RELACIÓN DE TRABAJO: 138000:115 V
 POSICIÓN: TRINITARIA 2 VOLTAJE NOMINAL: 145 KV
 RATIO: 138 KV MARCA: Crompton Greaves
 EQUIPO UTILIZADO: ISA T2000

| | FUNCION | POTENCIA | CLASE |
|----------|------------------------|----------|-------|
| NUCLEO 1 | Medida | 50 VA | 0,2 |
| NUCLEO 2 | Protección para el 21P | 60 VA | 3P |
| NUCLEO 3 | Señalización | 60 VA | 3P |

TRANSFORMADORES CAPACITIVOS DE POTENCIAL

| | N° Serie |
|--------|----------|
| FASE A | XS104734 |
| FASE B | XS104735 |
| FASE C | XS104736 |

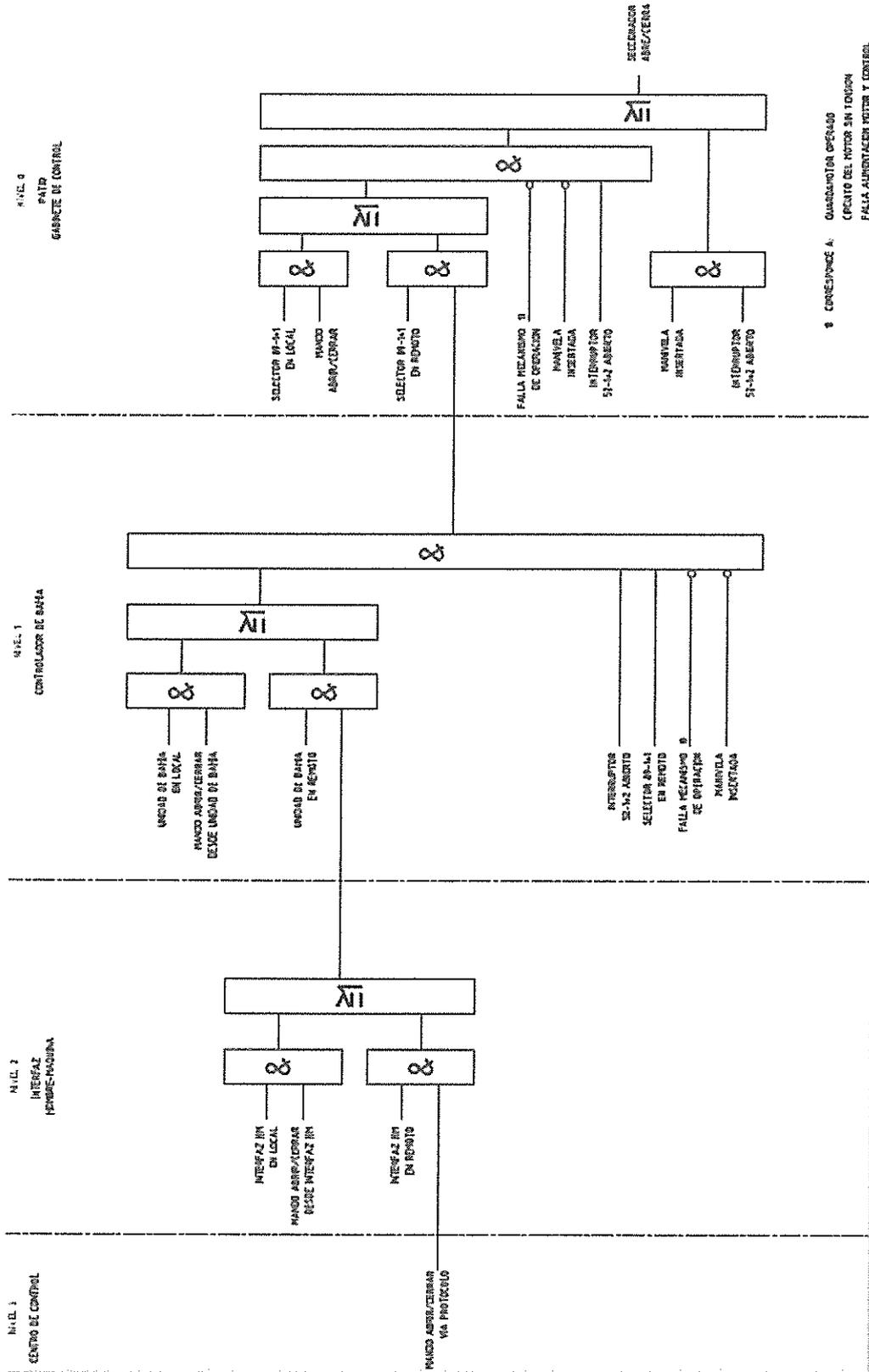
| BORNES DE MEDICIÓN | TENSION INYECTADA (V) | TENSION MEDIDA LADO DE ALTA (KV) | RELACION MEDIDA | RELACION ESPERADA | ERROR (%) | CONTINUIDAD | FASE |
|--------------------|-----------------------|----------------------------------|-----------------|-------------------|-----------|-------------|------|
| 1a1-1a | 66,50 | 80,00 | 1203,01 | 1200,00 | 0,250 | OK | A |
| 1a2-1a | 66,50 | 80,00 | 1203,01 | 1200,00 | 0,250 | OK | |
| 1a1-1b | 66,40 | 80,00 | 1204,87 | 1200,00 | 0,407 | OK | B |
| 1a2-1b | 66,20 | 80,00 | 1208,46 | 1200,00 | 0,707 | OK | |
| 1a1-1c | 66,40 | 80,00 | 1204,82 | 1200,00 | 0,407 | OK | C |
| 1a2-1c | 66,50 | 80,00 | 1203,01 | 1200,00 | 0,250 | OK | |
| 1a1-1n | 66,47 | 80,00 | 1204,32 | 1200,00 | 0,370 | OK | |

Observaciones: Los resultados se promedian de los parámetros anteriores

| | |
|----------------|--------------------------------------|
| REALIZADO POR: | Ing. Raúl Chiriboga
MOELECTRICITY |
| REVISADO POR: | Ing. Victor Varralio
CCELIT |
| APROBADO POR: | Ing. Miguel Miranda
TRANSELECTRA |

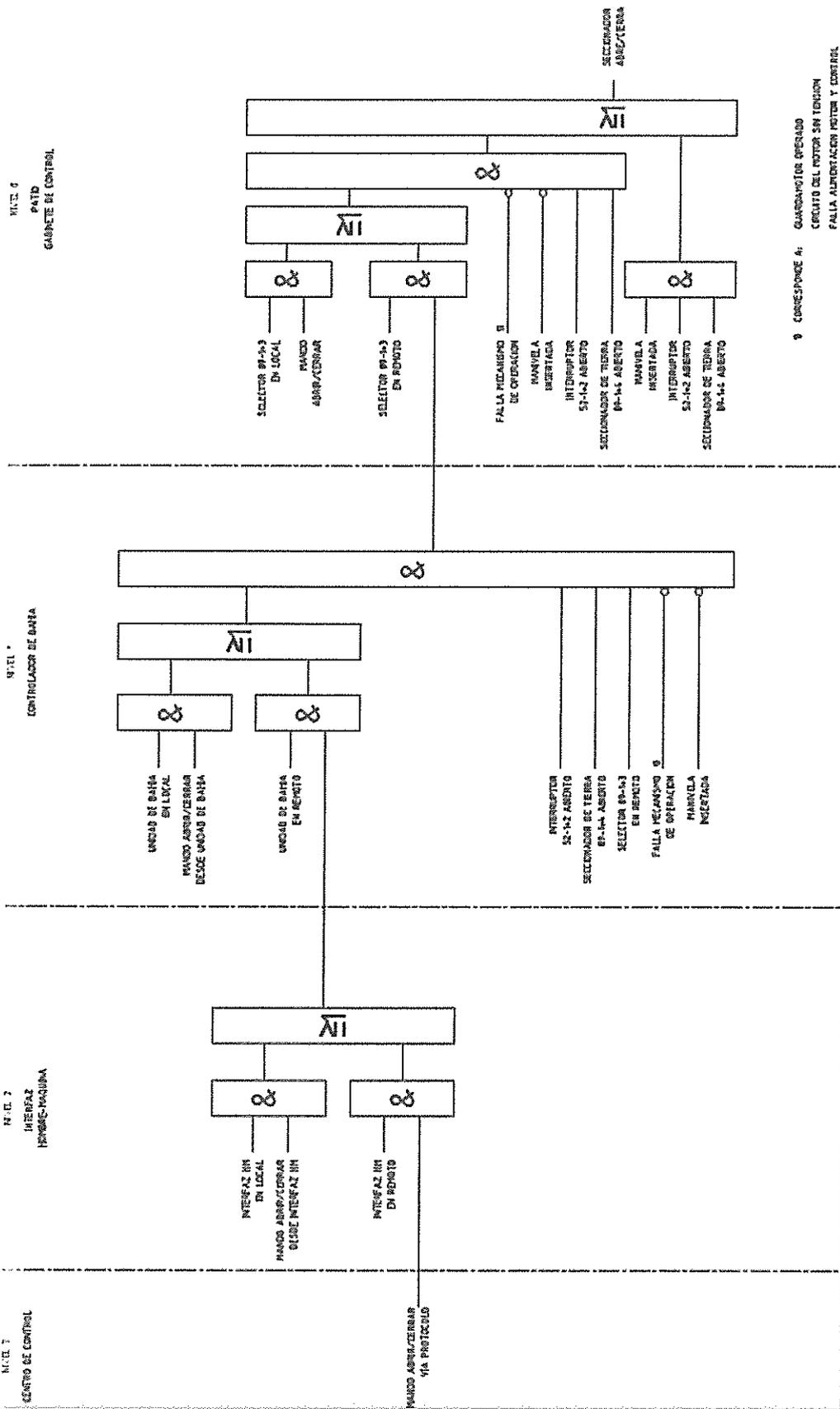
ANEXO B

**DIAGRAMAS DE ENCLAVAMIENTO
DE UNA BAHÍA DE LÍNEA DE 138KV**



1 CONEXIONES A: QUADRU MOTOR OPERADO
 (OPCION DEL MOTOR SIN TOUCH)
 FALLA ABORTACION MOTOR Y CONTROL

APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE BARRA PRINCIPAL 89-111



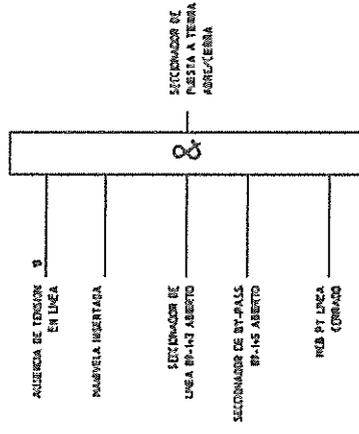
APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE LINEA 89-113

Nº. 11. 1
CENTRO DE CONTROL

Nº. 11. 2
INTERFAZ
HOMÍNEO-MÁQUINA

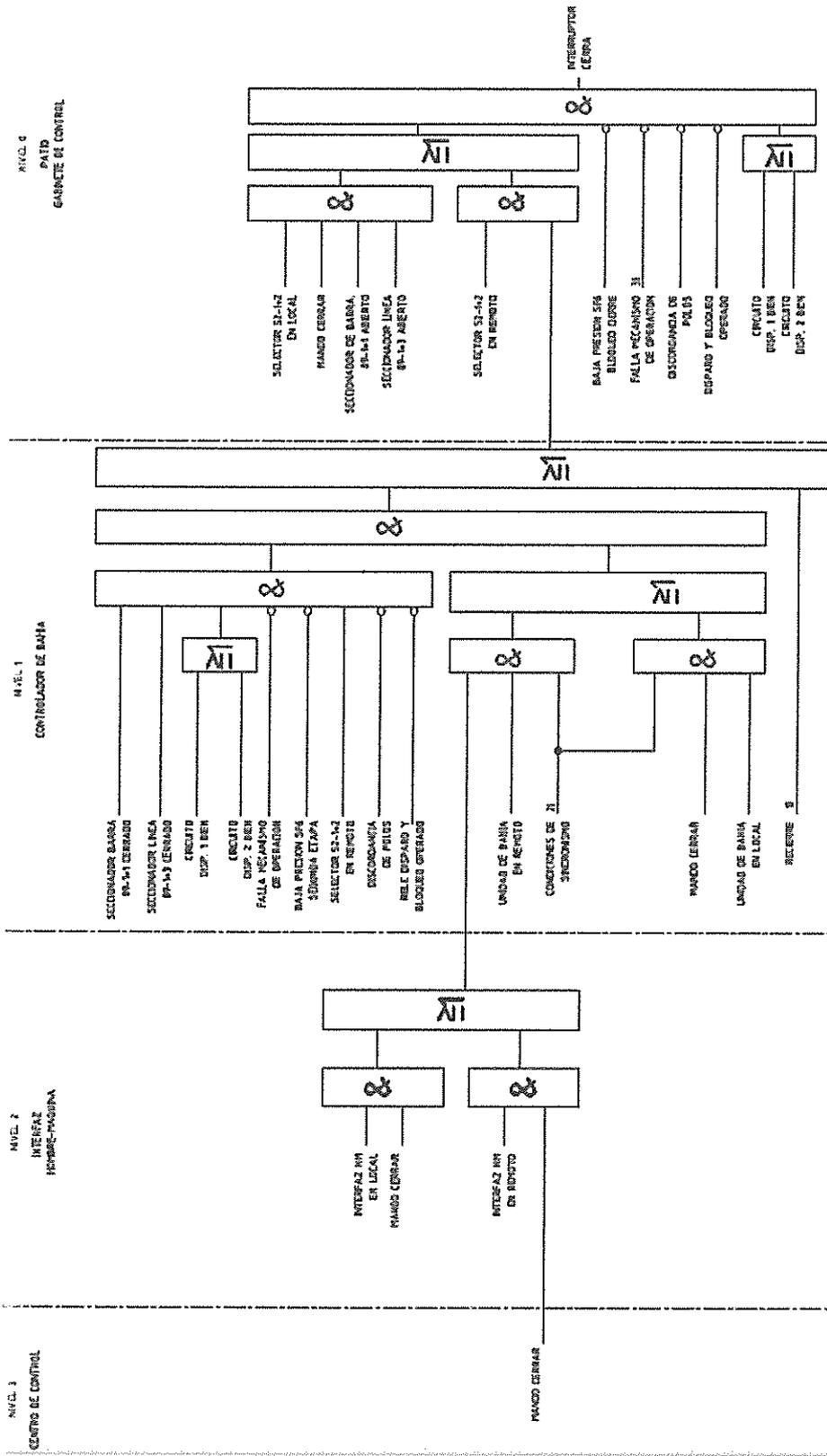
Nº. 11. 4
CONTROLADOR DE BARRA

Nº. 11. 5
PAIN
GABINETE DE CONTROL



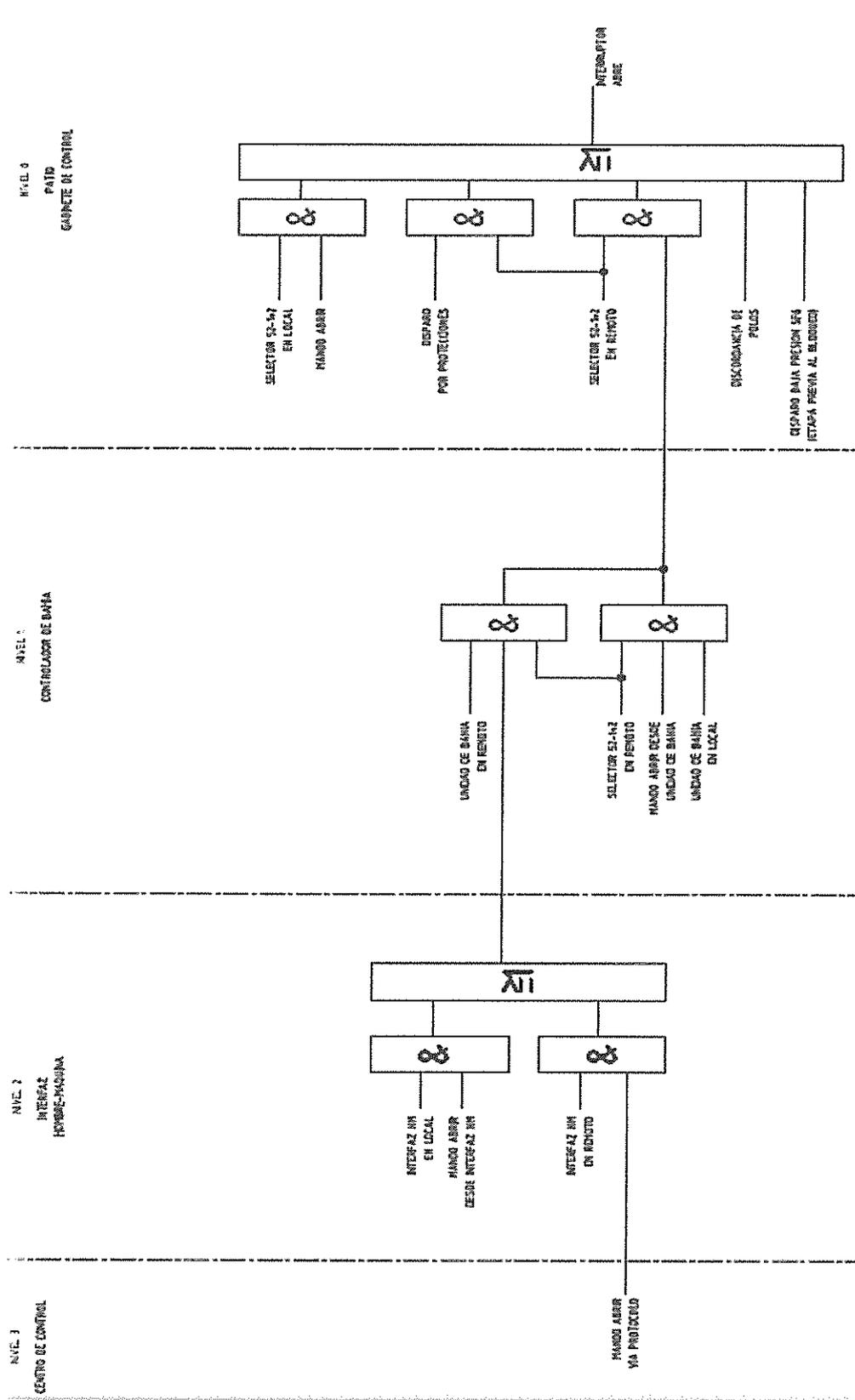
NOTA
LA OPERACION DEL SECCIONADOR DE
PUESTA A TIERRA EN UNICAMENTE MANUAL
Q. SINAL OI ALERDIA DE TRUENOS A TRAVES DE LAS
PROTECCIONES DE LINEA.

APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE TIERRA 89-114



1) PARA REVERIR VER USIA BA
 2) PARA VERIFICACION DE ANOMALIAS VER NIVEL 47
 3) RESERVA DESARROLLO Y FALLA ABUSAR MOTOR
 4) ENCLAVAMIENTO ALIMENTADOS EN NIVEL 4

CIERRE DE INTERRUPTOR 52-112



APERTURA DE INTERRUPTOR 52-112

VISTA EN IHM DE BAHÍA DE LÍNEA

APERTURA 52-112



S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE



Usuario Actual: <Ninguno>
Opciones
Despliegues Generales
Ventana Control
Nivel Control: Cenece
Formato Ventanas
20/06/2009 11:20:04

VENTANA DE CONTROL: 1 PASAJILLES 2 - Embarcaciones

X

Restaurar

Maximizar

Apert. Interrupt
 Cierre Interrupt
 Seccionador Bi
 Seccionador Li
 Secc Transfere
 Secc Tierra

APERTURA 52-112

No Bloqueo por SF6

&

52-112 en Remoto

PERMISIVO
BCU


| Id | Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|--------------|---------------------------------|----------------------------|--------|--------|-------------|------------------|
| 993 | 20/06/2009 | 11:19:25.304 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P05 | Condiciones de Sincronismo | OK | valid | spontaneous | no error |
| 994 | 20/06/2009 | 11:19:30.840 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P09 | Sobre Tension Fase C | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 995 | 20/06/2009 | 11:19:30.849 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P09 | Sobre Tension Fases B-C | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 996 | 20/06/2009 | 11:19:30.849 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P09 | Sobre Tension Fase A | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 997 | 20/06/2009 | 11:19:30.840 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P09 | Sobre Tension Fase B | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 998 | 20/06/2009 | 11:19:30.849 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P09 | Sobre Tension Fases A-B | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 999 | 20/06/2009 | 11:19:30.849 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P09 | Sobre Tension Fases C-A | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 11:19:35.308 | S/E Salitral138 VV/Umbra 1C1P05 | Condiciones de Sincronismo | No OK | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 11:20:04 Lata: 61 Ventana: 1000 Accs: 58

CIERRE 52-112



TRANSELECTRIC S.A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE




Usuario Actual: <ninguno>
Opciones
Desplegues Generales
Ventana Control
Nivel Control: Cenaca
Formato Ventanas
20/06/2009 11:20:40

X

Restaurar

Maximizar

Apert. Interrupt

Cierre Interrupt

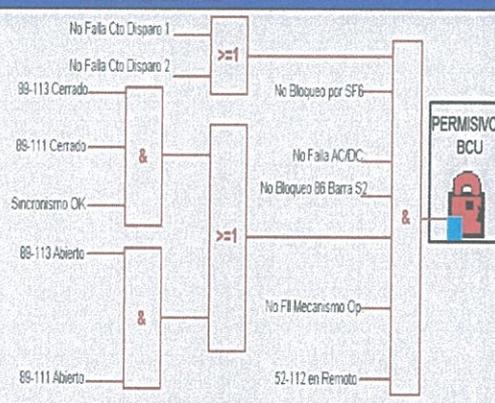
Seccionador B:

Seccionador Li

Secc Transfere

Secc Tierra

CIERRE 52-112



| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|---------------|--------------------------------------|----------------------------|--------|-------|------------------|
| 990 | 20/06/2009 | 11:20:11.959 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P25 | Condiciones de Sincronismo | OK | valid | spontaneous |
| 994 | 20/06/2009 | 11:20:20.000 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P58 | Sobretension Fase C | Alarma | valid | spontaneous |
| 995 | 20/06/2009 | 11:20:20.000 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P59 | Sobretension Fases B-C | Alarma | valid | spontaneous |
| 996 | 20/06/2009 | 11:20:20.000 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P60 | Sobretension Fase A | Alarma | valid | spontaneous |
| 997 | 20/06/2009 | 11:20:20.000 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P69 | Sobretension Fase B | Alarma | valid | spontaneous |
| 998 | 20/06/2009 | 11:20:20.000 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P70 | Sobretension Fases A-B | Alarma | valid | spontaneous |
| 999 | 20/06/2009 | 11:20:20.000 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P65 | Sobretension Fases C-A | Alarma | valid | spontaneous |
| 1000 | 20/06/2009 | 11:20:20.119 | S/E Salitral/38 kV/Terminales 12/P25 | Condiciones de Sincronismo | No OK | valid | spontaneous |

20/06/2009 11:20:40
Lista: 01
Ventana: 1000
Accion: 58

APERTURA/CIERRE SECCIONADOR DE BARRA PRINCIPAL 89-111



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE

SIEMENS



Usuario Actual: <ninguno>
Opciones
Desplegues Generales
Ventana Control
Nivel Control: Cenace
Formato Ventanas
20/06/2009 11:20:54

X

OPERACIÓN 89-111

Apert. Interrupl

Cierre Interrupl

Seccionador B:

Seccionador LI

Secc Transfere

Secc Tierra

52-112 Abierto

89-106 Abierto

89-113 Cerrado

&

No Falla Mec. Operac

No Falla DC Secc

89-111 en Remoto



PERMISIVO
BCU

| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|---------------|-----------------------------------------|----------------------------|--------|-------|------------------|
| 863 | 20/06/2009 | 11:20:20.119 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P25 | Condiciones de Sincronismo | No OK | valid | spontaneous |
| 864 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P69 | Sobretension Fase C | Normal | valid | spontaneous |
| 865 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P69 | Sobretension Fases B-C | Normal | valid | spontaneous |
| 866 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P69 | Sobretension Fase A | Normal | valid | spontaneous |
| 867 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P69 | Sobretension Fase E | Normal | valid | spontaneous |
| 868 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P69 | Sobretension Fases A-E | Normal | valid | spontaneous |
| 869 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P69 | Sobretension Fases C-A | Normal | valid | spontaneous |
| 1000 | 20/06/2009 | 11:20:42.471 | S/E SaltralM 138 kV/69kV/Barra 111C/P25 | Condiciones de Sincronismo | OK | valid | spontaneous |

20/06/2009 11:20:54
Lista: 82
Ventana: 1000
Acción: 50

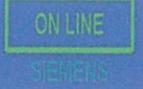
APERTURA/CIERRE SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA 89-115



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE




Usuario Actual: <Ninguno> Opciones Despliegues Generales Ventana Control Nivel Control: Cenace Formato Ventanas 20/06/2009 11:21:22

VENTANA DE CONTROL 1-PASCAJALES 2 - Encovamientos

X

Restaurar

Maximizar

OPERACIÓN 89-115

Apert. Interrupt

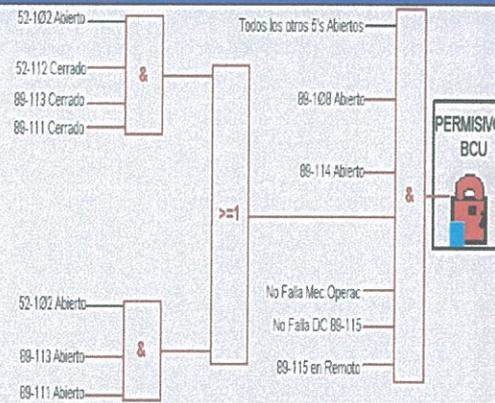
Cierre Interrupt

Seccionador B:

Seccionador Li

Secc Transfere

Secc Tierra



| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause | |
|------|------------|---------------|----------------------------------------|----------------------------|--------|-------|------------------|----------|
| 893 | 20/06/2009 | 11:20:20.119 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Condiciones de Sincronismo | No OK | valid | spontaneous | no error |
| 994 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Sobre Tension Fase C | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 995 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Sobre Tension Fases B-C | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 996 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Sobre Tension Fase A | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 997 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Sobre Tension Fase B | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 998 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Sobre Tension Fases A-B | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 999 | 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Sobre Tension Fases C-A | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 11:20:42.471 | S/E Salitral 138 kV/Tribunaria 1121PQ5 | Condiciones de Sincronismo | OK | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 11:21 (100) Lista: 02 Ventana: 1000 Ancho: 58

APERTURA/CIERRE SECCIONADOR DE TIERRA 89-114



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE



Usuario Actual: <Ninguno>
Opciones
Desplegues Generales
Ventana Control
Nivel Control: Cenace
Formato Ventanas
20/06/2009 11:21:36

VENTANA DE CONTROL 1-PASCUALES 2 - Enclavamientos
OPERACIÓN 89-114

X

Restaurar

Maximizar

- Apert. Interrupt
- Cierre Interrupt
- Seccionador B:
- Seccionador LI
- Secc Transfere
- Secc Tierra

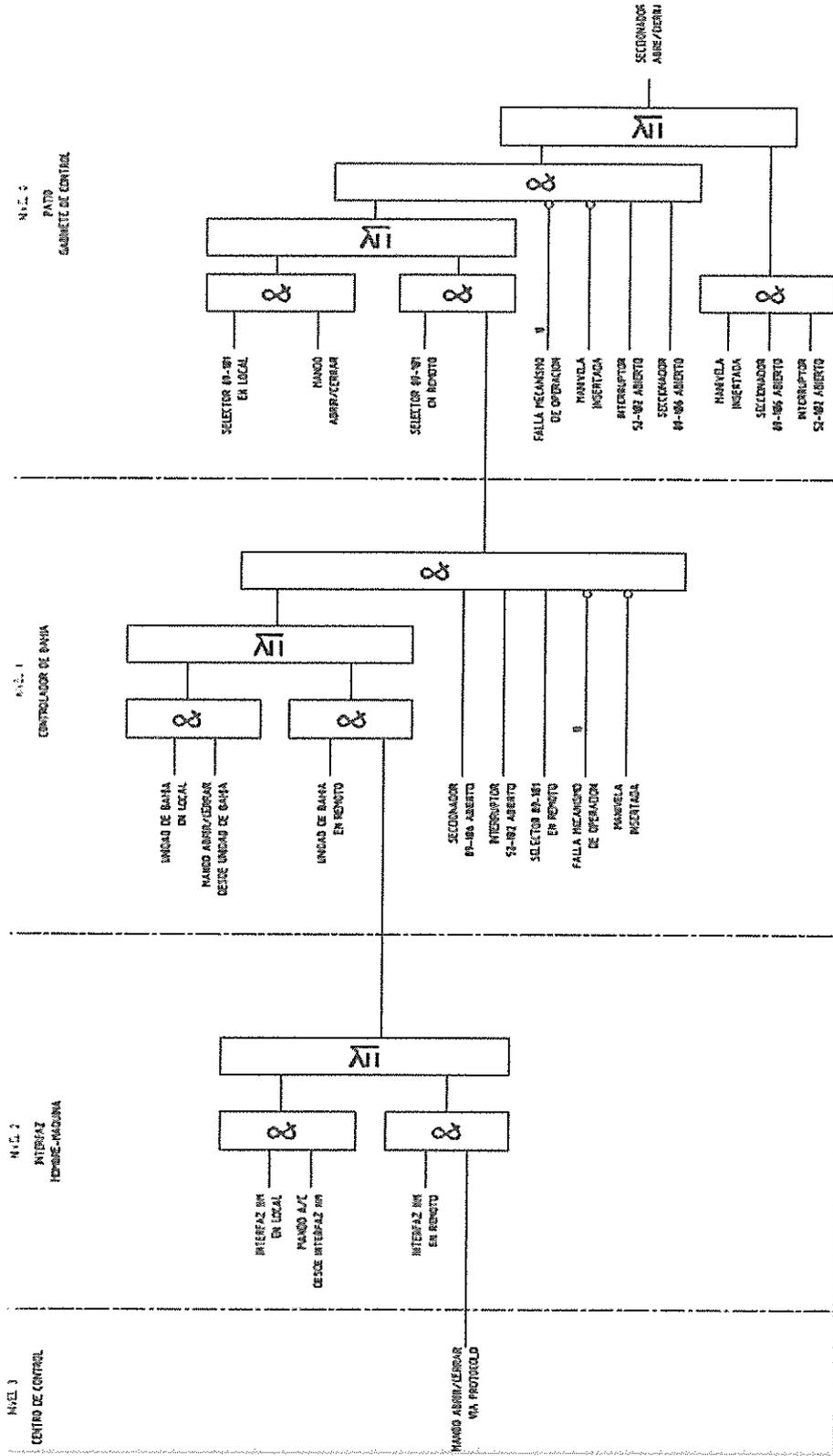


PERMISIVO NIVEL 0

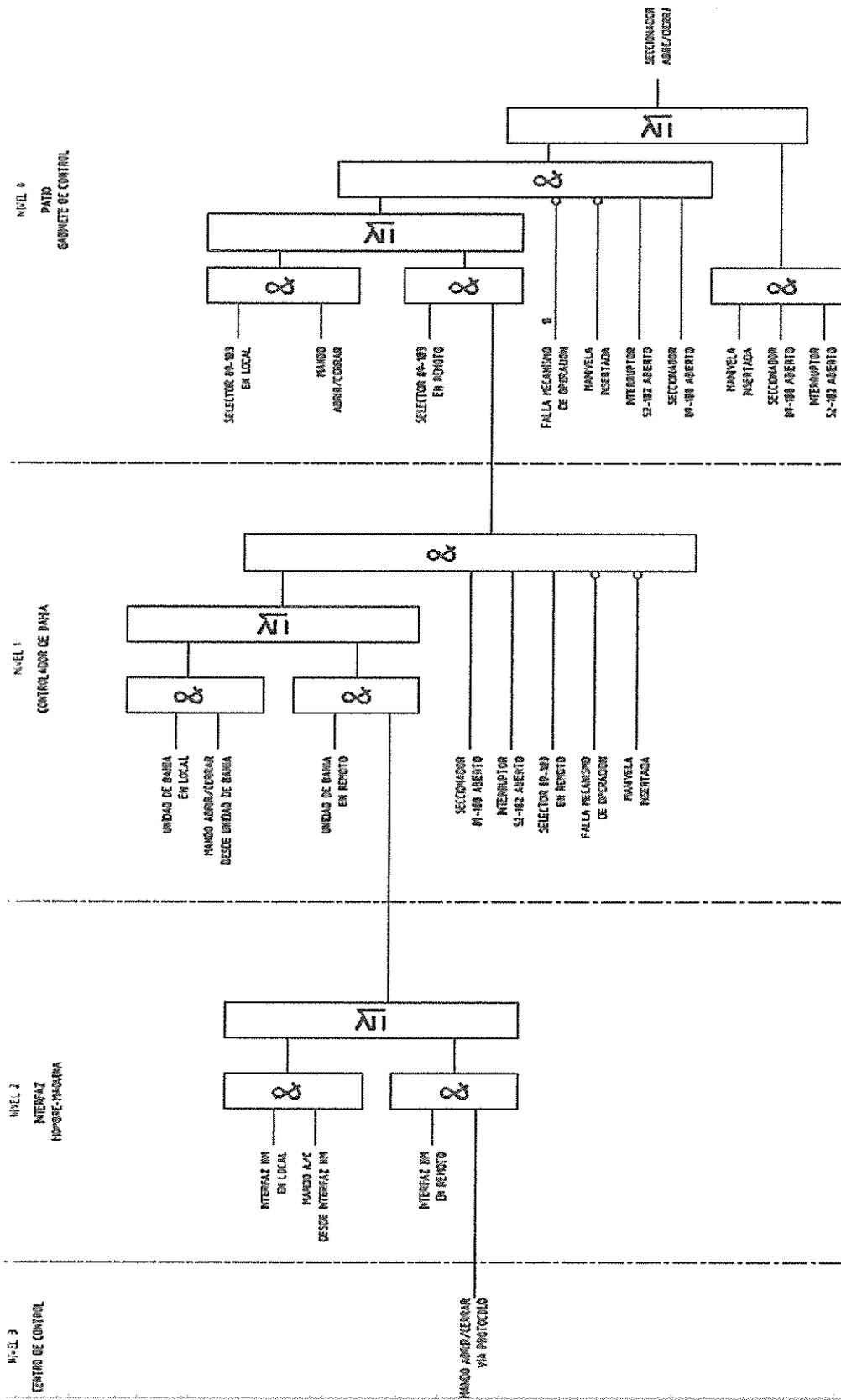

| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------------|--------------|---------------------------------|----------------------------|--------|--------|-------------|------------------|
| 20/06/2009 | 11:20:28.119 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE5 | Condiciones de Sincronismo | No OK | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE9 | Sobro Tension Fase C | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE9 | Sobro Tension Fases B-C | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE9 | Sobro Tension Fase A | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE9 | Sobro Tension Fase B | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE9 | Sobro Tension Fases A-B | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:20:42.412 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE9 | Sobro Tension Fases C-A | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:20:42.421 | S/E Saltral138kV/Ventana 12/PE5 | Condiciones de Sincronismo | OK | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 11:21:00 Lista: 82 Ventana: 1000 Acc: 58

TRANSFERENCIA DE 138KV

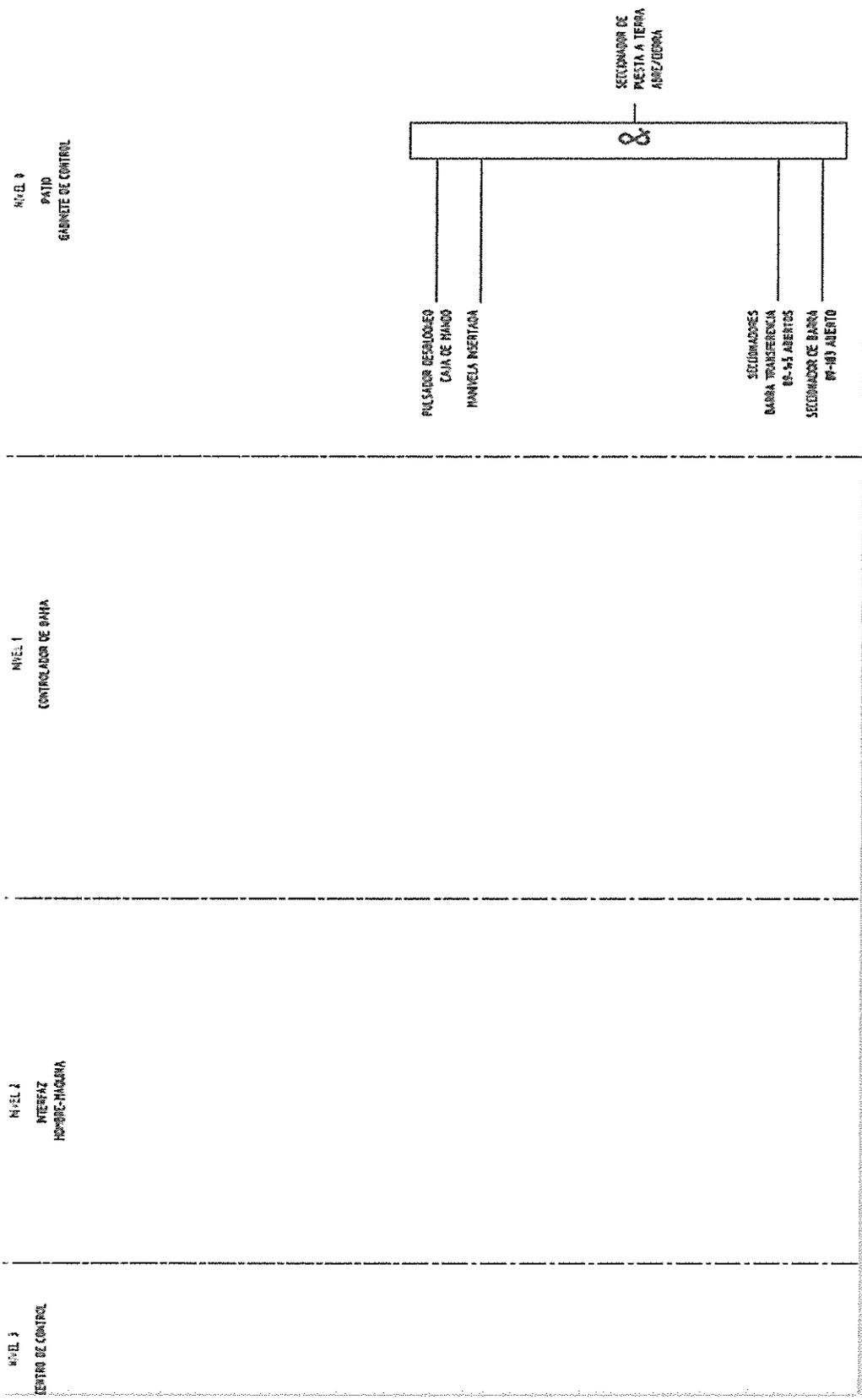


APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE BARRA PRINCIPAL 89-101

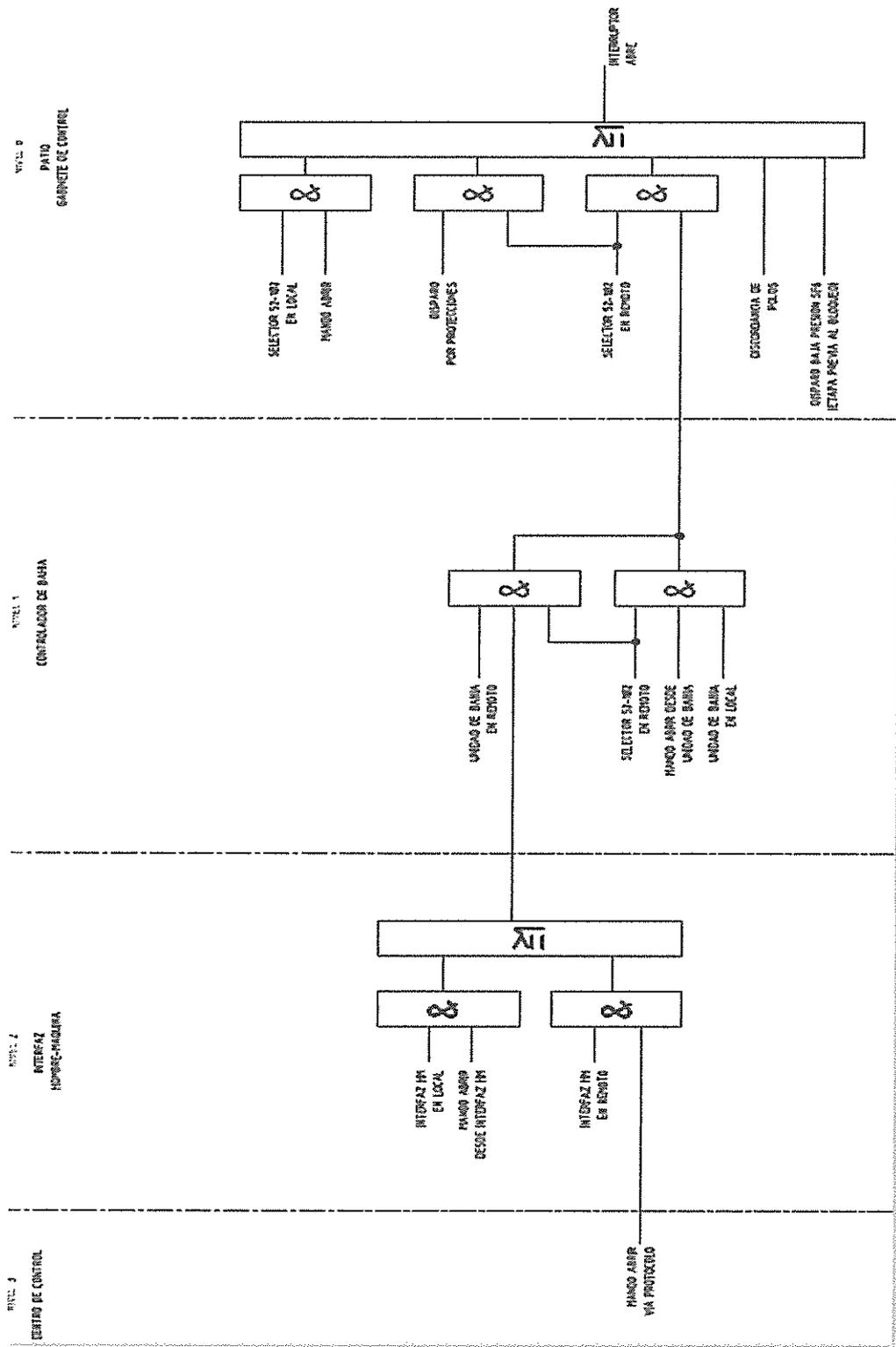


APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE BARRA DE TRANSFERENCIA 89-103

Este documento es propiedad de la empresa y no debe ser distribuido ni reproducido sin el consentimiento escrito de la misma.

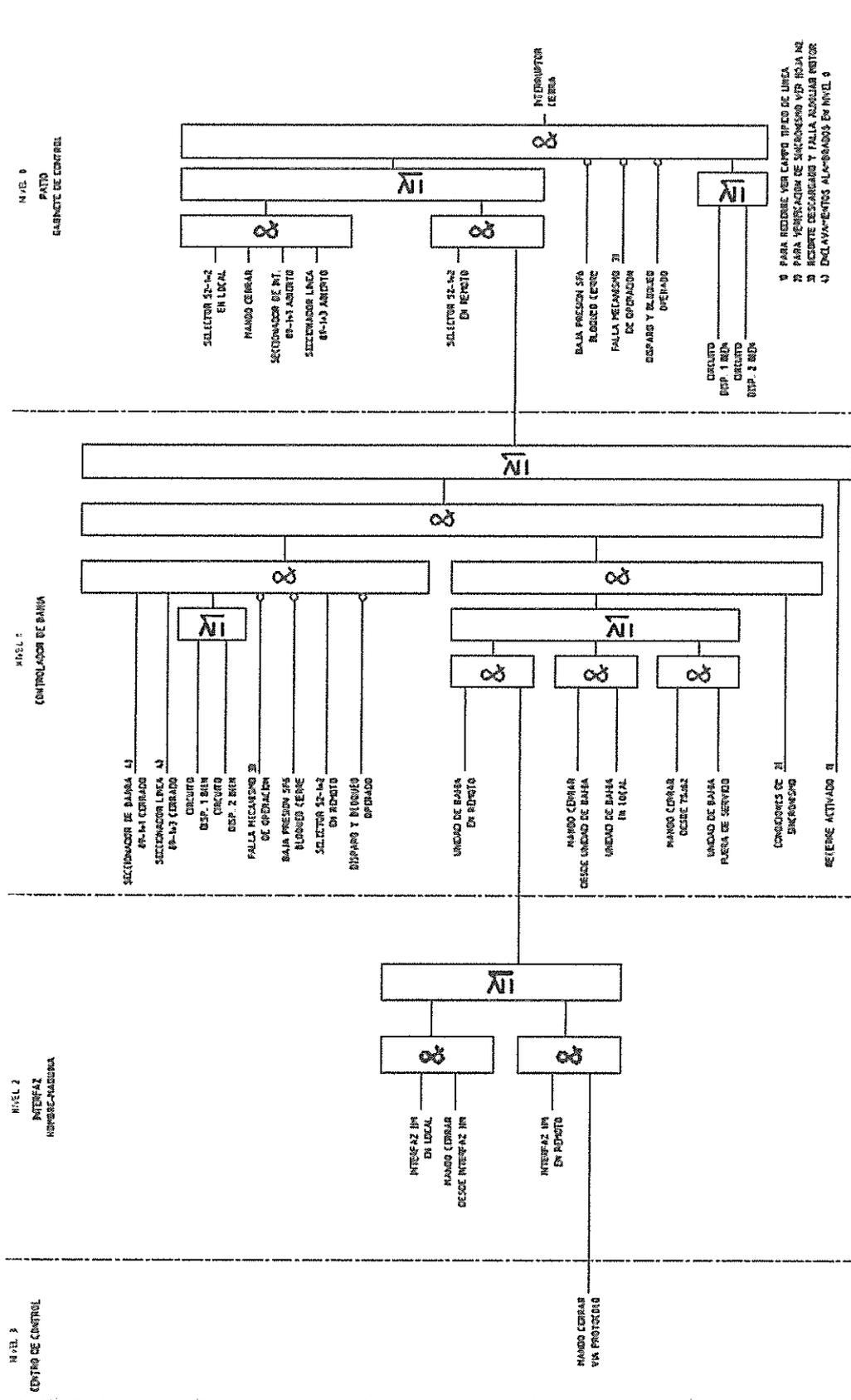


APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE TIERRA BARRA DE TRANSFERENCIA 89-108



APERTURA DE INTERRUPTOR 52-102

Copyright © 2000 by General Electric Company. All rights reserved. This document is the property of General Electric Company. It is loaned to you for your personal use only. It is not to be distributed, copied, or reproduced in any form without the prior written permission of General Electric Company.



1) PARA RECIBIR VER CAMPO TIPO DE LINEA
 2) PARA VERIFICACION DE SINCRONISMO VER HOJA 102
 3) RECIBIR DESGARRADO Y FALLA ALZAR MOTOR
 4) DECLAVAMIENTOS ALARMADOS EN NIVEL 0

CIERRE DE INTERRUPTOR 52-102

VISTA EN IHM DE BAHÍA DE TRANSFERENCIA 138kV

APERTURA 52-1Ø2



TRANSELECTRIC S.A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE




Usuario Actual: siemens
 Opciones: Despliegues Generales Ventana Control Nivel Control: Cenace Formato Ventanas

20/06/2009 10:58:49

X

APERTURA 52-1Ø2

Restaurar

Maximizar

- Apert. Interrupt
- Cierre Interrupt
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Tierra B1
- Secc Tierra B2
- Oper. 89-1Y1
- Oper. 89-1Y3

No Bloqueo por SF6

89-1Ø2 en Remoto

&

PERMISIVO
BCU



| Id | Date | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|---------------|----------------------------------|------------------|--------|-------|------------------|
| 983 | 20/06/2009 | 10:52:49.213 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | Facho PTT 21 | Alarma | valid | spontaneous |
| 984 | 20/06/2009 | 10:52:50.947 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | Facho PTT 21 | Normal | valid | spontaneous |
| 985 | 20/06/2009 | 10:52:52.467 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | Facho PTT 67N | Alarma | valid | spontaneous |
| 986 | 20/06/2009 | 10:52:54.475 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | Facho PTT 67N | Normal | valid | spontaneous |
| 987 | 20/06/2009 | 10:52:56.832 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | BCU indisponible | Alarma | valid | spontaneous |
| 988 | 20/06/2009 | 10:52:57.022 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | BCU indisponible | Normal | valid | spontaneous |
| 989 | 20/06/2009 | 10:52:57.029 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | BCU indisponible | Alarma | valid | spontaneous |
| 1000 | 20/06/2009 | 10:53:00.514 | S/E Salitral 3Ø HV Tránsito 1Ø2P | BCU indisponible | Normal | valid | spontaneous |

CIERRE 52-1Ø2



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE




Usuario Actual
siemens

Opciones Despliegues Generales Ventana Control Nivel Control Formato Ventanas

20/06/2009 10:59:22

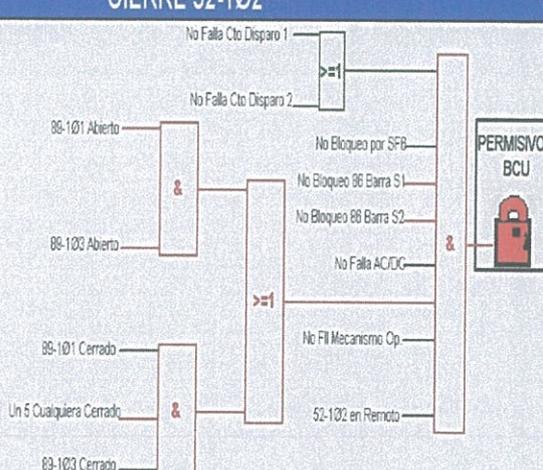
X

Restaurar

Maximizar

CIERRE 52-1Ø2

Apert. Interrupt
 Cierre Interrupt
 Seccionador B:
 Seccionador Li
 Secc Tierra B1
 Secc Tierra B2
 Oper. 89-1Y1
 Oper. 89-1Y3



| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------------|--------------|---------------------------------------------|------------------------------|--------|--------|-------------|------------------|
| 20/06/2009 | 10:57:05.514 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Status)BCU2?P | BCU Indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:56.734 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Q1P | Cambio Parámetros en Curso | Alarme | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:59:12.714 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Status)2?P | Rese indisponible | Alarme | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:59:13.415 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarme | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:59:15.369 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:59:16.015 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Status)2?P | Rese indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:59:16.319 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarme | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:59:16.015 | S/E Saltral 138 kV/Tribuna 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 10:59 (LOC) Lista: 377 Ventana: 3000 Azoar: 312

APERTURA/CIERRE 89-1Ø1



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE




Usuario Actual: siemens
Opciones
Despliegues Generales
Ventana Control
Nivel Control: Caraca
Formato Ventanas
20/06/2009 10:59:37

X

OPERACIÓN 89-1Ø1

Restaurar

Maximizar

- Apert. Interrupt
- Cierre Interrupt
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Tierra B1
- Secc Tierra B2
- Oper. 89-1Y1
- Oper. 89-1Y3



PERMISIVO BCU


| ... | Fecha | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|-----|------------|--------------|-------------------------------------------|------------------------------|--------|-------------|-------------|------------------|
| ... | 20/06/2009 | 10:59:56.734 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/2/P | Cambio Permisivos en Curso | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| ... | 20/06/2009 | 10:59:12.714 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/Status/2/P | Fila Indisponible | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| ... | 20/06/2009 | 10:59:13.416 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/Status/BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| ... | 20/06/2009 | 10:59:14.316 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/Status/BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| ... | 20/06/2009 | 10:59:16.816 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/Status/2/P | Fila Indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |
| ... | 20/06/2009 | 10:59:16.316 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/Status/BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| ... | 20/06/2009 | 10:59:16.816 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/Status/BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| ... | 20/06/2009 | 10:59:26.835 | S/E Salitral/38 kV/Trinleria 1/Status/2/P | Estado Comunicaciones | Falla | substituted | spontaneous | no error |

20/06/2009 10:59 (LOC) Lista: 1/77 Ventana: 1000 (Ancho: 313)

APERTURA/CIERRE 89-1Ø3



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138KV/69KV

ON LINE




Usuario Actual: **siemens**

Opciones: Despliegues Generales Ventana Control Nivel Control: Canace Formato Ventanas

20/06/2009 10:59:50

VENTANA DE CONTROL 1: TRANSFERENCIA 138KV - Encabramientos

X

Restaurar

Maximizar

OPERACIÓN 89-1Ø3

- Apert. Interrupt
- Cierre Interrupt
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Tierra B1
- Secc Tierra B2
- Oper. 89-1Y1
- Oper. 89-1Y3



PERMISO BCU



| ID | Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|--------------|-----------------------------------------|------------------------------|--------|-------------|------------|------------------|
| 983 | 20/06/2009 | 10:58:56.734 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)C1P | Cambio Parametros en Curso | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 984 | 20/06/2009 | 10:58:12.714 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)C1P | Fallo Indisponible | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 985 | 20/06/2009 | 10:59:13.416 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)BCU | Fallo Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 986 | 20/06/2009 | 10:58:15.316 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)BCU | Fallo Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | sporadicus | no error |
| 987 | 20/06/2009 | 10:58:16.016 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)C1P | Fallo Indisponible | Normal | valid | sporadicus | no error |
| 988 | 20/06/2009 | 10:58:16.316 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)BCU | Fallo Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 989 | 20/06/2009 | 10:58:18.016 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)BCU | Fallo Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | sporadicus | no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 10:58:26.635 | S/E Saltral138 (V)Terminal1 (Status)C1P | Fallo Comunicaciones | Fallo | substituted | sporadicus | no error |

20/06/2009 10:59 (LOC) Lista: 377 Ventana: 1000 (Acuse: 313)

APERTURA/CIERRE 89-106

TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE

Usuario Actual: siemens
 Opciones: Despliegues Generales Ventana Control Nivel Control: Cienace Formato Ventanas

20/06/2009 11:00:05

VENTANA DE CONTROL 1-TRANSFERENCIA 138kV - Encadenamientos
OPERACIÓN 89-106

X

Restaurar

Maximizar

- Apert. Interrupt
- Cierre Interrupt
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Tierra B1
- Secc Tierra B2
- Oper. 89-1Y1
- Oper. 89-1Y3

89-111 Abierto
 89-121 Abierto
 89-131 Abierto
 89-1R1 Abierto
 89-1O1 Abierto
 89-101 Abierto
 Subtensión Barra
 No Falta Fusible

| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Causa | Additional cause |
|------|------------|---------------|-----------------------------------------|------------------------------|--------|-------------|----------------------|
| 933 | 20/06/2009 | 10:59:59.724 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1P | Cambio Parámetros en Curso | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 964 | 20/06/2009 | 10:59:12.714 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1P | Falta Indisponible | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 995 | 20/06/2009 | 10:59:13.416 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1U | Falta Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 966 | 20/06/2009 | 10:59:15.395 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1U | Falta Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous no error |
| 997 | 20/06/2009 | 10:59:15.095 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1P | Falta Indisponible | Normal | valid | spontaneous no error |
| 968 | 20/06/2009 | 10:59:15.395 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1U | Falta Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 969 | 20/06/2009 | 10:59:15.095 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1U | Falta Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 10:59:25.805 | S/E Saltral138 kV/Trinlaria 1/StatusC1P | Estado Comunicaciones | Falta | substituted | spontaneous no error |

20/06/2009 11:00 (LCC) Lista: 377 Ventana: 1000 Párrafo: 313

APERTURA/CIERRE 89-1Ø8



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138KV/69KV

ON LINE

SIEMENS



Usuario Actual: siemens

Opciones

Despliegues Generales

Ventana Control

Nivel Control: Cenace

Formato Ventanas

20/06/2009 11:00:31

VENTANA DE CONTROL 1: TRANSFERENCIA 138KV - Encendido

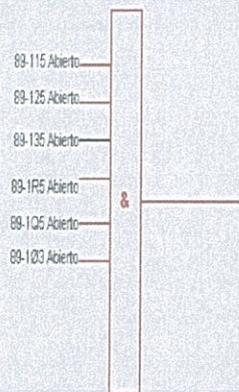
X

Restaurar

Maximizar

OPERACIÓN 89-1Ø8

- Apert. Interrupt
- Cierre Interrupt
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Tierra B1
- Secc Tierra B2
- Oper. 89-1Y1
- Oper. 89-1Y3



PERMISIVO

Nivel 0



| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------------|--------------|----------------------------------------|------------------------------|--------|-------------|----------------------|------------------|
| 20/06/2009 | 10:58:13.416 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:15.316 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:16.016 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:16.316 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:16.016 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:26.035 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Estado Comunicaciones | Fallo | substituted | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:00:20.116 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Estado Comunicaciones | Normal | substituted | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:00:20.116 | S/E Saltral138KV/Tribuna 1 (Status)EQU | Cambio Parametro en Curso | Normal | valid | general interruption | no error |

20/06/2009 11:00 (L.O.C) Lista: 377 Ventana: 1000 Acc: 313

APERTURA/CIERRE 89-1Y1



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE




Usuario Actual: siemens
 Opciones: Desplegues Generales Ventana Control Nivel Control: Cenace Formato Ventanas

20/06/2009 11:00:49

VENTANA DE CONTROL 1: TRANSFERENCIA 138kV - Enclavamientos

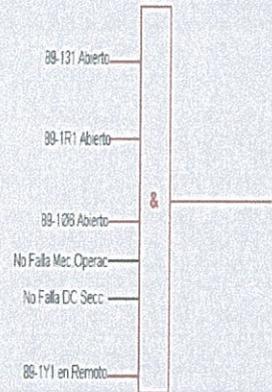
X

Restaurar

Maximizar

OPERACIÓN SECCIONADOR 1Y1

- Apert. Interrupl
- Cierre Interrupl
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Tierra B1
- Secc Tierra B2
- Oper. 89-1Y1
- Oper. 89-1Y3



PERMISO Nivel 0

| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------------|--------------|-------------------------------------------|------------------------------|--------|------------|---------------------|------------------|
| 20/06/2009 | 10:58:13.416 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:15.316 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:16.016 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (Status)C1P | Falla Indisponible | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:16.316 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:16.016 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (Status)BCU | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:58:26.815 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (Status)C1P | Estado Comunicaciones | Falla | substituíd | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:00:20.115 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (Status)C1P | Estado Comunicaciones | Normal | substituíd | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 11:00:20.115 | S/E Saltral138 kV/Trinleria 1 (C1P) | Cambio Parametros en Curso | Normal | valid | genera Interrupcion | no error |

20/06/2009 11:00 (LOC) Lista : 377 Ventana : 1000 Accio : 313

APERTURA/CIERRE 89-1Y3



S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE


Usuario Actual: siemens
Opciones
Desplegados Generales
Ventana Control
Nivel Control: Cenace
Formato Ventanas
20/06/2009 11:01:04

VENTANA DE CONTROL Y TRANSFERENCIA 138kV - Enclavamientos

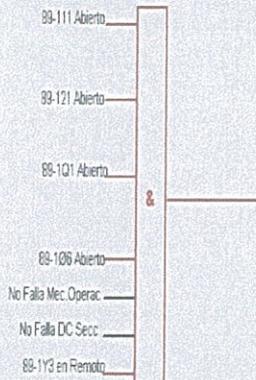
OPERACIÓN SECCIONADOR 1Y3

X

Restaurar

Maximizar

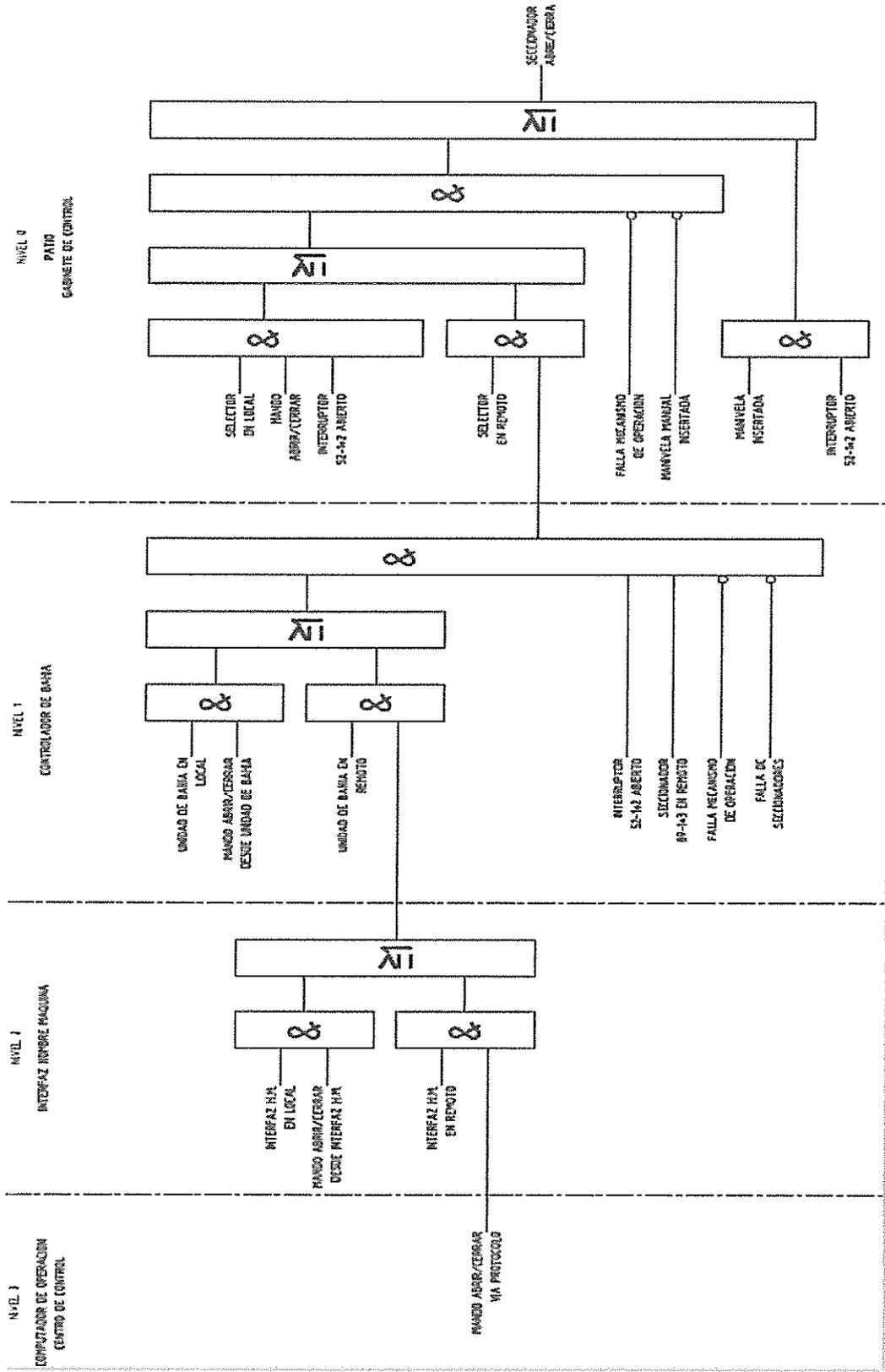
- Apert. Interrupl
- Cierre Interrupl
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Tierra B1
- Secc Tierra B2
- Oper. 89-1Y1
- Oper. 89-1Y3



PERMISIVO
 Nivel 0

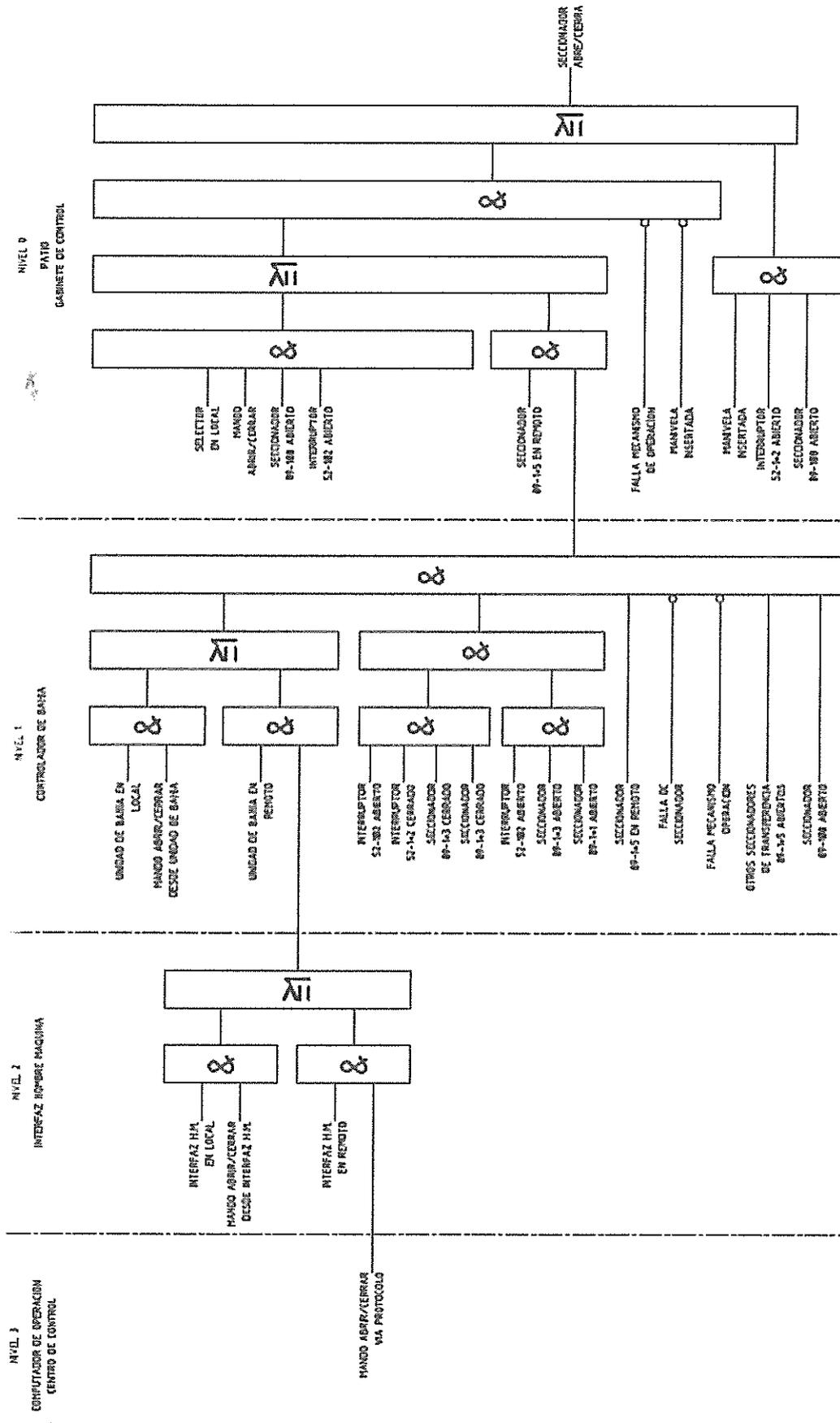

| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause | |
|------|------------|---------------|------------------------------------|------------------------------|--------|-------------|----------------------|----------|
| 983 | 20/06/2009 | 10:59:15.516 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 984 | 20/06/2009 | 10:59:16.016 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Falla Indagación | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 985 | 20/06/2009 | 10:59:16.316 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Falla Comunicaciones Canal 1 | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 986 | 20/06/2009 | 10:59:16.516 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Falla Comunicaciones Canal 1 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 987 | 20/06/2009 | 10:59:26.895 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Estado Comunicaciones | Falla | substituted | spontaneous | no error |
| 988 | 20/06/2009 | 11:00:20.115 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Estado Comunicaciones | Normal | substituted | spontaneous | no error |
| 989 | 20/06/2009 | 11:00:20.115 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Cambio Parametros en Curso | Normal | valid | general interruption | no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 11:00:56.051 | S/E Saltral38 kV/69kV Inhabilitado | Condiciones de Sincronismo | No OK | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 | 11:01 (L.O.) | Lista: 376 | Ventana: 1000 | Acces: 313

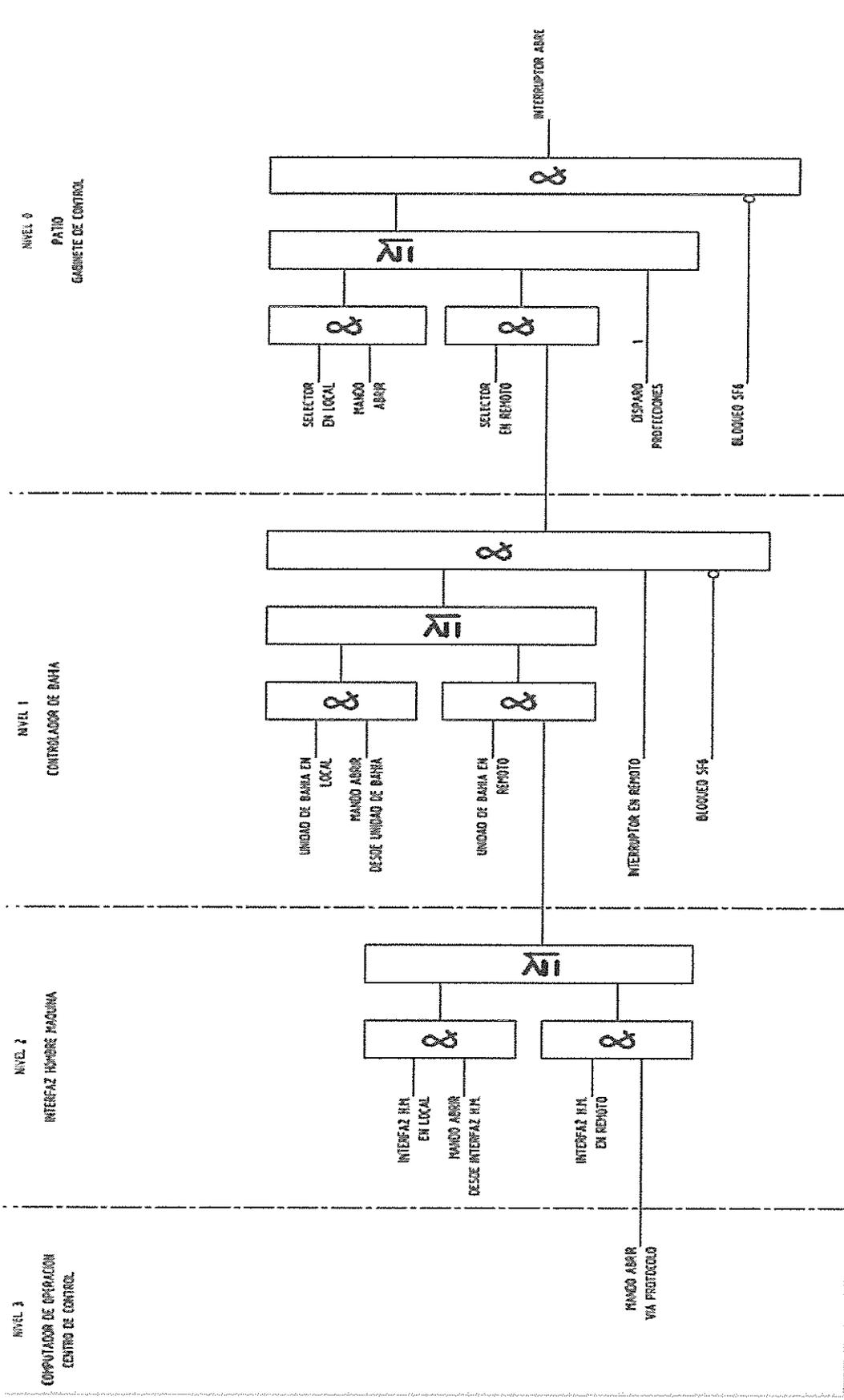


APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE BARRA LINEA 89-1R3

El presente documento es propiedad de la empresa y no debe ser distribuido o reproducido sin el consentimiento escrito de la misma.

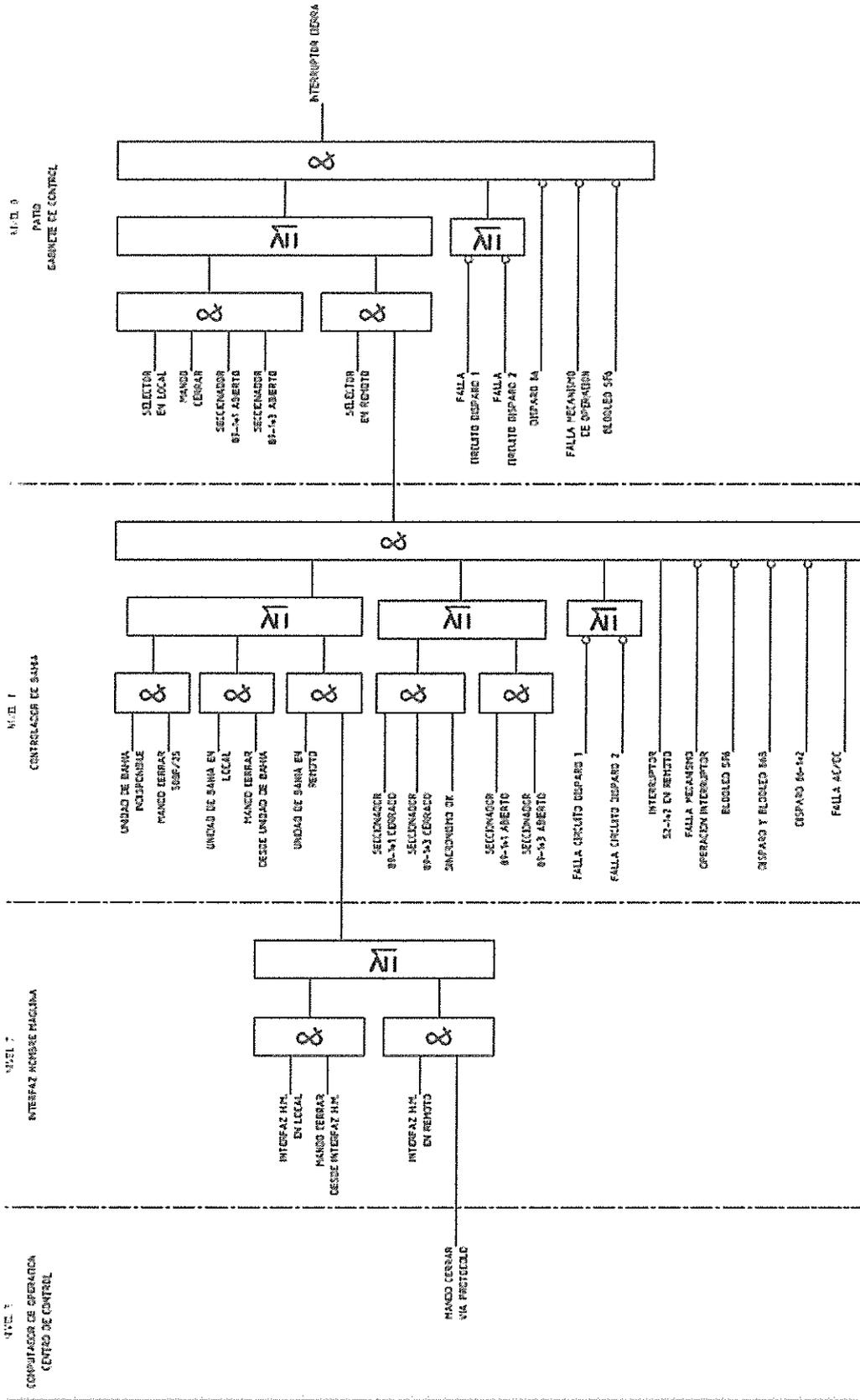


APERTURA/CIERRE DE SECCIONADOR DE BARRA DE TRANSFERENCIA 89-1R5



APERTURA 52-1R2

Copyright © 2000 by Siemens AG. All rights reserved. Siemens is a registered trademark of Siemens AG. The other trademarks are the property of their respective owners.



CIERRE 52-1R2

Copyright © 1995 by the International Brotherhood of Electrical Workers, Local 1000, 1000 North 17th Street, Denver, CO 80202. All rights reserved. This document is the property of the International Brotherhood of Electrical Workers, Local 1000. It is to be used for informational purposes only and is not to be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or by any information storage and retrieval system, without the prior written permission of the International Brotherhood of Electrical Workers, Local 1000.

VISTA EN IHM DE BAHÍA DE TRANSFORMADOR 138kV

APERTURA 52-1R2



TRANSELECTRIC S. A.
 Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
 Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE



Usuario Actual: siemens
Opciones
Despliegues Generales
Ventana Control
Nivel Control: Cenace
Formato Ventanas
20/06/2009 10:55:56

X

Apert. Interrupt

 Cierre Interrupt

 Seccionador B:

 Seccionador LI

 Secc Transfere

APERTURA 52-1R2

No Bloqueo por SF6

52-1R2 en Remoto

&

PERMISO BCU



Restaurar

Maximizar

| ... | Evento | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|--------------|----------------------------------------------|------------------|--------|--------|------------|------------------|
| 983 | 20/06/2009 | 10:52:48.233 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T21P | Pickup PTT 21 | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 984 | 20/06/2009 | 10:52:50.947 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T21P | Pickup PTT 21 | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 985 | 20/06/2009 | 10:52:52.467 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T21P | Pickup PTT 67h | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 986 | 20/06/2009 | 10:52:54.475 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T21P | Pickup PTT 67h | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 987 | 20/06/2009 | 10:52:56.832 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T3StatusBCU21P | BCU indisponible | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 988 | 20/06/2009 | 10:52:57.822 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T3StatusBCU21P | BCU indisponible | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 989 | 20/06/2009 | 10:52:57.829 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T3StatusBCU21P | BCU indisponible | Alarma | valid | sporadicus | no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 10:53:03.514 | S/E Salitral 38 kV/69kV Bahía T3StatusBCU21P | BCU indisponible | Alarma | valid | sporadicus | no error |

20/06/2009 10:55:00:01 Lista: 377 Ventana: 8000 Acc: 313

CIERRE 52-1R2



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE





Usuario Actual
siemens

Opciones Despliegues Generales Ventana Control Nivel Control Formato Ventanas

20/06/2009 10:56:38

VENTANA DE CONTROL 1-ATR 138kV - Enclavamientos

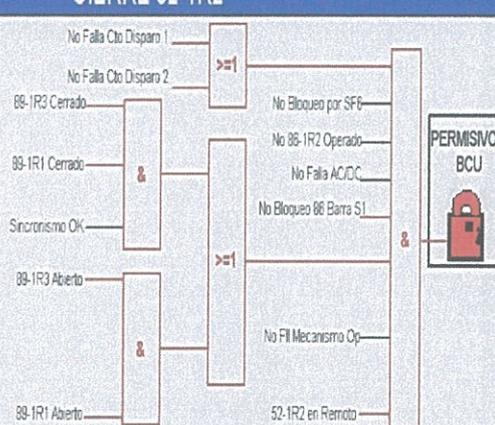
X

Restaurar

Maximizar

Apert. Interrupt
 Cierre Interrupt
 Seccionador B
 Seccionador LI
 Secc Transfere

CIERRE 52-1R2



| Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------------|--------------|------------------------------------------|------------------|--------|--------|-------------|------------------|
| 20/06/2009 | 10:52:49.213 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 C1P | Fallo PTT 21 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:52:50.947 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 C1P | Fallo PTT 21 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:52:52.467 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 C1P | Fallo PTT 57x | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:52:54.475 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 C1P | Fallo PTT 67x | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:52:55.832 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 Baku/BCU/21P | BCU Indisponible | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:52:57.022 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 Baku/BCU/21P | BCU Indisponible | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:52:57.025 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 Baku/BCU/21P | BCU Indisponible | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 20/06/2009 | 10:53:03.514 | S/E Saltral/38 IV/Winlara 1 Baku/BCU/21P | BCU Indisponible | Alarma | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 10:56 (LOC) Lista: 377 Ventana: 1000 Accse: 313

APERTURA/CIERRE 89-1R1



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE



Usuario Actual: siemens

Opciones: Despliegues Generales Ventana Control Nivel Control Cénaca Formato Ventanas

20/06/2009 10:57:10

VENTANA DE CONTROL 1-ATR 138kV - Enclavamientos

X

OPERACIÓN 89-1R1

Restaurar

Maximizar

- Apert. Interrupt
- Cierre Interrupt
- Seccionador B:
- Seccionador Li
- Secc Transfere



PERMISIVO BCU



| ... | Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|-----|------------|--------------|-----------------------------------------|------------------|--------|--------|-------------|------------------|
| 893 | 20/06/2009 | 10:52:40.230 | S/E Saltral138 VV/Interna 1C1P | Pocho PTT 21 | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 894 | 20/06/2009 | 10:53:50.947 | S/E Saltral138 VV/Interna 1C1P | Pocho PTT 21 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 895 | 20/06/2009 | 10:52:52.467 | S/E Saltral138 VV/Interna 1C1P | Pocho PTT 67N | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 896 | 20/06/2009 | 10:52:54.475 | S/E Saltral138 VV/Interna 1C1P | Pocho PTT 67N | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 897 | 20/06/2009 | 10:52:56.832 | S/E Saltral138 VV/Interna 1Galer/BCU21P | BCU Indisponible | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 898 | 20/06/2009 | 10:52:57.022 | S/E Saltral138 VV/Interna 1Galer/BCU21P | BCU Indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 899 | 20/06/2009 | 10:52:57.029 | S/E Saltral138 VV/Interna 1Galer/BCU21P | BCU Indisponible | Alerta | valid | spontaneous | no error |
| 900 | 20/06/2009 | 10:53:03.914 | S/E Saltral138 VV/Interna 1Galer/BCU21P | BCU Indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 10:57:00C lista: 377 Ventana: 1000 Aceso: 383

APERTURA/CIERRE 89-1R3



TRANSELECTRIC S.A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE




Usuario Actual
siemens

Opciones

Despliegues Generales

Ventana Control

Nivel Control
Cenace

Formato Ventanas

20/06/2009 10:57:29

X

Apert. Interrupt

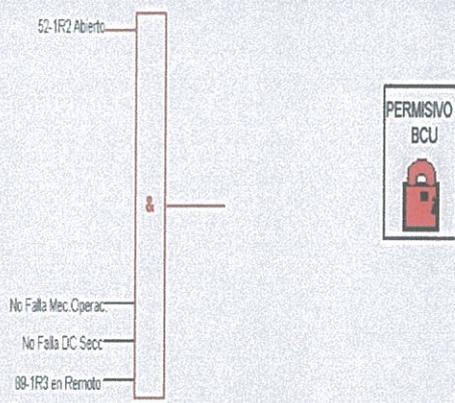
Cierre Interrupt

Seccionador B:

Seccionador LI

Secc Transfere

OPERACIÓN 89-1R3



| Id | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|---------------|--------------------------------------------|------------------|--------|-------|----------------------|
| 993 | 20/06/2009 | 10:52:49:223 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11C1P | Recibo PTT 21 | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 994 | 20/06/2009 | 10:52:50:947 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11C1P | Recibo PTT 21 | Normal | valid | spontaneous no error |
| 995 | 20/06/2009 | 10:52:52:467 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11C1P | Recibo PTT 67N | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 996 | 20/06/2009 | 10:52:54:475 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11C1P | Recibo PTT 67N | Normal | valid | spontaneous no error |
| 997 | 20/06/2009 | 10:52:56:832 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11Salud ECU021P | BCU indisponible | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 998 | 20/06/2009 | 10:52:57:022 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11Salud ECU021P | BCU indisponible | Normal | valid | spontaneous no error |
| 999 | 20/06/2009 | 10:52:57:029 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11Salud ECU021P | BCU indisponible | Alarma | valid | spontaneous no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 10:53:00:514 | SE Saltral138 kV/Ventilera 11Salud ECU021P | BCU indisponible | Normal | valid | spontaneous no error |

APERTURA/CIERRE 89-1R5



TRANSELECTRIC S. A.
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica
Transmitiendo Desarrollo

S/E SALITRAL 138kV/69kV

ON LINE



Usuario Actual: siemens
Opciones
Despliegues Generales
Ventana Control
Nivel Control: Cierre
Formato Ventanas
20/06/2009 10:57:52

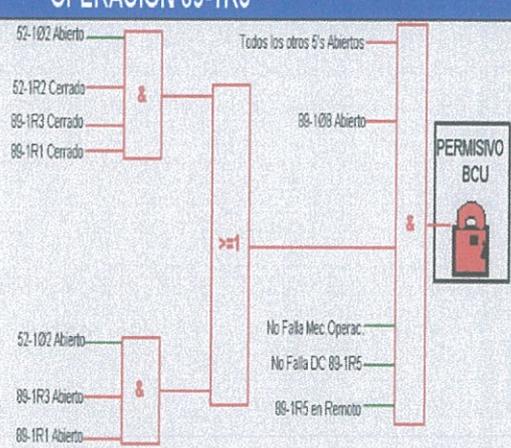
X

Apert. Interrupt
 Cierre Interrupt
 Seccionador B.
 Seccionador LI
 Secc Transfere

OPERACIÓN 89-1R5

Restaurar

Maximizar



The diagram shows a logic circuit for the 89-1R5 operation. It features two parallel branches of normally closed contacts (indicated by a red '&' symbol) connected to a normally open contact (indicated by a red '>=1' symbol). The top branch contains contacts for 52-1R2 Cerrado, 89-1R3 Cerrado, and 89-1R1 Cerrado. The bottom branch contains contacts for 52-1R2 Abierto, 89-1R3 Abierto, and 89-1R1 Abierto. These branches lead to a normally open contact labeled 'PERMISIVO BCU', which is represented by a red padlock icon. Other inputs to the logic include 'Todos los otros 5's Abiertos', '89-1R5 Abierto', 'No Falla Mec. Operac.', 'No Falla DC 89-1R5', and '89-1R5 en Remoto'.

| ... | Date | Time | Message Group | New Message Text | Value | Status | Cause | Additional cause |
|------|------------|--------------|---------------------------------|------------------|--------|--------|-------------|------------------|
| 983 | 20/06/2009 | 10:52:49.230 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | Recho PTT 21 | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 984 | 20/06/2009 | 10:52:50.947 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | Recho PTT 21 | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 985 | 20/06/2009 | 10:52:52.467 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | Recho PTT 67N | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 986 | 20/06/2009 | 10:52:54.475 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | Recho PTT 67N | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 987 | 20/06/2009 | 10:52:58.830 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | BCU indisponible | Alarma | valid | spontaneous | no error |
| 988 | 20/06/2009 | 10:52:57.022 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | BCU indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 989 | 20/06/2009 | 10:52:57.025 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | BCU indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |
| 1000 | 20/06/2009 | 10:53:03.514 | S/E Salitral 38 kV/Ventana 120P | BCU indisponible | Normal | valid | spontaneous | no error |

20/06/2009 10:57:00(C)
Lista: 377
Ventana: 1009
Acceso: 318

ANEXO C

ARQUITECTURA DEL SISTEMA
DE CONTROL DE SALITRAL

ANEXO D

PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS OBJETO

PROCESOS ESTRATÉGICOS:

- **P01:** Instalación de enlace de comunicaciones con CENACE y CCT
- **P02:** Entrega de información y señales a Operación
- **P09:** Entrega de direcciones a CENACE

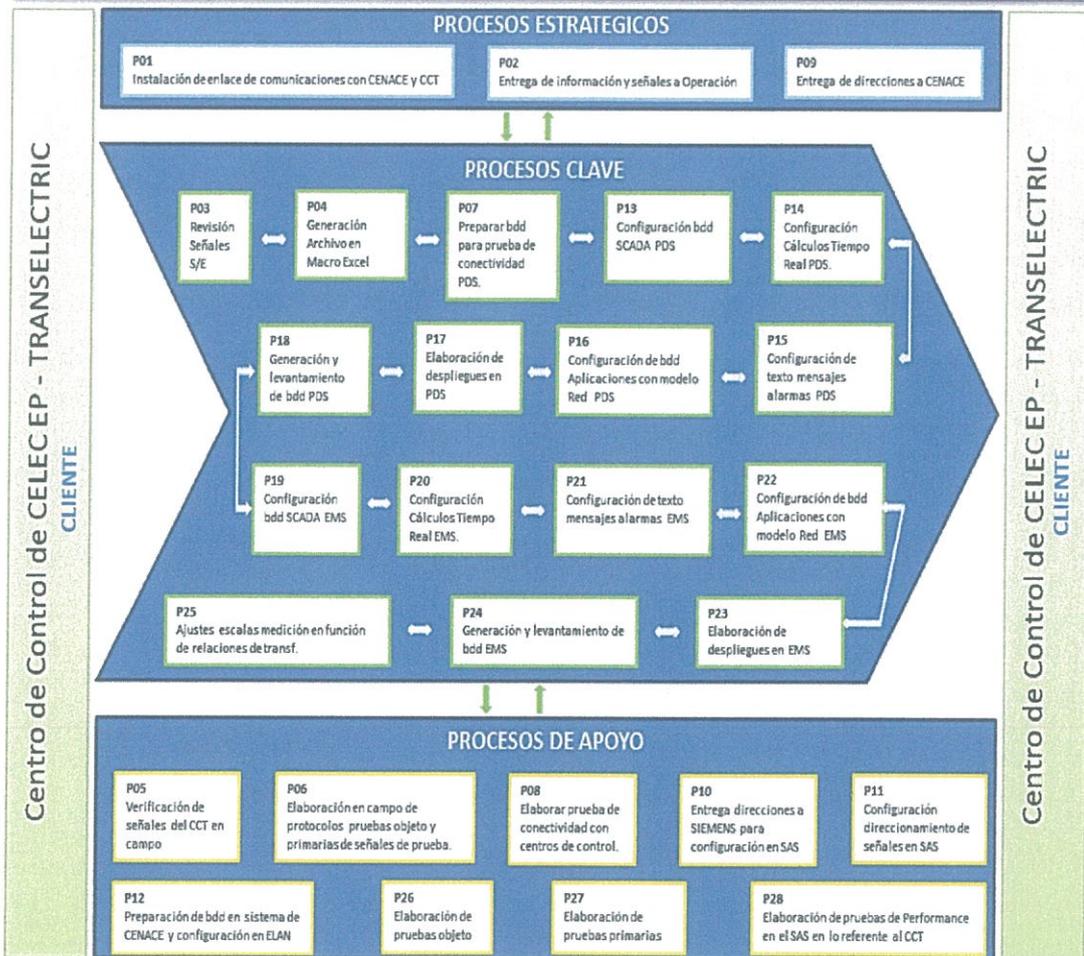
PROCESOS CLAVES:

- **P03:** Revisión de Señales de la subestación
- **P04:** Generación de Archivo en Macro de MS EXCEL.
- **P07:** Preparar base de datos para prueba de conectividad en PDS.
- **P13:** Configuración de base de datos SCADA en PDS.
- **P14:** Configuración Cálculos en Tiempo Real en PDS.
- **P15:** Configuración de texto de mensajes de alarmas PDS
- **P16:** Configuración de base de datos de Aplicaciones con modelo de Red en PDS
- **P17:** Elaboración de despliegues en PDS
- **P18:** Generación y levantamiento de base de datos en PDS
- **P19:** Configuración de base de datos SCADA en EMS
- **P20:** Configuración Cálculos en Tiempo Real en EMS
- **P21:** Configuración de texto de mensajes de alarmas EMS
- **P22:** Configuración de base de datos de Aplicaciones con modelo de Red en EMS
- **P23:** Elaboración de despliegues en EMS
- **P24:** Generación y levantamiento de base de datos en EMS
- **P25:** Ajuste de escalas de medición en función de relaciones de transformación

PROCESOS DE APOYO:

- **P05:** Verificación de señales implementadas al CCT en campo
- **P06:** Elaboración en campo de los protocolos de pruebas objeto y primarias de señales de prueba.
- **P08:** Elaborar prueba de conectividad con centros de control.
- **P10:** Entrega de direcciones a SIEMENS para configuración en SAS
- **P11:** Configuración de direccionamiento de señales en el SAS
- **P12:** Preparación de base de datos en sistema de CENACE y configuración en ELAN
- **P26:** Elaboración de pruebas objeto
- **P27:** Elaboración de pruebas primarias
- **P28:** Elaboración de pruebas de Performance en el SAS en lo referente al CCT

MAPA DE PROCESOS PARA INGRESO DE SUBESTACIONES MODERNIZADAS EN SCADA /EMS DE CELEC EP - TRANSELECTRIC



Elaborado por: Ing. Maria Fernanda Sánchez N.

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P01 | Instalación de enlace de comunicaciones con CENACE y CCT | Área de Telecomunicaciones de CELEC EP – TRANSELECTRIC en conjunto con CENACE |

| | |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Establecer e instalar el enlace de comunicaciones entre los centros de control del CENACE y TRANSELECTRIC para la obtención de datos de las subestaciones. |
| Descripción proceso: | Se instalará el medio de comunicación desde la subestación hasta el Front End adecuado según la ubicación geográfica, de tal manera que las señales de la subestación se encuentren disponibles para el Centro de Control COT y el de CENACE. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • GOM • Área de Telecomunicaciones • CENACE |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Reunión con Telecomunicaciones para definición de puntos para habilitación del canal de comunicación. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Canal de comunicación instalado y habilitado. • Respuesta afirmativa de CENACE. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • COT |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Infraestructura física y equipos. • Personal para ejecución de trámites. • Personal de Telecomunicaciones. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • <i>D01-P01:</i>
Oficio por parte del Gerente de Operación y Mantenimiento, dirigido al Director de Sistemas de Información de CENACE en donde se informa de la instalación del medio de comunicación, así como las fechas previstas para las pruebas de dicho medio. |
| Tiempo estimado: | 7 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------|-------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P02 | Entrega de información y señales a Operación | PCM |

| | |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Entregar toda la información y señales necesarias para la configuración de la subestación en SCADA/EMS |
| Descripción proceso: | Se entregará una lista de todas las señales que se obtienen del SAS para conocimiento y configuración tanto de Operación como de SCADA/EMS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • PCM • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Señales de datos obtenidas de la S/E. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales. • Diagrama unifilar de la S/E |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Infraestructura física y equipo SAS. • Personal para ejecución de trámites. • Personal de PCM |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • D02-P02:
Archivo con todas las listas de señales emitidas por el SAS ubicado en la S/E. • D03-P02:
Diagrama unifilar de la S/E |
| Tiempo estimado: | 1 día |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P03 | <i>Revisión de Señales de la subestación</i> | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Seleccionar las señales válidas para el CCT. |
| Descripción proceso: | Con la lista de señales emitidas por el SAS, se realizará una selección de las señales a ser configuradas en el sistema NM, mediante criterios establecidos en base a la experiencia y necesidades presentados en trabajos anteriores. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales de P02 (D02-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales seleccionadas |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • <i>D04-P03</i>:
Archivo de Microsoft Excel con las señales seleccionadas a ser configuradas en el sistema NM. |
| Tiempo estimado: | 4 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|---------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P04 | Generación de Archivo en Macro de MS EXCEL | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Generar un archivo mediante una Macro de MS EXCEL |
| Descripción proceso: | Con la lista de señales seleccionadas, se ingresarán los elementos a ser configurados en el NM en una Macro desarrollada en MS Excel para obtener una lista previa de los objetos a ser configurados en el sistema, para cada nivel de voltaje con sus respectivos elementos, esto es, señales de estados y valores analógicos. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada de P03 (D03-P03) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales de estados y datos analógicos. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Macro de MS Excel • Personal SCADA/EMS |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • <i>D05-P04:</i>
Archivo generado por la macro de MS Excel que contiene los estados y datos analógicos de los puntos a configurar en el sistema NM. |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P05 | Verificación de señales implementadas al CCT en campo | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Verificar que las señales a ser implementadas en el CCT coincidan con las generadas en campo. |
| Descripción proceso: | Será necesario revisar que todas las señales existentes para el CCT sean emitidas por un equipo, es decir, verificar que los equipos existan y puedan emitir los datos a ser enviados al CCT. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales de estados y datos analógicos de P04 (D04-P04) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • <i>D06-P05</i>:
Archivo generado por la macro de MS Excel que contiene los estados y datos analógicos de los puntos a configurar en el sistema NM DEPURADO. |
| Tiempo estimado: | 5 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P06 | <i>Elaboración en campo de los protocolos de pruebas objeto y primarias de señales de prueba</i> | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Elaborar el protocolo de pruebas previo para comprobar conectividad |
| Descripción proceso: | Antes de configurar todas las señales en el sistema, se realizará una prueba de la conectividad, para lo cual se seleccionarán un grupo pequeño de señales y se elaborará un protocolo de pruebas para chequear estas señales de ejemplo para asegurar la conectividad correcta. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada de P05 (D05-P05) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Pruebas exitosas. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • <i>D07-P06:</i>
Protocolo de pruebas únicamente con señales seleccionadas. • <i>D08-P06:</i>
Lista de todas las señales depurada con direcciones para CENACE. • <i>D09-P06:</i>
Lista de señales de D08-P06 únicamente las comunes con CENACE. |
| Tiempo estimado: | 5 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P07 | Preparar base de datos para prueba de conectividad en PDS | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Preparar la base de datos para el sistema con señales seleccionadas para comprobar conectividad |
| Descripción proceso: | Se deberá configurar únicamente una pocas señales seleccionadas en el sistema NM para realizar las pruebas de conectividad. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales para pruebas P06 (D09-P06) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos para pruebas de conectividad configurada. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P08 | <i>Elaborar prueba de conectividad con centros de control</i> | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Ejecutar las pruebas de conectividad con las señales seleccionadas. |
| Descripción proceso: | Se deberá ejecutar las pruebas únicamente con el grupo pequeño de señales seleccionadas, con el fin de asegurar la conectividad exitosa entre la S/E y los dos centros de control. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Protocolo de pruebas con señales de prueba seleccionadas de P06 (D07-P06) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Conectividad asegurada. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • SCADA/EMS CCT • CENACE |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS CCT • Personal CENACE |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • D10-P08 Protocolo de pruebas con resultados. |
| Tiempo estimado: | 1 día. |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P09 | Entrega de direcciones a CENACE | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Entregar las direcciones de las señales a CENACE. |
| Descripción proceso: | Se entregará la lista de señales a CENACE con su respectiva dirección, a ser configurada en su sistema, así como el diagrama unifilar de la S/E. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales comunes depurada de P06 (D09-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Señales sincronizadas con las de CENACE. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de CENACE |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. • Personal para ejecución de trámites. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • <i>D11-P09:</i>
Oficio por parte del Gerente de Operación y Mantenimiento, dirigido al Director de Sistemas de Información de CENACE en donde se informa de la entrega de las señales y diagrama unifilar para la configuración en el Front End y EMS de CENACE. |
| Tiempo estimado: | 1 día |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P10 | Entrega de direcciones a SIEMENS para configuración en SAS | ÁREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Entregar las direcciones de las señales a SIEMENS. |
| Descripción proceso: | Se entregará la lista de señales al personal de SIEMENS, a ser configurada en el SAS instalado en la S/E para que emita las señales a los centros de control de CENACE Y TRANSELECTRIC. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • ÁREA SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales comunes depurada con direcciones de CENACE de P06 (D09-P06). |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Señales a configurar en SAS. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Personal de SIEMENS a cargo de configuración de SAS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 1 día |

CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO

| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
|-----|----------------------------------------------------------------------|------------------|
| P11 | <i>Configuración de direccionamiento de señales en el SAS</i> | Personal SIEMENS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar las señales en el SAS para el ingreso de información de los centros de control. |
| Descripción proceso: | Se deberá configurar el SAS con el objetivo de que se puedan enviar todas las señales a los centros de control de TRANSELECTRIC y el CENACE. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Personal SIEMENS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales comunes depurada con direcciones de CENACE de P06 (D09-P06). |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Señales a configurar en SAS. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC • Centro de Control de CENACE |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 5 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P12 | Preparación de base de datos en sistema de CENACE y configuración en ELAN | CENACE |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar las señales comunes en sistema de CENACE y Concentrador. |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar las señales comunes para CENACE y TRANSELECTRIC, tanto en el ELAN como en el sistema EMS del CENACE, con el fin de que se tenga la misma información en los dos centros de control. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • CENACE |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Oficio de TRANSELECTRIC con envío de señales D11-P09 • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE de P06 (D09-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Señales configuradas en sistema de CENACE |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de CENACE |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal CENACE. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 15 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P13 | Configuración de base de datos SCADA en PDS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar las señales en sistema SCADA/EMS del CCT. |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar las señales comunes para CENACE y TRANSELECTRIC, así como las no comunes en el sistema SCADA/EMS del CCT. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Señales configuradas en sistema NM en PDS |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 5 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P14 | Configuración Cálculos en Tiempo Real en PDS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar los cálculos en tiempo real en sistema SCADA/EMS del CCT, en PDS |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar los cálculos en tiempo real en sistema SCADA/EMS del CCT, en el servidor PDS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Cálculos en tiempo real configurados en sistema NM en PDS |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 3 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P15 | Configuración de texto de mensajes de alarmas PDS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar el texto de mensajes de alarmas en sistema SCADA/EMS del CCT, en PDS |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar los textos de mensajes de alarmas en sistema SCADA/EMS del CCT, en el servidor PDS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Texto de alarmas configuradas en sistema NM en PDS |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P16 | Configuración de base de datos de Aplicaciones con modelo de Red en PDS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar base de datos de Aplicaciones con modelo de red en sistema SCADA/EMS del CCT, en PDS |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar la base de datos de Aplicaciones con modelos en res en sistema SCADA/EMS del CCT, en el servidor PDS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos de Aplicaciones con modelo en Red configurada. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 4 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P17 | <i>Elaboración de despliegues en PDS</i> | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Elaborar despliegues en PDS |
| Descripción proceso: | Se deberán diseñar los despliegues necesarios para la interfaz de los usuarios con el sistema, de la S/E, en el servidor PDS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos PDS configurada con los nuevos puntos. • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Despliegues para WS500 |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Operadores COT |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • D12-P17 Archivos de despliegues |
| Tiempo estimado: | 3 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P18 | Generación y levantamiento de base de datos en PDS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Generar y levantar base de datos en PDS |
| Descripción proceso: | Se deberán generar y levantar una nueva base de datos en el servidor PDS con todos los cambio y configuraciones nuevas realizadas. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos PDS configurada. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos PDS actualizada. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 1 día |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P19 | Configuración de base de datos SCADA en EMS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar las señales en sistema SCADA/EMS del CCT en EMS |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar las señales comunes para CENACE y TRANSELECTRIC, así como las no comunes en el sistema SCADA/EMS del CCT, en EMS |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Señales configuradas en sistema NM en EMS |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P20 | Configuración Cálculo en Tiempo Real en EMS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar los cálculos en tiempo real en sistema SCADA/EMS del CCT, en EMS |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar los cálculos en tiempo real en sistema SCADA/EMS del CCT, en el servidor EMS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Cálculos en tiempo real configurados en sistema NM en EMS |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P21 | Configuración de texto de mensajes de alarmas EMS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar el texto de mensajes de alarmas en sistema SCADA/EMS del CCT, en EMS |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar los textos de mensajes de alarmas en sistema SCADA/EMS del CCT, en el servidor EMS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Texto de alarmas configuradas en sistema NM en EMS |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P22 | Configuración de base de datos de Aplicaciones con modelo de Red en EMS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Configurar base de datos de Aplicaciones con modelo de red en sistema SCADA/EMS del CCT, en EMS |
| Descripción proceso: | Se deberán configurar la base de datos de Aplicaciones con modelos en res en sistema SCADA/EMS del CCT, en el servidor EMS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Lista de señales depurada con direcciones para CENACE y TRANSELECTRIC de P06 (D08-P06). • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos de Aplicaciones con modelo en Red configurada. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Centro de Control de TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P23 | <i>Elaboración de despliegues en EMS</i> | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Elaborar despliegues en EMS |
| Descripción proceso: | Se deberán diseñar los despliegues necesarios para la interfaz de los usuarios con el sistema, de la S/E, en el servidor EMS. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos EMS configurada con los nuevos puntos. • Diagrama unifilar de la S/E (D03-P02) |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Despliegues para WS500 |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Operadores COT |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • D13-P23 Archivos de despliegues |
| Tiempo estimado: | 2 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|-----------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P24 | Generación y levantamiento de base de datos en EMS | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Generar y levantar base de datos en EMS |
| Descripción proceso: | Se deberán generar y levantar una nueva base de datos en el servidor EMS con todos los cambios y configuraciones nuevas realizadas. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos EMS configurada. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos EMS actualizada. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 1 día |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P25 | <i>Ajuste de escalas de medición en función de relaciones de transformación</i> | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Ajustar las escalas de medición en función de relaciones de transformación. |
| Descripción proceso: | Se deberán ajustar las escalas de medición en función de relaciones de transformación, junto con criterios del personal de PCM. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS • PCM |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos EMS configurada. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos con escalas de medición depuradas. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS. • Personal PCM |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | |
| Tiempo estimado: | 1 día |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|--------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P26 | Elaboración de pruebas objeto | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Ejecutar las pruebas objeto para los dos centros de control. |
| Descripción proceso: | Una vez configuradas las bases de datos, tanto de CENACE como de TRANSELECTRIC, se deberán realizar las pruebas objeto, con la finalidad de asegurar que todos los datos se estén recibiendo de manera correcta, se puedan realizar comandos desde los centros de control, además de corregir cualquier error presentado a tiempo. Para esto se necesitará personal de Siemens para realizar simulaciones en el SAS para comprobar cada señal antes de la energización. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS • Personal de Siemens • Personal CENACE |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos EMS configurada en los dos centros de control. • Protocolo de pruebas con todas las señales de la S/E. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Pruebas exitosas. • Conectividad y adquisiciones de datos a los centros de control probadas y confiables. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • CCT TRANSELECTRIC • Centro de Control de CENACE |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS TRANSELECTRIC. • Personal EMS CENACE • Personal SIEMENS para simulaciones en SAS. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • D14-P26 Protocolo de pruebas objeto con resultados y observaciones. |
| Tiempo estimado: | 8 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P27 | <i>Elaboración de pruebas primarias</i> | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Ejecutar las pruebas primarias para los dos centros de control. |
| Descripción proceso: | Una vez realizadas las pruebas objeto con todas las señales y algunas simuladas en el SAS, se deberán realizar las pruebas en la energización de la S/E, de tal manera que se asegure que todas las señales probadas, esta vez con datos reales y en tiempo real, se presentes exitosamente en los dos centros de control. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS • Personal PCM |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos EMS configurada en los dos centros de control. • Protocolo de pruebas primarias. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Pruebas exitosas. • Conectividad y adquisiciones de datos a los centros de control probadas y confiables. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • CCT TRANSELECTRIC • Centro de Control de CENACE |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS TRANSELECTRIC. • Personal EMS CENACE • Personal PC encargado de la energización. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • D15-P27 Protocolo de pruebas primarias con resultados y observaciones. |
| Tiempo estimado: | 4 días |

| CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO | | |
|-----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| ID | NOMBRE | RESPONSABLE |
| P28 | <i>Elaboración de pruebas de Performance en el SAS en lo referente al CCT</i> | AREA SCADA/EMS |

| | |
|-----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Objetivo: | Ejecutar pruebas de Performance en el SAS referente al CCT. |
| Descripción proceso: | Una vez realizadas las pruebas objeto y primarias, se ejecutarán las pruebas de Performance del SAS en lo referente al CCT. |
| Proveedores: | <ul style="list-style-type: none"> • Área SCADA/EMS |
| Entradas: | <ul style="list-style-type: none"> • Base de datos EMS configurada en los dos centros de control. • Protocolo de pruebas de performance. |
| Productos: | <ul style="list-style-type: none"> • Pruebas exitosas. |
| Clientes: | <ul style="list-style-type: none"> • CCT TRANSELECTRIC |
| Recursos: | <ul style="list-style-type: none"> • Herramientas informáticas. • Personal SCADA/EMS TRANSELECTRIC. |
| Documentación física y electrónica de apoyo: | <ul style="list-style-type: none"> • D16-P28 Protocolo de pruebas de performance con resultados y observaciones. |
| Tiempo estimado: | 1 día |

ANEXO E

LISTA DE SEÑALES DE
ESTADO DE 138KV

| ID | PYTHO | Defecto (ALARMAS Y ESTADOS) | Dircc. Fieles Instaladas y Alarmas | Dircc. Fieles Constan. en | Tip | PYTHO | PYTHAM | BTACC | CLUB | TRPV | BTST | BTSDI | estab. para CONVEN | Observacion | |
|------------------|--------------|----------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------|-----|-------|-------------------------|----------------------|------|------|------|-------|-------------------------------|-----------------------------------|--|
| 20 | 464 | 15- Amague Fase B | 15196 | IS | IS | 464 | 138 PASC1 P.21S AR FB | Y | 0 | 0 | 0 | 464 | | | |
| | 465 | 15- Amague Fase C | 15197 | IS | IS | 465 | 138 PASC1 P.21S AR FC | Y | 0 | 0 | 0 | 465 | | | |
| | 466 | 15- Amague Tierra | 15198 | IS | IS | 466 | 138 PASC1 P.21S AR TIE | Y | 0 | 0 | 0 | 466 | | | |
| | 470 | 15- Disparo 50(N)-51(N) Emerg | 15199 | IS | IS | 470 | 138 PASC1 P.5051S DP | Y | 0 | 0 | 0 | 470 | | | |
| | 471 | 15- Disparo 67N | 15200 | IS | IS | 471 | 138 PASC1 P.21S DP 67N | Y | 0 | 0 | 0 | 471 | | | |
| | 474 | 15- Disparo Distancia | 15201 | IS | IS | 474 | 138 PASC1 P.21S DP | Y | 0 | 0 | 0 | 474 | | | |
| | 478 | 15- Disparo Z1 Fala Monofasica | 15202 | IS | IS | 478 | 138 PASC1 P.21S OP 21 M | Y | 0 | 0 | 0 | 478 | | | |
| | 479 | 15- Disparo Z1 Fala Polifasica | 15203 | IS | IS | 479 | 138 PASC1 P.21S OP 21 P | Y | 0 | 0 | 0 | 479 | | | |
| | 480 | 15- Disparo Z1B Acelerado | 15204 | IS | IS | 480 | 138 PASC1 P.21S OP 21B | Y | 0 | 0 | 0 | 480 | | | |
| | 491 | 15- Disparo Z2 | 15205 | IS | IS | 491 | 138 PASC1 P.21S OP 22 | Y | 0 | 0 | 0 | 491 | | | |
| 30 | 494 | 15- Disparo Z3 | 15206 | IS | IS | 494 | 138 PASC1 P.21S OP 23 | Y | 0 | 0 | 0 | 494 | | | |
| | 498 | 15- Oclacion de Potencia | 15207 | IS | IS | 498 | 138 PASC1 P.21S BO OS | Y | 0 | 0 | 0 | 498 | | | |
| | 499 | 15- PT linea - Fala fusible proteccion linea | 15208 | IS | IS | 499 | 138 PASC1 P.21S FL FUL | Y | 0 | 0 | 0 | 499 | | | |
| | 499 | 15- PT Barra - Fala fusible proteccion Barra | 15209 | IS | IS | 499 | 138 PASC1 P.21S FL PUB | Y | 0 | 0 | 0 | 499 | | | |
| | 499 | 15- PT linea - Fala fusible proteccion linea (>10 seg) | 15210 | IS | IS | 499 | 138 PASC1 P.21S FL F10 | Y | 0 | 0 | 0 | 499 | | | |
| | 499 | 15- Condiciones de Sincronismo | 15211 | IS | IS | 499 | 138 PASC1 P.25 ON | Y | 0 | 0 | 0 | 499 | | | |
| | 499 | Fala Interruptor | 15212 | IS | IS | 499 | 138 PASC1 P.8BF DP | Y | 0 | 0 | 0 | 499 | | | |
| | 499 | Recadm Estopos | 15213 | IS | IS | 499 | 138 PASC1 IT RC EXT | Y | 0 | 0 | 0 | 499 | | | |
| | 500 | Recadm Habilitado | 15214 | 41002S | IS | IS | 499 | 138 PASC1 P.21 RC ON | Y | 19 | 18 | 500 | 41002 | | |
| | 500 | Recadm Operado | 15215 | IS | IS | 500 | 138 PASC1 P.8BF CP | Y | 0 | 0 | 0 | 500 | | | |
| 33 | 532 | INTERRUPTOR 63-VOLTA ABERTO | 15228 | 43030D | IS | 532 | 138 PASC1 IT LINDA 122 | N | 17 | 17 | 532 | 43030 | X | No se encuentra en el Listado | |
| | 532 | SECCIONADOR 88-VOLTA ABERTO | 15229 | 43031D | IS | 532 | 138 PASC1 SC BAP88-121 | N | 18 | 18 | 532 | 43031 | X | No se encuentra en el Listado | |
| | 532 | SECCIONADOR 88-VOLTA ABERTO | 15230 | 43032D | IS | 532 | 138 PASC1 SC LIND8-123 | N | 19 | 19 | 532 | 43032 | X | No se encuentra en el Listado | |
| | 534 | SECCIONADOR 88-VOLTA ABERTO | 15231 | IS | IS | 534 | 138 PASC1 SC TIE8-124 | N | 0 | 0 | 534 | X | No se encuentra en el Listado | | |
| | 544 | SECCIONADOR 88-VOLTA ABERTO | 15232 | 43040D | IS | 544 | 138 PASC1 SC BYP88-125 | N | 20 | 20 | 544 | 43040 | X | No se encuentra en el Listado | |
| TRAFALTA | | | | | | | | | | | | | | | |
| ATQ 138 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 36 | 576 | SELECTOR BAY MODULE 43M LOCAL | 15240 | IS | IS | 576 | 138 ATQ SAS BM LCOY | Y | 0 | 0 | 0 | 576 | X | SEÑAL SUMARIZADA BM E INTERRUPTOR | |
| | 578 | INTERRUPTOR - Baja tension SF6 | 15241 | IS | IS | 578 | 138 ATQ IT BP SF6 | Y | 0 | 0 | 0 | 578 | | | |
| | 580 | INTERRUPTOR - Resorte Descargado | 15242 | IS | IS | 580 | 138 ATQ IT RESDES | Y | 0 | 0 | 0 | 580 | | | |
| | 582 | INTERRUPTOR - Fala Aliment DC | 15243 | IS | IS | 582 | 138 ATQ IT FTALM DC | Y | 0 | 0 | 0 | 582 | | | |
| | 584 | INTERRUPTOR - Fala Circuito Disparo 1 | 15244 | IS | IS | 584 | 138 ATQ IT FL CIRDP 1 | Y | 0 | 0 | 0 | 584 | | | |
| | 586 | INTERRUPTOR - Fala Circuito Disparo 2 | 15245 | IS | IS | 586 | 138 ATQ IT FL CIRDP 2 | Y | 0 | 0 | 0 | 586 | | | |
| | 588 | Fala Comunicacion Equipo Bahía | 15246 | IS | IS | 588 | 138 ATQ IED FL COMC | Y | 0 | 0 | 0 | 588 | | | |
| | 588 | 508F - Fala Interruptor | 15247 | IS | IS | 588 | 138 ATQ P.8BF DP | Y | 0 | 0 | 0 | 588 | | | |
| | 588 | 508F - Interruptor inmovilizable bloque por SF6 | 15248 | IS | IS | 588 | 138 ATQ IT BP SF6 | Y | 0 | 0 | 0 | 588 | | | |
| | 584 | 508F PT BARRA 81 - Fala fusible proteccion | 15249 | IS | IS | 584 | 138 ATQ P.FL FLV | Y | 0 | 0 | 0 | 584 | | | |
| 37 | 588 | 508F PT BARRA 138 - Fala fusible proteccion | 15250 | IS | IS | 588 | 138 ATQ P.FL FUHV | Y | 0 | 0 | 0 | 588 | | | |
| | 588 | 508F - PT barra Alta - Fala fusible (>10 seg) | 15251 | IS | IS | 588 | 138 ATQ P.FL FUHV10 | Y | 0 | 0 | 0 | 588 | | | |
| | 600 | 508F - Condiciones de Sincronismo | 15252 | IS | IS | 600 | 138 ATQ P.25 ON | Y | 0 | 0 | 0 | 600 | | | |
| | 602 | 88 Operado | 15253 | IS | IS | 602 | 138 ATQ P.8B CP | Y | 0 | 0 | 0 | 602 | | | |
| | 604 | 88 EX Operado | 15254 | IS | IS | 604 | 138 ATQ P.8BX CP | Y | 0 | 0 | 0 | 604 | | | |
| | 606 | BIT - ALARMA BUCHHOLZ ACTIVADA | 15255 | IS | IS | 606 | 138 ATQ TR BUCH DP | Y | 0 | 0 | 0 | 606 | | | |
| | 608 | ALARMA PROTECCION DE TRANSFORMADOR ACTIVADA (Disparo) | 15256 | IS | IS | 608 | 138 ATQ P.8TT DP | Y | 0 | 0 | 0 | 608 | | | |
| | 610 | DISPARO SOBRETENSION TEMPERATURA | 15257 | IS | IS | 610 | 138 ATQ TR TIEB DP | Y | 0 | 0 | 0 | 610 | | | |
| | 612 | Disparo sobretension | 15258 | IS | IS | 612 | 138 ATQ TR ALV PRE DP | Y | 0 | 0 | 0 | 612 | | | |
| | 614 | Alarma Temp. escala | 15259 | IS | IS | 614 | 138 ATQ TR STEM ACE | Y | 0 | 0 | 0 | 614 | | | |
| 38 | 616 | Alarma sobretension devanados | 15260 | IS | IS | 616 | 138 ATQ TR STEM DV | Y | 0 | 0 | 0 | 616 | | | |
| | 618 | Fala Ventiladores | 15261 | IS | IS | 618 | 138 ATQ TR FL VEN | Y | 0 | 0 | 0 | 618 | | | |
| | 620 | BIT - Disparo 51S | 15262 | IS | IS | 620 | 138 ATQ P.51 DP | Y | 0 | 0 | 0 | 620 | | | |
| | 622 | ALARMA PROTECCION DE RESPALDO ACTIVADA (Disparo 51) | 15263 | IS | IS | 622 | 138 ATQ P.51 DP | Y | 0 | 0 | 0 | 622 | | | |
| | 624 | 51(N) - Disparo 51N | 15264 | IS | IS | 624 | 138 ATQ P.51 51N CP | Y | 0 | 0 | 0 | 624 | | | |
| | 656 | INTERRUPTOR 63-102 ABERTO | 15280 | 43043D | IS | 656 | 138 ATQ IT TRASD-102 | N | 23 | 23 | 656 | 43043 | X | No se encuentra en el Listado | |
| | 658 | SECCIONADOR 88-101 ABERTO | 15281 | 43043D | IS | 658 | 138 ATQ SC BAP88-101 | N | 24 | 24 | 658 | 43043 | X | No se encuentra en el Listado | |
| | 660 | SECCIONADOR 88-103 ABERTO | 15282 | 43051D | IS | 660 | 138 ATQ SC BAP88-103 | N | 25 | 25 | 660 | 43051 | X | No se encuentra en el Listado | |
| | 662 | SECCIONADOR 88-105 ABERTO | 15283 | 43051D | IS | 662 | 138 ATQ SC BYP88-105 | N | 26 | 26 | 662 | 43051 | X | No se encuentra en el Listado | |
| | LINEA | | | | | | | | | | | | | | |
| PASC1 138 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | 704 | SELECTOR BAY MODULE 43M LOCAL | 15292 | IS | IS | 704 | 138 PASC1 SAS BM LCOY | Y | 0 | 0 | 0 | 704 | X | SEÑAL SUMARIZADA BM E INTERRUPTOR | |
| | 706 | INTERRUPTOR - Baja tension SF6 | 15293 | IS | IS | 706 | 138 PASC1 IT BP SF6 | Y | 0 | 0 | 0 | 706 | | | |
| | 708 | INTERRUPTOR - Indisponible Bloqueo por SF6 (508F) | 15294 | IS | IS | 708 | 138 PASC1 IT BP SF6 | Y | 0 | 0 | 0 | 708 | | | |
| | 710 | INTERRUPTOR - Resorte Descargado | 15295 | IS | IS | 710 | 138 PASC1 IT RESDES | Y | 0 | 0 | 0 | 710 | | | |
| | 712 | INTERRUPTOR - Fala Aliment DC | 15296 | IS | IS | 712 | 138 PASC1 IT FTALM DC | Y | 0 | 0 | 0 | 712 | | | |
| | 714 | INTERRUPTOR - Fala Circuito Disparo 1 | 15297 | IS | IS | 714 | 138 PASC1 IT FL CIRDP 1 | Y | 0 | 0 | 0 | 714 | | | |
| | 716 | INTERRUPTOR - Fala Circuito Disparo 2 | 15298 | IS | IS | 716 | 138 PASC1 IT FL CIRDP 2 | Y | 0 | 0 | 0 | 716 | | | |
| | 718 | Fala Comunicacion Equipo Bahía | 15299 | IS | IS | 718 | 138 PASC1 IED FL COMC | Y | 0 | 0 | 0 | 718 | | | |
| | 720 | Emto PTT | 15300 | IS | IS | 720 | 138 PASC1 P.21 8PDT | Y | 0 | 0 | 0 | 720 | | | |
| | 722 | Recibo DTT | 15301 | IS | IS | 722 | 138 PASC1 P.21 ROOT | Y | 0 | 0 | 0 | 722 | | | |
| 45 | 724 | Recibo FIT | 15302 | IS | IS | 724 | 138 PASC1 P.21 8PDT | Y | 0 | 0 | 0 | 724 | | | |
| | 726 | Fala Equipo Teleproteccion | 15303 | IS | IS | 726 | 138 PASC1 P.21 8PDT | Y | 0 | 0 | 0 | 726 | | | |
| | 728 | Disparo SOFT | 15304 | IS | IS | 728 | 138 PASC1 P.21 DP SOFT | Y | 0 | 0 | 0 | 728 | | | |
| | 730 | 21P - Amague 67N | 15305 | IS | IS | 730 | 138 PASC1 P.21P AR 67N | Y | 0 | 0 | 0 | 730 | | | |
| | 732 | 21P - Amague Fase A | 15306 | IS | IS | 732 | 138 PASC1 P.21P AR FA | Y | 0 | 0 | 0 | 732 | | | |
| | 734 | 21P - Amague Fase B | 15307 | IS | IS | 734 | 138 PASC1 P.21P AR FB | Y | 0 | 0 | 0 | 734 | | | |
| | 736 | 21P - Amague Fase C | 15308 | IS | IS | 736 | 138 PASC1 P.21P AR FC | Y | 0 | 0 | 0 | 736 | | | |
| | 738 | 21P - Amague Tierra | 15309 | IS | IS | 738 | 138 PASC1 P.21P AR TIE | Y | 0 | 0 | 0 | 738 | | | |
| | 740 | 21P - Disparo 50(N)-51(N) Emerg | 15310 | IS | IS | 740 | 138 PASC1 P.5051P DP | Y | 0 | 0 | 0 | 740 | | | |
| | 742 | 21P - Disparo 67N | 15311 | IS | IS | 742 | 138 PASC1 P.21P DP 67N | Y | 0 | 0 | 0 | 742 | | | |
| 46 | 744 | 21P - Disparo Distancia | 15312 | IS | IS | 744 | 138 PASC1 P.21P DP | Y | 0 | 0 | 0 | 744 | | | |
| | 748 | 21P - Disparo Z1 Fala Monofasica | 15314 | IS | IS | 748 | 138 PASC1 P.21P OP 21 M | Y | 0 | 0 | 0 | 748 | | | |
| | 749 | 21P - Disparo Z1 Fala Polifasica | 15314 | IS | IS | 748 | 138 PASC1 P.21P OP 21 P | Y | 0 | 0 | 0 | 749 | | | |
| | 750 | 21P - Disparo Z1 Acelerado | 15315 | IS | IS | 750 | 138 PASC1 P.21P OP 21B | Y | 0 | 0 | 0 | 750 | | | |
| | 752 | 21P - Disparo Z2 | 15316 | IS | IS | 752 | 138 PASC1 P.21P OP 22 | Y | 0 | 0 | 0 | 752 | | | |
| | 754 | 21P - Disparo Z3 | 15317 | IS | IS | 754 | 138 PASC1 P.21P OP 23 | Y | 0 | 0 | 0 | 754 | | | |
| | 756 | 21P - Oclacion de Potencia | 15318 | IS | IS | 756 | 138 PASC1 P.21P BO OS | Y | 0 | 0 | 0 | 756 | | | |
| | 758 | 21P - PT linea - Fala fusible proteccion linea | 15319 | IS | IS | 758 | 138 PASC1 P.21P FL FUL | Y | 0 | 0 | 0 | 758 | | | |
| | 760 | 21P - PT Barra - Fala fusible proteccion Barra | 15320 | IS | IS | 760 | 138 PASC1 P.21P FL PUB | Y | 0 | 0 | 0 | 760 | | | |
| | 762 | 21P - PT linea - Fala fusible proteccion linea (>10 seg) | 15321 | IS | IS | 762 | 138 PASC1 P.21P FL F10 | Y | 0 | 0 | 0 | 762 | | | |
| 47 | 764 | 21S - Amague 67N | 15322 | IS | IS | 764 | 138 PASC1 P.21S AR 67N | Y | 0 | 0 | 0 | 764 | | | |
| | 766 | 21S - Amague Fase A | 15323 | IS | IS | 766 | 138 PASC1 P.21S AR FA | Y | 0 | 0 | 0 | 766 | | | |
| | 768 | 21S - Amague Fase B | 15324 | IS | IS | 768 | 138 PASC1 P.21S AR FB | Y | 0 | 0 | 0 | 768 | | | |
| | 770 | 21S - Amague Fase C | 15325 | IS | IS | 770 | 138 PASC1 P.21S AR FC | Y | 0 | 0 | 0 | 770 | | | |
| | 772 | 21S - Amague Tierra | 15326 | IS | IS | 772 | 138 PASC1 P.21S AR TIE | Y | 0 | 0 | 0 | 772 | | | |
| | 774 | 21S - Disparo 50(N)-51(N) Emerg | 15327 | IS | IS | 774 | 138 PASC1 P.50 | | | | | | | | |

LISTA DE SEÑALES ANALÓGICAS DE 138KV

| Señales (ANALÓGICAS) | DIR | PNTNO | PNTNAM | BIAS | SCALE | ENGINX | DIRECCION DE COMANDO | BITBYT | Señal para Cenace |
|--------------------------------------------|-----|-------|---------------------|------|--------|--------|----------------------|--------|-------------------|
| 138 TRIN | | | | | | | | | |
| Frecuencia de Línea | | 1 | 138TRIN F.LINEA | 0 | 72 | HZ | | 1 | |
| Potencia activa | | 2 | 138TRIN P.LINEA | 0 | 172.09 | MW | | 2 | X |
| Potencia reactiva | | 3 | 138TRIN Q.LINEA | 0 | 172.09 | MVAR | | 3 | X |
| Voltaje de fase A - B | | 4 | 138TRIN V.LINEA AB | 0 | 165.6 | kV | | 4 | |
| Voltaje de fase B - C | | 5 | 138TRIN V.LINEA BC | 0 | 165.6 | kV | | 5 | |
| Voltaje de fase C - A | | 6 | 138TRIN V.LINEA CA | 0 | 165.6 | kV | | 6 | |
| Distancia a la Falla Protección Primaria | | 7 | 138TRIN D_FALLA_21P | 0 | | KM | | 7 | |
| Distancia a la Falla Protección Secundaria | | 8 | 138TRIN D_FALLA_21S | 0 | | KM | | 8 | |

| | | | | | | | | | |
|-----------------------|--|----|--------------------|---|--------|------|--|----|---|
| 138 ATR | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 13 | 138ATR I.TRAFO F_A | 0 | 720 | AMPS | | 13 | |
| Corriente fase B | | 14 | 138ATR I.TRAFO F_B | 0 | 720 | AMPS | | 14 | |
| Corriente fase C | | 15 | 138ATR I.TRAFO F_C | 0 | 720 | AMPS | | 15 | |
| Potencia activa | | 16 | 138ATR P.TRAFO | 0 | 172.09 | MW | | 16 | X |
| Potencia reactiva | | 17 | 138ATR Q.TRAFO | 0 | 172.09 | MVAR | | 17 | X |
| Voltaje de fase A - B | | 18 | 138ATR V.LINEA A-B | 0 | 165.6 | kV | | 18 | |
| Voltaje de fase B - C | | 19 | 138ATR V.LINEA B-C | 0 | 165.6 | kV | | 19 | |
| Voltaje de fase C - A | | 20 | 138ATR V.LINEA C-A | 0 | 165.6 | kV | | 20 | |
| Temp. aceite | | 21 | 138ATR T.TRAFO ACE | 0 | | | | 21 | X |
| Temp. A.T | | 22 | 138ATR T.TRAFO AT | 0 | | | | 22 | |
| Temp. M.T | | 23 | 138ATR T.TRAFO MT | 0 | | | | 23 | |
| Temp. B.T. | | 24 | 138ATR T.TRAFO BT | 0 | | | | 24 | |
| Posición Tap | | 25 | 138ATR POSI_TAP | 0 | | TAP | | 25 | |

| | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--|----|-----------------|---|-------|----|--|----|---|
| 138 TRFE | | | | | | | | | |
| Frecuencia barra 1 | | 28 | 138TRFE F.BP_HZ | 0 | 165.6 | kV | | 28 | X |
| Voltaje de fase A - B barra 1 | | 29 | 138TRFE V.BP_AB | 0 | 165.6 | kV | | 29 | X |
| Voltaje de fase B - C barra 1 | | 30 | 138TRFE V.BP_BC | 0 | 165.6 | kV | | 30 | |
| Voltaje de fase C - A barra 1 | | 31 | 138TRFE V.BP_CA | 0 | 72 | HZ | | 31 | |

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------|--|----|----------------------|---|--------|------|--|----|---|
| 138 PASC1 | | | | | | | | | |
| Frecuencia de Línea | | 33 | 138PASC1 F.LINEA | 0 | 72 | HZ | | 33 | |
| Potencia activa | | 34 | 138PASC1 P.LINEA | 0 | 172.09 | MW | | 34 | X |
| Potencia reactiva | | 35 | 138PASC1 Q.LINEA | 0 | 172.09 | MVAR | | 35 | X |
| Voltaje de fase A - B | | 36 | 138PASC1 V.LINEA AB | 0 | 165.6 | kV | | 36 | |
| Voltaje de fase B - C | | 37 | 138PASC1 V.LINEA BC | 0 | 165.6 | kV | | 37 | |
| Voltaje de fase C - A | | 38 | 138PASC1 V.LINEA CA | 0 | 165.6 | kV | | 38 | |
| Distancia a la Falla Protección Primaria | | 39 | 138PASC1 D_FALLA_21P | 0 | | KM | | 39 | |
| Distancia a la Falla Protección Secundaria | | 40 | 138PASC1 D_FALLA_21S | 0 | | KM | | 40 | |

| | | | | | | | | | |
|-----------------------|--|----|--------------------|---|--------|------|--|----|---|
| 138 ATQ | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 45 | 138ATQ I.TRAFO F_A | 0 | 720 | AMPS | | 45 | |
| Corriente fase B | | 46 | 138ATQ I.TRAFO F_B | 0 | 720 | AMPS | | 46 | |
| Corriente fase C | | 47 | 138ATQ I.TRAFO F_C | 0 | 720 | AMPS | | 47 | |
| Potencia activa | | 48 | 138ATQ P.TRAFO | 0 | 172.09 | MW | | 48 | X |
| Potencia reactiva | | 49 | 138ATQ Q.TRAFO | 0 | 172.09 | MVAR | | 49 | X |
| Voltaje de fase A - B | | 50 | 138ATQ V.LINEA A-B | 0 | 165.6 | kV | | 50 | |
| Voltaje de fase B - C | | 51 | 138ATQ V.LINEA B-C | 0 | 165.6 | kV | | 51 | |
| Voltaje de fase C - A | | 52 | 138ATQ V.LINEA C-A | 0 | 165.6 | kV | | 52 | |
| Temp. aceite | | 53 | 138ATQ T.TRAFO ACE | 0 | | | | 53 | X |
| Temp. A.T | | 54 | 138ATQ T.TRAFO AT | 0 | | | | 54 | |
| Temp. M.T | | 55 | 138ATQ T.TRAFO MT | 0 | | | | 55 | |
| Temp. B.T. | | 56 | 138ATQ T.TRAFO BT | 0 | | | | 56 | |
| Posición Tap | | 57 | 138ATQ POSI_TAP | 0 | | TAP | | 57 | |

| | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------|--|----|----------------------|---|--------|------|--|----|---|
| 138 PASC2 | | | | | | | | | |
| Frecuencia de Línea | | 60 | 138PASC2 F.LINEA | 0 | 72 | HZ | | 60 | |
| Potencia activa | | 61 | 138PASC2 P.LINEA | 0 | 172.09 | MW | | 61 | X |
| Potencia reactiva | | 62 | 138PASC2 Q.LINEA | 0 | 172.09 | MVAR | | 62 | X |
| Voltaje de fase A - B | | 63 | 138PASC2 V.LINEA AB | 0 | 165.6 | kV | | 63 | |
| Voltaje de fase B - C | | 64 | 138PASC2 V.LINEA BC | 0 | 165.6 | kV | | 64 | |
| Voltaje de fase C - A | | 65 | 138PASC2 V.LINEA CA | 0 | 165.6 | kV | | 65 | |
| Distancia a la Falla Protección Primaria | | 66 | 138PASC2 D_FALLA_21P | 0 | | KM | | 66 | |
| Distancia a la Falla Protección Secundaria | | 67 | 138PASC2 D_FALLA_21S | 0 | | KM | | 67 | |

| GRUPO | PRNTNO | Sistemas (ALARMAS Y ESTADOS) | Unid. Func. Alarmas | Unid. Func. Comunic. | Tip | PRNTNO | PRNTNAM | STACION | CLOSRY | TSRFLY | BITEF1 | BITEB1 | SEAL PARA CENACE | Observacion | | |
|---------------------------------------|--------|----------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------------------------------------------|-------|--------|------------------|---------|----------------|--------|--------|--------|------------------|-------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------|
| 85 | AU | 13780 RECTOR BAY MODULE 434 LOCAL | 15569 | S | CATED | 137800 | CATEDSABM1LCOY | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13781 INTERPUNTOR - Base proteccion SPS | 15569 | S | | 137800 | CATEDITBP_SPS | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | X | SEAL SUMARIZADA BME INTERPUNTOR | |
| | | 13782 INTERPUNTOR - Intercomunicacion de Puños | 15570 | S | | 137800 | CATEDITDSC_PUOS | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13783 INTERPUNTOR - Remota Intercomunicado | 15571 | S | | 137800 | CATEDITRREMCOM | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13784 INTERPUNTOR - Falsa Alarmat DC | 15572 | S | | 137800 | CATEDITFTALM_DC | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13785 INTERPUNTOR - Falsa Circuito Diagrama 1 | 15573 | S | | 137800 | CATEDITFC_DIAG1 | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13786 INTERPUNTOR - Falsa Circuito Diagrama 2 | 15574 | S | | 137800 | CATEDITFC_DIAG2 | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13787 Falsa Comunicacion Equipos Barba | 15575 | S | | 137800 | CATEDITFC_COMM | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | SEAL SUMARIZADA DE ALARMAS DE COMUNICACIONES DE BARBA | |
| | | 13788 PS 508P - PT LINEA - Falsa fusible proteccion linea | 15576 | S | | 137800 | CATEDITPS_FL_PLE | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13789 PS 508P - PT LINEA - Falsa fusible proteccion linea | 15577 | S | | 137800 | CATEDITPS_FL_PLE | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13790 PS 508P - PT Linea - Falsa fusible proteccion linea (> 10 seg) | 15578 | S | | 137800 | CATEDITPS_FL_PLE | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13791 PS 508P - PT Linea - Falsa fusible proteccion de linea | 15579 | S | | 137800 | CATEDITPS_FL_PLE | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13792 PS 508P - PT - Condiciones de Sincronismo | 15580 | S | | 137800 | CATEDITPS_FL_PLE | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | | |
| | | 13793 PS 508P - PT - Falsa interruptor | 15581 | S | | 137800 | CATEDITPS_FL_PLE | Y | 0 | 0 | 0 | 1378 | | | X | Etapa 2 |
| | | 87 | 87 | 14000 PS 508P - Interruptor indeseable bloqueado por SPS | 15582 | S | | 140000 | CATEDITBO_SPS | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | |
| 14001 PS 508P - No - Hechura Indolito | 15583 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | X | |
| 14002 Armadura Fase A 670N | 15584 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14003 Armadura Fase B 670N | 15585 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14004 Armadura Fase C 670N | 15586 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14005 Armadura Tierra 670N | 15587 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14006 070N - Diagrama 67 | 15588 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14007 070N - Diagrama 67 Temporizado | 15589 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14008 070N - Diagrama 67N | 15590 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14009 070N - Diagrama 67N Temporizado | 15591 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14010 070N - Diagrama 67N Temporizado | 15592 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14011 070N - Diagrama 67N Temporizado | 15593 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14012 070N - Diagrama 67N Temporizado | 15594 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 14013 070N - Diagrama 67N Temporizado | 15595 | | | S | | 140000 | CATEDITAC_IND | Y | 0 | 0 | 0 | 1400 | | | | |
| 89 | 89 | | | 14200 ACTIVADA (Diagrama General) | 15596 | S | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | |
| | | 14201 Reserva Hechura | 15597 | S | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | | |
| | | 14202 INTERPUNTOR 24044 ABERTO | 15600 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14203 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15601 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14204 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15602 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14205 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15603 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14206 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15604 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14207 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15605 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14208 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15606 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14209 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15607 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14210 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15608 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14211 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15609 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14212 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15610 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 14213 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15611 | D | | 142000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1420 | | | X | |
| | | 91 | 91 | 14300 ACTIVADA (Diagrama General) | 15612 | S | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | |
| 14301 Reserva Hechura | 15613 | | | S | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | | |
| 14302 INTERPUNTOR 24044 ABERTO | 15616 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14303 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15617 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14304 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15618 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14305 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15619 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14306 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15620 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14307 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15621 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14308 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15622 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14309 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15623 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14310 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15624 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14311 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15625 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14312 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15626 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14313 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15627 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 14314 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15628 | | | D | | 143000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1430 | | | X | |
| 92 | 92 | 14400 ACTIVADA (Diagrama General) | 15629 | S | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14401 Reserva Hechura | 15630 | S | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | | |
| | | 14402 INTERPUNTOR 24044 ABERTO | 15633 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14403 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15634 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14404 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15635 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14405 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15636 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14406 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15637 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14407 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15638 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14408 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15639 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14409 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15640 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14410 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15641 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14411 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15642 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14412 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15643 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14413 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15644 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| | | 14414 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15645 | D | | 144000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1440 | | | X | |
| 93 | 93 | 14500 ACTIVADA (Diagrama General) | 15646 | S | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14501 Reserva Hechura | 15647 | S | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | | |
| | | 14502 INTERPUNTOR 24044 ABERTO | 15650 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14503 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15651 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14504 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15652 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14505 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15653 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14506 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15654 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14507 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15655 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14508 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15656 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14509 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15657 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14510 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15658 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14511 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15659 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14512 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15660 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14513 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15661 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| | | 14514 SECCIONADOR 80-044L ABERTO | 15662 | D | | 145000 | CATEDITACT_GEN | Y | 0 | 0 | 0 | 1450 | | | X | |
| 94 | 94 | 15000 RECTOR BAY MODULE 434 LOCAL | 15663 | S | ACOP | 150000 | ACOP_SABM1LCOY | Y | 0 | 0 | 0 | 1500 | | | | |
| | | 15001 INTERPUNTOR - Base proteccion SPS | 15663 | S | | 150000 | ACOPTBP_SPS | Y | 0 | 0 | 0 | 1500 | | | X | SEAL SUMARIZADA BME INTERPUNTOR |
| | | 15002 INTERPUNTOR - Intercomunicacion de Puños | 15664 | S | | 150000 | ACOPTDSC_PUOS | Y | 0 | 0 | 0 | 1500 | | | | |
| | | 15003 INTERPUNTOR - Remota Intercomunicado | 15665 | S | | 150000 | ACOPT | | | | | | | | | |

| GRUPO | PNTNO | Señales (ALARMAS Y ESTADORES) | Unid. Presca Estador y Alarma | Unid. Presca Comand. Int. | Tipo | PNTNO | PNTNAM | STACON | CLSELY | TYPRLY | BT2BYT | BT2BYC | SEÑAL PARA GENRICE | Observacion |
|-------|-------|-----------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|-------|-------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|--------------------------------------------------------|
| ALI | | | | | | EGUA2 | 89 | | | | | | | |
| | 1856 | SELECTOR BAY MODULE 43LR LOCAL | 15780 | S | | 1856 | EGUA2 SAS BM L-COT | Y | | | | | X | SEÑAL SUMARIZADA BM E INTERRUPTOR |
| | 1858 | INTERRUPTOR - Baja presión SFS | 15781 | S | | 1858 | EGUA2 IT BP SFS | Y | | | | | | |
| | 1860 | INTERRUPTOR - Diferencia de Polos | 15782 | S | | 1860 | EGUA2 IT DISC POLOS | Y | | | | | | |
| | 1862 | INTERRUPTOR - Reserva Descargado | 15783 | S | | 1862 | EGUA2 IT RESDES | Y | | | | | | |
| | 1864 | INTERRUPTOR - Falsa Aliment DC | 15784 | S | | 1864 | EGUA2 IT FTALM DC | Y | | | | | | |
| | 1866 | INTERRUPTOR - Falsa Circuito Disparo 1 | 15785 | S | | 1866 | EGUA2 IT FL CIRDP 1 | Y | | | | | | |
| | 1868 | INTERRUPTOR - Falsa Circuito Disparo 2 | 15786 | S | | 1868 | EGUA2 IT FL CIRDP 2 | Y | | | | | | |
| 116 | 1870 | Falla Comunicación Equipos Bahía | 15787 | S | | 1870 | EGUA2 IED FL COMC | Y | | | | | | SEÑAL SUMARIZADA DE ALARMAS DE COMUNICACIONES DE BAHÍA |
| | 1872 | 25 SOB F 79 - PT LINEA - Falsa fusible protección línea | 15788 | S | | 1872 | EGUA2 P.25 FL FUL | Y | | | | | | |
| | 1874 | 25 SOB F 79 - PT BARRA - Falsa fusible protección barra | 15789 | S | | 1874 | EGUA2 P.25 FL FUB | Y | | | | | | |
| | 1876 | 67 - PT línea - Falsa fusible protección línea (> 10 sag) | 15790 | S | | 1876 | EGUA2 P.67 FL F10 | Y | | | | | | |
| | 1878 | 67(N) - Falsa fusible protección de línea | 15791 | S | | 1878 | EGUA2 P.67 FL FUL | Y | | | | | | |
| | 1880 | 25 SOB F 79 - Condiciones de Sincronismo | 15792 | S | | 1880 | EGUA2 P.25 OK | Y | | | | | | |
| | 1882 | 25 SOB F 79 - Falsa interruptor | 15793 | S | | 1882 | EGUA2 P.59BF DP | Y | | | | | X | Etape 2 |
| | 1884 | 50 BF - Interruptor indisponible bloqueo por SFS | 15794 | S | | 1884 | EGUA2 IT BQ SFS | Y | | | | | | |
| 117 | 1886 | 25 SOB F 79 - Reclame Exceso | 15795 | S | | 1886 | EGUA2 IT RC EXT | Y | | | | | X | |
| | 1888 | Amanque Fase A 67(N) | 15796 | S | | 1888 | EGUA2 P.67 AR FA | Y | | | | | | |
| | 1890 | Amanque Fase B 67(N) | 15797 | S | | 1890 | EGUA2 P.67 AR FB | Y | | | | | | |
| | 1892 | Amanque Fase C 67(N) | 15798 | S | | 1892 | EGUA2 P.67 AR FC | Y | | | | | | |
| | 1894 | Amanque Tierra 67(N) | 15799 | S | | 1894 | EGUA2 P.67 AR TIE | Y | | | | | | |
| | 1896 | 67(N) - Disparo 67 | 15800 | S | | 1896 | EGUA2 P.67 DP | Y | | | | | | |
| | 1898 | 67(N) - Disparo 67N | 15801 | S | | 1898 | EGUA2 P.67N DP | Y | | | | | | |
| | 1900 | 67(N) - Disparo 67 Temporizado | 15802 | S | | 1900 | EGUA2 P.67T DP | Y | | | | | | |
| | 1902 | 67(N) - Disparo 67N Temporizado | 15803 | S | | 1902 | EGUA2 P.67NT DP | Y | | | | | | |
| 118 | | 50(N) 51(N) 67(N) - ALARMA SOBRECORRIENTE | 15804 | S | | | | | | | | | | |
| | 1904 | ACTIVADA (Disparo General) | 15805 | S | | 1904 | EGUA2 P.50S1 DP | Y | | | | | | |
| 119 | 1906 | Reclame Habitado | 15806 | S | 41010 | 1906 | EGUA2 IT RC ON | Y | 91 | 91 | 1906 | 41010 | | |
| | 1908 | INTERRUPTOR 52-022 ABIERTO | 15807 | D | 43180 | 1908 | EGUA2 IT ALUS-022 | N | 92 | 92 | 1908 | 43180 | X | |
| | 1909 | SECCIONADOR 89-024-C ABIERTO | 15808 | D | | 1909 | EGUA2 SC TIERRA-024-C | N | | | | | X | |
| | 1940 | SECCIONADOR 89-021 ABIERTO | 15809 | D | 43170 | 1940 | EGUA2 SC BARRA-021 | N | 93 | 93 | 1940 | 43170 | X | |
| 121 | 1942 | SECCIONADOR 89-024-B ABIERTO | 15810 | D | | 1942 | EGUA2 SC TIERRA-024-B | N | | | | | X | |
| | 1952 | SECCIONADOR 89-023 ABIERTO | 15811 | D | 43172 | 1952 | EGUA2 SC ALB-023 | N | 94 | 94 | 1952 | 43172 | X | |
| | 1954 | SECCIONADOR 89-024 ABIERTO | 15812 | D | | 1954 | EGUA2 SC TIERRA-024-A | N | | | | | X | |
| | 1956 | SECCIONADOR 89-025 ABIERTO | 15813 | D | 43174 | 1956 | EGUA2 SC BYPB-025 | N | 95 | 95 | 1956 | 43174 | X | |
| 122 | 1958 | SECCIONADOR 89-027 ABIERTO | 15814 | D | 43175 | 1958 | EGUA2 SC B1 | N | 96 | 96 | 1958 | 43175 | X | |
| | 1959 | SECCIONADOR 89-029 ABIERTO | 15815 | D | 43176 | 1959 | EGUA2 SC B2 | N | 97 | 97 | 1959 | 43176 | X | |
| 123 | 1970 | SECCIONADOR 89-024-D ABIERTO | 15816 | D | | 1970 | EGUA2 SC TIERRA-024-D | N | | | | | X | |

| GRUPO | PNTNO | Señales (ALARMAS Y ESTADORES) | Unid. Presca Estador y Alarma | Unid. Presca Comand. Int. | Tipo | PNTNO | PNTNAM | STACON | CLSELY | TYPRLY | BT2BYT | BT2BYC | SEÑAL PARA GENRICE | Observacion |
|-------|-------|-----------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|-------|-------|-----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|--------------------------------------------------------|
| ALI | | | | | | EGUA1 | 89 | | | | | | | |
| | 1884 | SELECTOR BAY MODULE 43LR LOCAL | 15817 | S | | 1884 | EGUA1 SAS BM L-COT | Y | | | | | X | SEÑAL SUMARIZADA BM E INTERRUPTOR |
| | 1886 | INTERRUPTOR - Baja presión SFS | 15818 | S | | 1886 | EGUA1 IT BP SFS | Y | | | | | | |
| | 1888 | INTERRUPTOR - Diferencia de Polos | 15819 | S | | 1888 | EGUA1 IT DISC POLOS | Y | | | | | | |
| | 1890 | INTERRUPTOR - Reserva Descargado | 15820 | S | | 1890 | EGUA1 IT RESDES | Y | | | | | | |
| | 1892 | INTERRUPTOR - Falsa Aliment DC | 15821 | S | | 1892 | EGUA1 IT FTALM DC | Y | | | | | | |
| | 1894 | INTERRUPTOR - Falsa Circuito Disparo 1 | 15822 | S | | 1894 | EGUA1 IT FL CIRDP 1 | Y | | | | | | |
| | 1896 | INTERRUPTOR - Falsa Circuito Disparo 2 | 15823 | S | | 1896 | EGUA1 IT FL CIRDP 2 | Y | | | | | | |
| | 1898 | Falla Comunicación Equipos Bahía | 15824 | S | | 1898 | EGUA1 IED FL COMC | Y | | | | | | SEÑAL SUMARIZADA DE ALARMAS DE COMUNICACIONES DE BAHÍA |
| 124 | 2000 | 25 SOB F 79 - PT LINEA - Falsa fusible protección línea | 15825 | S | | 2000 | EGUA1 P.25 FL FUL | Y | | | | | | |
| | 2002 | 25 SOB F 79 - PT BARRA - Falsa fusible protección barra | 15826 | S | | 2002 | EGUA1 P.25 FL FUB | Y | | | | | | |
| | 2004 | 67 - PT línea - Falsa fusible protección línea (> 10 sag) | 15827 | S | | 2004 | EGUA1 P.67 FL F10 | Y | | | | | | |
| | 2006 | 67(N) - Falsa fusible protección de línea | 15828 | S | | 2006 | EGUA1 P.67 FL FUL | Y | | | | | | |
| | 2008 | 25 SOB F 79 - Condiciones de Sincronismo | 15829 | S | | 2008 | EGUA1 P.25 OK | Y | | | | | | |
| | 2010 | 25 SOB F 79 - Falsa interruptor | 15830 | S | | 2010 | EGUA1 P.59BF DP | Y | | | | | X | Etape 2 |
| | 2012 | 50 BF - Interruptor indisponible bloqueo por SFS | 15831 | S | | 2012 | EGUA1 IT BQ SFS | Y | | | | | | |
| 125 | 2014 | 25 SOB F 79 - Reclame Exceso | 15832 | S | | 2014 | EGUA1 IT RC EXT | Y | | | | | X | |
| | 2016 | Amanque Fase A 67(N) | 15833 | S | | 2016 | EGUA1 P.67 AR FA | Y | | | | | | |
| | 2018 | Amanque Fase B 67(N) | 15834 | S | | 2018 | EGUA1 P.67 AR FB | Y | | | | | | |
| | 2020 | Amanque Fase C 67(N) | 15835 | S | | 2020 | EGUA1 P.67 AR FC | Y | | | | | | |
| | 2022 | Amanque Tierra 67(N) | 15836 | S | | 2022 | EGUA1 P.67 AR TIE | Y | | | | | | |
| | 2024 | 67(N) - Disparo 67 | 15837 | S | | 2024 | EGUA1 P.67 DP | Y | | | | | | |
| | 2026 | 67(N) - Disparo 67N | 15838 | S | | 2026 | EGUA1 P.67N DP | Y | | | | | | |
| | 2028 | 67(N) - Disparo 67 Temporizado | 15839 | S | | 2028 | EGUA1 P.67T DP | Y | | | | | | |
| | 2030 | 67(N) - Disparo 67N Temporizado | 15840 | S | | 2030 | EGUA1 P.67NT DP | Y | | | | | | |
| 126 | | 50(N) 51(N) 67(N) - ALARMA SOBRECORRIENTE | 15841 | S | | | | | | | | | | |
| | 2032 | ACTIVADA (Disparo General) | 15842 | S | | 2032 | EGUA1 P.50S1 DP | Y | | | | | X | |
| 127 | 2034 | Reclame Habitado | 15843 | S | 41011 | 2034 | EGUA1 IT RC ON | Y | 98 | 98 | 2034 | 41011 | | |
| | 2064 | INTERRUPTOR 52-012 ABIERTO | 15844 | D | 43180 | 2064 | EGUA1 IT ALUS-012 | N | 100 | 100 | 2064 | 43180 | X | |
| | 2066 | SECCIONADOR 89-014-C ABIERTO | 15845 | D | | 2066 | EGUA1 SC TIERRA-014-C | N | | | | | X | |
| | 2068 | SECCIONADOR 89-011 ABIERTO | 15846 | D | 43182 | 2068 | EGUA1 SC BARRA-011 | N | 101 | 101 | 2068 | 43182 | X | |
| 129 | 2070 | SECCIONADOR 89-014-B ABIERTO | 15847 | D | | 2070 | EGUA1 SC TIERRA-014-B | N | | | | | X | |
| | 2080 | SECCIONADOR 89-013 ABIERTO | 15848 | D | 43184 | 2080 | EGUA1 SC ALB-013 | N | 102 | 102 | 2080 | 43184 | X | |
| | 2082 | SECCIONADOR 89-014-A ABIERTO | 15849 | D | | 2082 | EGUA1 SC TIERRA-014-A | N | | | | | X | |
| | 2084 | SECCIONADOR 89-015 ABIERTO | 15850 | D | 43186 | 2084 | EGUA1 SC BYPB-015 | N | 103 | 103 | 2084 | 43186 | X | |
| 130 | 2086 | SECCIONADOR 89-017 ABIERTO | 15851 | D | 43187 | 2086 | EGUA1 SC B1 | N | 104 | 104 | 2086 | 43187 | X | |
| | 2088 | SECCIONADOR 89-019 ABIERTO | 15852 | D | 43188 | 2088 | EGUA1 SC B2 | N | 105 | 105 | 2088 | 43188 | X | |
| 131 | 2089 | SECCIONADOR 89-014-D ABIERTO | 15853 | D | | 2089 | EGUA1 SC TIERRA-014-D | N | | | | | X | |

| GRUPO | PNTNO | Señales (ALARMAS Y ESTADORES) | Unid. Presca Estador y Alarma | Unid. Presca Comand. Int. | Tipo | PNTNO | PNTNAM | STACON | CLSELY | TYPRLY | BT2BYT | BT2BYC | SEÑAL PARA GENRICE | Observacion |
|-------|-------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------|------|-------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------------------|-------------|
| HMI | | | | | | HMI | | | | | | | | |
| 132 | 2112 | LOCAL - REMOTO HMI NIVEL 3 | 15864 | S | | 2112 | CONT.CCT | Y | | | | | X | |

LISTA DE SEÑALES ANALÓGICAS DE 69KV

| Señales (ANALÓGICAS) | DIR | PNTNO | PNTNAM | BIAS | SCALE | ENGINX | DIRECCION DE | BITBYT | Señal para Canace |
|----------------------------|-----|-------|---------------------|------|--------|--------|--------------|--------|-------------------|
| 69 CATE2 | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 72 | 69CATE2_I.LINEA_F_A | 0 | 1440 | AMPS | | | 72 |
| Corriente fase B | | 73 | 69CATE2_I.LINEA_F_B | 0 | 1440 | AMPS | | | 73 |
| Corriente fase C | | 74 | 69CATE2_I.LINEA_F_C | 0 | 1440 | AMPS | | | 74 |
| Potencia activa | | 75 | 69CATE2_P.CARGA | 0 | 172.09 | MW | | | 75 X |
| Potencia reactiva | | 76 | 69CATE2_Q.CARGA | 0 | 172.09 | MVAR | | | 76 X |
| Voltaje de fase A - B | | 77 | 69CATE2_V.LINEA_AB | 0 | 82.8 | KV | | | 77 |
| Voltaje de fase B - C | | 78 | 69CATE2_V.LINEA_BC | 0 | 82.8 | KV | | | 78 |
| Voltaje de fase C - A | | 79 | 69CATE2_V.LINEA_CA | 0 | 82.8 | KV | | | 79 |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | | 80 | 69CATE2_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | | 80 |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | | 81 | 69CATE2_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | | 81 |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | | 82 | 69CATE2_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | | 82 |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | | 83 | 69CATE2_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | | 83 |
| 69 EQUI2 | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 86 | 69EQUI2_I.LINEA_F_A | 0 | 1440 | AMPS | | | 86 |
| Corriente fase B | | 87 | 69EQUI2_I.LINEA_F_B | 0 | 1440 | AMPS | | | 87 |
| Corriente fase C | | 88 | 69EQUI2_I.LINEA_F_C | 0 | 1440 | AMPS | | | 88 |
| Potencia activa | | 89 | 69EQUI2_P.CARGA | 0 | 172.09 | MW | | | 89 X |
| Potencia reactiva | | 90 | 69EQUI2_Q.CARGA | 0 | 172.09 | MVAR | | | 90 X |
| Voltaje de fase A - B | | 91 | 69EQUI2_V.LINEA_AB | 0 | 82.8 | KV | | | 91 |
| Voltaje de fase B - C | | 92 | 69EQUI2_V.LINEA_BC | 0 | 82.8 | KV | | | 92 |
| Voltaje de fase C - A | | 93 | 69EQUI2_V.LINEA_CA | 0 | 82.8 | KV | | | 93 |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | | 94 | 69EQUI2_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | | 94 |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | | 95 | 69EQUI2_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | | 95 |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | | 96 | 69EQUI2_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | | 96 |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | | 97 | 69EQUI2_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | | 97 |
| 69 EQUI1 | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 100 | 69EQUI1_I.LINEA_F_A | 0 | 1440 | AMPS | | | 100 |
| Corriente fase B | | 101 | 69EQUI1_I.LINEA_F_B | 0 | 1440 | AMPS | | | 101 |
| Corriente fase C | | 102 | 69EQUI1_I.LINEA_F_C | 0 | 1440 | AMPS | | | 102 |
| Potencia activa | | 103 | 69EQUI1_P.CARGA | 0 | 172.09 | MW | | | 103 X |
| Potencia reactiva | | 104 | 69EQUI1_Q.CARGA | 0 | 172.09 | MVAR | | | 104 X |
| Voltaje de fase A - B | | 105 | 69EQUI1_V.LINEA_AB | 0 | 82.8 | KV | | | 105 |
| Voltaje de fase B - C | | 106 | 69EQUI1_V.LINEA_BC | 0 | 82.8 | KV | | | 106 |
| Voltaje de fase C - A | | 107 | 69EQUI1_V.LINEA_CA | 0 | 82.8 | KV | | | 107 |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | | 108 | 69EQUI1_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | | 108 |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | | 109 | 69EQUI1_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | | 109 |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | | 110 | 69EQUI1_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | | 110 |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | | 111 | 69EQUI1_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | | 111 |
| 69 ATR | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 114 | 69ATR_I.TRAFO_F_A | 0 | 960 | AMPS | | | 114 |
| Corriente fase B | | 115 | 69ATR_I.TRAFO_F_B | 0 | 960 | AMPS | | | 115 |
| Corriente fase C | | 116 | 69ATR_I.TRAFO_F_C | 0 | 960 | AMPS | | | 116 |
| Potencia activa | | 117 | 69ATR_P.TRAFO | 0 | 114.73 | MW | | | 117 X |
| Potencia reactiva | | 118 | 69ATR_Q.TRAFO | 0 | 114.73 | MVAR | | | 118 X |
| Voltaje de fase A - B | | 119 | 69ATR_V.LINEA_A-B | 0 | 82.8 | KV | | | 119 |
| Voltaje de fase B - C | | 120 | 69ATR_V.LINEA_B-C | 0 | 82.8 | KV | | | 120 |
| Voltaje de fase C - A | | 121 | 69ATR_V.LINEA_C-A | 0 | 82.8 | KV | | | 121 |
| Posición del LTC | | 122 | 69ATR_POSI-LTC | 0 | | | 43500 | | 122 X |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | | 123 | 69ATR_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | | 123 X |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | | 124 | 69ATR_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | | 124 X |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | | 125 | 69ATR_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | | 125 X |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | | 126 | 69ATR_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | | 126 X |
| 69 CATE3 | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 129 | 69CATE3_I.LINEA_F_A | 0 | 1440 | AMPS | | | 129 |
| Corriente fase B | | 130 | 69CATE3_I.LINEA_F_B | 0 | 1440 | AMPS | | | 130 |
| Corriente fase C | | 131 | 69CATE3_I.LINEA_F_C | 0 | 1440 | AMPS | | | 131 |
| Potencia activa | | 132 | 69CATE3_P.CARGA | 0 | 172.09 | MW | | | 132 X |
| Potencia reactiva | | 133 | 69CATE3_Q.CARGA | 0 | 172.09 | MVAR | | | 133 X |
| Voltaje de fase A - B | | 134 | 69CATE3_V.LINEA_AB | 0 | 82.8 | KV | | | 134 |
| Voltaje de fase B - C | | 135 | 69CATE3_V.LINEA_BC | 0 | 82.8 | KV | | | 135 |
| Voltaje de fase C - A | | 136 | 69CATE3_V.LINEA_CA | 0 | 82.8 | KV | | | 136 |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | | 137 | 69CATE3_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | | 137 |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | | 138 | 69CATE3_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | | 138 |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | | 139 | 69CATE3_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | | 139 |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | | 140 | 69CATE3_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | | 140 |
| 69 ATQ | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | | 143 | 69ATQ_I.TRAFO_F_A | 0 | 960 | AMPS | | | 143 |
| Corriente fase B | | 144 | 69ATQ_I.TRAFO_F_B | 0 | 960 | AMPS | | | 144 |
| Corriente fase C | | 145 | 69ATQ_I.TRAFO_F_C | 0 | 960 | AMPS | | | 145 |
| Potencia activa | | 146 | 69ATQ_P.TRAFO | 0 | 114.73 | MW | | | 146 X |
| Potencia reactiva | | 147 | 69ATQ_Q.TRAFO | 0 | 114.73 | MVAR | | | 147 X |
| Voltaje de fase A - B | | 148 | 69ATQ_V.LINEA_A-B | 0 | 82.8 | KV | | | 148 |
| Voltaje de fase B - C | | 149 | 69ATQ_V.LINEA_B-C | 0 | 82.8 | KV | | | 149 |
| Voltaje de fase C - A | | 150 | 69ATQ_V.LINEA_C-A | 0 | 82.8 | KV | | | 150 |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | | 151 | 69ATQ_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | | 151 X |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | | 152 | 69ATQ_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | | 152 X |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | | 153 | 69ATQ_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | | 153 X |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | | 154 | 69ATQ_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | | 154 X |

| Señales (ANALOGICAS) | DIR | PNTNO | PNTNAM | BIAS | SCALE | ENGINX | DIRECCION DE | BITBYT | Señal para Cenace |
|-------------------------------|-----|-------|----------------|------|-------|--------|--------------|--------|-------------------|
| 69 ACOP | | | | | | | | | |
| Frecuencia barra 1 | 158 | 158 | 69ACOP_F.B1_HZ | 0 | 72 | HZ | | 158 | X |
| Voltaje de fase A - B barra 1 | 159 | 159 | 69ACOP_V.B1_AB | 0 | 82.8 | kV | | 159 | X |
| Voltaje de fase B - C barra 1 | 160 | 160 | 69ACOP_V.B1_BC | 0 | 82.8 | kV | | 160 | |
| Voltaje de fase C - A barra 1 | 161 | 161 | 69ACOP_V.B1_CA | 0 | 82.8 | kV | | 161 | |
| Frecuencia barra 2 | 162 | 162 | 69ACOP_F.B2_HZ | 0 | 72 | HZ | | 162 | X |
| Voltaje de fase A - B barra 2 | 163 | 163 | 69ACOP_V.B2_AB | 0 | 82.8 | kV | | 163 | X |
| Voltaje de fase B - C barra 2 | 164 | 164 | 69ACOP_V.B2_BC | 0 | 82.8 | kV | | 164 | |
| Voltaje de fase C - A barra 2 | 165 | 165 | 69ACOP_V.B2_CA | 0 | 82.8 | kV | | 165 | |

| | | | | | | | | | |
|----------------------------|-----|-----|---------------------|---|--------|-------|--|-----|---|
| 69 CATE1 | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | 167 | 167 | 69CATE1_I.LINEA_F_A | 0 | 1440 | AMPS | | 167 | |
| Corriente fase B | 168 | 168 | 69CATE1_I.LINEA_F_B | 0 | 1440 | AMPS | | 168 | |
| Corriente fase C | 169 | 169 | 69CATE1_I.LINEA_F_C | 0 | 1440 | AMPS | | 169 | |
| Potencia activa | 170 | 170 | 69CATE1_P.CARGA | 0 | 172.09 | MW | | 170 | X |
| Potencia reactiva | 171 | 171 | 69CATE1_Q.CARGA | 0 | 172.09 | MVAR | | 171 | X |
| Voltaje de fase A - B | 172 | 172 | 69CATE1_V.LINEA_AB | 0 | 82.8 | kV | | 172 | |
| Voltaje de fase B - C | 173 | 173 | 69CATE1_V.LINEA_BC | 0 | 82.8 | kV | | 173 | |
| Voltaje de fase C - A | 174 | 174 | 69CATE1_V.LINEA_CA | 0 | 82.8 | kV | | 174 | |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | 175 | 175 | 69CATE1_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | 175 | |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | 176 | 176 | 69CATE1_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | 176 | |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | 177 | 177 | 69CATE1_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | 177 | |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | 178 | 178 | 69CATE1_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | 178 | |

| | | | | | | | | | |
|----------------------------|-----|-----|---------------------|---|--------|-------|--|-----|---|
| 69 EGUA2 | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | 181 | 181 | 69EGUA2_I.LINEA_F_A | 0 | 1440 | AMPS | | 181 | |
| Corriente fase B | 182 | 182 | 69EGUA2_I.LINEA_F_B | 0 | 1440 | AMPS | | 182 | |
| Corriente fase C | 183 | 183 | 69EGUA2_I.LINEA_F_C | 0 | 1440 | AMPS | | 183 | |
| Potencia activa | 184 | 184 | 69EGUA2_P.CARGA | 0 | 172.09 | MW | | 184 | X |
| Potencia reactiva | 185 | 185 | 69EGUA2_Q.CARGA | 0 | 172.09 | MVAR | | 185 | X |
| Voltaje de fase A - B | 186 | 186 | 69EGUA2_V.LINEA_AB | 0 | 82.8 | kV | | 186 | |
| Voltaje de fase B - C | 187 | 187 | 69EGUA2_V.LINEA_BC | 0 | 82.8 | kV | | 187 | |
| Voltaje de fase C - A | 188 | 188 | 69EGUA2_V.LINEA_CA | 0 | 82.8 | kV | | 188 | |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | 189 | 189 | 69EGUA2_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | 189 | |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | 190 | 190 | 69EGUA2_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | 190 | |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | 191 | 191 | 69EGUA2_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | 191 | |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | 192 | 192 | 69EGUA2_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | 192 | |

| | | | | | | | | | |
|----------------------------|-----|-----|---------------------|---|--------|-------|--|-----|---|
| 69 EGUA1 | | | | | | | | | |
| Corriente fase A | 195 | 195 | 69EGUA1_I.LINEA_F_A | 0 | 1440 | AMPS | | 195 | |
| Corriente fase B | 196 | 196 | 69EGUA1_I.LINEA_F_B | 0 | 1440 | AMPS | | 196 | |
| Corriente fase C | 197 | 197 | 69EGUA1_I.LINEA_F_C | 0 | 1440 | AMPS | | 197 | |
| Potencia activa | 198 | 198 | 69EGUA1_P.CARGA | 0 | 172.09 | MW | | 198 | X |
| Potencia reactiva | 199 | 199 | 69EGUA1_Q.CARGA | 0 | 172.09 | MVAR | | 199 | X |
| Voltaje de fase A - B | 200 | 200 | 69EGUA1_V.LINEA_AB | 0 | 82.8 | kV | | 200 | |
| Voltaje de fase B - C | 201 | 201 | 69EGUA1_V.LINEA_BC | 0 | 82.8 | kV | | 201 | |
| Voltaje de fase C - A | 202 | 202 | 69EGUA1_V.LINEA_CA | 0 | 82.8 | kV | | 202 | |
| ENERGIA ACTIVA EXPORTADA | 203 | 203 | 69EGUA1_PH_TRA_EX | 0 | | MWH | | 203 | |
| ENERGIA ACTIVA IPMORTADA | 204 | 204 | 69EGUA1_PH_TRA_IM | 0 | | MWH | | 204 | |
| ENERGIA REACTIVA EXPORTADA | 205 | 205 | 69EGUA1_QH_TRA_EX | 0 | | MVARH | | 205 | |
| ENERGIA REACTIVA IMPORTADA | 206 | 206 | 69EGUA1_QH_TRA_IM | 0 | | MVARH | | 206 | |

ANEXO F

DISEÑO DE PROTECCIONES

PARA 52-112 Y 52-1Ø2

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Villegas Mejía, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Impresiones Gráficas Ltda., segunda edición, 2003.
- [2] Harper Enríquez, Elementos de Diseño en Subestaciones Eléctricas, Editorial LIMUSA, segunda edición, 2007.
- [3] Navarro Márquez José/ Montañez Espinosa Antonio/Santillán Lázaro Ángel, Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, Editorial Paraninfo, 1988.
- [4] SIEMENS, Application for SIPROTEC Protection Relays, SIEMENS 2005.
- [5] SIEMENS, SIPROTEC Numerical Protection Relays, SIEMENS 2006.
- [6] Electric Power Research Institute, Transmission Line Reference Book 345kV And Above, segunda edición, 1982.
- [7] Suárez Mario Alberto, Seminario Diseño de Subestaciones de Extra Alta Tensión 500kV, 20 de junio de 2013.
- [8] SIEMENS, Subestación 8DN9 blindada aislada en gas para una tensión asignada de 170 a 245kV, SIEMENS AG 2003.