

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**LEVANTAMIENTO DE LA INTEGRACIÓN DE UNA BAHÍA DE
TRANSFORMADOR EN UNA SUBESTACIÓN CON SISTEMA DE CONTROL Y
MEDICIÓN HÍBRIDO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
ELECTRÓNICA Y CONTROL**

LOURDES PAOLA MAYORGA CARRASCO
paomayorgacarrasco@gmail.com

DIRECTOR: MSc. LUIS TAPIA
ltc51@hotmail.com

Quito, julio de 2008

paomayorgacarrasco@gmail.com

DECLARACIÓN

Yo Lourdes Paola Mayorga Carrasco, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Lourdes Paola Mayorga Carrasco

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Lourdes Paola Mayorga Carrasco, bajo mi supervisión.

MSc. Luis Tapia

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la virgencita agradezco por llenar mi vida de fortaleza, de empuje, dedicación, constancia y sobretodo por no perder la fe; son

A mis padres, y hermanos que sin ellos, todos los esfuerzos no tendrían frutos y siempre ser una guía en mi camino. Gracias por confiar en su hija.

A la Escuela Politécnica Nacional por ser el centro donde se han forjado mis conocimientos. A los ingenieros y personal que colaboró en mi educación. Gracias a: Anita Viteri, quien supo estar pendiente durante toda mi carrera, a Marianita Godoy que hasta su último momento me lleno de consejos para mis estudios y mi vida, a Soraya Bonilla que ha colaborado en todos mis estudios y por ser amiga para la vida, al Ing. Antonio Calderón que a más de ser un gran docente, ser un amigo y gran consejero, al MSc. Pablo Rivera por ser un amigo, un buen docente y por confiar en mi.

Agradezco al director de éste proyecto MSc. Luis Tapia, quien es una guía tan clara para avanzar correctamente, por ser detallista en sus labores y no dejar que resbale en el mismo.

A todos los ingenieros, personal y amigos de TRANSELECTRIC, que contribuyeron en el desarrollo del proyecto.

Agradezco a todas las amistades verdaderas porque con ellas compartimos este segundo hogar que ha traído felicidades y desilusiones, superaciones y caídas. Gracias a: Javier R., Andrés P., Danny L., Juan L., Edwin V.,
Fabrizio P.

Agradezco a mi mismo, por buscar mi superación bajo el apoyo incondicional de todas estas personas y el mío propio.

DEDICATORIA

Mis estudios universitarios, junto a este proyecto es dedicado a mis amados papitos Víctor Elías y María de Lourdes, a mis hermanos Víctitor y Danielito, que me han brindado amor, confianza, comprensión y que diariamente me enseñan a tener una vida llena de valores. Sin su apoyo ayuda constante, todos mis esfuerzos y sacrificios no se verían reflejados.

Mi familia es el pilar más importante que tengo en la vida y sé que ellos jamás me fallarán en todas las áreas de mi vida, que jamás harán que pierda mi horizonte y mis esperanzas, son y serán mi guía, mi luz, son mi todo, gracias porque somos una familia unida.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 ANTECEDENTES	2
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	2
1.4 OBJETIVO GENERAL	3
1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.6 IMPORTANCIA	4
1.7 ALCANCE	4

CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.1 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADOS	5
2.1.1 Esquema del Sistema Nacional Interconectado	7
2.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	8
2.2.1 ESQUEMA DE BARRAS	9
2.2.1.1 Doble Barra	9
2.2.1.2 Barra principal y barra de transferencia	10
2.2.2 BAHÍAS DE LA SUBESTACIÓN	11
2.2.2.1 Bahía de línea	11
2.2.2.2 Bahía de acoplamiento / transferencia	12
2.2.2.3 Bahía de transformador	12
2.2.3 EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN	12
2.2.3.1 Transformador / Autotransformador	13
2.2.3.2 Transformador de corriente	13
2.2.3.3 Transformador de voltaje	14
2.2.3.4 Divisores capacitivos de potencial	14
2.2.3.5 Pararrayos	14
2.2.3.6 Trampas de onda	14
2.2.3.7 Seccionador	15
2.2.3.8 Disyuntor	15
2.2.4 ENCLAVAMIENTOS	16
2.3 SISTEMA DE CONTROL	16
2.3.1 SISTEMA DE CONTROL CONVENCIONAL	16
2.3.2 SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO	19
2.3.2.1 Nivel de campo	20
2.3.2.2 Nivel de control de bahía	21
2.3.2.3 Nivel de control de subestación	21
2.3.3 SISTEMA DE CONTROL HÍBRIDO	22
2.3.5 PARÁMETROS DE CONTROL PARA AUTOTRANSFORMADOR	22
2.3.6 SISTEMA DE MONITOREO DE UN AUTOTRANSFORMADOR	24
2.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN	25
2.5 SISTEMA DE MEDICIÓN	28
2.6 SISTEMA AUTOMATIZADO DE SUBESTACIONES	28
2.6.1 ESTRUCTURA DE LA AUTOMATIZACIÓN	28
2.6.1.1 Nivel de campo	29
2.6.1.2 Nivel de bahía	29
2.6.1.3 Nivel de subestación	30
2.6.1.4 Nivel superior	30
2.6.2 ARQUITECTURA DE LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	30

2.7 EQUIPOS DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	31
2.7.1 IED's	32
2.7.1.1 Funciones de los IED's	32
2.7.1.1.1 <i>Función de Protección</i>	33
2.7.1.1.2 <i>Función de Control</i>	33
2.7.1.1.3 <i>Función de Monitoreo</i>	33
2.7.1.1.4 <i>Función de Medición</i>	34
2.7.1.1.5 <i>Función de Comunicación</i>	34
2.7.2 UNIDAD CONTROLADOR DE BAHÍA	34
2.8 INTERFAZ HOMBRE-MÁQUINA	37
2.9 SCADA	38
2.10 REDES DE COMUNICACIÓN	38
2.10.1 FIBRA ÓPTICA	39
2.10.2 ETHERNET	39
2.11 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	40
2.11.1 MOD-BUS	41
2.11.2 IEC 60 870-5-101	41
2.11.3 IEC 61 850	42
2.11.4 DNP 3	43
2.11.5 UCA 2	43
2.11.6 KBUS	43
2.12 MODELO OSI	43
2.13 INTEGRACIÓN DE IED's	45

CAPÍTULO 3: ESTRUCTURA DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

3.1 INTRODUCCIÓN	46
3.1 ESTRUCTURA DE LA SUBESTACIÓN	46
3.2 LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230kV	47
3.2.1 EQUIPO DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230kV	48
3.2.1.1 Seccionador selector de barra	48
3.2.1.2 Seccionador de barra	49
3.2.1.3 Seccionador de línea	49
3.2.1.4 Seccionador by-pass	49
3.2.1.5 Disyuntor o interruptor de potencia	50
3.2.1.6 Transformador de corriente	50
3.2.1.7 Autotransformador ATT	52
3.2.1.8 Pararrayos	56
3.3 LA BAHÍA DE TRANSFORMADOR ATT 138kV	56
3.3.1 EQUIPO DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 138kV	57
3.3.1.1 Seccionador de barras	57
3.3.1.2 Seccionador de línea	57
3.3.1.3 Disyuntor	58
3.3.1.4 Transformador de corriente	58
3.4 OPERACIONES EN LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT	60
3.4.1 ENERGIZACIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT	61
3.5 SISTEMA DE CONTROL EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA	61
3.5.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230kV.	62
3.6 INSTALACIÓN FÍSICA DE CABLES	65

3.6.1 LISTA DE SEÑALES	66
3.7 INTEGRACIÓN DE LOS IED'S	69
3.8 IED'S DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT	73
3.8.1. IED DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	73
3.8.1.1 Características generales	75
3.8.1.2 Especificaciones técnicas	76
3.8.1.3 Funciones	78
3.8.1.4 Ajustes de Protección	78
3.8.1.5 Ajustes de oscilografías	78
3.8.1.6 Ajustes de control y soporte	78
3.8.1.7 Autocomprobación y diagnóstico	79
3.8.2 IED DE PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA	80
3.8.2.1 Panel frontal	80
3.8.2.2 Protección	81
3.8.2.3 Control	81
3.8.2.4 Medición	82
3.8.2.5 Características generales	82
3.8.2.6 Especificaciones técnicas	82
3.8.2.7 Panel de alarmas	83
3.8.3 IED DIFERENCIAL	84
3.8.3.1 Características generales	84
3.8.3.2 Arquitectura	85
3.8.3.3 Funciones	85
3.8.3.4 Especificaciones técnicas	85
3.8.3.5 Elemento diferencial de ajuste alto	86
3.8.3.6 Funciones auxiliares	86
3.8.4 UNIDAD CONTROLADOR DE BAHÍA	87
3.8.4.1 BM9100	89
3.8.4.1.1 <i>Características Generales</i>	90
3.8.4.1.2 <i>Funciones Básicas</i>	90
3.8.4.1.3 <i>Panel Frontal</i>	91
3.8.4.1.4 <i>Arquitectura Interna</i>	91
3.8.4.1.5 <i>Especificaciones Técnicas</i>	91
3.8.4.2 BM9200	92
3.8.4.2.1 <i>Características Generales</i>	93
3.8.4.2.3 <i>Funciones</i>	93
3.8.4.2.4 <i>Panel Frontal</i>	94
3.8.4.2.5 <i>Arquitectura interna</i>	94
3.8.4.2.6 <i>Especificaciones Técnicas</i>	95
3.8.4.3 IED DE BLOQUEO	96
3.9 ENCLAVAMIENTOS	98
3.9.1 ENCLAVAMIENTO EN 230 kV	98
3.9.2 ENCLAVAMIENTO EN 138 kV	98
3.10 CANAL SUMINISTRADO POR TRANSELECTRIC	99
3.10.1 REPORTES	99
3.10.2 EVENTOS	99
3.8.4 SWITCH	100
3.8.4 COMPUTADOR DE ESCRITORIO	100
3.8.5 RECEPTOR G.P.S.	100

3.11 SCADA	100
3.12 HMI	100

CAPÍTULO 4: PROCEDIMIENTOS DE PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA BAHÍA DEL AUTTRANSFORMADOR ATT 230kV

4.2 PRUEBAS PARA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE CONTROL	107
4.2.1 PRUEBA DE CONEXIONADO EN TABLEROS	107
4.2.1.1 Prueba de aislamiento de cables usados en el conexionado de los tableros	108
4.2.1.2 Prueba de continuidad eléctrica	108
4.2.2 PRUEBA DE LOS IED's DE PROTECCIÓN	108
4.2.3 PRUEBA DEL SISTEMA DE CONTROL	109
4.2.3.1 Despliegues del HMI	109
4.2.3.2 Señales de proceso	111
4.2.3.3 Lógicas de enclavamiento	111
4.2.3.4 Lista de eventos y alarmas	111
4.2.3.5 Jerarquías de usuario	112
4.2.3.7 Robustez del sistema	112
4.3 ENERGIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL	113
4.4 VERIFICACIÓN DE LAS SEÑALES	113
4.5 PRUEBAS DE COMUNICACIÓN CON EL CENTRO REMOTO	113
4.6 RESPALDOS	114

CAPÍTULO 5: CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE CONTROL Y PROTECCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN	115
5.2 SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN PSCN3020	115
5.2.1. ARQUITECTURA DEL SISTEMA PSCN3020	118
5.3. FILOSOFÍA DE CONTROL	119
5.3.1 A NIVEL DE BAHÍA	119
5.3.1.1 Mando Local	120
5.3.1.2 Mando Remoto	120
5.3.2 A NIVEL DE LA SUBESTACIÓN	120
5.3.2.1 Mando Local	120
5.3.2.2 Mando Remoto	120
5.4. SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y SUPERVISIÓN	121
5.4.1 RED DE PROTECCION	121
5.4.1.1 Operación	122
5.4.1.2 DESEMPEÑO	122
5.4.2 RED PRIMARIA	122
5.4.3 ARREGLO DEL ANILLO ÓPTICO EFI.P	123
5.4.2 AUTOCICATRIZACIÓN DEL ANILLO EFI.P	123
5.4.3 OPERACIÓN DEL PROTOCOLO EFI.P	124
5.4.3.1 Parámetros de red	125
5.4.3.2 Reglas de transmisión	125
5.4.3.3 Transmisión de datos en la red EFI.P	125
5.5 INTEGRACIÓN DE LOS MÓDULOS DE BAHÍA	126

5.5.1 IED's RELÉS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN	126
5.5.1.1 Software MiCOM S1	127
5.6 ORGANIZACIÓN DE LOS MÓDULOS DE BAHÍA	128
5.7 OPCIONES DE SIMULACIÓN	130
5.8 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN	130
5.8.1 HERRAMIENTAS MANUALES	130
5.9 ELEMENTOS DE VALIDACIÓN	131
5.9.1 INTERFAZ CON EL OPERADOR	132
5.9.2 IMPRESORA	133
5.9.3 DERECHOS DE ACCESO DEL OPERADOR	133
5.9.4 CONTROL DE LOS DISPOSITIVOS DE SWITCHEO	134
5.9.5 PRUEBAS PUNTO A PUNTO	134
5.9.5.1 Validación de las entradas digitales	134
5.9.5.2 Validación de salidas digitales	135
5.10. AUTODIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE CONTROL PSCN3020	135
5.11 PUNTOS DE CONTROL DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230kV	138
5.11.1 NIVEL DE BAHÍAS	138
5.12 PANTALLAS DEL SISTEMA DE CONTROL PSCN3020	139
5.12.1 PANTALLA DEL HMI	139
5.12.2 PANTALLA DEL SISTEMA	139
5.12.3 PANTALLA HMI PARA ENCLAVAMIENTO	140
5.12.4 PANTALLA DEL SISTEMA DE CONTROL PSCN 3020	141
5.12.5 PANTALLAS DE REPRESENTACIÓN ELÉCTRICA	143
5.12.5.1 Símbolos Gráficos	144
5.12.5.2 Despliegue de mediciones	145
5.13 PÁGINA DE ALARMAS	146
5.14 PANTALLA DE EVENTOS	148
5.15 PÁGINA DE CURVAS	149
5.16 ANÁLISIS DE FALLA	149
5.17 CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DEL MÓDULO DE BAHÍA BM9000	150
5.17.1 PUESTA EN SERVICIO DEL BM9000	152
5.18 CONFIGURACIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DE LOS IED's DE PROTECCIÓN	153
5.18.1 MONTAJE DEL IED DE PROTECCIÓN	153
5.18.2 PUESTA DE SERVICIO DEL IED DE PROTECCIÓN	154
5.17.3 CONFIGURACIÓN DEL IED DE PROTECCIÓN	155
5.18.3.1 Pruebas de funcionamientos y generación de señales.	156

CAPITULO 6: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT

6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO	170
6.1.1 RELACIÓN COSTO BENEFICIO	170
6.1.2 TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR)	171
6.1.3 VALOR PRESENTE NETO (VPN)	171
6.1.4 COSTOS DE INVERSIÓN	171
6.1.5 PROYECCIÓN DE COSTO DE VIDA ÚTIL DEL PROYECTO	172
6.1.6 DEPRECIACIÓN	172

6.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO	172
6.2.1 SÍNTESIS DE LA INVERSIÓN	174
6.2.2 ANÁLISIS DE COSTOS	174
6.2.3 COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES	175
6.2.4 PROYECCIÓN DE COSTOS PARA LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO	175
6.2.6 TASA INTERNA DE RETORNO	176
6.2.7 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO	177

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES	178
7.2 RECOMENDACIONES	181

BIBLIOGRAFÍA
ANEXOS

INTRODUCCIÓN

En el mundo actual las subestaciones en el territorio nacional están siendo modernizadas y automatizadas en su gran mayoría, con el objeto de lograr un mayor rendimiento con el menor costo posible; cosa que es efectiva por las ventajas que producen los sistemas eléctricos automatizados.

Cabe señalar que el desarrollo de los mismos conlleva tener parámetros para las diferentes operaciones que se realicen en las subestaciones y que éstas deben ser desarrolladas por los encargados de su funcionamiento.

Para la protección y el control de los sistemas eléctricos se requieren de diferentes sistemas como: los eléctricos y electrónicos que en su constante uso se ha podido observar que brindan una operación confiable para los equipos, por lo que cada día se trata de incorporar estos elementos a los sistemas anteriores.

Existen limitaciones para que dichas operaciones se realicen, pero con los diferentes proyectos en marcha se puede dar soluciones con buenos resultados, es por ello que se ha visto la necesidad de encontrar un sistema de protección y control que permita actuar en todo el sistema en tiempo real y con la ventaja de obtener los parámetros requeridos en una forma rápida, para tal efecto se ha visto que los elementos que cumplen estas necesidades son los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's).

En el presente trabajo se analizan los diferentes procedimientos y métodos que pueden aplicarse a las subestaciones para efectuar su automatización y que desean que el sistema general cree mayores ventajas en las subestaciones que presentan un sistema de control y protección antiguo.

RESUMEN

En el presente proyecto se realiza un estudio que determina los parámetros necesarios para la integración de una nueva bahía de autotransformador ATT basada en IED's de la subestación Santa Rosa.

El capítulo 1 señala un enfoque general de la necesidad de la integración de la bahía de autotransformador ATT, el por qué de la integración al igual que sus objetivos y el alcance.

En el capítulo 2 se encuentra un recuadro de los conceptos teóricos que intervienen en las subestaciones, sus conceptos, estructuras, definiciones y una clara identificación de los equipos, sistemas de control, sistemas de protección y una definición del significado de integración.

En el capítulo 3 se muestra el estudio de la subestación Santa Rosa relacionado con el proyecto de integración, se indica parámetros de control, operaciones de la bahía de autotransformador ATT, sistemas de control, protección, medición de dicha bahía y una descripción de los IED's utilizados en el proyecto.

En el capítulo 4 se exponen los procedimientos requeridos en la bahía de autotransformador ATT para su puesta en servicio, es este capítulo también se presenta un detalle de las diferentes pruebas realizadas a los IED's.

En el capítulo 5 se ejemplifica la configuración de los equipos de control y protección, se realiza una descripción de los diferentes software utilizados en el proyecto. Se detallan los pasos a seguir para el montaje, configuración, puesta en servicio de los IED's y los módulos de bahía.

En el capítulo 6 se realiza un análisis económico para la implementación de la bahía de autotransformador ATT. En éste constan definiciones de los índices

financieros utilizados y se realiza un estudio para conocer si este proyecto es rentable con el uso de los índices económicos.

Finalmente el capítulo 7 presenta las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente las subestaciones se encuentran en constante modernización y automatización lo que conlleva a la reconstrucción de partes y funciones de las mismas. Se pueden encontrar diferentes subestaciones eléctricas que han estado en constante desarrollo en los campos como de protecciones, el control y el monitoreo.

Con estos cambios se ha visto la posibilidad de integrar varios campos de ingeniería para obtener de ellas la mayor funcionalidad en forma eficaz y proporcionando seguridad al sistema general. Cambios que son necesarios para el consumidor final como para los encargados de la operación de las subestaciones, obteniendo gran ventaja a comparación de los sistemas que encontramos en la actualidad.

La automatización y modernización de los sistemas eléctricos de potencia se encuentran en auge debido a su gran aportación en los sistemas, brindando sistemas automáticos que son capaces de realizar los procesos básicos manuales en forma básica, logrando mayor rapidez y eficacia; en estos cambios de la automatización se utilizan dispositivos que puedan integrar distintas funciones y que puedan relacionarse con los sistemas anteriores y sin tener problemas con los operarios y con los equipos.

1.2 ANTECEDENTES

Las subestaciones eléctricas a nivel nacional son subestaciones convencionales que parten de un sistema electromecánico cumpliendo de esta manera a través de un operador las funciones de protección y medida requeridas para el funcionamiento de las mismas. Estas subestaciones y sus sistemas están quedando con una tecnología del pasado, de esta forma los sistemas mencionados proporcionan un servicio no detallado de la operación de las subestaciones. No obstante a pesar de contar con información de la subestación no se tiene un sistema de control en tiempo real apropiado para la misma al igual que un sistema de comunicación con los componentes adecuados para el mejoramiento de la operación de las subestaciones.

Se presenta una gran predisposición de obtener una mayor información y control de las subestaciones mediante sistemas de control más actualizados como son los sistemas inteligentes que se basan en elementos o dispositivos electrónicos inteligentes, logrando de esta manera llegar a una automatización de las subestaciones. Con esto es necesario el uso de instrumentos para la modernización de las distintas subestaciones con sus respectivas características y requerimientos para el correcto funcionamiento.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La subestación Santa Rosa ubicada al sur de la ciudad de Quito es una de las más grandes del Sistema Nacional de Transmisión y es de gran importancia puesto que es la subestación de distribución que sirve eléctricamente a la ciudad de Quito. Por esta razón y con el fin de asegurar el suministro a la ciudad de forma continua, se incorporó un segundo transformador de potencia de 230/138kV de características similares al existente. Con esta redundancia se busca garantizar que en caso de falla de uno de los dos transformadores, no ocurra una desconexión de carga importante a la ciudad.

Para nuevas subestaciones y ampliaciones que está realizando TRANSELECTRIC, se están instalando sistemas de control de última generación que se componen de unidades de control de bahía, relés de protección, interfaz hombre-máquina, entre otros.

En el caso de ampliaciones se ha considerado necesario realizar la integración de los nuevos equipos sin interrupciones de servicio de la subestación energizada. Los procedimientos para realizar la inserción de tecnología nueva sin provocar interrupciones son muy variados y complejos. De allí, la Empresa TRANSELECTRIC ha considerado importante que se realice un levantamiento detallado de esta actividad que sistematice y normalice las actividades para de esta forma aplicarlas en otras ampliaciones que se realizarán en otras subestaciones.

1.4 OBJETIVO GENERAL

Realizar el levantamiento y normalizar la integración de una nueva bahía de transformador con sistema de control de última generación en la subestación Santa Rosa, que tiene un sistema de control, protección y medición híbrido.

1.5 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Establecer el procedimiento, a aplicarse como norma, para la integración del sistema de control del nuevo equipamiento.
- b. Determinar los procedimientos que permitan integrar los equipos de la bahía de transformador al sistema general sin provocar interrupciones de servicio de la subestación.
- c. Sistematizar las actividades que permitan efectuar la integración de las funciones de control, protección y medición de la bahía de transformador, las cuales servirán de referencia para este tipo de subestaciones.

1.6 IMPORTANCIA

El desarrollo de este proyecto tiene la importancia en que se obtendrá un procedimiento que permitirá conocer los pasos que se requieren para la integración de una bahía de autotransformador sin alterar el funcionamiento normal en las subestaciones convencionales y que se encuentran en proyecto de automatización y modernización.

1.7 ALCANCE

Este proyecto cubre los siguientes aspectos:

Descripción del sistema de control, protección, medición existente y los equipos que lo conforman.

Levantamiento de la integración de la nueva bahía de transformador que cuenta con un sistema de control de última generación, basado en IED's (dispositivos inteligentes electrónicos).

Sistematización del procedimiento de montaje y puesta en servicio de los equipos de la nueva bahía al sistema existente, para que se realice de forma segura y adecuada.

Descripción de una metodología para la configuración del equipo de control y protección de la bahía de transformación mediante software propietario.

Descripción de equipos especiales como controladores de bahía, relés de protección de tipo IED's (dispositivos inteligentes electrónicos), redes y protocolos de comunicación aplicados.

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.1 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad. En la actualidad, el SNI está conformado por 17 empresas eléctricas Generadoras, 1 Transmisora, 20 Autoproductoras y 20 Distribuidoras; de estas últimas 13 cuentan con generación y 7 de las empresas Distribuidoras operan sistemas no incorporados; asimismo, se han calificado 111 Grandes Consumidores.¹

El SNI es un anillo cerrado a nivel nacional que está conformado por:

- Centrales de generación.
- Líneas de transmisión a nivel de 230kV.
- Líneas de transmisión a nivel de 138kV.
- Línea de transmisión de 69kV.
- Subestaciones a lo largo de todo el territorio nacional.

TRANSELECTRIC es el ente encargado de la transmisión de energía eléctrica, para lo cual se tiene el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) que está facultada para el manejo, ampliación y mantenimiento tanto de las líneas de transmisión como de las subestaciones a su cargo. El SNT está conformado por líneas de transmisión a 230kV, 138kV y 69kV. Adicionalmente se tiene dos enlaces de interconexión con Colombia y con Perú. Hacia Colombia con la

¹ <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/963/7/T10726CAP1.pdf>

línea de transmisión 230kV desde la subestación Pomasqui y para 138kV desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca. Hacia Perú con la línea de transmisión 230kV desde la subestación Machala.

A nivel de 230kV se tiene el anillo trocal conformado por las siguientes subestaciones:

- Santa Rosa.
- Totoras.
- Riobamba.
- Molino.
- Milagro.
- Dos Cerritos.
- Pascuales.
- Quevedo.
- Santo Domingo.

A nivel de 138kV está la red radial que se deriva al nivel de 69kV, a 138kV se encuentran las diferentes líneas de transmisión del SNT:

- Cuenca – Loja.
- Daule Peripa – Chone.
- Electroquil – Pascuales.
- Electroquil – Posorja.
- Ibarra – Tulcán. Milagro – Babahoyo
- Milagro - San Idelfonso.
- Mulaló – Vicentina.
- Pascuales – Salitral.
- Pascuales - Sta. Elena.
- Paute – Cuenca.
- Pascuales – Policentro.
- Pucará – Ambato.
- Pucará – Mulaló.

- Quevedo - Daule Peripa.
- San Idelfonso – Machala.
- Sta. Rosa – Vicentina
- Sto. Domingo – Esmeraldas.
- Totoras – Agoyán.
- Totoras – Ambato.
- Trinitaria – Salitral.
- Tulcán –Frontera.
- Vicentina – Guangopolo.
- Vicentina – Ibarra.
- Tena – Coca.
- Puyo – Tena.

2.1.1 Esquema del Sistema Nacional Interconectado

En la figura #1 se presenta el esquema del Sistema Nacional Interconectado:

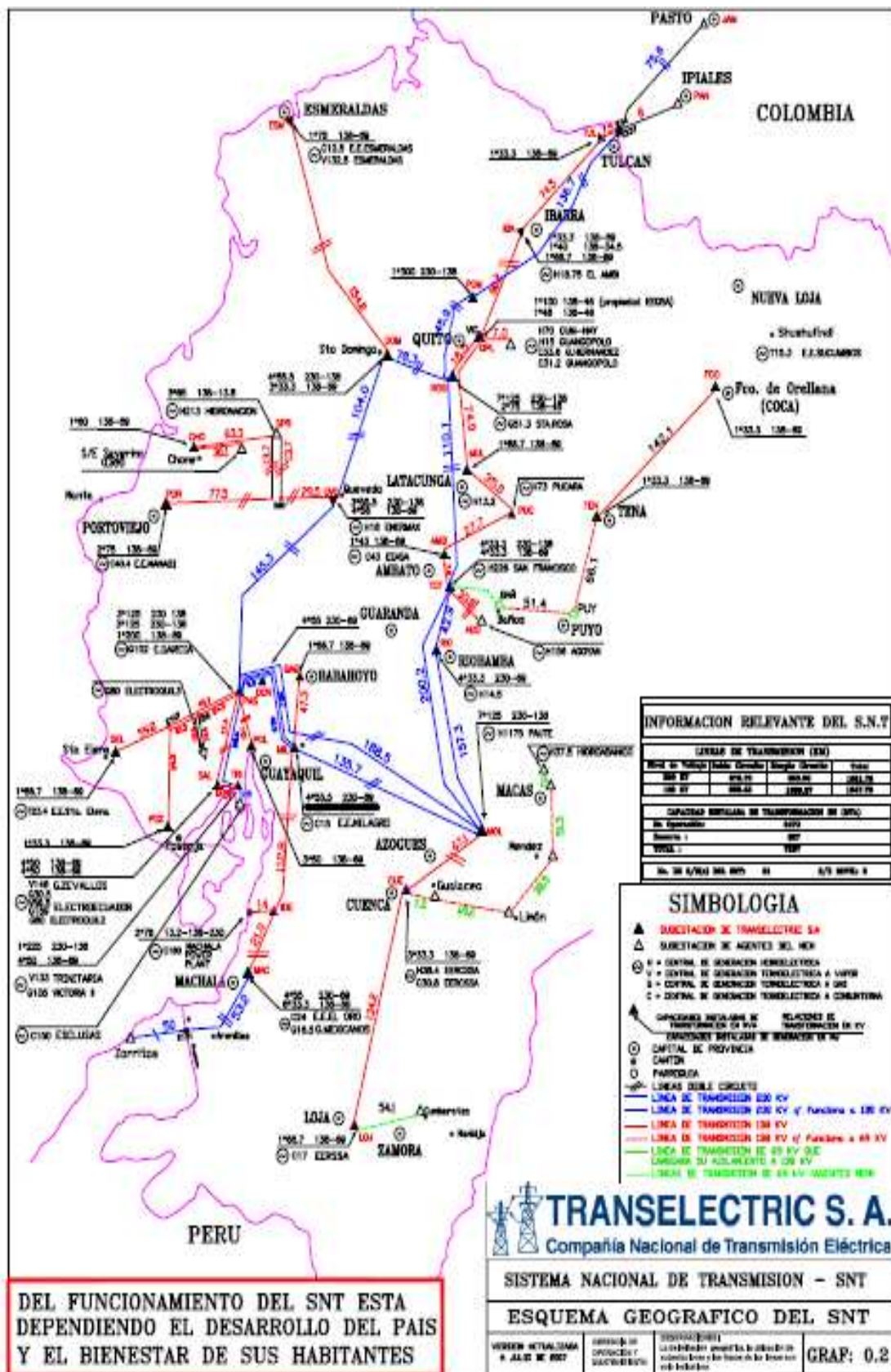


Fig.1 Sistema Nacional Interconectado²

² Fig.1: Información proporcionada por PCM, TRANSELECTRIC

2.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos eléctricos que se encuentra dentro de un sistema eléctrico de potencia que permite realizar cambios en sistema eléctrico como: la interconexión con otras partes del sistema (seccionamiento) y la transformación de voltajes para la interconexión de subestaciones a un nivel inferior de voltaje (transformación) donde el transformador es el componente primordial.

Las subestaciones eléctricas se clasifican de acuerdo a los niveles de potencia o de voltaje:

- Subestación de transmisión mayor a 138kV (230kV).
- Subestación de subtransmisión entre 138kV y 46kV.
- Subestación de distribución primaria entre 46kV y 13.8kV.
- Subestación de distribución secundaria menor a 13.8kV.

El proyecto se basará únicamente en subestaciones convencionales configuradas en doble barra y barra principal y barra de transferencia.

Las subestaciones a nivel de 230kV presentan un esquema de doble barra energizadas por un acoplador del mismo voltaje, constan de:

- Bahías de línea.
- Bahías de transformador.
- Bahía de acoplamiento.

Las subestaciones a nivel de 138kV presentan un esquema de barra principal y barra de transferencia y constan de:

- Bahías de línea.
- Bahía de transferencia.
- Bahía de transformador.

2.2.1 ESQUEMA DE BARRAS

Las barras son puntos de conexión de los elementos que conforma el sistema. En esta sección se describirán únicamente a los esquemas de barra doble y al de barra principal y de transferencia, ya que aquellos constan en el patio de maniobras de la subestación Santa Rosa, donde se hizo la aplicación de este proyecto de titulación.

2.2.1.1 Doble Barra

El esquema de doble barra consta de dos barras conocidas como barra 1 y barra 2 que se encuentran energizadas por medio del acoplador de 230kV.

Cada barra puede funcionar aislada o acoplada con la otra, teniendo una operación más flexible y facilidad en el mantenimiento de las barras y del disyuntor.

En condiciones normales, se opera con el disyuntor de acoplamiento y sus dos juegos de seccionadores en posición de cerrado, de tal manera que en caso de una falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, con lo que la subestación trabaja a media capacidad, mientras se efectúan las maniobras necesarias para liberar los seccionadores de todos los circuitos de las barras dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado mientras se reparan las barras afectadas.³

³ Información proporcionada por el departamento de explotación, TRANSELECTRIC.

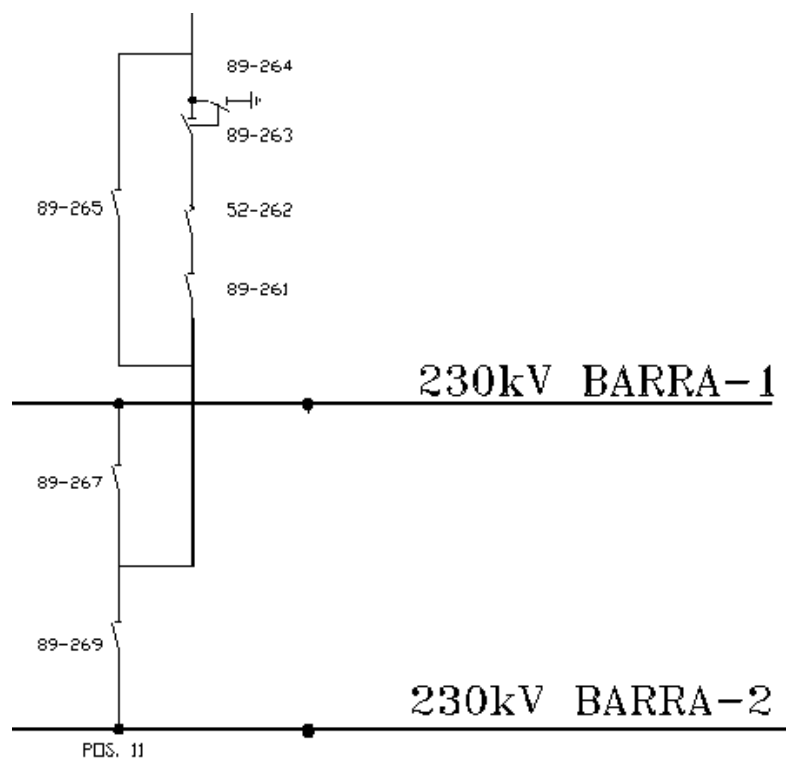


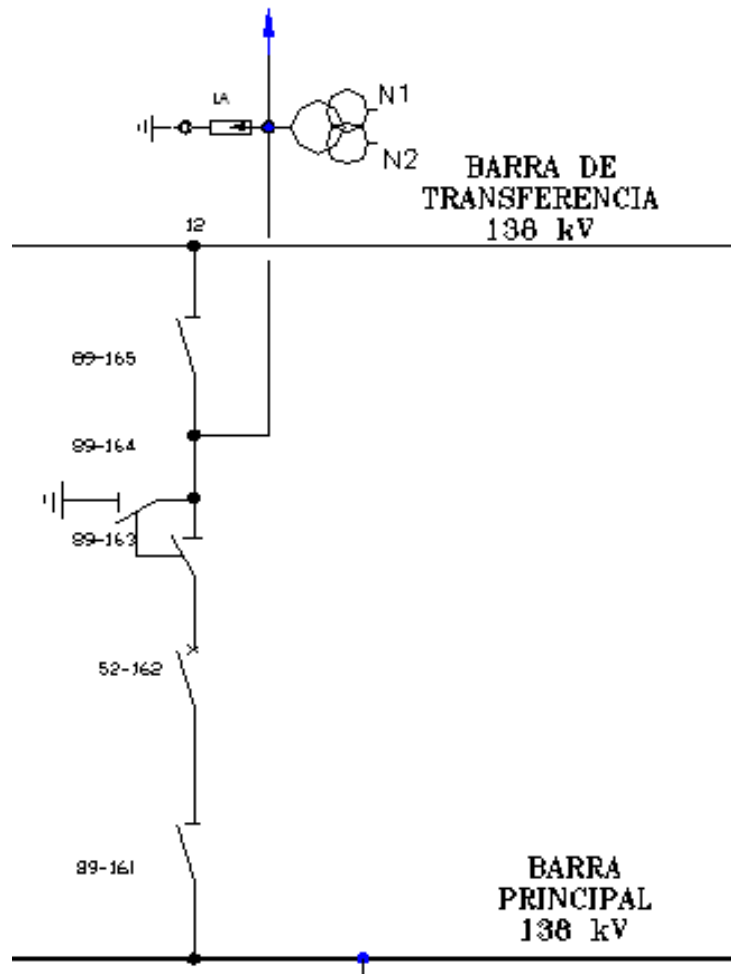
Fig.2 Esquema de barras 230kV⁴

2.2.1.2 Barra principal y barra de transferencia

Este esquema consta de: la barra principal que normalmente opera energizada y la barra de transferencia que opera en las maniobras de transferencia.

La barra principal es la barra de trabajo y la barra de transferencia se utiliza para conectar a un disyuntor de transferencia cuando uno de los disyuntores de una de las bahías requiera entrar en mantenimiento.

⁴ : Fig.2 y Fig.3: Información proporcionada por PCM, TRANSELECTRIC

Fig.3 Esquema de barras 138Kv⁴

2.2.2 BAHÍAS DE LA SUBESTACIÓN

Una bahía es la conexión de los elementos del sistema (líneas, generadores, transformadores)⁵. Las subestaciones configuradas en doble barra se conforman de las siguientes bahías.

2.2.2.1 Bahía de línea

Esta bahía corresponde a los equipos asociados a las líneas de transmisión que realizan las labores de corte y seccionamiento, protección, medida y control, como por ejemplo: seccionadores de barra, seccionadores de línea, seccionador puesta a tierra, seccionador by-pass, el disyuntor, transformadores

⁵ Libro, Operaciones de Subestaciones; Luis Tapia, Ing. MSC, 2005

de potencia (TP's), divisores de potencial capacitivo (DCP's), pararrayos, trampas de onda, etc.

2.2.2.2 Bahía de acoplamiento / transferencia

La bahía de acoplamiento realiza las labores de acoplamiento entre las dos barras (esquema de doble barra).

La bahía de transferencia realiza las labores de transferir de la barra principal a la barra de transferencia (esquema de barra principal y barra de transferencia).

2.2.2.3 Bahía de transformador

Esta bahía transforma el voltaje de 230kV a un voltaje de 138kV, es el punto de enlace entre el lado de alta del banco de autotransformadores y el nivel de 230kV y entre el lado de de baja del banco de autotransformadores y el nivel de 138kV. Entre los equipos principales de alto voltaje de esta posición se pueden mencionar:

- Corte y seccionamiento.
- Transformadores de corriente.
- TP's o DCP's
- Pararrayos.

En esta bahía se encuentra elementos como los reactores de compensación. Los elementos de compensación permiten el aporte de potencia reactiva mediante el incremento o decremento del nivel de voltaje⁶.

2.2.3 EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN

Los equipos de alto voltaje más importantes de una subestación eléctrica son los siguientes:

⁶ <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/963/7/T10726CAP1.pdf>

2.2.3.1 Transformador / Autotransformador



Fig.4 Banco de autotransformador

Es el que convierte un nivel de voltaje que entra a otro distinto, sea éste elevándolo y disminuyéndolo. El autotransformador/transformador es utilizado para conectar dos sistemas de transmisión con distintos niveles de voltaje.

2.2.3.2 Transformador de corriente



Fig.5 Transformador de Corriente

Los transformadores de corriente TC's son utilizados para medida y protección, tienen la función de convertir corrientes o voltajes altos a valores bajos, a los que pueden conectarse los relés e instrumentos de medida.

El transformador de corriente (TC) se conecta en serie con el circuito de potencia que lleva la corriente a ser medida y controlada.

2.2.3.3 Transformador de voltaje

Los transformadores de voltaje TP's transforman el voltaje de un valor mayor a un valor menor y se encargan de aislar a los equipos de protección y medición. El transformador de potencial (TP) se conecta en paralelo con el circuito de potencia para medir y controlar el voltaje.

2.2.3.4 Divisores capacitivos de potencial

Los DCP's son equipos equivalente a los TP's que se utilizan para alimentar con voltaje los aparatos de medición y protección

2.2.3.5 Pararrayos



Fig.6 Pararrayos

Es una protección para los autotransformadores encargado de limitar sobrevoltajes o sobrecorrientes de descargas atmosféricas directas al sistema, o de sobrevoltajes de maniobra.

2.2.3.6 Trampas de onda

Son dispositivos que se conectan en serie en las líneas de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial y no perturbar la transmisión de energía. Las trampas de onda forman parte del equipo para el enlace de PLC's⁷

2.2.3.7 Seccionador

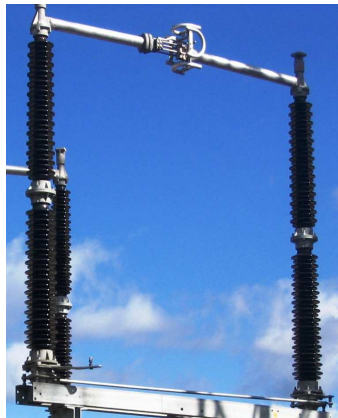


Fig.7 Seccionador

Es un dispositivo eléctrico que permite conectar y desconectar los circuitos en maniobras de operación y de mantenimiento, el cual no puede ser operado bajo carga, ni abrir corrientes de cortocircuito; encontramos el seccionador de barras y de líneas.

El seccionador by-pass permite conectar y desconectar los circuitos en maniobras de operación y de mantenimiento.

2.2.3.8 Disyuntor



Fig.8 Disyuntor

⁷ <http://www.angelfire.com/nc2/TrampasdeOnda.html>

Permite conectar y desconectar posiciones de línea y de transformador de potencia en maniobras de operación con carga, además permite la apertura del paso de corriente de cortocircuito o una corriente de falla, garantizando que, en caso de mantenimiento tanto el personal como el equipo no sufran ningún daño.

2.2.4 ENCLAVAMIENTOS

- Son secuencias de procedimientos para que el sistema opere de forma segura y fiable para la seguridad del personal técnico y para los equipos de la subestación. Los enclavamientos por ejemplo, evitan que los seccionadores se abran cuando estén bajo carga, excepto si existe otra vía de circulación de corriente.

8

2.3 SISTEMA DE CONTROL

Los sistemas de control son los sistemas que envían las órdenes de operación a los elementos de la subestación⁹.

2.3.1 SISTEMA DE CONTROL CONVENCIONAL

El control convencional realiza funciones de control, protección, señalización y alarmas a través de los equipos de protección, control por medio de relés electromecánicos, presentado la desventaja de tener una limitada capacidad de comunicación de la sala de control con el equipo de patio, adquisición y almacenamiento de datos.

⁸ Tesis, Diseño y construcción de una maqueta que permita simular la operación de una subestación típica configurada en doble barra Rodrigo Brantes, 2008.

⁹ : Tesis, Estudio de la factibilidad de la Automatización de la Subestación Santa Rosa de TRANSELECTRIC

Los equipos que trabajan con este tipo de control son interconectados mediante cables multiconductores que se encuentran tendidos a través de las canaletas de cables en el patio.

Se conforma de equipos y componentes que han sido integrados de la forma tradicional, es decir a través de cables, relés electromecánicos (auxiliares, disparo, repetidores, bloqueo). Estas interconexiones se realizan tanto en el patio con los equipos primarios y en la sala de control con los relés electromecánicos y la adquisición de información.

La estructura general del sistema se basa en dos niveles de control: nivel de campo y nivel de control de bahía.

En el nivel de campo se realiza la adquisición de información de los equipos primarios del patio y se encuentran equipos como: seccionadores, interruptores, TP's y TC's.

En el nivel de control de bahía se realizan las maniobras correspondientes al control, protección y medición por medio del procesamiento de la información proveniente de los respectivos equipos de patio.

Este sistema se basa en armarios de agrupamiento de control tipo dúplex, es decir dos lados, el cual contiene relés electromecánicos de control y protección. Se constituye por paneles frontal y posterior, en la parte frontal se encuentran dibujados los diagramas unifilares de las bahías, sobre los que se encuentran los elementos de control, cuadros de alarma, los medidores y las luces indicadoras para conocer el estado de la posición indicada; y en la parte posterior del tablero se encuentran los relés de protección.

Para su control, los armarios tienen manijas, selectores e interruptores que se utiliza en la maniobra de cada equipo de la subestación, y para indicar en que condiciones está los mismos se tiene tres lámparas:

- VERDE: el control del disyuntor o seccionador está abierto.

- AMARILLA: el control del disyuntor o seccionador con permiso para operación de cambio de estado.
- ROJA: el disyuntor o seccionador está cerrado.

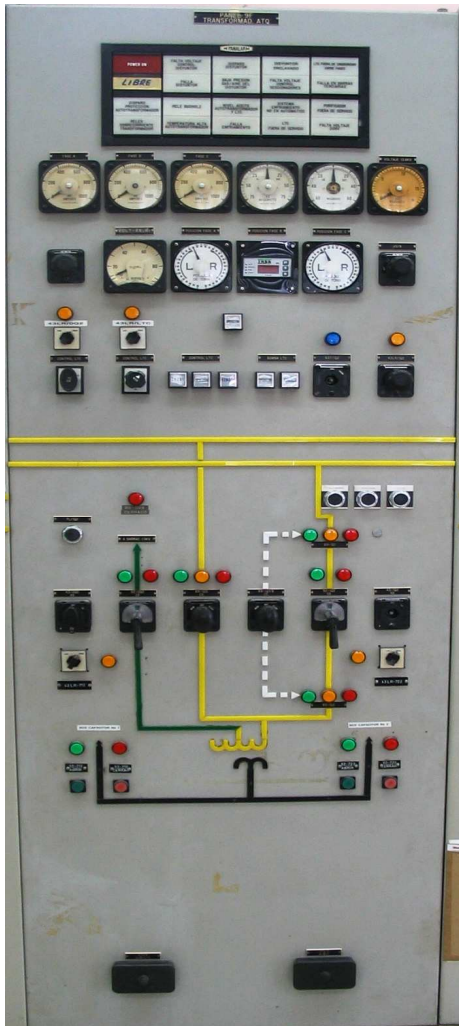


Fig.10 Vista frontal tablero dúplex



Fig.11 Vista posterior tablero dúplex

Las operaciones que se realizan en el patio se pueden realizar de diferentes maneras:

- TELEMANDO: a través de un enlace de comunicaciones.
- LOCALMENTE: en el propio equipo en el patio.
- REMOTO: desde la sala de control, a través de los pulsadores y ubicados en los tableros.

2.3.2 SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO

Se lo conoce también como sistema de control de última generación que tiene la finalidad de dar mayor confiabilidad al sistema y disminuir los costos; esta tecnología se basa IED's (dispositivos electrónicos inteligentes) brindando la facilidad de comunicación lo que permite una integración de las funciones de control, protección y medición; a su vez el uso de los IED's aumenta las funciones de operación como: autosupervisión, análisis de señales y fallas, almacenamiento de datos, eventos; este control es usado para el control de las bahías de la subestación.

Las comunicaciones mediante las redes LAN (Local Area Network) de alta velocidad permite que el uso de cables sea reducido y que la comunicación sea rápida y sin interferencias a diferencia del sistema convencional.

Esta tecnología logra una reducción de espacio físico y en la cantidad de cables a instalar para realizar las funciones de control, protección y medición.

La conexión del cableado en este tipo de sistema es menor tanto para los equipos como para las señales a controlar, se requiere de la programación de los dispositivos para los diferentes niveles.

La bahía contiene cierto número de tableros en los que se encuentran las unidades controladores de bahía, de esta forma disminuyendo totalmente los equipos electromagnéticos.

El sistema de control distribuido se compone de gabinetes y en su interior se encuentra:

- Un diagrama unifilar de la bahía a controlar.
- Módulos de bahía.
- Computadora central.



Fig.12 Tablero de control distribuido

El sistema de control distribuido presenta tres niveles de control:

- a. Nivel de campo.
- b. Nivel de control de bahía.
- c. Nivel de control de subestación.

2.3.2.1 Nivel de campo

Sin diferencia alguna con el sistema de control convencional, se encuentra las unidades de adquisición de datos y canales de comunicación sin provocar interferencias electromagnéticas. Los datos recogidos por las unidades de adquisición de datos son:

- Datos analógicos y digitales.
- Voltajes y corrientes de los TP's y TC's.
- Temperaturas de los transformadores.

- Niveles de aceite en los transformadores.
- Estado de los equipos.

A nivel de campo se realizan operaciones de protección de los equipos de interrupción como:

- Apertura de seccionadores en caso de falla.
- Cierre y re-cierre de seccionadores.
- Apertura y cierre de los seccionadores de línea y puesta a tierra.

En las operaciones de mando se realiza:

- Apertura manual de seccionadores y disyuntores.
- Control manual de cambiadores de tomas.

2.3.2.2 Nivel de control de bahía

El nivel de control de bahía se conforma de los IED's encargados de las funciones de protección y control de las bahías, obteniendo datos tanto análogos como digitales en las unidades controladoras de bahía (BM) a través de los puertos de comunicación que se encuentran en cada IED, todas estas operaciones mediante un HMI.

2.3.2.3 Nivel de control de subestación

En este nivel se realizan las labores de operación y monitoreo de la bahía de la subestación a través de los operadores quienes se encargan de ordenar las maniobras de apertura y cierre de los seccionadores e interruptores al igual que su monitoreo de dichas órdenes a través del HMI, para un control remoto se utilizan los gateways.

2.3.3 SISTEMA DE CONTROL HÍBRIDO

El sistema de control híbrido es un sistema específico que cuenta la subestación eléctrica Santa Rosa, debido a que esta subestación de distribución es una de las más grandes del SNT y de gran importancia ya que sirve eléctricamente a la ciudad de Quito y que por tal razón no debe existir una desconexión de carga importante a la ciudad y más aún dejarla fuera de servicio.

Para el efecto es necesario contar con un sistema de control que no altere la operación de la subestación, entonces se utiliza un sistema de control híbrido.

El sistema de control híbrido no es más que la combinación de los dos sistemas de anteriores: el sistema de control convencional y el sistema de control distribuido, que para su correcto funcionamiento se ha realizado pruebas y que exista una completa compatibilidad de los dos sistemas sin alterar el funcionamiento normal de la subestación.

2.3.5 PARÁMETROS DE CONTROL PARA AUTOTRANSFORMADOR

Se realiza el monitoreo de los siguientes parámetros:

- a. GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS EN EL ACEITE: mediante el uso de sensores de gases; los gases disueltos en el aceite se producen cuando se presenta un arco eléctrico o un sobrecalentamiento interno del autotransformador; fenómenos que producirán la degradación de los materiales dieléctricos tanto sólidos como líquidos.
- b. PRESENCIA DE HUMEDAD EN EL PAPEL AISLANTE Y EN EL ACEITE: la humedad puede causar problemas de aislamiento del autotransformador como:
 - Presencia de agua libre que reduce la rigidez dieléctrica del aceite aislante.
 - Agua disuelta en el aceite que reduce la rigidez dieléctrica.

- Agua en el papel, aumente el envejecimiento del papel

Para el control de la humedad se lo realiza con el monitoreo on – line que se usa para mejorar la exactitud de estas lecturas que se establecen en el momento en que la transferencia de humedad rompe el equilibrio. Los datos enviados por los sensores proveen un registro histórico de humedad y temperatura de los transformadores, datos que sirven para incrementar la exactitud de los cálculos.

- c. DESCARGAS PARCIALES: provocadas por condiciones de falla relacionadas con la humedad, cavidades en el aislamiento sólido, partículas metálicas y burbujas de gas. Un aumento en los niveles de descargas parciales es un indicativo de la presencia de una condición de falla.
- d. TEMPERATURAS DE PUNTOS CALIENTES EN LOS DEVANADOS DEL AUTOTRANSFORMADOR: se refiere a la utilización de sistemas de control que manejan algoritmos simples que activan alarmas y dispositivos de protección cuando las señales que entran a estos elementos exceden ciertos límites establecidos.
- e. FUNCIONAMIENTO DEL CAMBIADOR DE TAPS: el cambiador de taps bajo carga (OLTC) ha sido colocado dentro del tanque del transformador; el deterioro de sus componentes mecánicos es provocado por frecuentes operaciones del mismo, sus componentes presentan sobrecalentamiento y/o arco eléctrico cuando se cambian los taps bajo condiciones de carga; para su control se usa el control de la temperatura, mediciones de resistencia de contacto y el análisis de gases disueltos.
- f. VELOCIDAD DE FLUJO DE ACEITE (relé buchholz) Y PRESIÓN SÚBITA (relé de presión súbita):

El relé buchholz reacciona ante un cambio en el volumen de gases del aceite pero no es una herramienta para diagnóstico de fallas, con lo que es un

elemento de protección del autotransformador y se presentará con el control remoto, alarmas y posibles fallas con el diagnóstico de la causa provocada; se realiza un control on- line- con el uso de sensores de caudal del aceite que ingresa a la cámara del relé y el volumen de los hidrocarburos gaseosos producidos; cualquier cambio de estos sensores producen la activación de alarma

- g. CONTROL DE LA VENTILACIÓN: se realiza un control on – line de temperatura interna del autotransformador y de la ventilación mediante varios sistemas de ventilación como:
 - Auto refrigeración: por radiación y convección naturales (OA)
 - Ventilación independiente: circulación de aire por ventiladores (OA/FA)
 - Circulación forzada de aceite: por medio de bombas (AO/FA/FOA)

- h. PROTECCIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR: contra sobrecorrientes, sobrevoltajes, sobrecalentamiento, cortocircuitos externos y fallas internas empleando varios métodos como:
 - Protección diferencial.
 - Protección restringida contra fallas a tierra.
 - Protección masa o de estanque.

10

2.3.6 SISTEMA DE MONITOREO DE UN AUTOTRANSFORMADOR

El monitoreo es el conjunto de procedimientos que permiten controlar o supervisar los principales parámetros o indicadores del estado de los equipos dentro de un sistema eléctrico.

Existen dos métodos de monitoreo:

- Método off - line: monitoreo manual tradicional con varias formas de diagnóstico como: niveles y tipo de gases en los transformadores

¹⁰ Tesis, Diseño de un sistema de control automatizado para un transformador de fuerza de una subestación eléctrica.

mediante el recogimiento de muestras para análisis químico, chequeos de presión de gas y temperaturas del aceite por medio de lectura de los propios instrumentos del autotransformador, chequeo de los elementos de aislamiento mediante muestras.

- Método on - line: el equipo no necesita ser desenergizado para el control, como el uso de transductores y los IED's de monitoreo. Para el caso de la bahía de autotransformador se ha utilizado sensores (transductores) y el control de las secuencias de tiempo y operación de los dispositivos mecánicos.

11

El transductor es un dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada, en otra diferente de salida, como:

- Fuerza y presión → calibradores de tensión.
- Temperaturas → termopares

Los transductores requieren ser calibrados para establecer una relación entre la variable medida y la señal de salida convertida.

Se conocen dos tipos de transductores:

- Transductores analógicos (voltaje o corriente eléctrica)
- Transductores digitales

12

2.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección es aquel que está vigilante ante cualquier cambio del equipo eléctrico en caso de presentarse una falla; al suceder esto se

¹¹ Tesis, Diseño de un sistema de control automatizado para un transformador de fuerza de una subestación eléctrica.

¹² www.elprisma.com

desconectará los disyuntores debido a las fallas presentadas. Se realiza de forma electromecánica y electrónica.

El proyecto se basa únicamente a las protecciones correspondientes a la bahía de autotransformador ATT.

Se tiene las siguientes protecciones:

- Protección diferencial, 87.
- Protección de presión.
- Protección de sobret temperatura.
- Protección de sobrecorriente temporizada, 50.
- Protección de corriente instantáneamente, 51.
- Protección de sobrecorriente a tierra, 64.

PROTECCIÓN DIFERENCIAL

La protección diferencial compara las corrientes del lado de alto voltaje con las corrientes del lado de baja, relacionadas con las condiciones normales; con lo cual detecta los cortocircuitos entre las espiras que producen cambios en la relación de transformación. Al operar la protección debe desenergizarse por completo el autotransformador, lo cual se realiza por medio de interruptores colocados en cada uno de los enrollados.

Para su implementación se requiere el uso de transformadores de corrientes en el lado de alta y en el lado de baja; la protección diferencial resuelve los siguientes problemas:

- a. Diferencias en magnitud y ángulo de las corrientes que entran y salen de un autotransformador dependiendo de la razón de voltaje y de la conexión de los enrollados.
- b. Corriente de magnetización, desensibilizando al relé diferencial durante la maniobra de energización del transformador en vacío, supresión temporal de la orden de apertura impartida por el relé diferencial.

c. Corrientes de energización en vacío.

Cuando ocurre una falla en los interruptores o se produce un cortocircuito entre los devanados del equipo, se provoca un desbalance de corrientes que es sentido por el relé diferencial 87T que energiza al relé de bloqueo 86T, que a su vez da la orden de disparo a los respectivos disyuntores.¹³

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Los relés de sobrecorrientes de característica de tiempo inverso ofrecen un margen de protección limitado a los transformadores; el relé debe ser ajustado a gran magnitud debido a que el relé no opere ante la presencia de corrientes inrush o ante sobrecargas. Para el caso de la bahía de autotransformador, la protección es usada como respaldo ante fallas en los terminales o fallas en cualquiera de los dos lados del transformador.

Cuando existe un aumento excesivo de corriente que se pueda presentar ya sea en las fases o en el neutro del transformador, los relés envían una señal al IED para activar los disyuntores de alto y bajo voltaje.

PROTECCIÓN CONTRA CIRCUITOS EXTERNOS

El autotransformador debe quedar desconectado en caso de cortocircuito en el juego de barras y, si es necesario en caso de cortocircuito en la red. Adicionalmente se requiere una protección contra los defectos exteriores basado en relés temporizados de máxima intensidad. La regulación de los tiempos de desconexión debe hacerse, respetando la coordinación con los relés de la red. Si la red que alimenta al autotransformador está provista de relés de distancia, estos funcionan en caso de cortocircuito con un tiempo de desconexión más elevado, lo que proporciona el margen necesario para la regulación de los relés del transformador.

14

¹³ Tesis, Diseño de un sistema de control automatizado para un transformador de fuerza de una subestación eléctrica.

¹⁴ Tesis, Diseño de un sistema de control automatizado para un transformador de fuerza de una subestación eléctrica.

2.5 SISTEMA DE MEDICIÓN

El sistema de medición para la nueva bahía del autotransformador ATT utiliza los mismos medidores análogos y digitales instalados anteriormente en la sala de control.

Se realizan como mediciones las magnitudes análogas (voltaje, corriente, potencias, frecuencia), digitales (estado de seccionadores e interruptores, alarmas, etc), y alarmas.

2.6 SISTEMA AUTOMATIZADO DE SUBESTACIONES

Los sistemas automatizados de subestaciones es la forma del funcionamiento de la subestación más detallada y confiable por medio de sistemas de control, protección, medición y el sistema de comunicación con lo cual se garantiza la optimización del funcionamiento de la subestación y con el menor número de personal para las actividades dentro de la misma. El dispositivo fundamental de los sistemas automatizados son las unidades controladoras de bahía y lo dispositivos electrónicos inteligentes.

El sistema automatizado se compone de:

- **HARDWARE:** equipos dentro de la subestación.
- **SOFTWARE:** programas instalados en los equipos.

2.6.1 ESTRUCTURA DE LA AUTOMATIZACIÓN

La automatización debe ser manejada mediante controles jerárquicos denominados niveles de control, estos son:

- Nivel 0: nivel de campo
- Nivel 1: nivel de bahía
- Nivel 2: nivel de subestación

- Nivel 3: nivel superior

2.6.1.1 Nivel de campo

El nivel de campo o nivel 0 se compone de los equipos físicos propios de la subestación que se encuentran en el patio. Para la medición de voltaje y corriente de estos equipos se usa sensores electrónicos ubicados en cada equipo y comunicados con los niveles de control mediante los sistemas de comunicación.

El intercambio de comunicación entre el sistema automatizado y los equipos deben realizarse sin interferencias en el intercambio de información.

En este nivel se pueden realizar operaciones de mando con los equipos de seccionamiento.

Al ser un sistema automatizado el nivel de campo posee:

- Sensores para la medición de magnitudes no eléctricas.
- Cableado físico con el equipo primario.
- Conexión de transformadores de corriente y de potencial.
- Lazos de comunicación.
- Dispositivos electrónicos inteligentes.

2.6.1.2 Nivel de bahía

Nivel de bahía o nivel 1, corresponde al mando de unidades controladoras de bahía y elementos IED's debido a la capacidad de realizar funciones de control, protección y monitoreo.

El control a nivel de bahía permite operar las bahías de subestación con un mando local; es decir que toda la información relaciona con la bahía es controlada desde los paneles de control de la sala de control de la subestación.

La protección relacionadas a las bahías se las realiza a la protección de las líneas y transformadores, protección de barras, protección contra fallas de los interruptores. Esta protección es realizada por los dispositivos electrónicos inteligentes IED's y la adquisición de dos tipos de datos: analógicos y digitales.

El monitoreo del nivel de bahía se realiza con la información de estado y alarmas necesaria para la operación y mantenimiento de la bahía; para el monitoreo no se tiene un interfaz encargado de su evaluación.

2.6.1.3 Nivel de subestación

En el nivel de subestación o nivel 2 se realizan todas las acciones de operación y monitoreo del sistema a través del interfaz hombre-máquina. Este nivel se encuentra en la sala de control de la subestación donde se tiene las pantallas de visualización de la información, impresoras, una computadora.

En este nivel se realizan operaciones como: ordenar la operación de los disyuntores, supervisión de alarmas, generación de informes del funcionamiento del sistema, ajustes en los parámetros de control.

2.6.1.4 Nivel superior

El nivel superior o nivel 3 es el interfaz de comunicación con el CENACE para la supervisión remota de los equipos de la subestación.

2.6.2 ARQUITECTURA DE LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

En la automatización de subestaciones se incluyen equipos y elementos para obtener datos digitales a partir de las señales analógicas. Los IED's son elementos que son primordial en la automatización de subestaciones por la facilidad de realizar funciones de control y control.

En una subestación automatizada se incluyen los IED's en el nivel de bahía, donde se encuentran interconectados con el nivel de subestación y el nivel de control mediante diferentes protocolos de comunicación

En la gráfica a continuación se observa el proceso de la obtención de señales desde la bahía correspondiente.

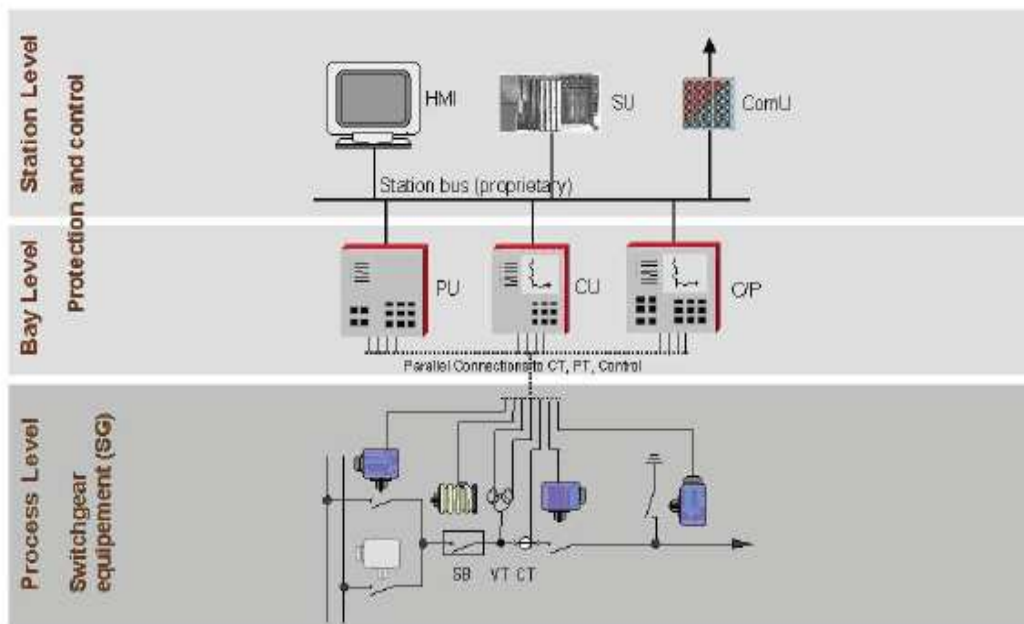


Fig.13 Estructura subestación automatizada¹⁵

Lo primordial de una subestación automatizada es la comunicación; es decir, la comunicación es el eje central de todo proceso como el control, la medición, el monitoreo y la protección.¹⁵

2.7 EQUIPOS DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

El sistema de automatización de subestaciones trabaja con dos equipos físicos fundamentales:

- IED's
- Unidades controladores de bahía.

¹⁵ Practical Distribution and Substation for Electrical Power Systems, IDC Technologies, Technologies Training that Works

2.7.1 IED's

Los IED 's son dispositivos electrónicos inteligentes, es dispositivo que incorpora uno o más microprocesadores con la capacidad de recibir o enviar datos o hacer control desde o a una fuente externa.”¹⁶

Los IED's dependiendo de las funciones que desempeñan trabajan como relés de protección y de control y cumplen las siguientes funciones:

- Supervisar estado de equipo.
- Registrar datos.
- Notificar eventos.
- Reportar datos.

Al trabajar como IED's (relés) de protección ingresa datos como señales de corriente y voltaje de los transformadores y las señales de estado de los circuitos de interrupción, bloqueo, transferencia, disparo, alarmas.

Los IED's de última generación tienen incorporados en su memoria los algoritmos necesarios para procesar los datos de entrada y ejecutar las acciones de protección que en el instante se requieran. Una capacidad adicional de los nuevos relés es la de proveer al usuario una gran cantidad de información de importancia, como por ejemplo: corrientes de fase, voltajes de fase, corrientes en las tres secuencias, valores de potencias: real, reactiva, valores de energía, valores de estado, valores de control¹⁷.

2.7.1.1 Funciones de los IED's

Los IED's presentan con cinco funciones específicas como:

- Protección.

¹⁶ : Mc Donald John: Automatización de S/E. Revista del IEEE.

¹⁷ AKemann Hill: Substation System (www.ewh.ieee.org).

- Control.
- Monitoreo.
- Medición.
- Comunicación.

Existe IED's que no poseen todas las funciones mencionadas.

2.7.1.1.1 Función de Protección

Las funciones de protección de los IED's son esencialmente de sobrecorriente y de falla a tierra, entre otras tenemos:

- protección de sobrecorriente no direccional de las tres fases.
- Protección de falla a tierra.
- Protección de sobrevoltaje residual.
- Protección de discontinuidad de fase.

2.7.1.1.2 Función de Control

Las funciones de control se presentan cuando el mando se encuentra en forma local y remota:

- Control del mando local y remoto.
- Secuencia de control.
- Control de los módulos de bahía.
- Control de los paneles del HMI.

2.7.1.1.3 Función de Monitoreo

Los IED's presentan las siguientes funciones:

- Monitoreo de operación de los equipos de patio.
- Monitoreo de eventos y alarmas.

2.7.1.1.4 Función de Medición

En las funciones de medición se tiene:

- Medidas de voltaje.
- Medidas de corriente.
- Medidas de frecuencia.
- Medidas de potencia.
- Medidas del factor de potencia

2.7.1.1.5 Función de Comunicación

La comunicación se puede realizar mediante diferentes protocolos de comunicación a una computadora, los datos recopilados por los IED's son llevados a una computadora que para el proyecto es el HMI de la sala de control, ó directamente a un SCADA.

18

2.7.2 UNIDAD CONTROLADOR DE BAHÍA

Las unidades controladores de bahía son conocidas como BM (módulos de bahía), que son dispositivos que controlan el proceso de funcionamiento y ejecución de la información de los equipos de la bahía (interruptores, seccionadores, relés de protección, IED's) por medio de la adquisición de datos digitales y analógicos.

Los módulos de bahía están conformados por:

- Fuente de poder.
- Procesador y memoria.
- Módulo para entradas y salidas análogas y digitales.
- Módulo de enlace de comunicaciones

¹⁸ Practical Distribution and Substation for Electrical Power Systems, IDC Technologies, Technologies Training that Works.

- Módulo para conexión con consola.
- Módulo de interfaz con IED's.

El módulo de entrada cuenta con las siguientes funciones:

- Monitoreo continuo.
- Chequeo de corriente de switcheo.
- Monitoreo de alimentación.
- Determinación de resistencia de bobinas para la detección de fallas en relés.

El módulo de salida funciona:

- Comando monopolar: abierto / cerrado.
- Comando de uno y medio polo: es un conmutador.
- Comando de doble polo: dos interruptores simultáneos.
- Comando de polo y medio con comando separado de reposición.
- Comando de doble polo con comando separado de reposición.

El módulo de enlace de comunicación cumple las siguientes características:

- Disponer de un procesador que permita el envío de información de manera segura.
- Disponer interfaces ópticos de alta velocidad que permitan el envío de información a través del medio físico dentro y fuera del nivel de bahía.
- Utilizar protocolos de comunicaciones abiertos con la finalidad de permitir la integración de dispositivos de diferentes fabricantes.
- Constante monitoreo de todos los dispositivos interconectados.
- Sistema robusto que contrarreste los efectos causados por interferencias electromagnéticas y ruido sobre los medios de comunicación.
- Evaluación de eventos, defendiendo prioridades de transmisión en caso de presentarse alguna falla.

- Disponer de un sistema redundante para que en caso de fallo entre a funcionar.

El módulo de interfaz con los IED's deben tener:

- Conexión de fibra óptica.
- Conexión de cable coaxial.

Dentro de los módulos de bahía se incluirían las acciones de control y los enclavamientos lógicos de los elementos¹⁹.

Los protocolos que utilizó TRANSELECTRIC para la bahía del autotransformador ATT en la subestación Santa Rosa son:

- MOD-Bus.
- K-Bus.

Los protocolos más empleados para la intercomunicación de los equipos en una subestación automatizada son:

- IEC-61-850
- DNP 3

La información que se adquiere de los BM es la siguiente:

- Estado de dispositivos de campo (interruptores y seccionadores).
- Alarmas de las protecciones.
- Alarmas del transformador.
- Voltaje de barra y frecuencia.
- Potencia activa y reactiva de las líneas y transformadores.

¹⁹ : Tesis, Estudio de la factibilidad de la Automatización de la Subestación Santa Rosa de TRANSELECTRIC

Los módulos de bahía están conectados dentro de un doble anillo redundante lo que proporciona una confiabilidad adicional, ya que se tiene dos caminos para el traslado de la información, y en caso de ruptura de uno de ellos un anillo queda como respaldo para el flujo de la información.

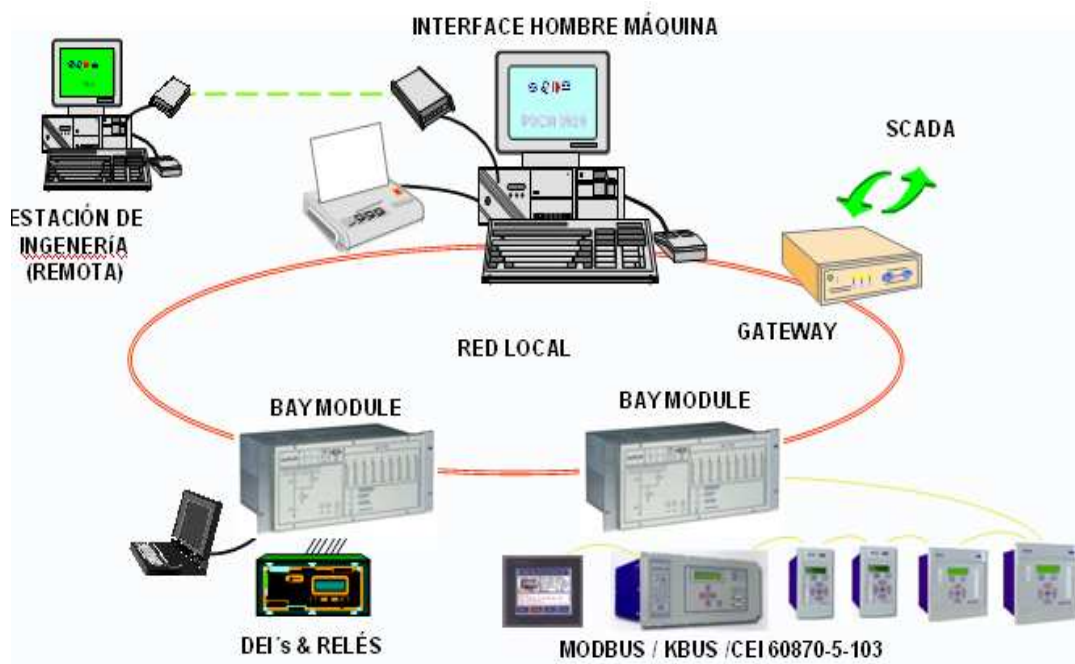


Fig. 14 Interconexión de equipos al sistema redundante de doble anillo²⁰

2.8 INTERFAZ HOMBRE-MÁQUINA

El interfaz hombre-máquina, conocido como HMI, es un computador que permite la interacción del hombre con la computadora, se presenta un interfaz totalmente gráfico, el cual proporciona el estado operacional del sistema de control de la subestación con la ventaja que los equipos son presentados en forma gráfica con un lenguaje comprensible para el operador.

El HMI presenta los siguientes parámetros:

- Supervisión de las protecciones (estado, eventos, medidas, parámetros, registro de fallas).
- Pantalla general de la subestación, patio y bahía.

²⁰ Fig.14 Manuales ALSTOM.

- Ventanas de comando.
- Pantalla del sistema de arquitectura del sistema.
- Pantalla general de la configuración del sistema.
- Lista de alarmas y eventos.
- Libros de apuntes del operador.
- Pantalla de parámetros de protección.
- Pantalla de estado de comunicaciones.

21

2.9 SCADA

El SCADA, es decir supervisión, control y adquisición de datos, usa una computadora para presentar datos específicos que han sido transmitidos desde los equipos de patio de la bahía al operador, para que este actúe en caso de requerir algún diagnóstico, y resolver problemas de control por medio de una acción de control.

Permite la adquisición de datos, monitoreo de eventos, presentación y análisis de eventos, alarmas; esta información se desenvuelve por medio del HMI.

2.10 REDES DE COMUNICACIÓN

Las redes de comunicación son formas de comunicarse en forma estandarizada con un grupo de equipos computarizados dentro de la subestación que sirve como medio de intercambio de información entre terminales empleando un lenguaje común a todos ellos. Este lenguaje constituye una serie de protocolos distribuidos en diversas capas de comunicación. Puesto que no todos los protocolos son compatibles, es necesario que las redes contengan elementos con capacidad de interpretar varios protocolos, a fin de poder incorporarse a la red.²²

²¹ : Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

²² Tesis, Diseño del sistema de control automatizado para un transformador de fuerza de una subestación eléctrica.

En las subestaciones automatizadas encontramos la red LAN, con dos tipos:

- Red LAN de Fibra Óptica.
- Red LAN tipo ETHERNET.

Las redes LAN es una red privada de área local que tienen conectadas un conjunto de computadores interconectados, se mencionan las principales características:

- Interconexión de equipos.
- Velocidades rápidas de transmisión.
- Errores de transmisión mínimas.

2.10.1 FIBRA ÓPTICA

La fibra óptica son filamentos de vidrio o plástico como el espesor de un cabello, sus dimensiones oscilan entre 10 y 300 micrones y es capaz de transportar luz por medio de un láser o un led.

La fibra óptica funciona como un medio de transmisión de información permitiendo el envío/recepción de gran cantidad de datos a una gran velocidad y presenta las siguientes ventajas:

- Mayor capacidad de transmisión.
- Mayor velocidad de transmisión.
- Inmunidad frente a las interferencias electromagnéticas.
- Tiene menor tamaño y peso.
- Error de transmisión de datos baja.
- Alta seguridad.

2.10.2 ETHERNET

ETHERNET es una estándar de la red LAN que consta de computadores dentro de un área local basada en la trama de datos, que se utiliza para la integración de diferentes dispositivos.

Dentro del modelo OSI, define las características de señalización de nivel físico y la trama de datos del nivel de enlace de datos.

ETHERNET presenta la siguiente trama de datos:

TRAMA DE DATOS ETHERNET						
Preámbulo	SOF	Destino	Origen	Tipo	Datos	FCS
7 bytes	1 byte	6 bytes	6 bytes	2 bytes	46 a 1500 bytes	4 bytes

Tabla.1 Trama de datos ETHERNET²³

2.11 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Los protocolos de comunicaciones son las herramientas de comunicación que permite el intercambio ordenado (codificada) de información entre equipos que se encuentran en la red de comunicación.

Dentro de la información que se transportan por los protocolos de comunicación son: información de sincronización, secuencias, manejo de errores, entre otras.

Los protocolos propietarios son aquellos que tienen dependencia con algún proveedor, presenta la desventaja que solo funciona para los equipos que trabajen con este tipo de protocolos.

Los protocolos abiertos son los protocolos que permite utilizar equipos de diferentes proveedores sin problemas de adaptación de los diferentes sistemas; es decir se puede integrar diferentes equipos de distintos proveedores o fabricantes en un sistema general.

²³ : Tabla 1: Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

Entre los protocolos de comunicación más usados en los sistemas automatizados de subestaciones son:

- IEC 60 870-5-101.
- IEC 61 850.
- Mod-Bus
- DNP 3.
- UCA 2.

Para el proyecto de la bahía del autotransformador ATT de la subestación Santa Rosa se utiliza el siguiente protocolo propietario:

- K-BUS.

2.11.1 MOD-BUS

MOD-BUS, protocolo industrial estándar abierto no propietario que permite la conexión de varios dispositivos electrónicos, presenta la obtención de datos analógicos y digitales. Utiliza el interfaz de comunicación RS-232.

INTERFAZ RS-232

Usado para la conexión de dispositivos por cable multipar, y un conector de 9 o 25 pines.

La señal se transmite por líneas transmit data y receipt data, una tercera lleva la referencia de potencial, las demás llevan la información acerca del estado de la comunicación.²⁴

2.11.2 IEC 60 870-5-101

IEC 60 870-5-101, sus siglas significan Comisión Internacional Electrotécnica, desarrollados para la seguridad la interoperabilidad de los dispositivos

²⁴ : Libro, Operaciones de Subestaciones; Luis Tapia, Ing. MSC, 2005

electrónicos implementados es un protocolo que presenta: una arquitectura abierta, una respuesta rápida en función del tiempo para monitoreo de datos, un reseteo de contadores, tiene capacidad de almacenamiento de datos digitales y datos análogos, se puede realizar una preselección de datos para el procedimiento de operaciones; sirve para el procesamiento de datos que son conectados a una red ETHERNET.

Se tiene un respaldo del mismo para el funcionamiento de respaldo en caso de existir falla del primero.

El protocolo brinda las siguientes prestaciones:

- Es de arquitectura abierta.
- Monitoreo de datos con tiempo de respuesta rápido.
- Proporciona estampado de tiempo de eventos.
- Congelación y reseteo de contadores.
- Capacidad de almacenamiento de datos tanto analógicos como digitales.
- Preselección de datos antes de proceder a la operación.
- Sigue el modelo OSI de tres capas: físicas, enlace y aplicación.

25

2.11.3 IEC 61 850

Protocolo que se comunica de la forma cliente-servidor en una estructura basada en IED's. Presenta la ventaja trabajar en sincronización de tiempo en los eventos, permite la recepción de datos tanto analógicos como digitales. Al igual que el protocolo anterior sigue el modelo OSI (EPA) de tres capas: físicas, enlace y aplicación.

Prácticamente éste protocolo es el IEC estándar que es diseñado para subestaciones eléctricas automatizadas.

El objetivo del IEC 61-850 es diseñar un sistema de comunicación que permita la interoperabilidad de equipos de diferentes proveedores y que satisfagan las mismas funciones.

²⁵ Tesis, Diseño del sistema de control automatizado para un transformador de fuerza de una subestación eléctrica.

2.11.4 DNP 3 DISTRIBUTION NETWORK PROTOCOL

Es el protocolo de comunicación de arquitectura abierta que se usa para sistemas automatizados. Presenta una mayor funcionalidad y facilidad de adaptación a cambios, también permite la recepción de datos digitales y analógicos. La comunicación se realiza de forma maestro-esclavo, existe la facilidad de transmisión y enlace de datos y la adquisición de eventos solicitados.

Presenta la ventaja que el tiempo de entrega de mensajes es rápido, requiere de poco mantenimiento y es adaptable a diferentes tecnología.

2.11.5 UCA 2

Protocolo de comunicación que utiliza las siete capas del modelo OSI, permite la integración de los IED's en diferentes niveles de control y la interoperabilidad de equipos de diferentes proveedores.

Presenta la ventaja que puede adaptarse como las normas ISO e IEC, además con los protocolos propietarios y los protocolos abiertos.

2.11.6 KBUS

KBUS es un protocolo de comunicación propietarios a nivel industrial y que es utilizado para la integración de los IED's de la bahía del autotransformador ATT de la subestación Santa Rosa.

2.12 MODELO OSI

El modelo OSI de comunicación es un estándar para el procesamiento de información dentro de equipos que van a conectarse en red. Contempla el desarrollo tanto de procesos simples (transmisión de 1 y 0 por un cable) hasta los procesos más complicados de software.

Básicamente este modelo divide a una red en 7 capas:

1. **Físico:** se encuentra el hardware, cables, conectores.
2. **Enlace:** se detecta errores y se realiza el envío de datos con lógica binaria.
3. **Red:** se realiza la compatibilidad mediante envío y recepción de datos en forma de paquetes.
4. **Transporte:** seguridad.
5. **Sesión:** se realiza la administración de uso de red.
6. **Presentación:** se realiza la interpretación de datos mostrando estos datos al usuario.
7. **Aplicación:** se realiza la ejecución de programas.

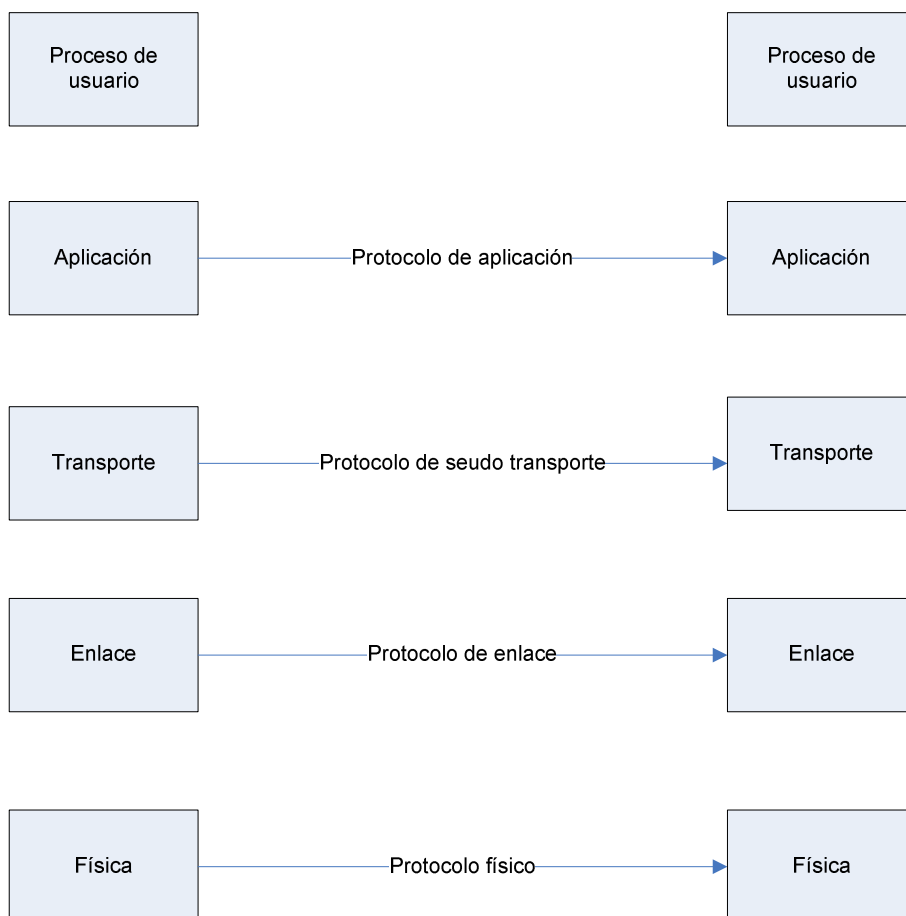


Fig.15 Modelo OSI

2.13 INTEGRACIÓN DE IED's

En la actualidad las subestaciones están siendo automatizadas, y al contar con un sistema antiguo conocido como convencional se está integrando nuevos dispositivos eléctricos a los sistemas anteriores de las subestaciones.

La integración de los IED's es parte del sistema automatizado de las subestaciones que se basa en el cumplimiento de varias características para lograr una comunicación con diversos tipos de IED's mediante el uso de protocolos estándares o abierto y ejecutar diferentes aplicaciones de la automatización.

Para la integración de los IED's se siguen varios criterios:

- Cableado desde los tableros donde se localizan los IED's hacia los equipos a controlar.
- Realizar las pruebas afines para comprobar si los IED's se encuentran correctamente instalados.
- Programar los IED's de acuerdo a los requerimientos de la subestación
- Realización de pruebas en campo con las funciones a desarrollar por los IED's.
- Poner en servicio todos los IED's conjuntamente con los equipos para la confirmación de que la integración se realizó satisfactoriamente.

CAPÍTULO 3

3. ESTRUCTURA DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

3.1 INTRODUCCIÓN

En esta sección se bosquejará el procedimiento para la integración de los diferentes IED's de la bahía de transformador ATT 230kV al sistema general sin provocar interrupciones a la operación de la subestación.

3.1 ESTRUCTURA DE LA SUBESTACIÓN

En la subestación de transmisión Santa Rosa se encuentra los niveles de voltaje: 230kV/138kV y 138/46kV.

El nivel de voltaje de 230kV tiene un esquema de doble barra, consta de 9 bahías:

- 6 bahías de línea.
- 1 bahía de autotransformador ATU.
- 1 nueva bahía de autotransformador ATT.
- 1 bahía de acoplamiento.

El nivel de voltaje de 138kV tiene un esquema de barra principal y barra de transferencia, consta de las siguientes bahías:

- 4 bahías de línea.
- 1 bahía de transferencia en 138kV.
- 1 bahía de autotransformador ATU.
- 1 nueva bahía de autotransformador ATT.
- 2 bahías de transformador EEQ.

En los planos N° 28 y N° 29 se presenta los diagramas unifilares de la subestación Santa Rosa en sus niveles de voltaje descritos, con la integración de la nueva bahía de autotransformador ATT.

3.2 LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230kV

Para aumentar la confiabilidad de transmisión de energía del SNT, se colocó una nueva bahía de autotransformador de 230kV. Esta bahía posee un sistema de control distribuido basado en IED's.

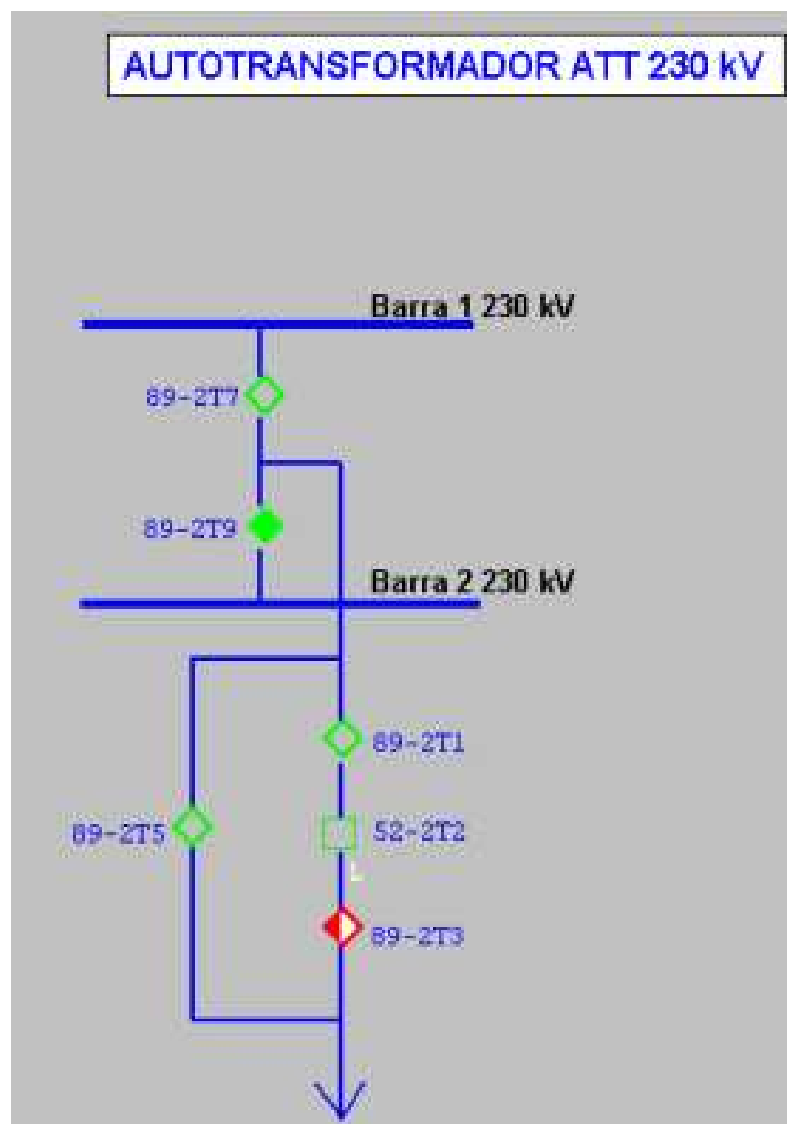
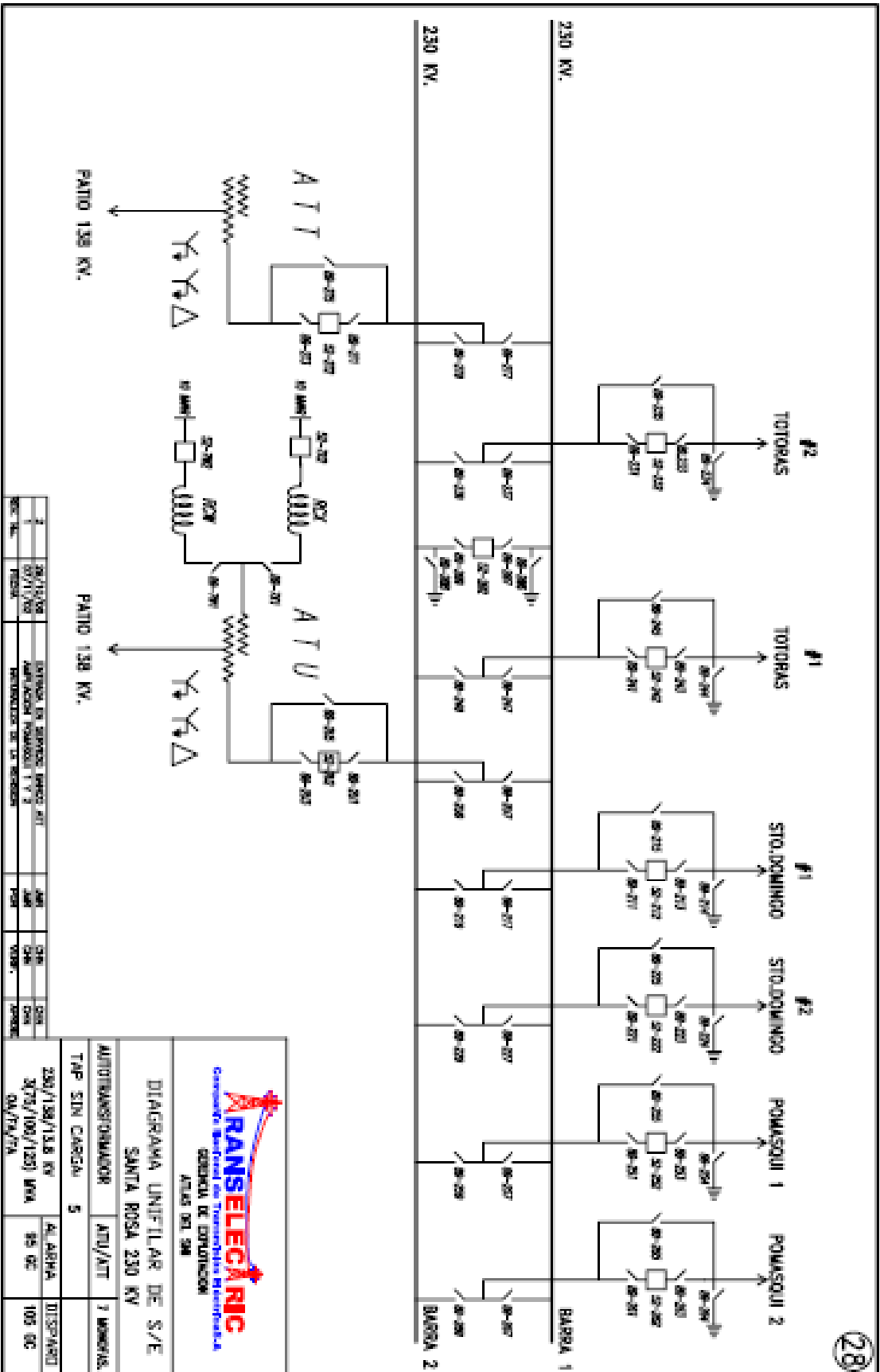
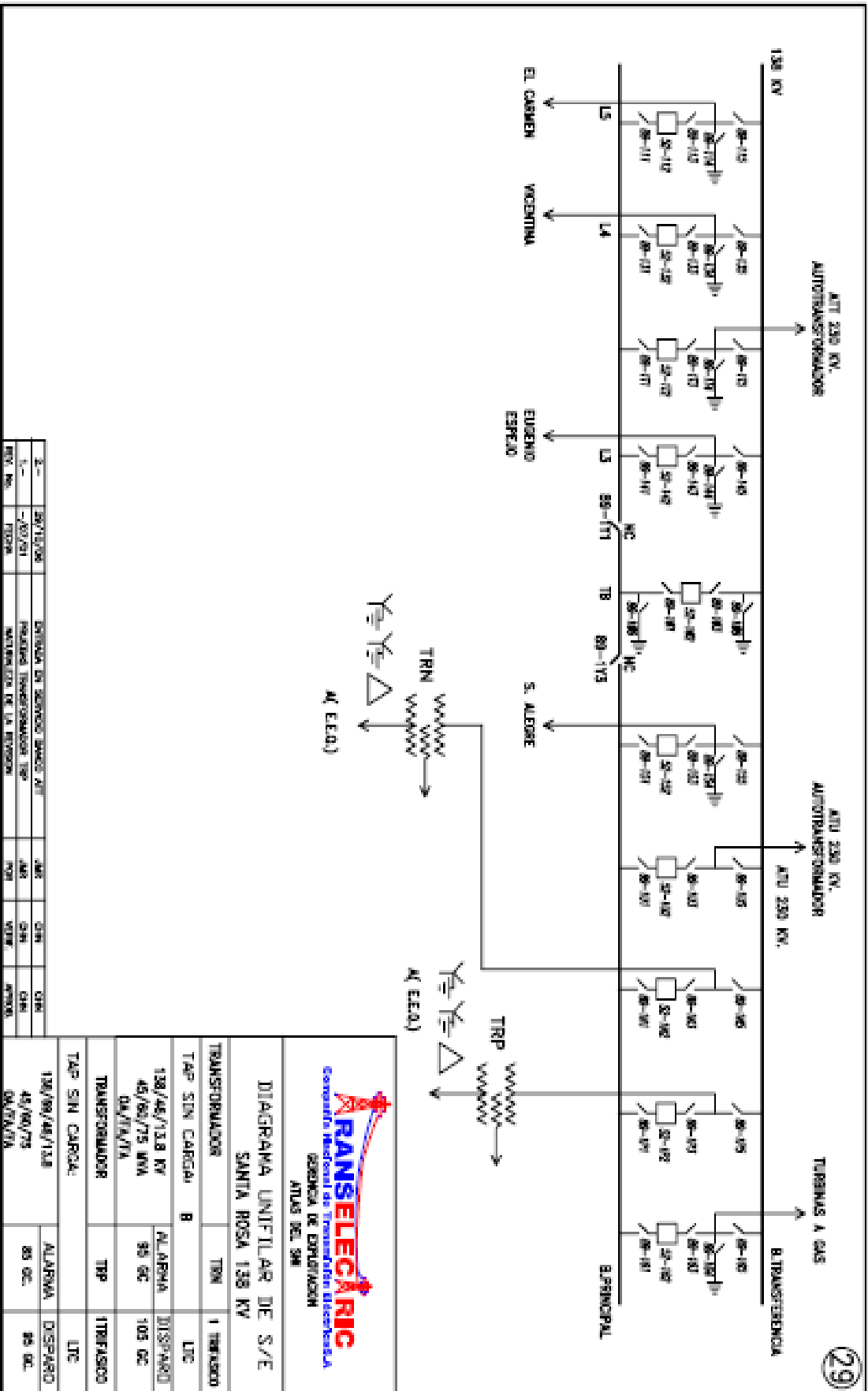


Fig.1 Nueva bahía del autotransformador ATT 230kV



28



2.-	28/11/2016	ENTRADA EN SERVICIO BRANCO XII	JAR	GM	GM	GM	GM
3.-	20/11/11	REALIZADO TRANSFORMACION TRP	JAR	GM	GM	GM	GM
REV. NO.	FIGURA	MODIFICACION DE LA FIGURA	NOI	NOI	NOI	NOI	NOI

3.2.1 EQUIPO DE LA Bahía del autotransformador ATT 230kV

La bahía del autotransformador ATT de la subestación Santa Rosa tiene una capacidad de 375 MVA y se encuentra conformada por los siguientes equipos y sus respectivas características:

3.2.1.1 Seccionador selector de barra

- 89-2T7, es el seccionador que sirve para conectar el transformador ATT a la barra 1 y posee las siguientes características:

Tipo	SGF 245n 100	
Voltaje máximo	245	kV
Voltaje nominal	230	kV
Corriente	1200	A
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

- 89-2T9, es igual que el seccionador anterior, que sirve para conectar el transformador ATT a la barra 2 y posee las siguientes características:

Tipo	SGF 245n 100	
Voltaje máximo	245	kV
Voltaje nominal	230	kV
Corriente	1200	A
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

Estos seccionadores permiten la selección de barra para la alimentación del banco de transformadores.

3.2.1.2 Seccionador de barra

- 89-2T1, es el seccionador que conecta la barra seleccionada por los seccionadores selectores de barra al transformador ATT y posee las siguientes características:

Tipo	SGF 245n 100	
Voltaje máximo	245	kV
Voltaje nominal	230	kV
Corriente	1200	A
Corriente de resistencia de corto tiempo	20	kA – 1seg
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

3.2.1.3 Seccionador de línea

- 89-2T3, es el seccionador que conecta la carga, que en este caso es el mismo transformador y posee las siguientes características:

Tipo	SGF 245n 100	
Voltaje máximo	245	kV
Voltaje nominal	230	kV
Corriente	1200	A
Corriente de resistencia de corto tiempo	20	kA – 1seg
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

3.2.1.4 Seccionador by-pass

- 89-2T5, es el seccionador que sirve para transferir la carga (transformador), para no interrumpir el servicio en caso de dar mantenimiento al interruptor, posee las siguientes características:

Tipo	SGF 245n 100	
Voltaje máximo	245	kV
Voltaje nominal	230	kV
Corriente	1200	A
Corriente de resistencia de corto tiempo	20	kA – 1seg
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

3.2.1.5 Disyuntor o interruptor de potencia

- 52-2T2, es el interruptor que permite la apertura bajo condición de carga, posee las siguientes características:

Tipo	LTB245E1	
Voltaje máximo	245	kV
Corriente	2500	A
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz
Corriente de interrupción	125	A
Corriente de corta duración 3s	40	kA
Poder de cierre	104	kA
Poder de corte	40	kA

3.2.1.6 Transformador de corriente

- TC1/2T2, es el transformador de corriente que posee las siguientes características:

Tipo	IBM 245	
Voltaje máximo	245	kV
Corriente térmica continua	1800	A
Nivel de aislamiento	460-1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

Revolución

1500:5/5/5/5

Presenta las siguientes relaciones de transformación:

TERMINAL	RELACIÓN	POTENCIA / CLASE
$1s_1 - 1s_2$	250 / 5	60 VA 0.2
$1s_1 - 1s_3$	500 / 5	60 VA 0.2
$1s_1 - 1s_4$	1000 / 5	60 VA 0.2
$1s_1 - 1s_5$	1.500 / 5	60 VA 0.2
$2s_1 - 2s_2$	250 / 5	60 VA 5P 20
$2s_1 - 2s_3$	500 / 5	60 VA 5P 20
$2s_1 - 2s_4$	1000 / 5	60 VA 5P 20
$2s_1 - 2s_5$	1.500 / 5	60 VA 5P 20
$3s_1 - 3s_2$	250 / 5	60 VA 5P 20
$3s_1 - 3s_3$	500 / 5	60 VA 5P 20
$3s_1 - 3s_4$	1000 / 5	60 VA 5P 20
$3s_1 - 3s_5$	1.500 / 5	60 VA 5P 20
$4s_1 - 4s_2$	250 / 5	60 VA 5P 20
$4s_1 - 4s_3$	500 / 5	60 VA 5P 20
$4s_1 - 4s_4$	1000 / 5	60 VA 5P 20
$4s_1 - 4s_5$	1.500 / 5	60 VA 5P 20

El transformador tiene cuatro núcleos:

- Núcleo 1, N1: este núcleo es de reserva.
- Núcleo 2, N2: este núcleo alimenta al relé de protección diferencial del transformador 87T.
- Núcleo 3, N3: este núcleo alimenta al relé de protección de sobrecorriente de corriente alterna F51.
- Núcleo 4, N4: este núcleo alimenta al relé de protección diferencial de barras.

3.2.1.7 Autotransformador ATT



Fig.2 Banco de autotransformadores ATT

El autotransformador ATT es un banco de tres autotransformadores monofásicos, de similares características técnicas:

Tipo de enfriamiento	ONAN/ONAF I/ONAF II
Potencia nominal	3(75/100/125)
Potencia nominal del terciario	3(25/33.3/41.7)
Grupo de conexión	YNynA0d1

TAP

5 taps	230kV
Tap nominal	3
Tap actual	3

LTC

34 pasos	138kV
Valor nominal	17

TEMPERATURA DE DEVANADOS

Alarma	115
--------	-----

Disparo 130

TEMPERATURA DE ACEITE

Alarma 105

Disparo 115

A continuación de detalla las características internas y externas del autotransformador.

Nº Serie	200377	Proyecto ABB	124008	Manual de
Frecuencia	60 Hz	Normas aplicables	IEC 60076	Instrucciones
Fases	1	Año de fabricación	2005	1ZCL4600021/22-AED
Tipo	Inmerso en aceite	Diseño nº	01S7500013517/15	
Altura instalación msnm	3300			

POTENCIA CONTINUA MVA			
TERMINALES	REFRIGERACIÓN		
	ONAN	ONAF	ONAF
H1	75	100	125
x1	75	100	125
y1 - y2	25	33,3	41,7

PESOS APROXIMADOS kg	
PARTE ACTIVA	52900
TANQUE Y ACCESORIOS	26200
ACEITE	35450
PESO TOTAL	114550
PIEZA MAS PESADA PARA TRASP.	70200

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA	
SUPERIOR DE ACEITE	60°C
MEDIA DE LOS DEVANADOS	65°C

MATERIAL DE LOS DEVANADOS: COBRE

IMPEDANCIA A 75°C, 60Hz	
BASE 125 MVA	
230/138 kV:	7,15%
230/151,8 kV:	7,72%
230/124,2 kV:	7,00%
230/13,8 kV:	49,03%
138/13,8 kV:	38,66%

ACEITE AISLANTE TIPO MINERAL	
REF NYNAS Nytro 10C8A	
Inhibido Tipo 1	
VOLUMEN 40810 L	

TANQUE DISEÑADO PARA SOPORTAR PLENO VACÍO

DIMENSIONES TRANSFORMADOR MONTADO		
LONGITUD	ANCHO	ALTO
8,65 m	6,63m	7,45m

ALTURA PARA IZAR LA PARTE ACTIVA
8,37 m

VOLTAJES NOMINALES	
AT	230000 GrdY / 132791 +- 2x2,5 %
MT	138000 GrdY 79674 +- 16x0,625 %
BT	13800

NIVEL DE AISLAMIENTO INTERNO				
TERMINAL	H1	x1	H0x0	y1 - y2
IMPULSO ATMOSFÉRICO - BIL (kVar)	850	550	95	95
BAJA FRECUENCIA kVms	360	230	38	38

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO BUJE				
CT TERMINAL	RELACIÓN	CLASE	APLICACIÓN	
TC01	S1-S2 990/1,5 A	0,5 B 0,5 (12,5 VA)	IMAGEN TÉRMICA	
TC02	S1-S2 1740/1,5 A	0,5 B 0,5 (12,5 VA)	IMAGEN TÉRMICA	
TC03	S1-S2 3000/1,5 A	0,5 B 0,5 (12,5 VA)	IMAGEN TÉRMICA	
TC05	S1-S2 1740/5 A	0,5 B 0,5 (12,5 VA)	REGULACIÓN	
TC10 TC11 TC12	S3-S4 300/5 A	5P20 (60VA)	PROTECCIÓN	
	S1-S2 400/5 A			
	S4-S5 500/5 A			
	S2-S3 800/5 A			
	S2-S4 1100/5 A			
	S1-S3 1200/5 A			
	S1-S4 1500/5 A			
	S2-S5 1600/5 A			
S1-S5 2000/5 A				

TERMINALES	CAMBIADOR DE TAPS DEENERGIZADOS		VOLTIOS		AMPERIOS		
	POS	CONECTA	FASE-FASE	H1 - H0	ONAN	ONAFI	ONAFII
H1	1	6 - 1,6A - 1 A	241500	139430	537,9	717,2	896,5
	2	6 - 2,6A - 2 A	235750	136110	551,0	734,7	918,4
	3	6 - 3,6A - 3 A	230000	132791	564,8	753,1	941,3
	4	6 - 4,6A - 4 A	224250	129471	579,3	772,4	965,5
	5	6 - 5,6A - 5 A	218500	126151	594,5	792,7	990,9

TERMINALES	CAMBIADOR DE TAPS BAJO CARGA		VOLTIOS		AMPERIOS		
	POS	CONECTA	FASE-FASE	x1 - x0	ONAN	ONAFI	ONAFII
x1	1	30- 1	151800	87642	856	1141	1426
	2	30 - 2	150938	87144	861	1148	1434
	3	30 - 3	150075	86646	866	1154	1443
	4	30 - 4	149213	86148	871	1161	1451
	5	30 - 5	148350	85650	876	1168	1459
	6	30 - 6	147488	85152	881	1174	1468
	7	30 - 7	146625	84654	886	1181	1477
	8	30 - 8	145763	84156	891	1188	1485
	9	30 - 9	144900	83658	897	1195	1494
	10	30 - 10	144038	83160	902	1203	1503
	11	30 - 11	143175	82662	907	1210	1512

12	30 – 12	142313	82164	913	1217	1521
13	30 – 13	141450	81666	918	1225	1531
14	30 – 14	140588	81168	924	1232	1540
15	30 – 15	139725	80670	930	1240	1550
16	30 – 16	138863	80172	936	1247	1559
17A	30 – 17	13800	79674	941	1255	1569
17	30 – 18					
17B	30- 1					
18	30 – 2	137138	79176	947	1263	1579
19	30 – 3	136275	78678	953	1271	1589
20	30 – 4	135413	78180	959	1279	1599
21	30 – 5	134550	77683	966	1287	1609
22	30 – 6	133688	77185	972	1296	1620
23	30 – 7	132825	76687	978	1304	1630
24	30 – 8	131963	76189	984	1313	1641
25	30 – 9	131100	75691	991	1321	1652
26	30 – 10	130238	75193	997	1330	1662
27	30 – 11	129375	74695	1004	1339	1674
28	30 – 12	128513	74197	1011	1348	1685
29	30 – 13	127650	73699	1018	1357	1696
30	30 – 14	127650	73201	1025	1366	1708
31	30 – 15	125925	72703	1032	1376	1719
32	30 – 16	125063	72205	1039	1385	1731
33	30 – 17	124200	71707	1046	1395	1743

TERMINALES		VOLTIOS	AMPERIOS		
		y1, y2	y1, y2	ONAN	ONAFI
		13800	1812	2415	3020

POLARIDAD RELATIVA	
H1, x1: +	y1: +
H0, x0: -	y2: -

Se muestra la conexión de autotransformador:

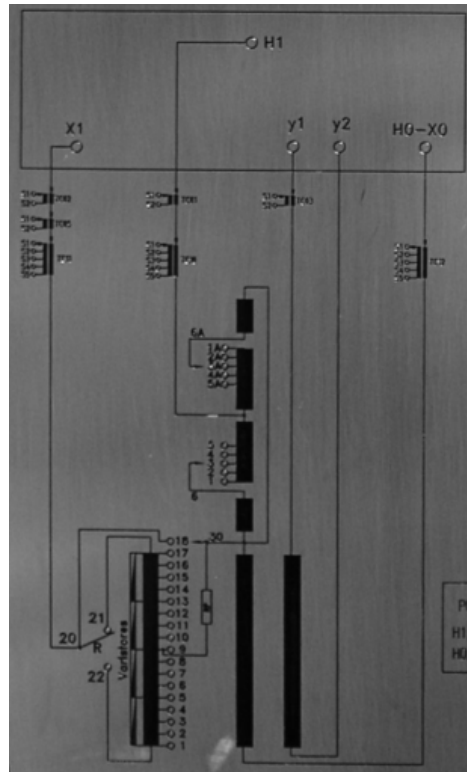


Fig.3 Conexión del autotransformador

3.2.1.8 Pararrayos

Presenta las siguientes características:

PARARRAYO de 230 kV Autotransformador (FASE A, B, C)			
Pararrayos tipo	PEXLIM Q120 – XH 245	U_r	192 kV
Serial N°	75086599	U_c	154 kV
Año de fabricación	2005	Corriente limitador de presión	50 kA
Clase	10 kA		

3.3 LA BAHÍA DE TRANSFORMADOR ATT 138kV

La bahía de transformador de 138kV está conformada por:

- Elementos de corte y seccionamiento
- Equipos de medida.

- Equipos de medición.

3.3.1 EQUIPO DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 138kV

3.3.1.1 Seccionador de barras

- 89-1T5, es el seccionador que alimenta a la barra de transferencia a nivel de 138kV y posee las siguientes características:

Tipo	SGF 170p 100	
Voltaje máximo	170	kV
Voltaje nominal	138	kV
Corriente	2500	A
Corriente de resistencia de corto tiempo	20	kA – 1seg
Nivel de aislamiento	750	kVp
Frecuencia	60	Hz

- 89-1T1, es el seccionador que alimenta a la barra principal a nivel de 138kV y posee las siguientes características:

Tipo	SGF 170p 100	
Voltaje máximo	245	kV
Voltaje nominal	138	kV
Corriente	1200	A
Corriente de resistencia de corto tiempo	20	kA – 1seg
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

3.3.1.2 Seccionador de línea

- 89-1T3, es el seccionador que se encuentra entre la línea del transformador ATT y el interruptor 52-1T2, posee las siguientes características:

Tipo	SGF 170p 100	
Voltaje máximo	245	kV
Voltaje nominal	138	kV
Corriente	1200	A
Corriente de resistencia de corto tiempo	20	kA – 1seg
Nivel de aislamiento	1050	kVp
Frecuencia	60	Hz

3.3.1.3 Disyuntor

- 52-1T2, es el interruptor que permite la apertura bajo condición de carga, posee las siguientes características:

Tipo	LTB170D1/B	
Voltaje máximo	170	kV
Voltaje nominal	138	kV
Corriente nominal	2000	A
Nivel de aislamiento	7500	kVp
Frecuencia	60	Hz
Corriente de interrupción	63	A
Corriente de corta duración 3s	40	kA
Poder de cierre	104	kA
Poder de corte	40	kA

3.3.1.4 Transformador de corriente

- TC1/1T2, es el transformador que permite reducir a valores normales las características de corriente en un sistema eléctrico y cumple con las mismas características para las tres fases:

Tipo	IBM 170	
Voltaje máximo	170	kV

Corriente térmica continua	2400	A
Frecuencia	60	Hz
BIL	325 – 750	kV
Revolución	2.0005/5/5/5	

El núcleo del transformador de corriente en 138kV cumple con las mismas características para las fase A, fase B y fase C, estas son:

TERMINAL	RELACIÓN
1s ₃ – 1s ₄	300 / 5
1s ₁ – 1s ₂	400 / 5
1s ₄ – 1s ₅	500 / 5
1s ₂ – 1s ₃	800 / 5
1s ₂ – 1s ₄	1100 / 5
1s ₁ – 1s ₃	1200 / 5
1s ₁ – 1s ₄	1500 / 5
1s ₂ – 1s ₅	1.600 / 5
1s ₁ – 1s ₅	2000 / 5
2s ₃ – 2s ₄	300 / 5
2s ₁ – 2s ₂	400 / 5
2s ₄ – 2s ₅	500 / 5
2s ₂ – 2s ₃	800 / 5
2s ₂ – 2s ₄	1100 / 5
2s ₁ – 2s ₃	1200 / 5
2s ₁ – 2s ₄	1500 / 5
2s ₂ – 2s ₅	1.600 / 5
2s ₁ – 2s ₅	2000 / 5
3.4s ₃ – s ₄	300 / 5
3.4s ₁ – s ₂	400 / 5
3.4s ₄ – s ₅	500 / 5
3.4s ₂ – s ₃	800 / 5
3.4s ₂ – s ₄	1100 / 5
3.4s ₁ – s ₃	1200 / 5

$3.4s_1 - s_4$	1500 / 5
$3.4s_2 - s_5$	1.600 / 5
$3.4s_1 - s_5$	2000 / 5

Este transformador de corriente posee cuatro núcleos:

- Núcleo 1, N1: este núcleo alimenta a un medidor análogo.
- Núcleo 4, N4: este núcleo alimenta a la protección de sobrecorriente de transformador 50/51N.

3.4 OPERACIONES EN LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT

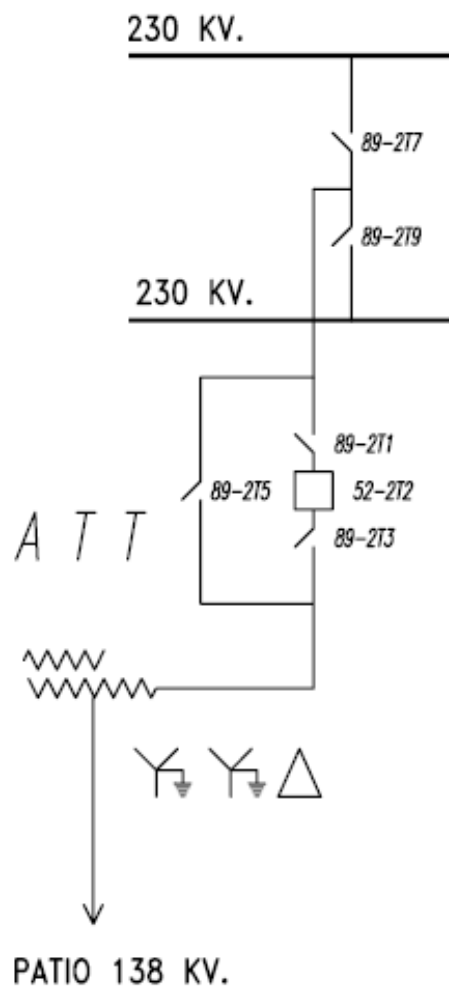


Fig.4 Operaciones la bahía del autotransformador ATT

3.4.1 ENERGIZACIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT

La energización/desenergización del autotransformador ATT desde el lado de alto voltaje o bajo voltaje y la conexión/desconexión de los elementos de corte y seccionamiento se realizan siguiendo las condiciones de enclavamiento mencionadas en el capítulo anterior.

3.5 SISTEMA DE CONTROL EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

La subestación Santa Rosa presenta un sistema de control híbrido, una combinación del sistema de control convencional y distribuido.

En el sistema de control convencional; las bahías que se encuentran en la parte central de los tableros a nivel de 230kV son:

- Bahía Totoras 1.
- Bahía Totoras 2.
- Bahía de acoplador de barras 230kV.
- Bahía Santo Domingo 1.
- Bahía Santo Domingo 2.
- Bahía del autotransformador ATU 230kV.

Las bahías que se encuentran en la parte central de los tableros a nivel de 138kV son:

- Bahía Vicentina.
- Bahía Selva Alegre.
- Bahía Eugenio Espejo.
- Bahía de la barra de transferencia 138kV.
- Bahía El Carmen.

- Bahía del autotransformador ATU 138kV incluido el control de los reactores.
- Bahía del transformador TRP 138kV.
- Bahía del transformador TRN 138kV.
- Servicios auxiliares.

El control para la nueva bahía del autotransformador ATT se realiza mediante el control distribuido dentro de una red de doble anillo de fibra óptica (redundante), éste control también es usado para las bahías de Pomasqui 1 y Pomasqui 2.

En el tablero del sistema de control distribuido se encuentra:

- Un diagrama unifilar de la bahía a controlar.
- Módulos de bahía.
- Computadora central.

La bahía de autotransformador cuenta con un sistema de control híbrido.

Éste sistema de control y supervisión permite:

- a. El mando y supervisión de la nueva bahía ATT 230kV desde un sitio remoto, que en este caso es el COT.
- b. El mando y la supervisión de la nueva bahía ATT 230kV desde un sitio central, que es la sala de control.
- c. La supervisión a cargo del CENACE.

3.5.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230kV.

El sistema de protección para la bahía del autotransformador ATT 230kV, está conformado por IED's de protección y aparatos de maniobra para la apertura de IED's de protección y cierre de circuitos; el sistema de medición trabaja con

los medidores análogos y digitales utilizados en el sistema de control distribuido.

Entre las mediciones de magnitudes análogas tenemos: voltaje, corriente, potencias, frecuencia y entre las magnitudes digitales: estado de seccionadores e interruptores, alarmas.

Las protecciones de la bahía se efectúan por medio de los IED's de protección:

- IED de protección diferencial (KBCH).
- IED de protección de sobrecorriente (P442).
- IED de protección de falla a tierra (P126).

En la figura 5 se presenta el diagrama unifilar de las protecciones de la bahía del autotransformador ATT 230kV:

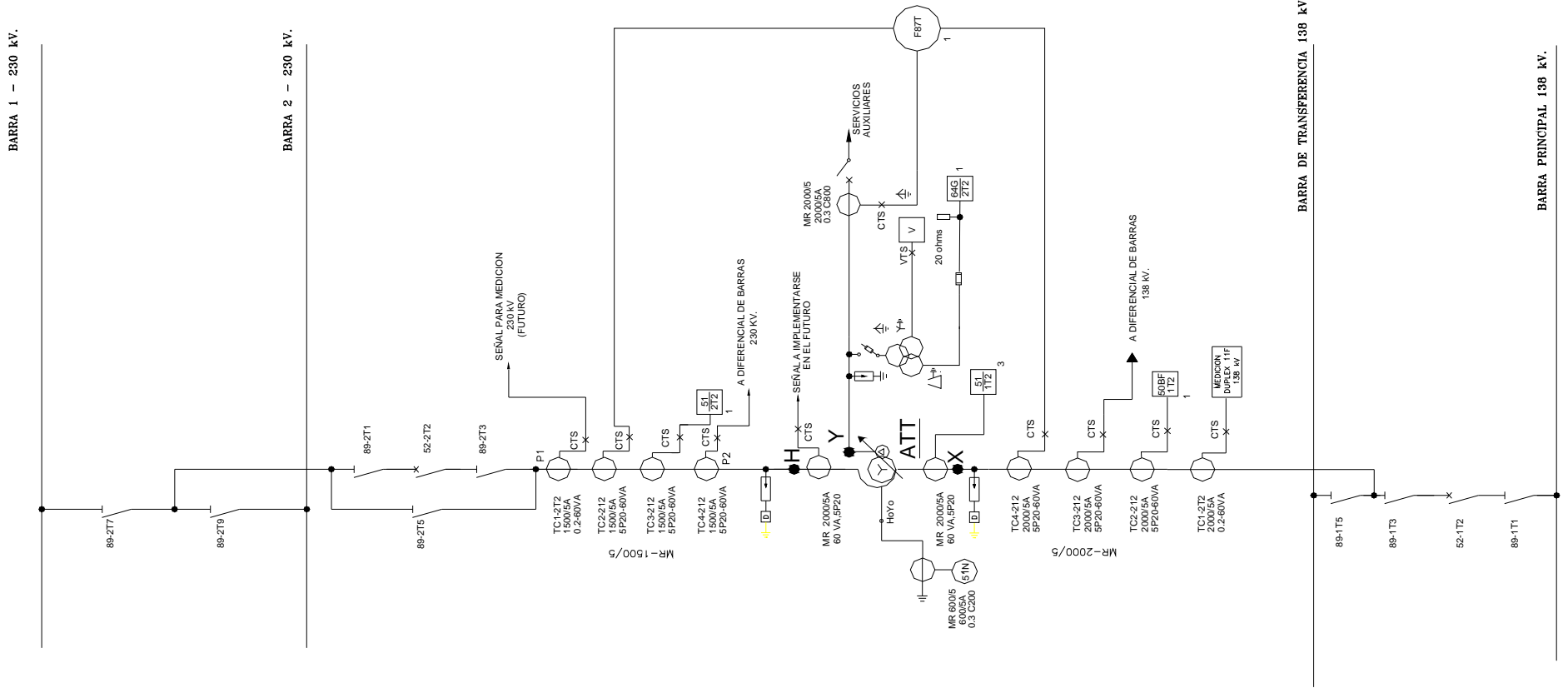


Fig. 5 Diagrama control y protección de la bahía ATT 230kV

3.6 INSTALACIÓN FÍSICA DE CABLES

La instalación física de cables se realiza en bandejas internas (bajo suelo), en dos pisos: el primero para el sistema de control y el segundo para el sistema de potencia.

Para el sistema de fuerza se instala cables para:

- Corriente continua: alimentación del motor.
- Corriente alterna: alimentación de calefacción, luces y tomacorrientes.

Para el sistema de control se instala cables para la alimentación de la señal de control, en los que se lleva y se trae señales a la sala de control y son conectados entre los diferentes equipos.

Los cables son llevados a diferentes sitios como:

- Sala de control; para el tablero dúplex.
- Tablero W23; sistema de control.
- Tablero de agrupamiento; control del banco de autotransformadores.
- Tablero de servicios auxiliares; calefacción, luz, termómetros

A continuación se indica como se ha distribuido los cables tanto para el control y para fuerza:

Los cables de control son utilizados para:

CORRIENTE CONTINUA
Entradas digitales para el módulo de bahía
Envío de señales del módulo de bahía a lo existente
Alimentación de 125Vcc para los módulos de bahía
Alimentación del seccionador 125Vcc apertura-cierre

Alimentación del disyuntor 125Vcc apertura-cierre
Alimentación para la protección diferencial
Control y protección para seccionadores y disyuntores
Control y protección arranque a falla
Salidas digitales para el módulo de bahía
Alimentación para el panel de alarmas

Tabla.1 Lista de señales de los cables de control de corriente continua

CORRIENTE ALTERNA
Iluminación periférica 208/120Vac
Ventiladores de enfriamiento para el ATT
Calefacción e iluminación
Alimentación de relé

Tabla.2 Lista de señales de los cables de control de corriente alterna

Los cables de fuerza son utilizados para:

CORRIENTE ALTERNA
Señal de voltaje para medición
Protección falla a tierra
Terciario del ATT
Señal de tensión para falla a tierra
Circuitos de potencial.

Tabla.3 Lista de señales de los cables de fuerza de corriente alterna

En el ANEXO se encontrará la lista de cables que se usaron para el proyecto.

3.6.1 LISTA DE SEÑALES

Las principales señales que se tiene son:

- Posición de acoplador abierto-cerrado.
- Seccionador abierto-cerrado.

- Falla de relés repetidores en el gabinete de control.
- Falla de auxiliares de a.c.
- Máxima demanda.
- Falla de cargador de baterías.
- Bajo voltaje en el sistema de 125Vcc.
- Estado tarjeta BUS.
- Control de subestación sala/distancia.
- Seccionador remoto.
- Interruptor local.
- Interruptor remoto.
- Falta voltaje calefacción iluminación.
- Entre otras.

Para la bahía del autotransformador ATT se muestra la lista de señales en forma clasificada.

Señales discretas:

BAHÍA	ELEMENTO	SEÑAL	NÚMERO DE SEÑALES
Autotransformador	Relé 86T	Reponer el relé	4
Autotransformador	52-2T2	Orden abrir	4
Autotransformador	52-2T2	Orden cerrar	4
Autotransformador	89-2T1	Orden abrir	4
Autotransformador	89-2T1	Orden cerrar	4
Autotransformador	89-2T3	Orden abrir	4
Autotransformador	89-2T3	Orden cerrar	4
Autotransformador		Reposición de alarmas	4

Tabla.4 Lista de señales discretas

BAHÍA	ELEMENTO	SEÑAL	NÚMERO DE SEÑALES
Autotransformador	89-2T5	Orden abrir	4

Autotransformador	89-2T5	Orden cerrar	4
Autotransformador	89-2T7	Orden abrir	4
Autotransformador	89-2T7	Orden cerrar	4
Autotransformador	89-2T9	Orden abrir	4
Autotransformador	89-2T9	Orden cerrar	4

Tabla.5 Lista de señales discretas

BAHÍA	ELEMENTO	SEÑAL	NÚMERO DE SEÑALES
Autotransformador	52-2T2	Permisivo control local	4
Autotransformador	89-2T1	Permisivo control local	4
Autotransformador	89-2T3	Permisivo control local	4

Tabla.6 Lista de señales discretas

BAHÍA	ELEMENTO	SEÑAL	NÚMERO DE SEÑALES
Autotransformador	89-2T5	Permisivo control local	4
Autotransformador	89-2T7	Permisivo control local	4
Autotransformador	89-2T9	Permisivo control local	4

Tabla.7 Lista de señales discretas

Señales analógicas:

BAHÍA	FUNCIÓN	SEÑAL	NÚMERO DE SEÑALES
Autotransformador	Temperatura	Aceite ATT fase R	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado AT ATT fase R	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado MT ATT fase R	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado BT ATT fase R	3
Autotransformador	Temperatura	Aceite ATT fase S	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado AT ATT fase S	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado MT ATT fase S	3

Autotransformador	Temperatura	Devanado BT ATT fase S	3
Autotransformador	Temperatura	Aceite ATT fase T	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado AT ATT fase T	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado MT ATT fase T	3
Autotransformador	Temperatura	Devanado BT ATT fase T	3

Tabla.8 Lista de señales análogas

3.7 INTEGRACIÓN DE LOS IED'S

En la subestación Santa Rosa, al ser de gran importancia dentro del SNI y al contar con ambos sistemas de control, es necesario la integración de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) a la nueva bahía de autotransformador ATT.

La integración de la nueva bahía del autotransformador ATT se colocó para disminuir la carga de la bahía de autotransformador ATU y de ocurrir una falla, entrar en completo funcionamiento por un determinado tiempo.

La integración de las funciones de control, protección y medición al sistema convencional se realiza mediante la incorporación de los IED's, para el presente caso se hace uso de protocolos de comunicación industriales. Al efectuar la integración de los IED's, deja de funcionar las RTU's (Unidad Terminal Remota), ya que el mantenimiento de éstas es complicado.

La nueva bahía de autotransformador ATT, junto a las bahías Pomasqui 1 y Pomasqui 2, cuenta con un sistema de control distribuido que trabajan con una lógica de control que reside en los módulos de bahía, y cada bahía cuenta con elementos IED's de protección y medición conectados al doble anillo de fibra óptica mediante conexiones seriales ligados a sus protocolos de comunicación. TRANSELECTRIC tiene el control completo de éstas por medio del COT.

Las órdenes de comando viajan sobre el anillo de fibra óptica a través de los protocolos de comunicación, las órdenes de cierre y/o apertura son estimuladas

por el operador a través del HMI y procesadas por las unidades controladores de bahía, para ser receptadas por los equipos de patio.

Las diferentes órdenes de comando tienen establecidas direcciones para cada elemento y son reconocidas por los IEd's previamente programados.

La bahía del autotransformador ATT 230kV consta de los siguientes elementos:

- Controladores de bahía.
- IED's de protección.
- Medidores.

Los elementos de control para el caso de la bahía del autotransformador ATT se encuentran conectados a la red de fibra óptica mediante conexiones seriales y de fibra óptica y comunicándose entre ellos mediante el protocolo (únicamente para este proyecto):

- K-Bus.
- Mod-Bus.

A continuación, en la figura 6 y figura 7 se presenta la arquitectura del sistema de control de la subestación antes de la integración y después de la integración de la nueva bahía ATT 230kV.

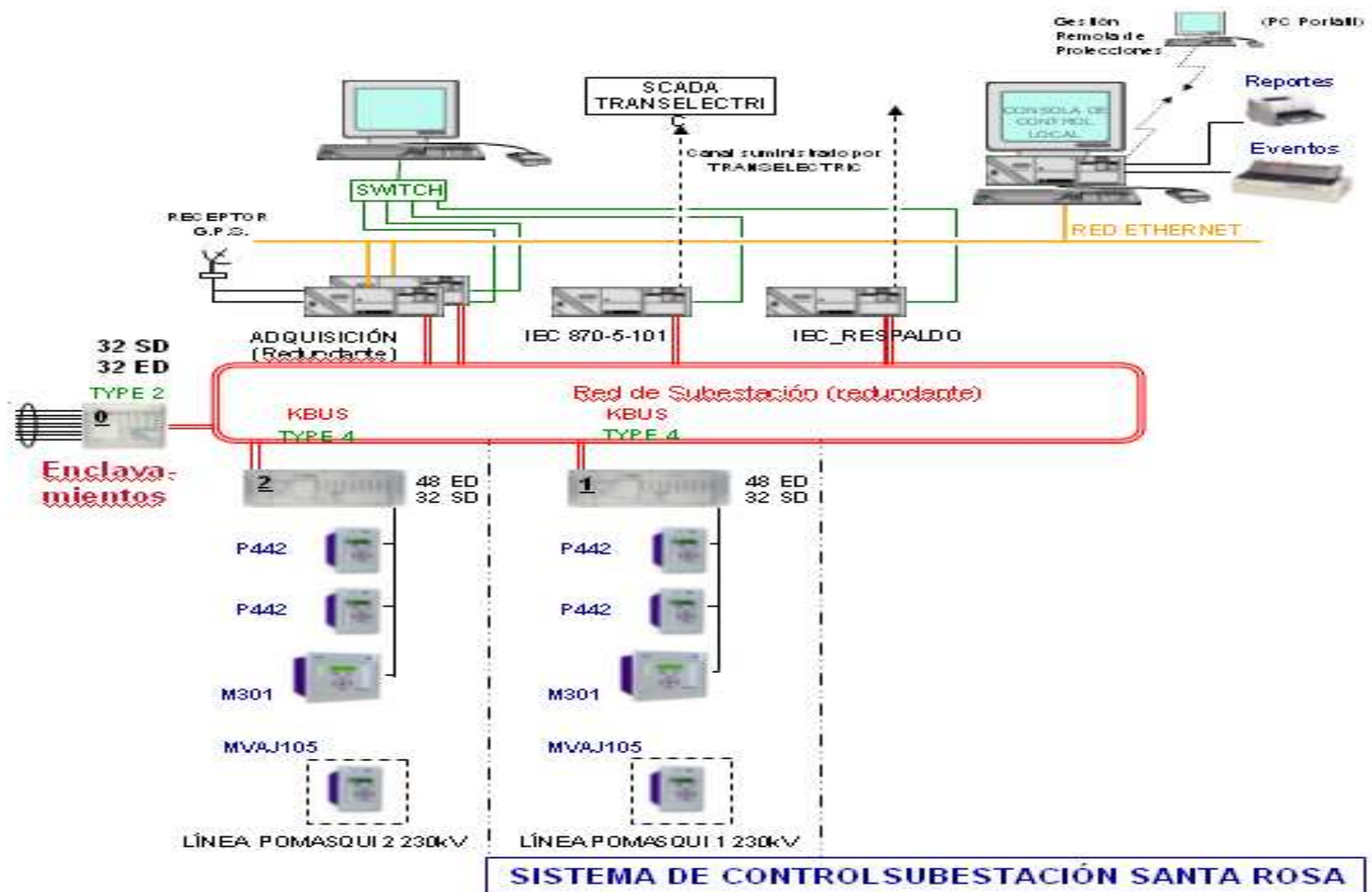


Fig.6 Arquitectura del sistema de control antes de la integración de la bahía ATT 230kV¹²

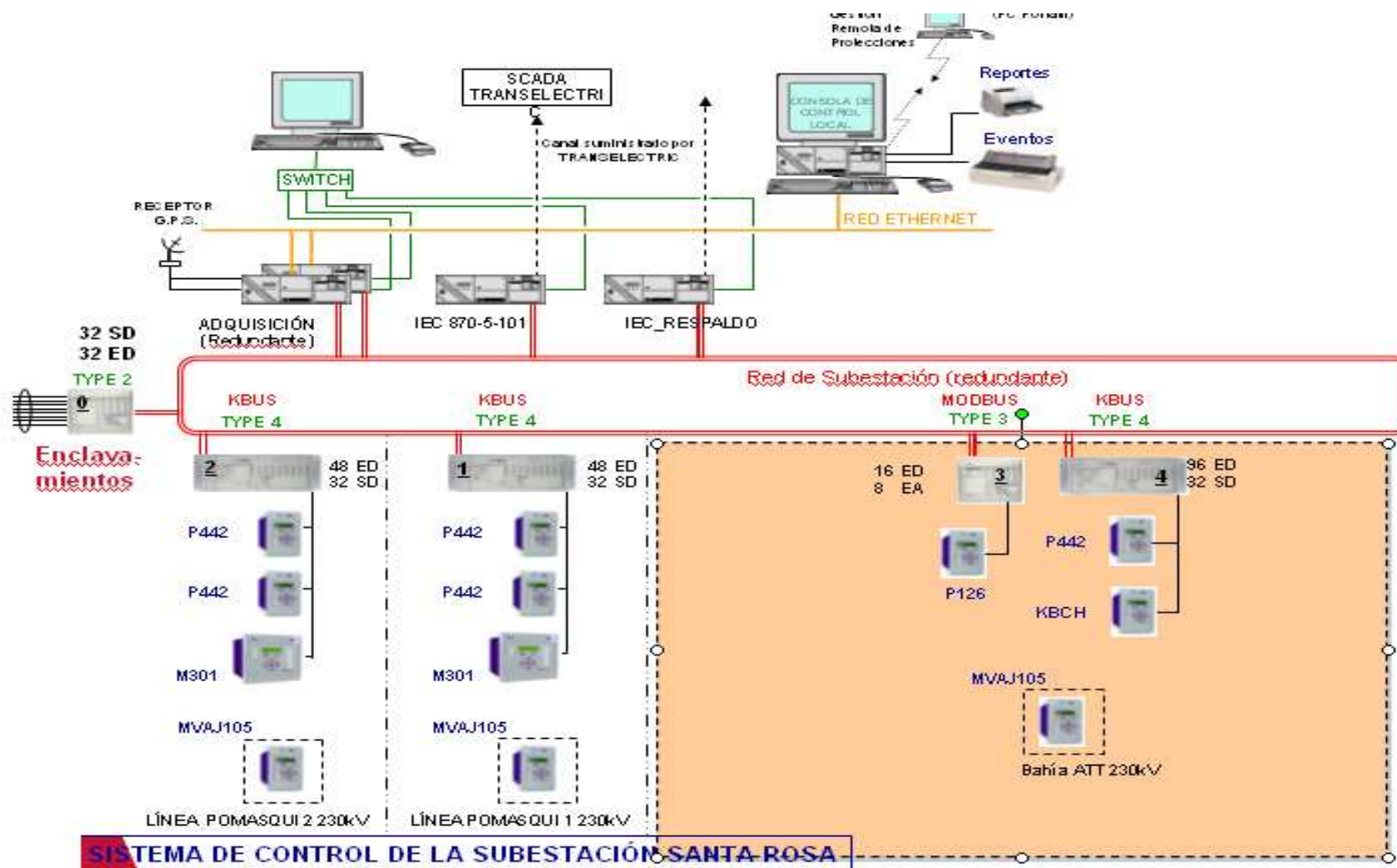


Fig.7 Arquitectura del sistema de control después de la integración de la bahía ATT 230kV²⁶

²⁶ Fig6. y Fig.7: Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

Los IED's de la bahía del autotransformador ATT que trabajan con el protocolo de comunicación K-Bus son:

- IED de protección de sobrecorriente, (P442)
- IED de protección diferencial, (KBCH).

A su vez, el IED que trabaja con el protocolo de comunicación MOD-Bus es:

- IED de protección de falla tierra, (P126).

Los IED's P442 y KBCH se conectan al módulo de bahía BM9100 y el IED P126 se conecta al módulo de bahía BM9200.

3.8 IED'S DE LA BAHÍA DE AUTOTRANSFORMADOR ATT

En la bahía del autotransformador ATT 230kV los IED's, dependiendo de las funciones que desempeñan, trabajan como relés de protección y de control y cumplen las siguientes funciones:

- Supervisar estado de equipo.
- Registrar datos.
- Notificar eventos.
- Reportar datos.

Los IED's de última generación tienen incorporados en su memoria los algoritmos necesarios para procesar los datos de entrada y ejecutar las acciones cuando sean requeridas.

3.8.1. IED DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

La bahía del autotransformador ATT 230kV trabaja con la protección de sobrecorriente conocida como P442 de la marca AREVA.

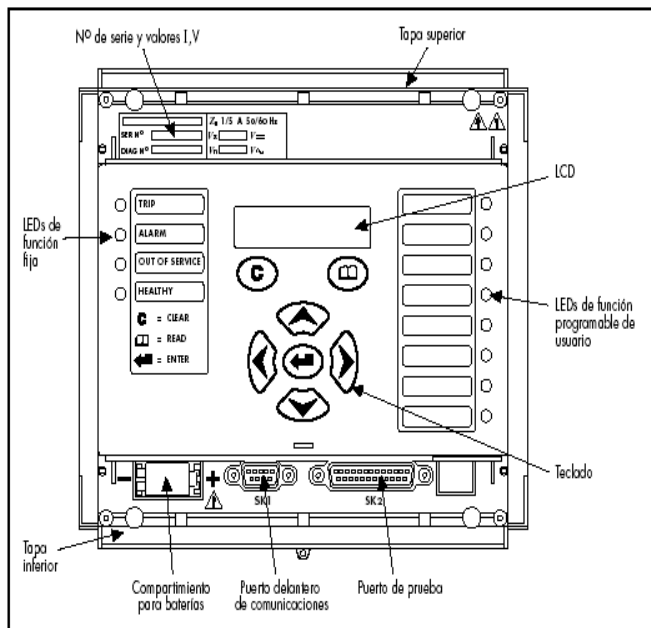


Fig. 8 Panel frontal IED P442²⁹

Como se muestra la figura 8, el panel frontal del relé tiene los siguientes componentes:

- Una pantalla cristal líquido (LCD) de 2 x16 caracteres.
- Un teclado de 7 teclas para entrada, borrar, navegar y lectura.
- 12 leds: 4 leds de función fija y 8 leds de función programable.

En la parte inferior tenemos:

- Los valores nominales del IED.
- Compartimiento para pila para la memoria de respaldo del reloj de tiempo real y los registros de sucesos, faltas y oscilografías.
- Un puerto DB9 para comunicaciones.
- Un puerto DB25 que permite supervisar las señales internas y realizar transferencias a alta velocidad mediante una conexión de datos en paralelo.

Los estados que se presentan cuando el IED está funcionando son:

- Disparo → Rojo: indica que el relé ha emitido una señal de disparo. Se reinicializa eliminando el registro de falta correspondiente desde la pantalla frontal.
- Alarma → Amarillo: parpadea para indicar que el relé ha registrado una alarma, sea: activada por un registro de falta, suceso o mantenimiento, se apaga cuando se borran las alarmas.
- Fuera de servicio → Amarillo: indica que la protección del relé no está disponible.
- Buen estado → Verde: indica que el relé se encuentra en condiciones correctas de funcionamiento. Se apaga únicamente cuando la función de auto comprobación del relé detecte alguna anomalía en el hardware o el software.

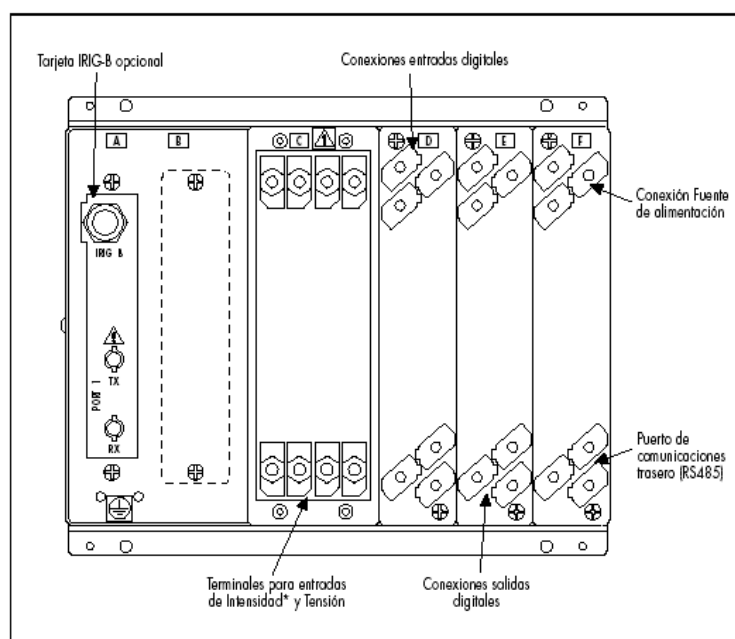


Fig.9 Vista posterior IED P442²⁹

3.8.1.1 Características generales

Presenta las siguientes características:

- Teclado para funciones de entrada, borrar, lectura, movimiento.
- Pantalla de cristal líquido.

- 12 leds para programación de funciones.
- Elemento de marcha atrás.
- Elemento de selección.
- Alarmas.

3.8.1.2 Especificaciones técnicas

COMUNICACIONES:

Presenta un puerto delantero para el conector DB9 para comunicaciones entre el relé y un PC (máximo 15m de distancia) con conexión serie de datos RS232 para la configuración del mismo con el software propietario.

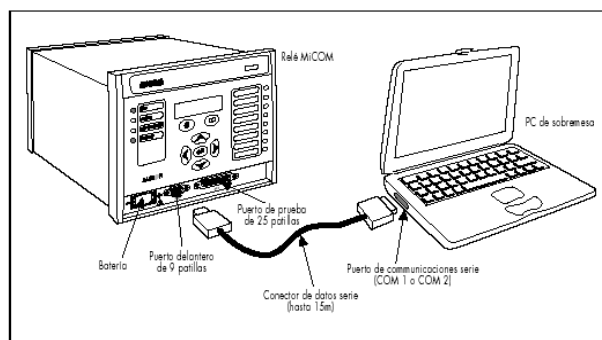


Fig.10 Conexión delantera conector DB9²⁹

Ajustes del puerto posterior	Opciones de ajuste	Ajuste disponible para:
Enlace físico	RS485 o fibra óptica	sólo CEI
Dirección remota	0 - 255 (Paso 1)	CEI/Courier
Dirección Modbus	1 - 247 (Paso 1)	sólo Modbus
Velocidad	9 600 o 19 200 bps	sólo CEI
Velocidad	9 600, 19 200 o 38 400 bps	sólo Modbus
Temporización de inactividad	1 - 30 minutos (Paso 1)	Todos
Paridad	"Impar", "Par" o "Ninguna"	sólo Modbus
Periodo de medida	1 - 60 minutos (Paso 1)	sólo CEI

Tabla.8 Valores nominales IED P442³⁰

VALORES NOMINALES

Intensidades

$I_n = 1A$ o $5A$ ca.

Tensiones

$T_{n_{\text{máx}F-T}} = 300$ Vcc

Frecuencia

$F_n = 50 - 60$ Hz.

Rango de funcionamiento: 45 a 65Hz.

Entradas Lógicas

16 entradas lógicas

	Valor nominal	Rango
Entrada lógica "desactivada"	0V cc	0 a 12V cc
Entrada lógica "activada"	50V cc	30 a 60V cc

Tabla.9 Asignación de entradas lógicas³⁰.

TEMPERATURA

Cantidad	Condiciones de referencia	Tolerancia de prueba
General		
Temperatura ambiente	20°C	±2°C
Presión atmosférica	86 kPa a 106 kPa	-
Humedad relativa	45 a 75%	-

Tabla.10 Valores de temperatura³⁰.

3.8.1.3 Funciones

Su principal función es la protección de sobrecorriente.

Se menciona otras funciones que tiene el IED P442 pero que no han sido configurables para esta bahía:

- Cierre sobre falla y disparo sobre recierre.
- Detección de conductor abierto.
- Bloqueo por oscilación de potencia.
- Teleprotección.
- Falla de interruptor.
- Mínima y máxima tensión.
- Protección a falla a tierra direccional.

3.8.1.4 Ajustes de Protección

Los ajustes de protección constan de los siguientes elementos:

- Ajustes de elementos de protección.
- Ajustes de esquemas lógicos programables.
- Ajustes de verificación de sincronismo.
- Ajustes del localizador de faltas.

3.8.1.5 Ajustes de oscilografías

Los ajustes de oscilografías incluyen la duración del registro, la posición de inicio, la selección de las señales analógicas y digitales que se registrarán, y las señales de arranque.

3.8.1.6 Ajustes de control y soporte

Los ajustes de control y sistemas incluyen:

- Ajustes de configuración del relé.
- Apertura/cierre del interruptor.
- Reinicialización de los leds.
- Ajustes de contraseña y de idioma.
- Ajustes de control y supervisión del interruptor.
- Ajustes de comunicaciones.
- Ajustes de medida.
- Ajustes del registro de sucesos y de faltas.
- Ajustes de la interfaz de usuario.
- Ajustes de puesta en servicio.

3.8.1.7 Autocomprobación y diagnóstico

El relé incluye una cierta cantidad de funciones de autocomprobación para comprobar el funcionamiento del hardware y software cuando se encuentra en servicio. En caso de producirse un error o falta en el hardware o el software, el relé puede detectarlo e informar del problema así como intentar solucionarlo reiniciándose. Esta característica implica que el relé permanece fuera de servicio durante un corto período de tiempo, durante el cual se apaga el LED. Si el problema no se resuelve con la reinicialización del relé, éste queda fuera de servicio de manera permanente. Si las funciones de autocomprobación detectan un problema, el relé almacena un registro de mantenimiento en la RAM. El control automático se realiza en dos etapas: primero se realiza un diagnóstico cuando la unidad se enciende y después se aplica una comprobación automática continua de las funciones principales mientras la unidad está en servicio.

3.8.2 IED DE PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA



Fig.11 IED P126²⁹.

El IED de protección de falla a tierra con la asignación P126 de la marca AREVA; es un IED totalmente numérico para llevar a cabo funciones de control y protección.

3.8.4.1 Panel frontal

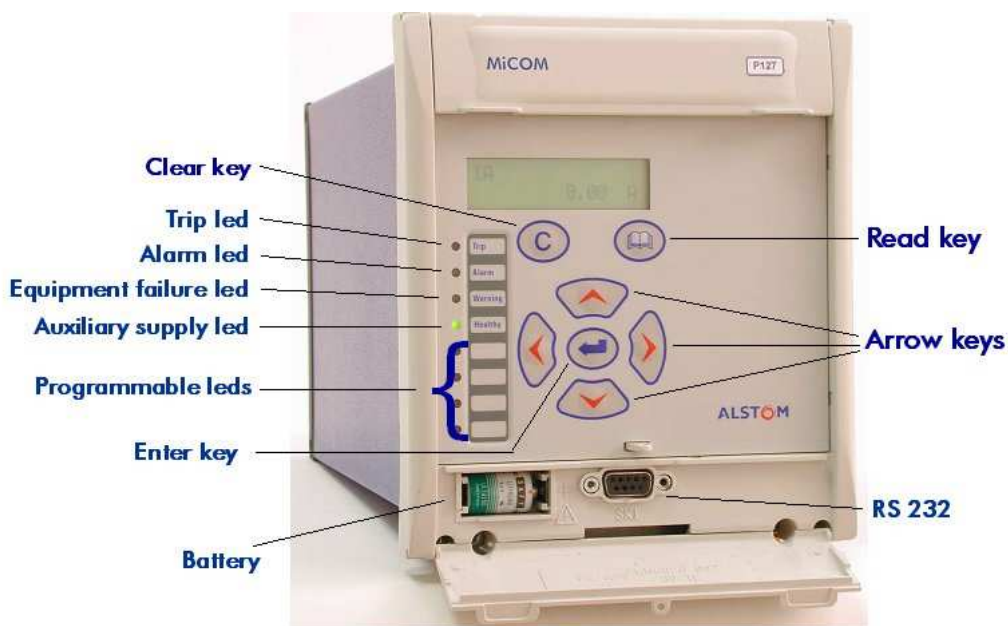


Fig.12 IED P126²⁹.

Presenta las siguientes características:

- Botón de lectura
- Botón de flecha.
- Botón para borrar.
- Batería.
- Puerto de comunicación.
- Leds programables.
- Led de fuente auxiliar.
- Led de alarma.

3.8.4.2 Protección

El IED presenta las siguientes otras funciones como:

- Fase de sobrecorriente direccional o no direccional.
- Defecto a tierra direccional y no direccional.
- Sobrecarga térmica
- Sobrevoltaje y sobrevoltaje residual.
- Detección de algún conductor roto.

Varias de estas funciones no han sido configuradas para la protección de la bahía de autotransformador ATT.

3.8.4.3 Control

Presenta las siguientes funciones de control:

- Multi disparo de autocierre.
- Régimen selectivo de la lógica del relé.
- Inicio de contacto.
- Salidas del relé programable.
- Funcionamiento seguro.

3.8.4.4 Medición

Presenta las siguientes funciones de medición:

- Potencia reactiva trifásica.
- Energía activa y reactiva.
- Potencia instantánea.
- Elección de protocolos.
- Comunicación por los diferentes puertos.
- Continuo autocontrol.
- Potencia de diagnóstico.

3.8.4.5 Características generales

Presenta las siguientes características:

- Cinco entradas analógicas para corriente de falla a tierra y voltaje residual.
- Menú de exploración, configuración, comunicación, protección, control de automatización, consignación y medidas.
- Interfaz de comunicación RS 232

3.8.2.6 Especificaciones técnicas

CORRIENTES:

A fase (ac) 1 @ 5 A

A tierra (ac) 1 @ 5A

VOLTAJES

Voltaje por fase 57 @ 130V Y 220 @480 V

FRECUENCIA 60Hz

ENTRADAS DIGITALES

Voltaje dc	24 @ 60 V
	48 @ 150 V
	130 @ 250 V
	100 @ 2500 V

TEMPERATURA

Temperatura de operación	-25 @ 55°C
--------------------------	------------

HUMEDAD

Temperatura de humedad	40°C
------------------------	------

COMUNICACIONES

Trabaja con el protocolo de comunicación MOD-Bus, a través del interfaz RS 232 y un conector DB9.

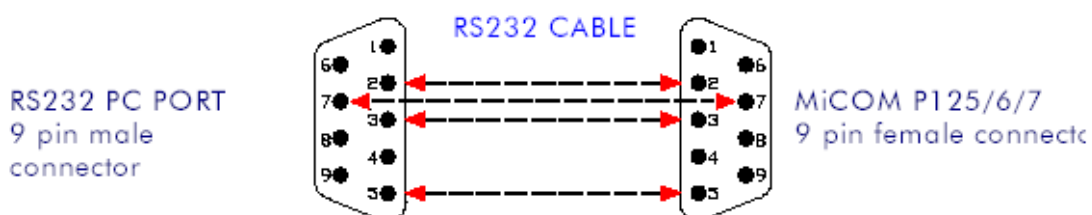


Fig.13 Conexión del cable DB9²⁷

3.8.2.7 Panel de alarmas

Al existir una falla, ésta se mostrará directamente en la pantalla del IED; la pantalla dará prioridad el valor actual por defecto. Los mensajes de alarma se clasifican de la siguiente manera:

- Relé de energía eléctrica.
- Hardware o software.

²⁷ : www.iearobotics.com

3.8.5 IED DIFERENCIAL



Fig.14 IED KBCH²⁹.

El IED diferencial conocido como KBCH de la marca AREVA; es un IED numérico y funciona como un relé de protección y de control para cada fase y está conectado para detectar un desequilibrio de la corriente de la bahía.

3.8.3.1 Características generales

Presenta las siguientes características:

- a. Diseño totalmente digital
- b. Protección de sobreflujo.
- c. Medición de corrientes de fase.
- d. Detalle de indicador de relé para las 5 fallas anteriores
- e. 8 entradas programables para supervisar el estado de la bahía.
- f. 8 salidas programables.
- g. Comunicaciones vía K-Bus.
- h. Alarmas y autocomprobación.

3.8.3.2 Arquitectura

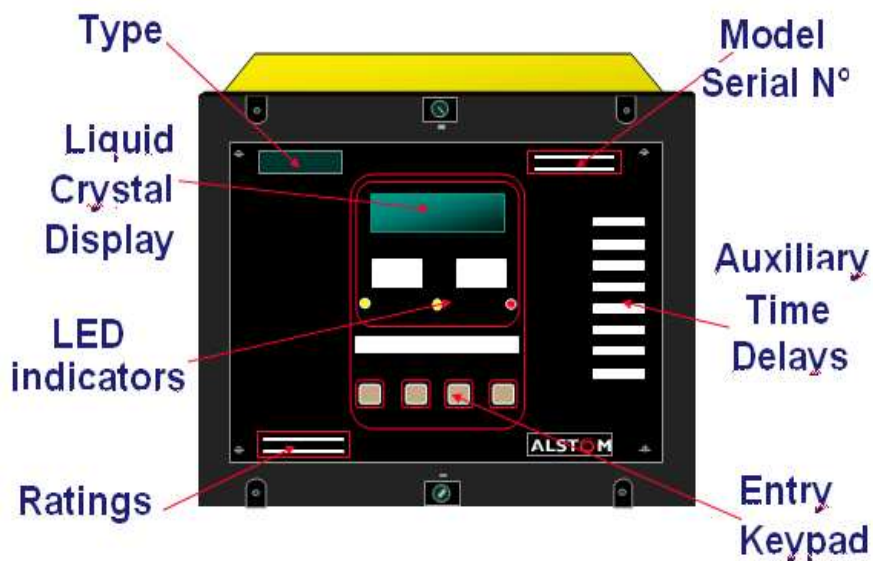


Fig.15 Panel Frontal KBCH²⁹.

3.8.3.3 Funciones

- Protege al transformador.
- Mediciones.
- Registro de fallas.
- Registro de sucesos.
- Diagnóstico al encendido y autodiagnóstico
- Protección de sobreflujo.
- Bloquea el 5º armónico.
- Aumento de funcionalidad para una mayor protección.

3.8.3.4 Especificaciones técnicas

Corriente nominal

$I_n = 1A \text{ ó } 5A.$

Frecuencia nominal

$F_n = 50 \text{ } 60 \text{ Hz.}$

Corriente alterna

Diferencial de polarización:

$I_n = 1A < 0,045 VA$

$I_n = 5A < 0,22 VA$

Voltaje

$V_{ca} = 110V$

TEMPERATURA

Temperatura de almacenamiento y transporte $-25^{\circ}C$ a $70^{\circ}C$ y la temperatura de funcionamiento de $-25^{\circ}C$ a $55^{\circ}C$

3.8.3.5 Elemento diferencial de ajuste alto

Dispone de un elemento diferencial instantáneo de ajuste alto adicional para asegurar la eliminación rápida de fallas importantes. Este elemento es esencialmente para la medición de pico para asegurar una operación rápida para fallas internas.

3.8.3.6 Funciones auxiliares

MEDICIÓN

EL IED puede mostrar la magnitud de las corrientes de fase de cada entrada, la corriente diferencial. Las cantidades primarias se basan en las relaciones de los transformadores de corriente de línea que pueden programarse en el relé como ajustes.

REGISTRO DE FALLA

En el relé se registran los indicadores de falla de las últimas cinco fallas; también se almacenan registros adicionales de la magnitud de la corriente de falla para la última falla. Todos los registros se almacenan en memoria no volátil para recuperación remota o local.

REGISTRO DE SUCESO

Pueden almacenarse hasta cincuenta registros de sucesos en un almacenamiento intermedio. Cualquier cambio de estado de un relé de entrada o de salida como: alarmas, registro de fallas, etc, queda registrado en el relé.

FUNCIONES DE COMPROBACIÓN

Dispone de diversas funciones para permitir la comprobación del relé durante las operaciones de puesta en servicio, de mantenimiento y de búsqueda de fallas; permiten comprobar cada entrada analógica y se visualiza los estados de las entradas digitales y de las salidas del relé.

DIAGNÓSTICO AL ENCENDIDO Y AUTOCOMPROBACIÓN

Las realiza el relé cuando se pone en funcionamiento, las cuales incluyen las comprobaciones del temporizador, microprocesador, memoria, autosupervisión. En caso de falla del IED, se efectuará un bloqueo o se intentará la recuperación, según el tipo de falla detectada.

3.8.4 UNIDAD CONTROLADOR DE BAHÍA

La bahía del autotransformador ATT 230kV tiene dos unidades de control: BM9100 y BM9200 de la familia BM9000 de la marca AREVA. Son dispositivos que controlan el proceso de funcionamiento y ejecución de la información de los equipos de la bahía (interruptores, seccionadores, IED's) por medio de la adquisición de datos digitales y analógicos.

Los módulos de bahía están conformados por:

- Fuente de poder.
- Procesador y memoria.
- Módulo para entradas y salidas análogas y digitales.
- Módulo de enlace de comunicaciones
- Módulo para conexión con consola.
- Módulo de interfaz con IED's.

El módulo de entrada cuenta con las siguientes funciones:

- Monitoreo continuo.
- Chequeo de corriente de switcheo.
- Monitoreo de alimentación.

El módulo de salida tiene las siguientes funciones:

- Comando monopolar: abierto / cerrado.
- Comando de uno y medio polo: es un conmutador.
- Comando de doble polo: dos interruptores simultáneos.
- Comando de polo y medio con comando separado de reposición.
- Comando de doble polo con comando separado de reposición.

El módulo de enlace de comunicación tiene las siguientes características:

- Disponer de un procesador que permita el envío de información de manera segura.
- Disponer interfaces ópticos de alta velocidad que permitan el envío de información a través del medio físico dentro y fuera del nivel de bahía.
- Utilizar protocolos de comunicaciones abiertos con la finalidad de permitir la integración de dispositivos de diferentes fabricantes.
- Constante monitoreo de todos los dispositivos interconectados.
- Sistema robusto que contrarreste los efectos causados por interferencias electromagnéticas y ruido sobre los medios de comunicación.
- Evaluación de eventos, defendiendo prioridades de transmisión en caso de presentarse alguna falla.
- Dispone de un sistema redundante para que en caso de fallo entre a funcionar.

El módulo de interfaz con los IED's deben tener:

- Conexión de fibra óptica.
- Conexión de cable coaxial.

Los módulos de bahía en su programación incluyen las acciones de control y los enclavamientos lógicos de los elementos²⁸.

La información que se adquiere de los BM9000 es la siguiente:

- Estado de dispositivos de campo (interruptores y seccionadores).
- Alarmas de las protecciones.
- Alarmas del transformador.
- Voltaje de barra.
- Frecuencia.
- Potencia activa y reactiva de las líneas y transformadores.

La información adquirida por el BM9000 viaja por el anillo de fibra óptica para verse reflejada en el HMI.

3.8.4.2 BM9100

El BM9100 controla el funcionamiento y ejecución de los IED's de protección:

- Relé de sobrecorriente (P442).
- Relé diferencial (KBCH).



Fig.16 Hardware del BM9100²⁹.

²⁸ : Tesis, Estudio de la factibilidad de la Automatización de la Subestación Santa Rosa de TRANSELECTRIC

3.8.4.1.1 Características Generales

Presenta las siguientes características:

- Trabajo superior para la red EFI.P
- Trabajo bajo para el protocolo de comunicación K-Bus (protocolo usado para la bahía de autotransformador ATT), para un máximo de 16 dispositivos a su control para el correcto funcionamiento dentro del sistema de control PSCN3020.
- 96 entradas digitales.
- 32 salidas digitales
- 24 entradas análogas.
- Un panel frontal con un display para conocer el estado de cada función.

3.8.4.1.2 Funciones Básicas

Presenta las siguientes funciones:

- Comunicación con la red primaria de interface (fibra óptica, red EFI.P)
- Comunicación con la red secundaria de interface (K-Bus).
- Adquisición de datos de entradas y salidas (análogas y digitales).
- Indicadores por medio de leds.
- Control de secuencia.
- Sincronismo de reloj (fecha y hora).
- Transmisión de los datos adquiridos
- Comunicación con los relés de protección.
- Control del proceso de entradas y salidas.
- Niveles de alarmas.
- Panel gráfico para el operador.

3.8.4.1.3 Panel Frontal

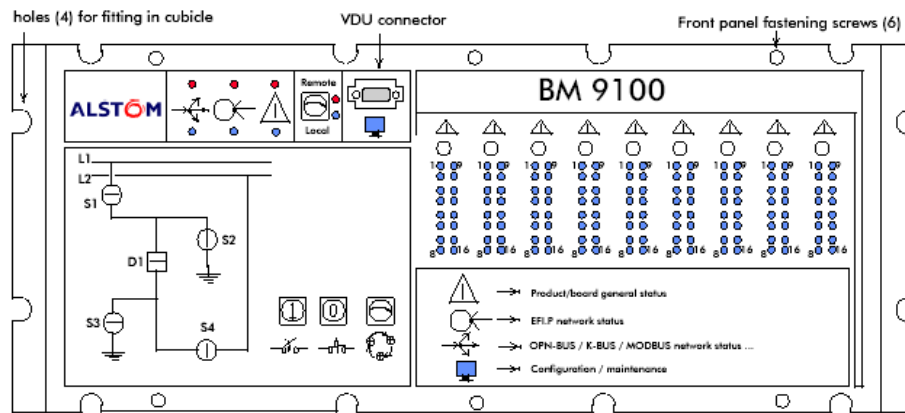


Fig.17 Panel Frontal del BM9100²⁹.

3.8.4.1.4 Arquitectura Interna

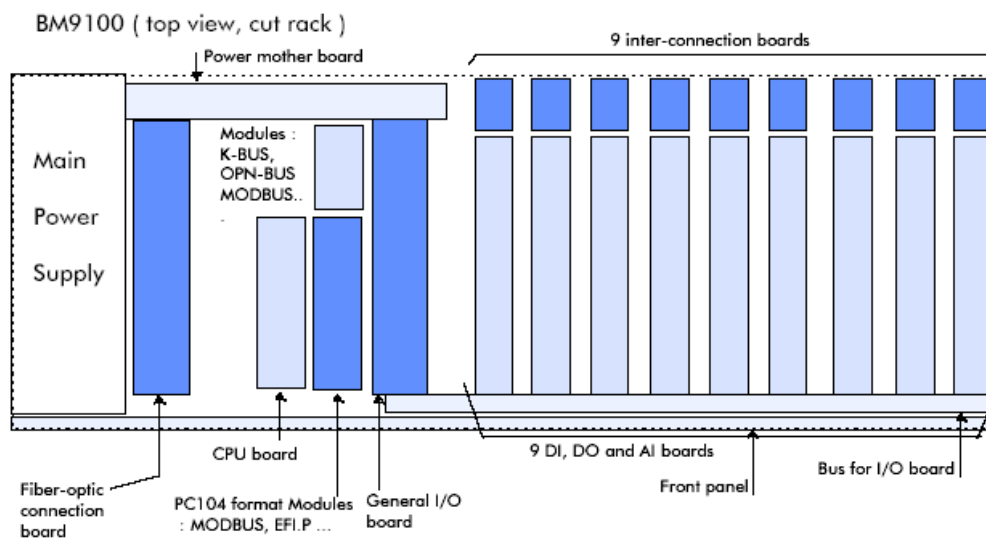


Fig.18 Arquitectura interna del BM9100²⁹.

3.8.4.1.5 Especificaciones Técnicas

FUNCIONAMIENTO:

Para las entradas digitales se permiten 10 estados de cambios en corriente continua en 1 milisegundos (ms), 288 estados de cambios en condición del sistema superior.

Para las entradas análogas con un tiempo de 20ms, una exactitud de 0,05% a 25°C y de 0,1% sobre la temperatura normal.

Tiempo de exactitud de 1ms para sincronización y valores tiempo

ENTRADAS ANALÓGICAS:

Se presenta una corriente de entrada de 10mA para los siguientes valores de voltaje: 24-30V y 48-60V y con una corriente de 5mA para 110-125V y 220V.

Se tiene rangos de corriente de entrada de 4 - 20mA, 0 – 1mA.

SALIDAS DIGITALES

Las corrientes se tienen de 0.5s a 30A ó 90A y 30ms a 100A ó 200A.

Una corriente de corte de 0,3A ó 1A, a 220Vac, 60Hz.

COMUNICACIÓN

Para el proyecto la comunicación se realiza por medio del protocolo K-bus (únicamente para el proyecto de la bahía de autotransformador ATT) por medio del interfaz RS-485.

MEDIO AMBIENTE

Permite una temperatura de operación de -10 a 55°C y una temperatura de almacenamiento de -40°C a 70°C.

3.8.4.2 BM9200

El BM9200 controla el funcionamiento y ejecución del IED de protección:

- Relé de falla de tierra (P126).

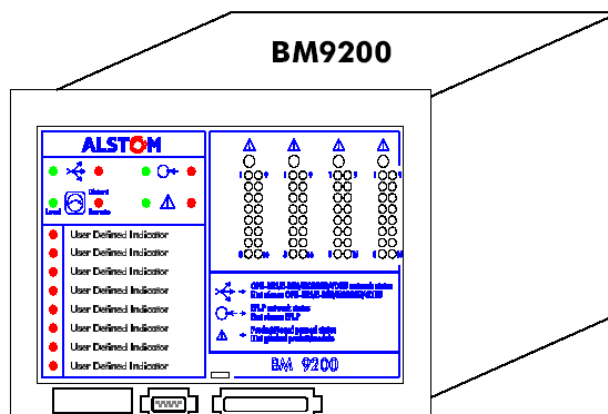


Fig.19 Hardware del BM9200²⁹.

3.8.4.2.1 Características Generales

Posee las siguientes características:

- Trabajo superior para la red EFI.P
- Trabajo bajo para el protocolo de comunicación MOD-Bus (únicamente para el proyecto de la bahía de autotransformador ATT), para un máximo de 16 dispositivos a su control para el correcto funcionamiento dentro del sistema de control PSCN3020.
- 16 entradas digitales.
- 64 salidas digitales
- 12 entradas análogas.
- Un panel frontal con un display para conocer el estado de cada función.

3.8.4.2.5 Funciones

Tiene las siguientes funciones:

- Comunicación con la red primaria de interface (fibra óptica, red EFI.P)
- Comunicación con la red secundaria de interface (MOD-Bus).
- Adquisición de datos de entradas y salidas (análogas y digitales).
- Indicadores por medio de leds.
- Control de secuencia.
- Sincronismo de reloj (fecha y hora).

- Transmisión de los datos adquiridos
- Comunicación con los relés de protección.
- Control del proceso de entradas y salidas.
- Niveles de alarmas.
- Panel gráfico para el operador.

3.8.4.2.6 Panel Frontal

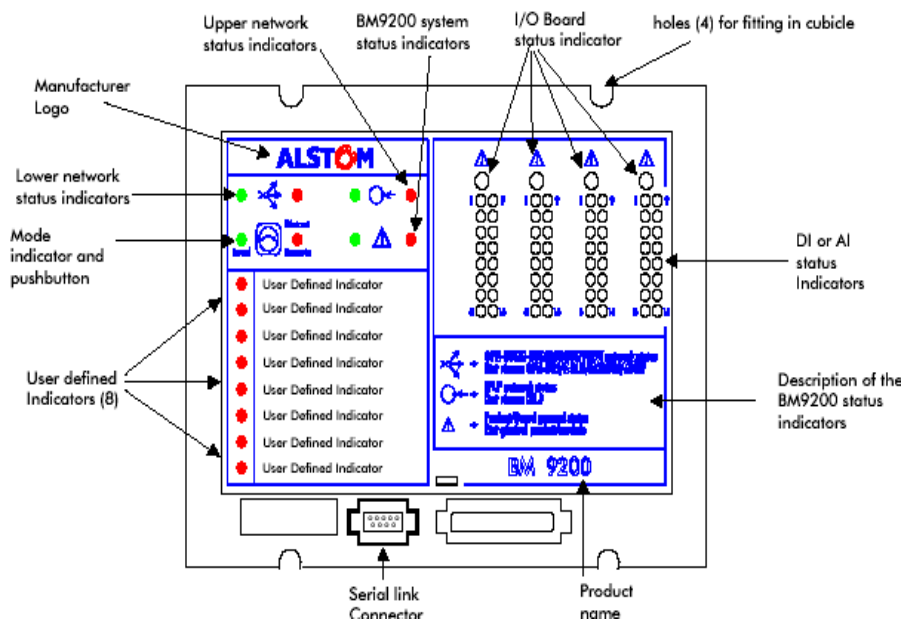


Fig.20 Panel frontal BM9200²⁹.

3.8.4.2.5 Arquitectura interna

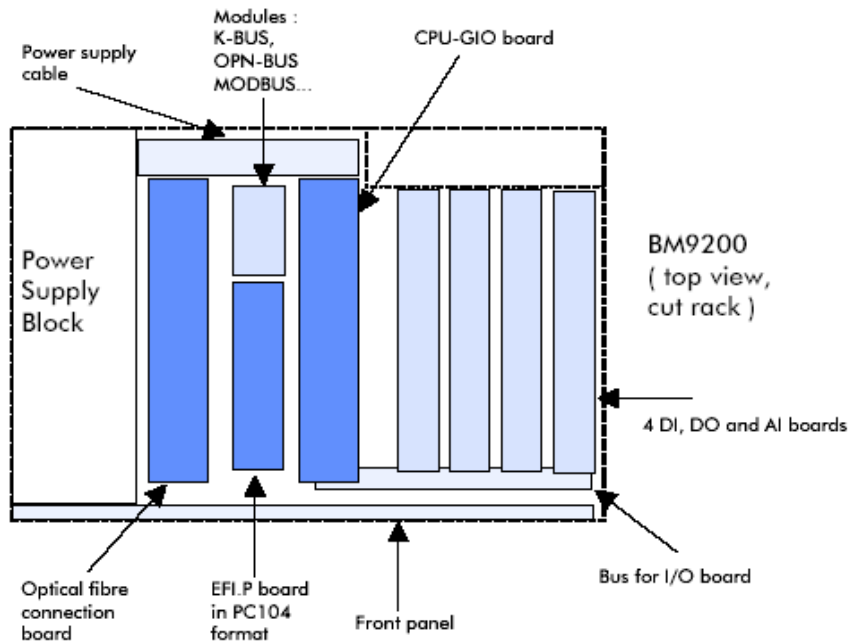


Fig.21 Arquitectura interna del BM9200²⁹.

3.8.4.2.6 Especificaciones Técnicas

FUNCIONAMIENTO:

Para las entradas digitales se permiten 10 estados de cambios, 288 estados de cambios en condición del sistema superior.

Para las entradas analógicas con un tiempo de 20ms, una exactitud de 0,05% a 25°C y de 0,1% sobre la temperatura normal.

Tiempo de exactitud de 1ms para sincronización.

ENTRADAS DIGITALES

Se presenta una corriente de entrada de 10mA para los siguientes valores de voltaje: 24-30V y 48-60V y con una corriente de 5mA para 110-125V y 220V.

Se tiene rangos de corriente de entrada de 4 - 20mA, 0 - 1mA.

SALIDAS DIGITALES

Las corrientes se tienen de 0.5s a 30A ó 90A y 30ms a 100A ó 200A.

Una corriente de corte de 0,3A ó 1A, a 220Vac, 60Hz.

COMUNICACIÓN

Para el proyecto la comunicación se realiza por medio del protocolo MOD-bus (únicamente para el proyecto de la bahía de autotransformador ATT) por medio del interfaz RS-485.

TEMPERATURA

Permite una temperatura de operación de -10 a 55°C y una temperatura de almacenamiento de -40°C a 70°C .

3.8.4.3 IED DE BLOQUEO

El relé de trabajo que se tiene en la bahía del autotransformador ATT 230kV, es un relé MVSJ105 de la marca AREVA, que, para el proyecto realiza la función de bloqueo en los equipos de patio, de las órdenes que se presentan de los diferentes IED's mencionados.

Se presenta el diagrama de aplicación del MVAJ105:



Fig. 22 Módulo vista trasera²⁹.

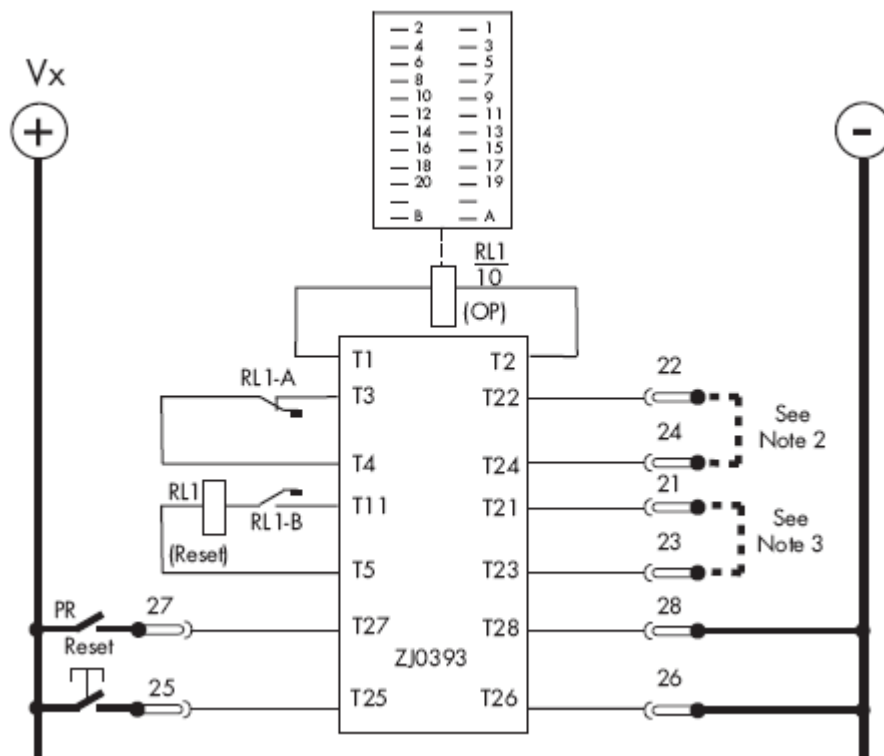


Fig.23 Módulo vista frontal²⁹

Trabaja con la siguiente combinación de los contactos de salida:

Combinación de los contactos de salida		Salidas del contactor a los terminales del módulo										
		1 / 3	5 / 7	9 / 11	13 / 15	7 / 19	2 / 4	6 / 8	10 / 12	14 / 16	18 / 20	
10M	---	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	
8M	2B	B	M	M	M	M	B	M	M	M	M	
6M	4B	B	B	M	M	M	B	B	M	M	M	
4M	6B	B	B	B	M	M	B	B	B	M	M	
2M	8B	B	B	B	B	M	B	B	B	B	M	

Tabla.11 Combinación de los contactos de salida³⁰.

Descripción de los contactos:

M: apertura

B: cierre

²⁹ : Fig.4 a Fig.12, Fig.14 a Fig.23: Información de manuales proporcionada por TRANSELECTRIC

³⁰ : Tablas 8, 9, 10, 11: información de manuales proporcionada por TRANSELECTRIC

3.9 ENCLAVAMIENTOS

Los diferentes enclavamientos entregan información directamente a la red LAN de fibra óptica para la operación de la bahía en forma segura; los enclavamientos que se tienen son:

- Enclavamientos de los elementos de corte y seccionamiento.
- Enclavamiento en posiciones de la bahía.

31

3.12.1 ENCLAVAMIENTO EN 230 kV

Para el enclavamiento en 230kV, se presenta las siguientes operaciones:

- a. Cuando el disyuntor acoplador de barras es usado en reemplazo del disyuntor de una línea o transformador. La barra 1 o la barra 2 puede ser usada como de transferencia.
- b. Solamente el circuito acoplador de barras y uno de los otros circuitos puede ser conectado a la barra usada como de transferencia a un mismo tiempo.
- c. Ningún seccionador podrá ser abierto o cerrado bajo carga, a menos que haya un camino paralelo para la corriente.

3.12.2 ENCLAVAMIENTO EN 138 kV

El enclavamiento asegura que:

- a. Sólo un circuito puede conectarse a la barra de transferencia al mismo tiempo.
- b. Ningún seccionador puede operarse con carga a menos que haya un camino paralelo de la corriente.

³¹ Tesis, Estudio de la factibilidad de la Automatización de la Subestación Santa Rosa de TRANSELECTRIC

3.13 CANAL SUMINISTRADO POR TRANSELECTRIC

El canal suministrado hace uso del sistema SCADA de TRANSELECTRIC. En un computador se muestran los datos transmitidos desde el campo para proporcionar esta información al operador y que éste actúe como supervisor para enviar los comandos de control; se trabaja con dos unidades controladores de bahía, uno principal y otro redundante.

El canal trabaja con el protocolo de comunicación IEC 60 870-5-101, el cual también tiene su respaldo para seguridad del sistema, mediante la red LAN tipo ETHERNET para conectar con el HMI de la bahía, el cual nos proporciona:

- Reportes.
- Eventos.

3.13.1 REPORTE

Los reportes se realizan a través de la consola de control local, éstos reportes son impresos en forma diarios, semanales, mensuales, o según las necesidades; en la impresión de los reportes se tiene la misma información que es vista en la pantalla de la consola de control local.

3.13.2 EVENTOS

Los eventos son producidos cuando existe un cambio en los equipos de la bahía; por medio de los módulos de bahía, estos eventos son registrados y guardados en forma histórica en un medio de almacenamiento como un disco duro (memoria RAM); los eventos son presentados con fecha, hora, identificación de la señal, descripción del evento y estado de la señal. Los eventos de los IED's tienen una resolución de 1ms

3.8.6 SWITCH

El switch es un conmutador ETHERNET, el cual puede manejar diferentes tipos de puertos como fibra óptica; el switch crea dinámicamente enlaces virtuales en la red, dedicados entre dos estaciones de trabajo³².

3.8.4 COMPUTADOR DE ESCRITORIO

Se utiliza en un computador de escritorio para poder recibir la información desde el canal de adquisición de datos por medio del switch, esta información será guardada en el computador para luego ser utilizadas o analizadas.

3.8.5 RECEPTOR G.P.S.

El G.P.S es un sistema de posicionamiento global que funciona por medio de una red de satélites que permite conocer la ubicación de algún elemento perteneciente a la bahía que permite la sincronización con la hora y posición exacta.

3.14 SCADA

Permite la adquisición de datos, monitoreo de eventos, presentación y análisis de eventos, alarmas; esta información se desenvuelve por medio del HMI (interfaz hombre-máquina).

3.15 HMI

El HMI presenta los siguientes parámetros:

- Supervisión de las protecciones (estado, eventos, medidas, parámetros, registro de fallas).
- Muestra la bahía con el estado de los disyuntores y seccionadores.
- Pantalla general de la subestación, patio y bahía.

³² Tesis, Estudio de la factibilidad de la Automatización de la Subestación Santa Rosa de TRANSELECTRIC

- Ventanas de comando.
- Pantalla del sistema de arquitectura del sistema.
- Pantalla general de la configuración del sistema.
- Lista de alarmas y eventos.
- Pantalla de parámetros de protección.
- Pantalla de estado de comunicaciones.

33

A continuación se presentan las principales pantallas que se detallan en el HMI:

³³ : Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

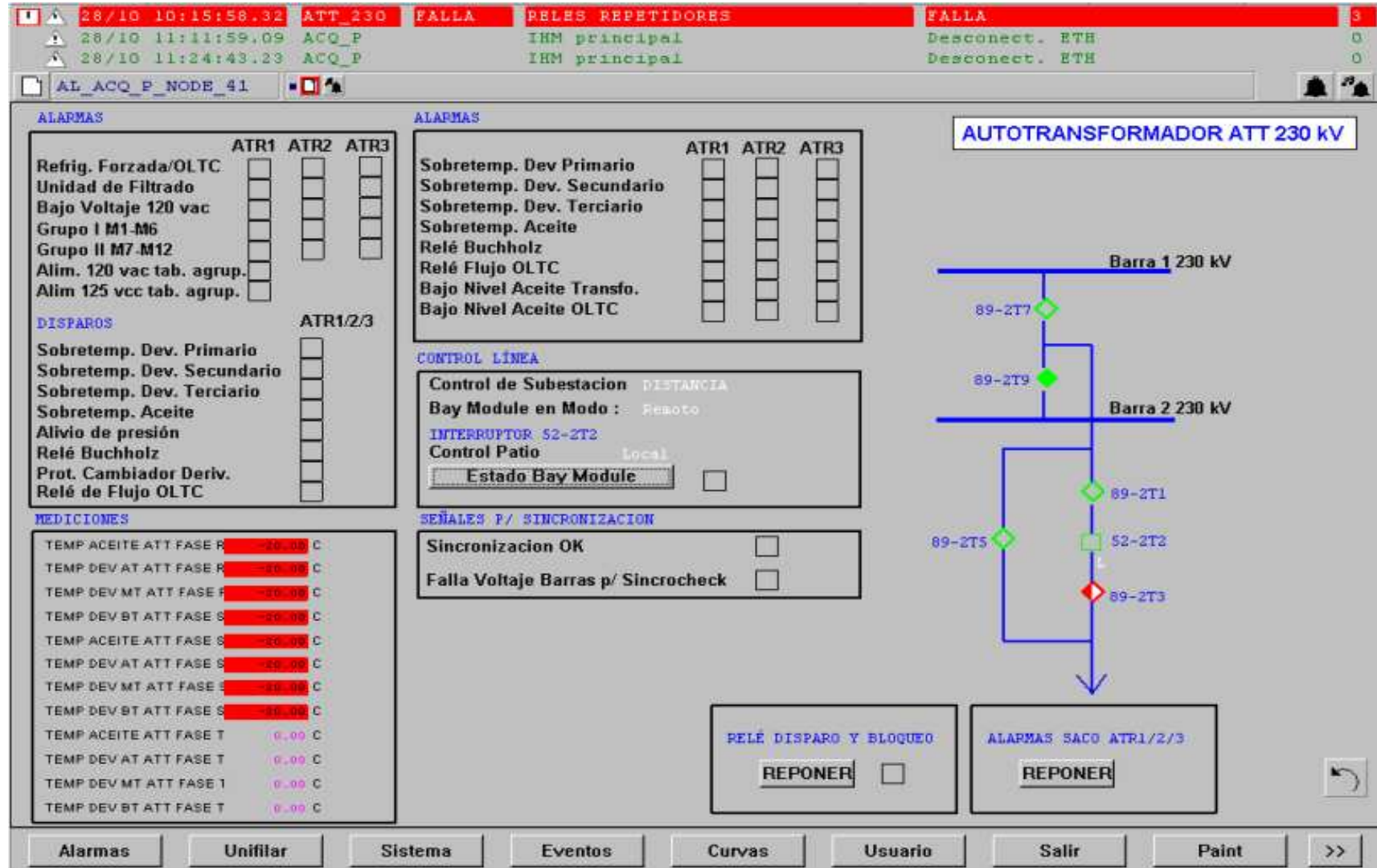


Fig.24 Pantalla de la bahía del autotransformador ATT 230kV.

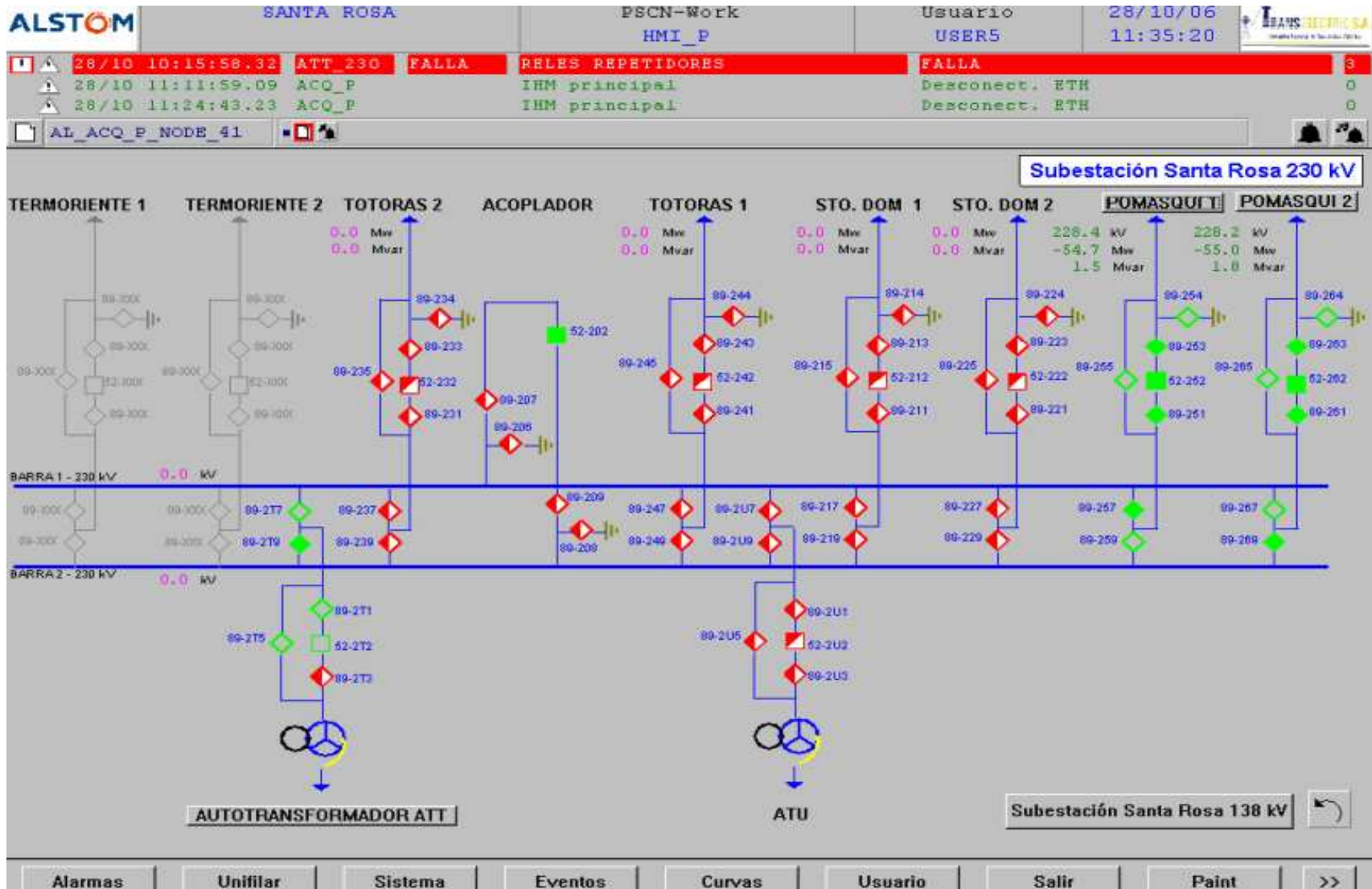


Fig.25 Pantalla Subestación Santa Rosa 230kV.

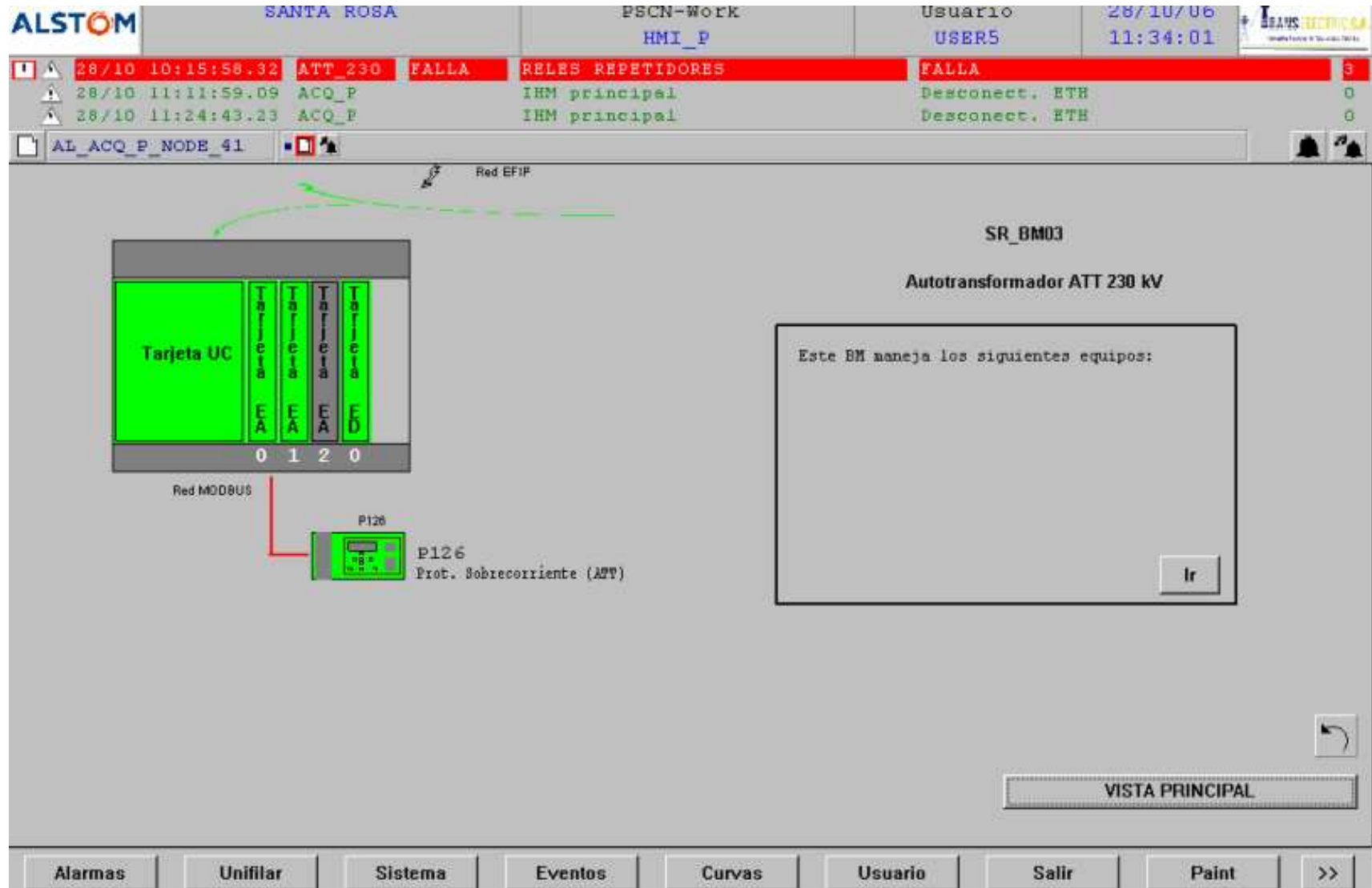


Fig.26 Pantalla BM9200

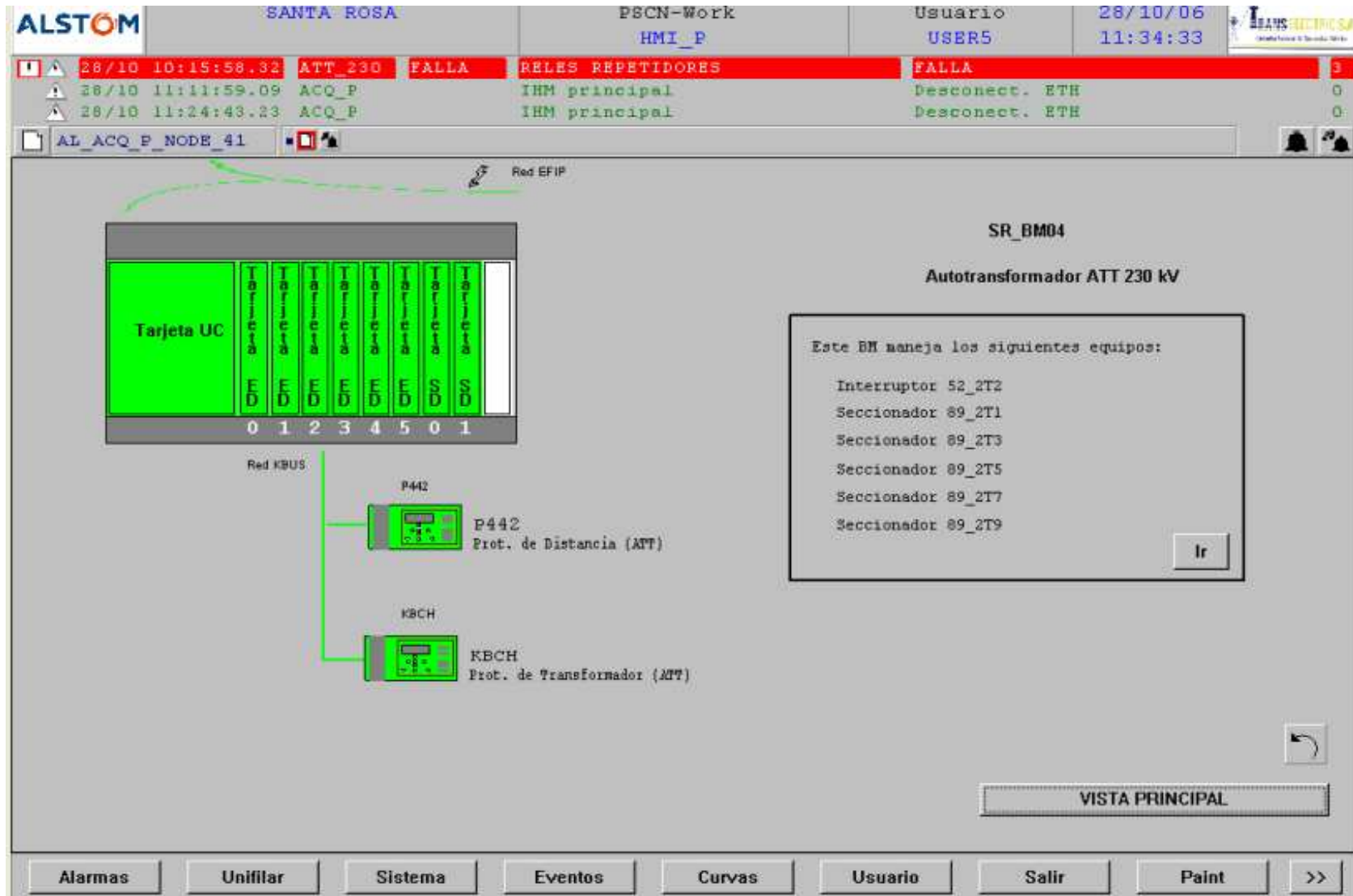


Fig.27 Pantalla BM9100.

CAPÍTULO 4

4. PROCEDIMIENTOS DE PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA BAHÍA DE AUTRANSFORMADOR ATT 230kV

En el presente capítulo se presenta un modelo o instructivo para la puesta en servicio del sistema de control de la bahía ATT 230kV, éste servirá de modelo para otras subestaciones que se encuentren en ampliación y que tengan un sistema de control distribuido similar al de la subestación Santa Rosa.

Para la puesta en servicio del sistema de control de la bahía ATT 230kV se requiere el software para el mismo, para esto, TRANSELECTRIC necesita de un software para el sistema de control; para su obtención se realiza una serie de requerimientos y especificaciones al mercado para recibir ofertas de distintas empresas.

Los diferentes requerimientos y especificaciones son enviados al fabricante para que el sistema se desarrolle con éstos detalles, una vez finalizado éste paso, TRANSELECTRIC por medio de los ingenieros encargados del proyecto están presentes en las respectivas pruebas de fábrica y pruebas en sitio para la comprobación que dichas especificaciones se cumplan; si en el transcurso de estas pruebas es detectado que el sistema requiere ciertas modificaciones, éstas son enviadas nuevamente al fabricante.

El protocolo de pruebas es elaborado por el fabricante y sometido a la aprobación por parte de TRANSELECTRIC; dicho protocolo se divide en tres partes:

- Prueba de conexionado en tableros.
- Prueba de relés de protección.
- Prueba del sistema de control.

4.2 PRUEBAS PARA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE CONTROL

4.2.1 PRUEBA DE CONEXIONADO EN TABLEROS

En el desarrollo de la puesta en servicio del sistema de control se requiere un estricto control para lo cual se realizan las siguientes pruebas:

4.2.3.1 Prueba de aislamiento de cables usados en el conexionado de los tableros

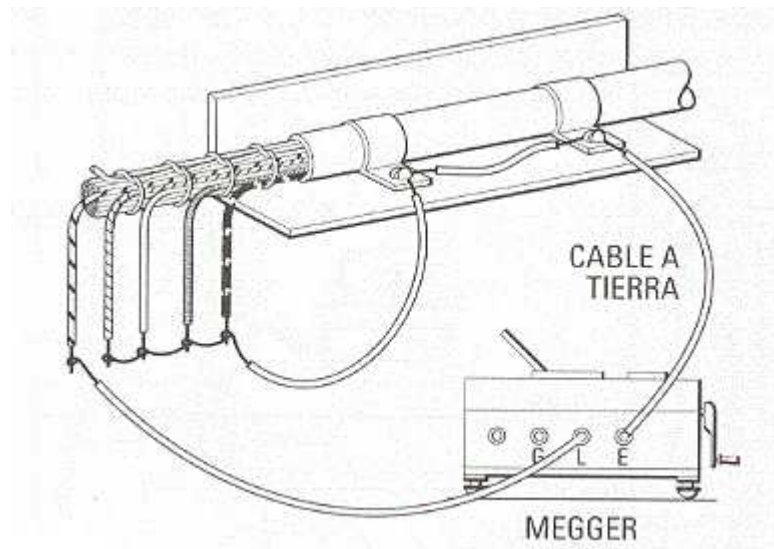


Fig1. Conexionado del Megger.³⁴

Mediante esta prueba se busca determinar el estado de aislamiento de los cables utilizado en el conexionado de tableros, mediante la resistencia de aislamiento de cada cable respecto a los demás y a tierra.

El método utilizado se conoce como TIEMPO-RESISTENCIA y se lo realiza por medio de un Megger, a través del cual se aplica un voltaje de 500V por un tiempo de alrededor de 1 minuto.

Se considera que el aislamiento se encuentra en buen estado cuando, luego de aplicado los 500V durante el tiempo indicado, la resistencia de aislamiento es de 1Megaohmio (MΩ).

³⁴ Fig.1: Información proporcionada por manuales de PCM-TRANSELECTRIC

Al realizar la prueba con el Megger se debe desconectar los relés montados en los tableros, para que el voltaje que se genera con el Megger sea aplicado únicamente a los cables sometidos, con esto se evitará que las tarjetas o las bobinas de los relés sufran daños.

4.2.3.2 Prueba de continuidad eléctrica

Mediante ésta prueba se verifica que el conexionado de los tableros estén correctamente realizados de acuerdo a los planos de diseño del fabricante. Se trabaja con el método llamado Timbrado de los planos, es decir se verifica con un multímetro que todas las conexiones del tablero se encuentren unidas, si es así, sonará un pitido ocasionado por el multímetro, lo que significa que el conexionado está correcto. Finalmente se identifica en los planos que es aceptada dicha conexión, ésta prueba se realiza en todos los cables que se encuentran conectados correspondiente a los planos de diseño.

4.2.4 PRUEBA DE LOS IED's DE PROTECCIÓN

Los IED's de protección, tienen la ventaja que funcionan como elementos de control y de protección en el mismo dispositivo diferenciándose en la necesidad del proyecto; ésta diferencia se la realiza mediante la programación de cada uno de ellos.

Estos IED's forman parte del sistema de control y cada uno trabaja como un equipo independiente. Se realizan pruebas de funcionamiento para verificar que los dispositivos trabajen correctamente.

Para el caso del proyecto de la bahía del autotransformador ATT 230kV, se consideran tres IED's de protección indispensables en la bahía, estos son:

- IED de protección de sobrecorriente, (P442).
- IED de protección de de falla tierra, (P126).
- IED de protección diferencial, (BBCH).

A cada IED de protección se le introduce un voltaje y una corriente de diferentes magnitudes y ángulos, a fin de verificar su correcto funcionamiento ante diferentes condiciones de prueba.

TRANSELECTRIC proporciona al fabricante una lista de señales y eventos para cada IED de protección; a través de un protocolo de pruebas, cada señal es verificada individualmente, finalmente se marcará en los planos de diseño para saber que dicha señal funciona correctamente.

4.2.5 PRUEBA DEL SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control tiene una arquitectura constituida por una red de IED's de control y de protección, un concentrador de señales, un HMI, un gateway para la comunicación y un sistema GPS para la sincronización del tiempo.

Las pruebas se realizan para aprobar la funcionabilidad del sistema verificando la correcta operación de cada componente.

4.2.3.1 Despliegues del HMI

El sistema de control cuenta con un interfaz hombre-máquina en el cual se realizan despliegues que muestran al operador la información de los diferentes estados, mediciones y eventos de la bahía. TRANSELECTRIC posee sus propios símbolos y colores para la representación de los equipos y otra información mostrada en la pantalla, como se detalla a continuación:

- Líneas de transmisión y barras.

Color	Muestra	Nivel de Voltaje
Azul		230 kV
Amarillo		138 kV
Blanco		Línea o barra desenergizada
Café		Equipo o línea puesta a tierra
Magenta		No actualizado o con error de estado

Tabla.1 Representación de colores de líneas de transmisión y barras³⁵.

- Equipos de patio.









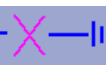


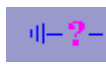






Estado	Disyuntor	Seccionador	Puesta a tierra
Abierto			
Cerrado			
Intermedio o con error de estado (magenta)			
Desconocido (magenta)			
Seleccionado (blanco)			No seleccionable
Comando bloqueado (“B” café)			No seleccionable
Ingreso manual (“M” cyan)			No seleccionable

Tabla.2 Simbología de los equipos de patio.³⁵

- Voltaje (V), corriente (I), potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S) y lista de alarmas utilizan el color amarillo para indicar que una de estas variables se encuentra en un estado de advertencia y el color rojo para indicar un estado de alarma ya sean estos valores superiores o inferiores a los normales.
- En el caso del disyuntor cuando se muestra el color rojo titilante (disparo), mientras el operador no haya reconocido el disparo, es decir en éste tipo de prueba se puede verificar:

³⁵: Tabla.1 y Tabla.2: Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

- Nomenclatura de equipos de patio y su simbología para los estados: abierto, cerrado, disparado, indeterminado y no actualizado.
 - Diagrama unifilar de la bahía ATT para la ejecución de comandos y señales de medición.
-
- Se verifica los despliegues de monitoreo del sistema de control como la red de comunicaciones, estados de los IED's de protección y control, estado de sincronización del GPS.

4.2.3.2 Señales de proceso

Se realiza la verificación de cada una de las señales digitales y análogas que son configuradas en el HMI.

- En caso de las señales digitales se incluyen las señales de los IED's de protección.
- Las señales análogas se tienen que probar para diferentes magnitudes y ángulos.
- Se verifica que cada información de los diferentes eventos y alarmas sean los correctos.

4.2.3.3 Lógicas de enclavamiento

En cada uno de los IED's de la bahía ATT 230kV, se programa los enclavamientos para las operaciones que vienen desde los equipos de patio y se realiza la verificación de la operación y no operación de los equipos. La operación de enclavamiento se realiza como en capítulos anteriores.

4.2.3.4 Lista de eventos y alarmas

- Se verifica que el HMI esté registrando los eventos y alarmas de la lista de señales que han sido aprobadas.

- Se verifica que los textos se encuentren bien diseñados, caso contrario deben ser corregidos a través del fabricante.

4.2.3.5 Jerarquías de usuario

- Se entrega a cada operador un nombre y su respectiva contraseña para poder utilizar el HMI, según sea quien esté frente al sistema de control por medio del HMI, éste le asigna funciones o las niega dependiendo de cómo se ha planteado en la definición de autoridades y cuentas de usuario, la filosofía de control debe ser confirmada para no tener problemas al entrar en servicio.
- Una vez confirmado su verificación se define la acción que tiene cada operador según su nivel de control; es decir:
 - Nivel 0: visualización.
 - Nivel 1: operación.
 - Nivel 2: ingeniería de protecciones.
 - Nivel 5: administración del sistema.

4.2.3.7 Robustez del sistema

Para la comprobación de la robustez del sistema se realizan las siguientes pruebas:

- Se realiza la verificación de la sincronización de los IED's, el computador de adquisición y el HMI.
- Una vez sincronizado el sistema de control, se procede a cambiar la hora de un IED y se verifica nuevamente que se encuentre sincronizado después de cierto tiempo.
- Los lazos de comunicación de los IED's pueden soportar la ruptura de un hilo de fibra óptica, esto se puede probar desconectando la fibra óptica de uno de los IED's.

4.3 ENERGIZACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL

Previo la energización del sistema de control se sigue los siguientes pasos:

- Se efectúa una inspección visual para detectar posibles daños, una vez desembarcado los relés.
- Se verifica que las conexiones de la red de comunicaciones entre los IED's, concentrador de señales, se encuentren en buen estado.
- Se verifica la puesta tierra de los tableros de control.
- Se verifica la polaridad de voltaje de alimentación a los dispositivos de control y protección.
- Finalmente se verifica el arranque del sistema de control y el tiempo que le toma considerando los IED's, concentrador de señales y el HMI.

4.4 VERIFICACIÓN DE LAS SEÑALES

Se verifica la configuración de todas las señales definitivas que ingresan al sistema de control, dichas señales se reciben desde los equipos de patio de la bahía ATT 230kV.

4.5 PRUEBAS DE COMUNICACIÓN CON EL CENTRO REMOTO

Finalizado la verificación de las señales reales y los enclavamientos realizados localmente hasta el HMI se procede a la simulación de las señales que serán transmitidas hasta el centro de control remoto.

Para la puesta en servicio no se requiere operar directamente con los equipos de patio como los seccionadores y los disyuntores, tampoco se necesita realizar pruebas de inyección a los IED's de protección de la bahía ATT 230kV para la verificación de señales, basta con la simulación de las señales que fueron desarrolladas en las pruebas locales mencionadas anteriormente.

4.6 RESPALDOS

El sistema de control como se ha mencionado anteriormente, presenta un sistema redundante lo que quiere decir que es un sistema de control que cuenta con un respaldo, éste tipo de sistema ayuda a proteger las operaciones de la bahía ATT 230kV de posibles desconexiones del sistema sin interrumpir el funcionamiento del proceso; éste sistema de respaldo también es verificado dentro del sistema de control.

CAPÍTULO 5

5. CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO DE CONTROL Y PROTECCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

TRANSELECTRIC, al querer seguir actualizando y modernizando las subestaciones que están a su cargo, ha visto la necesidad de formar una guía de la configuración, montaje y puesta en servicio de los equipos de control y protección para la implementación de nuevas bahías en otras subestaciones, para esto se ha tomado como referencia la subestación Santa Rosa y exclusivamente la bahía del autotransformador ATT 230kV, esto ayudará a que los ingenieros y el personal a su cargo encuentren éste proceso más didáctico y con menos complicaciones como se dieron en la mencionada.

A continuación se menciona los diferentes software y la manera en la cual se ha puesto en funcionamiento esta bahía y la forma de realizarlo en otras subestaciones que requieren ser modernizadas y ampliadas.

La configuración de los equipos de control se realiza con el software PSCN3020, mientras que la configuración con los equipos de protección se hace con el software MiCOM S1.

5.2 SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN PSCN3020

El sistema PSCN3020 significa “Integrated Protection and Distributed Digital Control System”, Sistema Integral de Protección y Control, es un sistema modular con diagramas, gráficos y mensajes configurables y formatos de comando, que puede ser agregado para proporcionar funciones suplementarias como el control remoto de la interrupción y el ajuste de los módulos de bahía; es un sistema que

trabaja sobre el doble anillo EFI.P conocido también como el doble anillo de fibra óptica por el cual se realiza la transmisión y recepción de datos a través de los módulos de bahía BM9100 y BM9200.

El sistema PSCN3020 sirve para la protección, el control y la supervisión de la bahía del autotransformador ATT 230kV desde una computadora central.

El sistema PSCN sirve para:

- Monitorear el estado de los dispositivos de conmutación de la bahía del autotransformador ATT en tiempo real.
- Controlar los dispositivos de conmutación de la bahía de autotransformador ATT.
- Visualizar las informaciones archivadas.
- Monitorear el estado de los componentes de la red.

El sistema presenta las siguientes funciones:

- Dispositivos de protección.
- Control Local / Remoto
- Secuencias de Automatismo.
- Sincronización de tiempo.
- Secuencia de eventos.
- Reemplazamiento de la tecnología anterior.
- Reduce el alambrado de interconexión, (intercambio de datos a través de fibra óptica).
- Optimización del espacio (reducción y la integración de los paneles de control).

El sistema PSCN3020, tanto para los IED's de protección y los módulos de bahía se realizan de la siguiente manera:

- a. Módulos de bahía:

- 1 módulo de bahía 9100 para el autotransformador ATT 230kV
- 1 módulo de bahía 9200 para el autotransformador ATT 230kV

b. Los IED's de protección:

- 1 IED P442.
- 1 IED P126.
- 1 IED KBCH.

Este sistema de control tiene tres niveles jerárquicos de control que son enviados y recibidos a través de fibra óptica:

- Nivel 1: nivel donde se encuentran los IED's de protección, dispositivos de medición y los módulos de bahía.
- Nivel 2: nivel de control de la subestación, donde se encuentra el HMI.
- Nivel 3: es el nivel superior donde se encuentra el CENACE y el SCADA para un futuro.

La información que se envía entre el nivel 1 y nivel 3 se realiza a través de fibra óptica.

Como se indica el nivel 1 es el más bajo, se realiza el siguiente seguimiento de los equipos:

- BM900
 - Interface cableada con las entradas analógicas, entradas y salidas digitales.
 - Interface numérica con los IED's de protección.
 - Ejecución de automatismos y enclavamientos.
- IED's de protección
 - Interface numérica con los BM9000.
- Medidores funcionales.

Para el nivel de control se requiere de:

- Una computadora redundante central de adquisición de datos, es decir, dos computadoras idénticas para fiabilidad del sistema.
- Una computadora para enlace del nivel superior.
- Una computadora de HMI.

5.2.1. ARQUITECTURA DEL SISTEMA PSCN3020

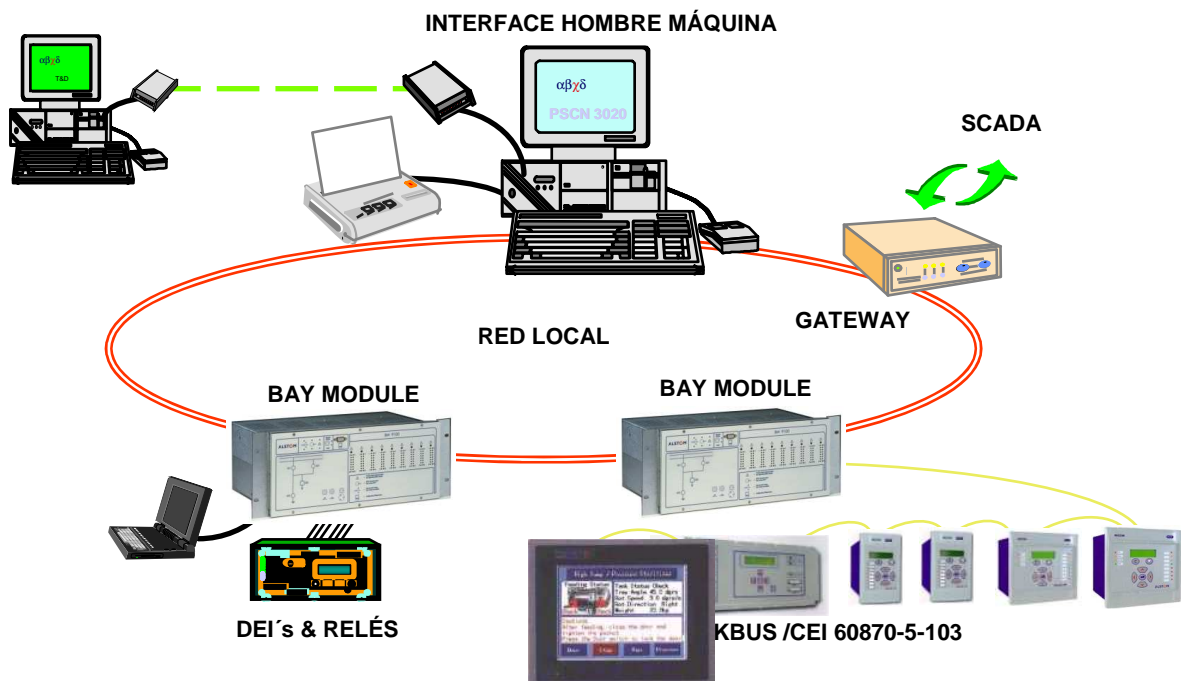


Fig1. Arquitectura Sistema PSCN3020.³⁶

La configuración de control PSCN3020 para la bahía ATT 230kV requiere de algunos equipos como:

- Una computadora que trabaja como HMI que se encuentra en la sala de control.
- Una computadora central redundante (dos computadoras industriales de adquisición idénticas).

³⁶ : Fig.1 Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

- Dos computadoras que cumplen el papel de compuerta de adquisición (gateways).
- Dos impresoras.
- Una red óptica redundante de área local (EFI.P- red óptica del sistema PSCN3020)
- Una computadora que funciona como el SCADA para el protocolo IEC-870-5-101.

En el sistema de control PSCN3020, no se incluyen los módulos de bahía y los IED's de protección, pues se explicó anteriormente, que éstos cuentan con su propia configuración y su respectivo software.

5.3. FILOSOFÍA DE CONTROL

El sistema sigue la siguiente filosofía de control:

- Apertura y cierre de interruptores y seccionadores desde el punto de control del nivel de subestación.
- Disparos de emergencia y seguridades operativas por medio de los IED's de protección.
- Indicación de la posición de los seccionadores abierto/cerrado, mediante los entradas digitales de los BM900'.

Para la operación de los diferentes equipos de la bahía ATT 230kV son realizados desde la sala de control de la subestación Santa Rosa mediante la computadora encargada del HMI del sistema PSCN3020, desde el CENACE y en un futuro desde el SCADA de TRANSELECTRIC.

5.3.1 A NIVEL DE BAHÍA

El control a nivel de bahía se lo realiza desde un mando local y un mando remoto.

5.3.1.1 Mando Local

Las órdenes se las realiza directamente en los seccionadores o disyuntores, sin el uso de los dispositivos de control de la bahía del autotransformador ATT y de los módulos de bahía BM9000.

Para este caso, el sistema PSCN3020 monitoreará las indicaciones del campo, como los cambios de estado, sea éste local o remoto.

5.3.1.2 Mando Remoto

Las órdenes serán efectuadas por los equipos de control de la bahía de autotransformador ATT, de la computadora encargada del HMI o del CENACE que son ejecutadas por los BM9000 por medio de las salidas digitales; antes de que las órdenes sean ejecutadas se verifica los enclavamiento en la base de datos del sistema; es decir, si el enclavamiento es la misma de la maniobra, entonces el BM9000 ejecuta el mando, caso contrario es rechazado dicho mando.

5.3.2 A NIVEL DE LA SUBESTACIÓN

El control a nivel de la subestación se lo realiza desde un mando local y un mando remoto.

5.3.2.1 Mando Local

Las órdenes son ejecutadas desde la computadora encargada del HMI de la supervisión de la subestación.

5.3.2.2 Mando Remoto

Las órdenes serán efectuadas desde el CENACE o en un futuro desde el SCADA mediante los gateways asociados.

Tanto en el mando local como en el mando remoto se debe verificar que los enclavamientos se encuentren configurados en la base de datos del sistema PSCN3020.

5.4. SISTEMA DE COMUNICACIÓN Y SUPERVISIÓN

El sistema de control PSCN 3020 sigue los principios básicos:

- Comunicación en red.
- Distribución de los datos.

La arquitectura del sistema de control tiene tres niveles de comunicación:

- a. Red de protección.
- b. Red primaria.
- c. Enlace superior.

5.4.1 RED DE PROTECCION

El objetivo de la red de protección es la comunicación entre los IED's y los módulos de bahía BM9000.

Esta red de comunicación permite monitorear y configurar los IED's de protección desde los siguientes puntos:

- El módulo BM9000 correspondiente.
- Máquina del HMI, conectada a la computadora de adquisición.

Los datos específicos del IED deben ser configurados en el BM9000 y enviados al punto de control, y finalmente desplegados al operador; estos datos se encuentran disponibles en el anillo EFI.P.

El sistema PSCN 3020 acepta 4 tipos de red de protección (MOD-Bus, K-bus, IEC 60870-103 y OPN-Bus), que para la conexión del BM9000 en el caso del proyecto

de la bahía del autotransformador ATT de la subestación Santa Rosa son los mencionados anteriormente.

5.4.1.1 Operación

El módulo BM9000 adquiere los valores periódicamente de los IED's; ésta periodicidad depende del número de IED's conectados del BM9000 y el número de análogos configurados.

Entonces en la operación el BM9000 sincroniza los relés con la fecha GPS y luego esta información es enviada por las computadoras de adquisición.

Esto ayuda a que el operador se encuentre mejor informado del sistema de control PSCN3020 para el manejo de la bahía del autotransformador ATT 230kV, lo cual servirá como una guía para otras subestaciones.

5.4.1.2 DESEMPEÑO

El desempeño de las mediciones análogas se encuentran configuradas por bloque, esto quiere decir que dependen del número de bloques de mediciones.

Para lograr el desempeño en bloques se recomienda conectar 8 IED's como máximos para obtener un tiempo de respuesta que corresponda a una aplicación en tiempo real; ejemplificando se tiene como un promedio de 2 bloques por relé, 8 mediciones por bloque, el periodo de espera por segundo (1 segundo para 4 relés conectados y 2 segundos para 8 relés conectados).

5.4.2 RED PRIMARIA

EL objetivo de la red primaria es la comunicación entre los módulos de bahía BM9000 y las computadoras de monitoreo y de control; para esto se debe tomar en cuenta que el anillo EFI.P debe contar con las siguientes características:

- Inmunidad a las interfaces con la fibra óptica entre los diferentes equipos.

- Redundancia.
- Velocidad de transmisión a 3.5 Mbit por segundo.
- Distancia máxima hasta de 20 kilómetros, según será el número de equipos configurados en el sistema.

5.4.3 ARREGLO DEL ANILLO ÓPTICO EFI.P

El anillo EFI.P es un doble anillo con fibra óptica, por ende los equipos EFI.P se conectan a la red vía tarjetas de comunicación.

Estas tarjetas de comunicación están enlazadas con dos otras tarjetas vía doble cable de fibra óptica.

Si un mensaje es enviado por un equipo, es recibido por otro equipo, entonces cada vez que el mensaje llega verificado a una tarjeta de comunicación, éste da una vuelta completa al anillo, y finalmente el equipo verifica que el mensaje regresó.

Con esto se confirma que la tecnología de la fibra óptica permite tener largas distancias:

- Entre dos equipos, la distancia máxima puede ser de 2.5 km.
- La distancia total del anillo puede ser hasta de 20 km.

5.4.2 AUTOCICATRIZACIÓN DEL ANILLO EFI.P

El sistema de control PSCN 3020 posee una gran ventaja dentro del anillo EFI.P que es la autocicatrización del anillo; la autocicatrización funciona en el caso que se corten uno de los cables entre dos equipos, el sistema sigue funcionando correctamente en su totalidad y sin ninguna pérdida del evento.

Por ser un doble anillo redundante, durante el funcionamiento normal, el cable principal se usa para la transmisión de los mensajes, mientras los bytes de verificación se envían en el cable secundario en el sentido contrario. Si el funcionamiento es nominal los dos anillos se usan constantemente para transmitir

y recibir la información, con lo cual el anillo continuamente solicita y verifica los datos.

Si se realiza un corte en el cable entre dos equipos, cada tarjeta EFI.P cierra automáticamente la red al conectar la red primaria con la secundaria. La “nueva” red, sencilla, está compuesta por el cable principal y por el cable secundario, un lado los mensajes recibidos se re-emitan en el cable secundario (el primero no existe), del otro lado, los mensajes recibidos en el cable secundario se re-emiten en el cable principal; de esta forma también se interconectan los nuevos equipos a la bahía para su integración, se puede ver a continuación como se cierra el “nuevo anillo”:

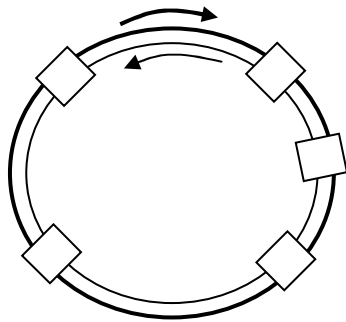


Fig.2 Operación Normal de la red EFI.P²

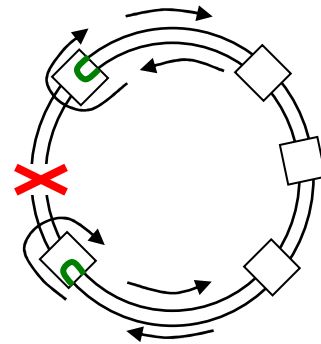


Fig.3 Autocatrización de la red EFI.P.³⁷

5.4.3 OPERACIÓN DEL PROTOCOLO EFI.P

La operación del protocolo EFI.P tiene el principio de que cada equipo de la red tiene su propio momento para emitir mensajes; este momento se llama tiempo de transmisión.

Para el caso del equipo de control BM900 se tiene un tiempo de transmisión para cada IED conectado a su red de protección.

Para el caso se presentan dos opciones:

³⁷ : Fig.2 y Fig.3 Información proporcionada por manuales PCM-TRANSELECTRIC

- Parámetros de red.
- Reglas de transmisión.

5.4.3.1 Parámetros de red

Existen dos parámetros en el sistema de control:

- a. El número de tiempos configurados.
- b. Detectar si el anillo se encuentra.

5.4.3.2 Reglas de transmisión

Se transmite información según se ordenen los dispositivos de transmisión, mientras el uno transmite el otro se encuentra sin transmitir

5.4.3.3 Transmisión de datos en la red EFI.P

Se realiza el control de la transmisión uno a uno por cada equipo; este control se conoce como sincronización de la red; el cual envía por medio del administrador la sincronización de tiempo GPS a todos los BM9000.

TRANSELECTRIC cuenta como administrador una computadora que es la adquisición principal y al contar con un equipo redundante, en caso de fallar uno de estos se tiene otra computadora que sería la de adquisición redundante y que vendría a ser el nuevo administrador.

Para lo cual se cuenta con objetivos que cumple el administrador para la transmisión de datos como:

- Se presenta una información cíclica desde el BM9000 y su red de protección hacia el anillo EFI.P
- Los eventos que se adquieren por los BM900 o los IED's de protección tienen una precisión de 1mseg.

- Controles desde el HMI, el CENACE o cualquier otro Módulo de bahía al BM9000 y a sus respectivos IED's.
- Base de datos en tiempo real que permite la actualización de todos los eventos y la información cíclica de los demás dispositivos.

Se debe destacar principalmente que para el proyecto de de la bahía del autotransformador ATT se presentan los siguientes dispositivos en el anillo EFI.P como:

- Módulo de bahía.
- Dos computadoras de adquisición.
- Dos gateways.

5.5 INTEGRACIÓN DE LOS MÓDULOS DE BAHÍA

Para la iniciación del proyecto se deben colocar los módulos de bahía al anillo de red EFI.P para lo cual se requiere de paneles de los módulos de bahía como:

- a. Un módulo de bahía BM9100 para el autotransformador ATT 230kV.
- b. Un módulo de bahía BM9200 para el autotransformador ATT 230kV.

5.5.1 IED's RELÉS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

Para la integración total del sistema PSCN3020 se requiere del conjunto de IED's de protección y de medición como:

- a. Un IED de protección P442.
- b. Un IED de protección P126.
- c. Un IED de protección KBCH.
- d. Un IED de medición MVAJ105 (El cual no requiere ser configurado)

Para la configuración de los IED's de protección requiere de un software MiCOM-S1, lo cual permite que la configuración se realice el control, mando y supervisión

de la forma más segura y confiable para poder ser instaladas en otras subestaciones donde se requiera hacer ampliaciones de cada una de las bahías.

5.5.1.1 Software MiCOM S1

El software MiCOM S1 es el software para la configuración de los IED's de protección de la bahía ATT 230kV permitiendo el respectivo ajuste del sistema de control, con capacidad de satisfacer la necesidad de la bahía dentro de la subestación.

Para la configuración a los IED's se requiere de un cable DB9, el software instalado en la computadora portátil y el ingeniero encargado de la configuración.

CABLE DB9

El cable DB9 serial que se utiliza para la configuración de los relés de protección trabajan con la siguiente configuración de pines:

Número de pin	Señal
1	DCD (Data Carrier Detect)
2	RX
3	TX
4	DTR (Data Terminal Ready)
5	GND
6	DSR (Data Sheet Ready)
7	RTS (Request To Send)
8	CTS (Clear To Send)
9	RI (Ring Indicator)

Tabla1. Asignación de pines cable DB9³⁸

Para el caso de la bahía ATT 230kV en la respectiva configuración, se considera la conexión del cable DB9 directamente el pin 5 (GND) macho, pin 3 (TX) macho,

³⁸ : Tabla.1 y Fig. 4, www.iearobotics.com

pin 2 (RX) macho a los respectivos pines hembra del otro lado del conector del cable.

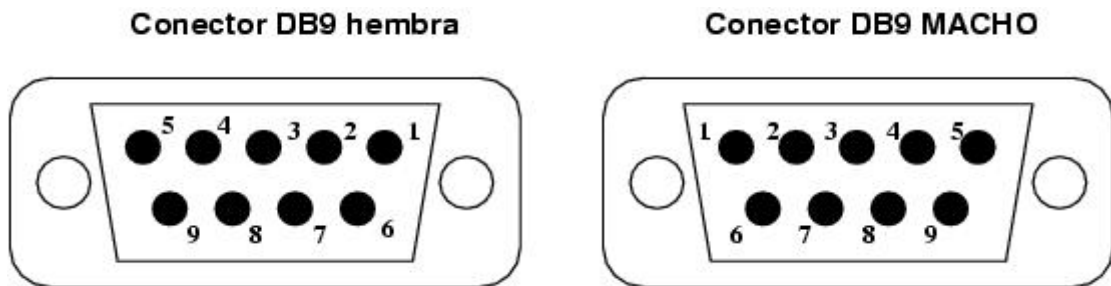


Fig.4 Conector DB9³

5.6 ORGANIZACIÓN DE LOS MÓDULOS DE BAHÍA

El sistema de la bahía ATT 230kV está compuesta por dos módulos de bahía como se indica en la figura 5:

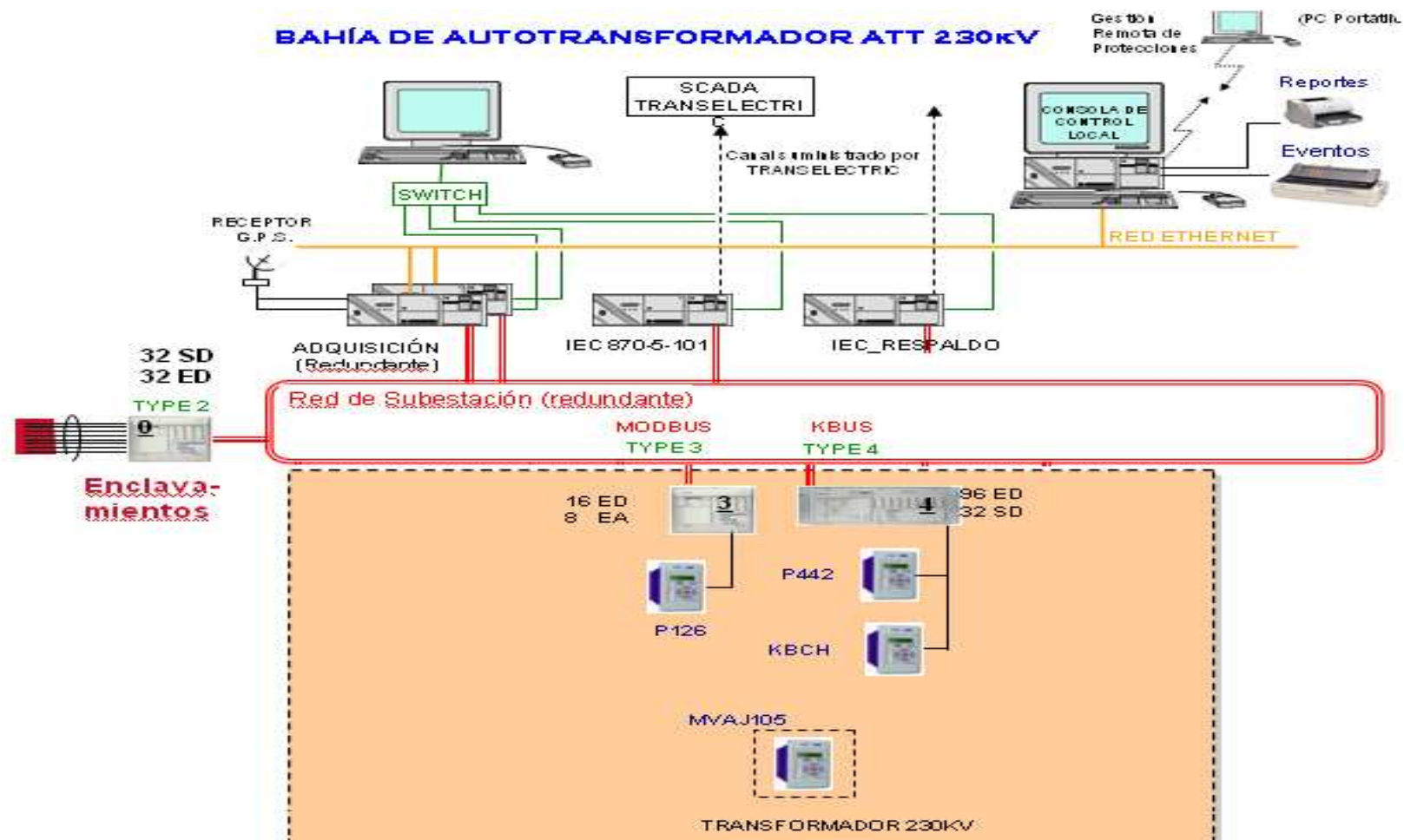


Fig5. Arquitectura del sistema de control y protección PSCN3020 de la bahía ATT 230kV.³⁹

³⁹ Fig.5 Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

Posee dos módulos de bahía que se encargan de ejecutar la adquisición de datos y control del interruptor, seccionadores, eventos, alarmas.

El BM 9200 marcado en el gráfico como 3 tiene al mando al IED de protección de falla tierra (P126).

El BM 9100 que se encuentra en el gráfico con el número 4 tiene al mando a dos relés de protección; sobrecorriente (P442) y diferencial (KBCH).

5.7 OPCIONES DE SIMULACIÓN

Las opciones de simulación se seleccionan con la finalidad de probar el sistema frente a su funcionalidad y minimizar la constitución del hardware.

En algunos módulos de bahía típicos, los dispositivos de entrada/salida estarán cableados a cajas de interruptores con el fin de simular su comportamiento bajo secuencias de control.

5.8 HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN

Es necesario tener herramientas para la simulación del sistema de control y protección PSCN3020 como:

- a. Medios de simulación.
- b. Dispositivos de switcheo.
- c. Simulador manual.
- d. Espía de la red de fibra óptica (EFI.P)

5.8.1 HERRAMIENTAS MANUALES

La simulación manual es realizada cuando las pruebas se las requiere punto a punto; es decir que el caso de los módulos de bahía, tanto en las tarjetas de entradas y en las tarjetas de salida se utilizan conectores especiales para permitir el cambio individual de entradas y de permitir la visualización de las salidas.

5.9 ELEMENTOS DE VALIDACIÓN

La validación de los elementos de TRANSELECTRIC está organizada de acuerdo a los siguientes puntos principales:

- a. Identificación de los elementos de validación (documentos, componentes de hardware y software).
- b. Interfaces con el Operador: Computadora HMI, impresoras, mímico para control local.
- c. Facilidades de Operador (derechos de acceso, control de la planta).
- d. Procesamiento de entradas digitales y análogas.
- e. Pruebas punto a punto (entradas, salidas, monitoreo del sistema).
- f. Funciones de Control automático (secuencias automáticas).
- g. Vista de monitoreo de alarmas.
- h. Pruebas de Gateway.

Se realiza la validación de los documentos de referencia, componentes del hardware y los componentes de software.

DOCUMENTOS DE REFERENCIA:

Se realiza la verificación de los documentos a poner en prueba se requiere:

- a. Plan de validación.
- b. Especificaciones funcionales.
- c. Lista de señales.

HARDWARE:

La verificación de los equipos según la lista.

SOFTWARE:

Se verifica que la versión a utilizar de software funcione correctamente en cada equipo y la que se encuentre funcionando en el mismo.

5.9.1 INTERFAZ CON EL OPERADOR

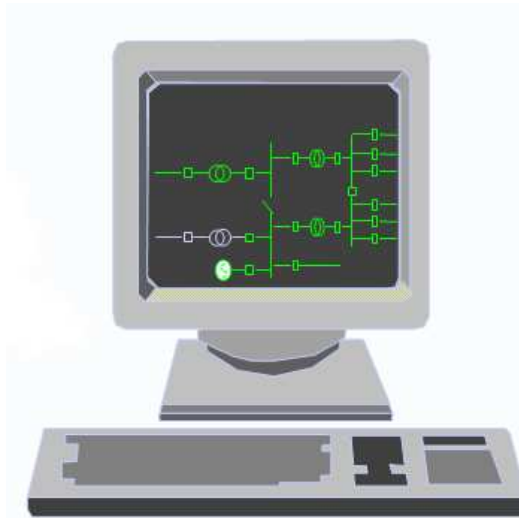


Fig6. Interfaz con el operador

Se realiza la validación de:

- Vistas del sistema

Se realiza la verificación de la vista global del sistema al igual, despliegue del estatus de la bahía, vistas con los elementos y su cambio de estado transmitido por unidades de adquisición.

- Vistas eléctricas

Se realiza la verificación del diseño de vistas, despliegue del estado de la bahía de autotransformador ATT, formato del despliegue de valores análogos.

5.9.2 IMPRESORA



Fig7. Impresora

Se realiza la validación de:

- Impresora de eventos y listado.

Se verifica el listado de datos (tiempo, origen, estado), datos de eventos (entradas digites, alarmas, acciones del operador), cronología de eventos.

- Impresora de reportes del HMI y listado.

Se verifica el estado de los datos extraídos del libro de registros con el listado de los datos, datos de eventos y cronología de eventos.

5.9.3 DERECHOS DE ACCESO DEL OPERADOR

El operador tiene acceso al sistema PSCN3020, el sistema una vez que trabaja se muestra en la pantalla como PSCN-Work (Software de monitoreo y control de la subestación) para las siguientes funciones:

- Iniciar y Parar el software de PSCN-Work software.
- Acceso de administración de PSCN-Work.
- Acceso a la configuración de PSCN-Work.
- Visualización.
- Control de los dispositivos de distribución.
- Administración del libro de registros.

- Administración de curvas.
- Acceso a páginas de alarmas y control de la bocina.
- Reconocimiento de alarmas.
- Cancelación de alarmas.
- Análisis de registros de fallas.

5.9.4 CONTROL DE LOS DISPOSITIVOS DE SWITCHEO

- Validación de los dispositivos de switcheo controlables.
- Verificar que los interruptores de puesta a tierra sean seleccionables para su control.
- Verificar que los seccionadores e interruptores pueden ser seleccionados para su control en las vistas detalladas de la bahía de autotransformador ATT.
- Inhibición del control cuando la bahía del autotransformador ATT se encuentre en modo local, es decir, la verificación la indicación de modo local en cualquier vista detallada y en las impresoras.
- La verificación de que ningún dispositivo de switcheo en la bahía pueda ser seleccionado para el control.

5.9.5 PRUEBAS PUNTO A PUNTO

Para la verificación total del sistema PSCN3020, se realizan las siguientes pruebas a cada dispositivo (módulos de bahía y los IED's de protección de la bahía del autotransformador ATT 230kV).

Se realizan operaciones a las entradas y salidas de los dispositivos.

5.9.5.1 Validación de las entradas digitales

Tanto para los módulos de bahía y los IED's de protección se realiza el ajuste y reajuste de cada una de las entradas:

- Verificar los mensajes de las entradas digitales en las impresoras.
- Verificar los mensajes de las entradas digitales en las impresoras.
- Verificar la indicación en el HMI (alarmas, dispositivos de switcheo, estado del dispositivo en vista general y en vista detallada, modos de control).
- Para los dispositivos de switcheo, verificar la apariencia en caso de discrepancia en la vista general y en la vista detallada.
- Para entradas alarmadas, verificar sus características.
- Activación de alarma auditiva en el HMI.

5.9.5.2 Validación de salidas digitales

Se realiza la validación de las salidas digitales de los dispositivos de switcheo y desde el HMI se realiza:

- La verificación de todas las salidas relacionadas con la maniobra deben estar activadas (abrir/cerrar seccionadores e interruptores).

5.10. AUTODIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE CONTROL PSCN3020

El sistema de control PSC 3020 presenta un HMI que cuenta con pantallas que presentan al operador el estado de cada equipo de la bahía; es decir que cada dispositivo y cada enlace de comunicaciones puede verificar su funcionamiento, identificar el elemento dañado y presentar el resultado al operador de forma inmediata para su corrección.

La verificación automática, el sistema la realiza periódicamente en los siguientes equipos y enlaces:

- Nivel de control, protección medición (bahía del autotransformador ATT 230kV).
- Se realiza en el módulo de bahía BM9100 y BM9200, la ausencia o presencia de la red de fibra óptica de la bahía ATT 230kV, falla de un

componente; sea esta, la tarjeta de entrada o de salida o alguna falla interna.

- Nivel de subestación, cada computadora de adquisición verifica la presencia o ausencia en la red de fibra óptica de la bahía del autotransformador ATT 230kV.
- Nivel superior (HMI y CENACE); por ser el sistema de control PSCN 3020 un equipo esclavo no se puede verificar (enlace de comunicación) con el nivel superior, para este caso se verifica al nivel de los equipos maestros.

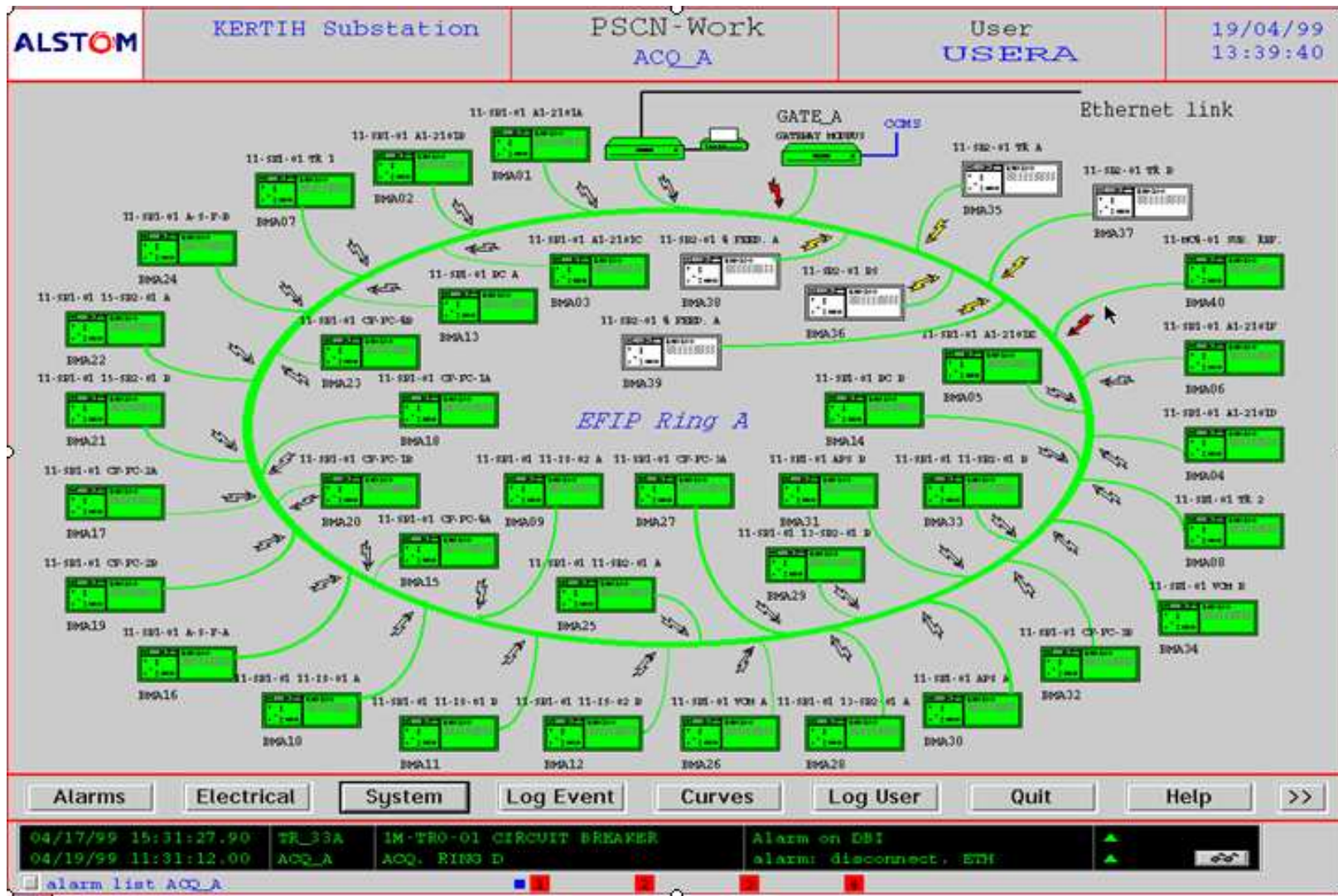


Fig8. Diagnóstico del software PSCN 3020

5.11 PUNTOS DE CONTROL DE LA Bahía del autotransformador ATT 230kV

5.11.1 NIVEL DE BAHÍAS

MODO LOCAL, se maniobra directamente en la bahía, en el cual el sistema de control PSCN 3020 maneja únicamente las indicaciones de campo, como los estados de cambio y el control local/remoto.

MODO REMOTO, se realiza con los equipos de control pertenecientes a la bahía del autotransformador ATT 230kV (PC, HMI) ejecutadas por medio de los módulos de bahía mediante las tarjetas de salidas digitales.

El sistema de control PSCN3020 maneja los controles; antes de ejecutar un control el BM9000 verifica los enclavamientos de su base de datos, una vez realizado el enclavamiento el BM9000 ejecuta el mando, caso contrario el mando es rechazado.

CONTROL DE LOS INTERRUPTORES DE LA Bahía del autotransformador ATT 230kV, los enclavamientos mediante los contactos de la salida de los BM9000.

Una vez iniciado el control desde el PSCN 3020, el BM9000 involucrado en la secuencia envía directamente el control a la bahía del autotransformador ATT 230kV cuyos enclavamientos validarán o rechazarán el control. Si el enclavamiento es rechazado, el operador del HMI recibirá un comando de fallo, pero no tendrá razón debido a que esta información no está enviada al PSCN 3020.

5.12 PANTALLAS DEL SISTEMA DE CONTROL PSCN3020

5.12.1 PANTALLA DEL HMI

La pantalla del HMI presenta un color gris en su fondo, estas pantallas se muestra en la parte llamada “zona de pantalla” como se indica:



Fig.9 Pantalla principal del HMI

La pantalla principal tiene como ventaja que el operador tenga una idea precisa de la base de datos de su sistema.

5.12.2 PANTALLA DEL SISTEMA

Las pantallas del sistema presentan en tiempo real el resultado de los autodiagnósticos al operador. En esta pantalla el operador tiene los detalles de conexión con los IED's de protección; presentándose los módulos de bahía individualmente BM9000 (BM9100 o BM9200) del sistema.

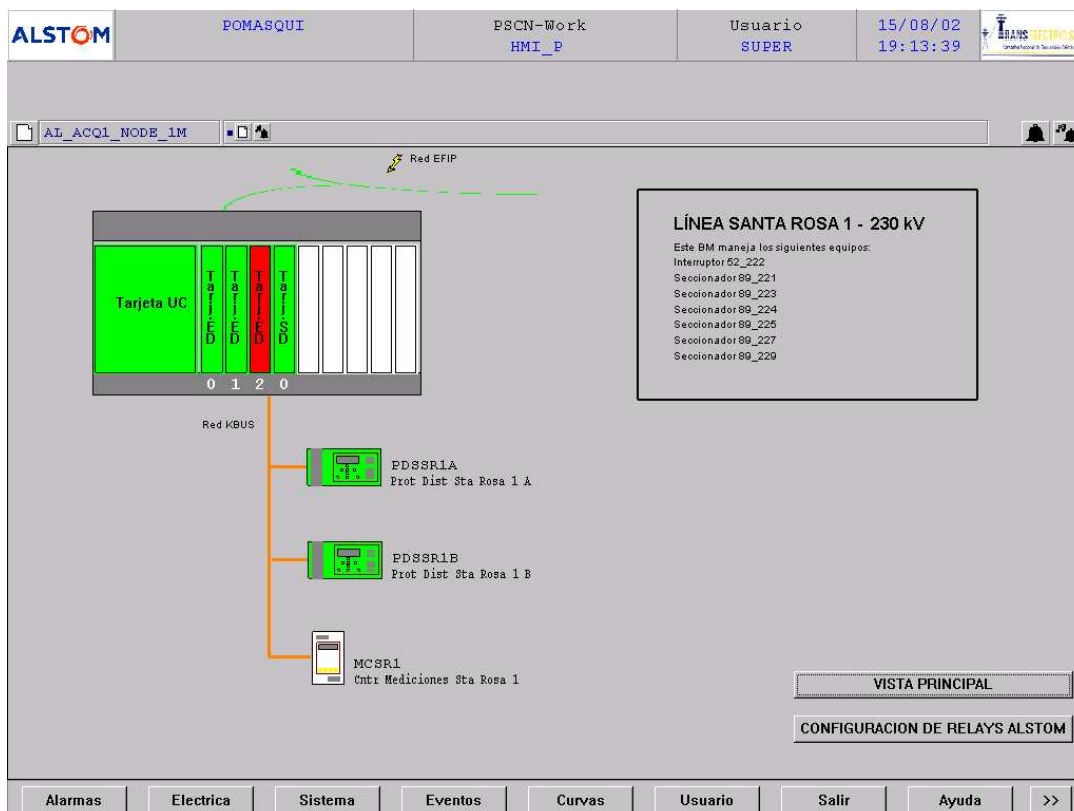


Fig10. Pantalla del Sistema

5.12.3 PANTALLA HMI PARA ENCLAVAMIENTO

La pantalla HMI definida para el control de los dispositivos despliega el estado de los enclavamientos

Interruptor	L220	M020	T120
PATIO	LOCAL	LOCAL	LOCAL
ILK CIERRE	PROHIBIDO	PROHIBIDO	PROHIBIDO
ALARMAS	PRESIÓN SF6	PRESIÓN SF6	PRESIÓN SF6
	BQ. CIERRE/DISP.	BQ. CIERRE/DISP.	BQ. CIERRE/DISP.
	RESORTE	RESORTE	RESORTE
	CTO. MOTOR	CTO. MOTOR	CTO. MOTOR
	CTO. AC/CAL.	CTO. AC/CAL.	CTO. AC/CAL.
	DISCR. POLOS	DISCR. POLOS	
Cuchilla	L229	L227	M025
PATIO	LOCAL	LOCAL	LOCAL
ILK CIERRE	AUTORIZ.	AUTORIZ.	AUTORIZ.
MOTOR	NORMAL	NORMAL	NORMAL
Cuchilla	L222	L225	M024
PATIO	LOCAL	LOCAL	LOCAL
ILK CIERRE	AUTORIZ.	AUTORIZ.	AUTORIZ.
MOTOR	NORMAL	NORMAL	NORMAL
Cuchilla	L229	L227	T124
PATIO	LOCAL	LOCAL	LOCAL
ILK CIERRE	AUTORIZ.	AUTORIZ.	AUTORIZ.
MOTOR	NORMAL	NORMAL	ALARMA
Cuchilla	L222	L225	T121
PATIO	LOCAL	LOCAL	LOCAL
ILK CIERRE	AUTORIZ.	AUTORIZ.	AUTORIZ.
MOTOR	NORMAL	NORMAL	NORMAL

Fig11. Pantalla de Enclavamiento.

5.12.4 PANTALLA DEL SISTEMA DE CONTROL PSCN 3020

El sistema de control PSCN3020 presenta tres tipos de pantallas que sirven para indicar al operador el estado de los equipos y subcomponentes del sistema.

a. Pantalla principal

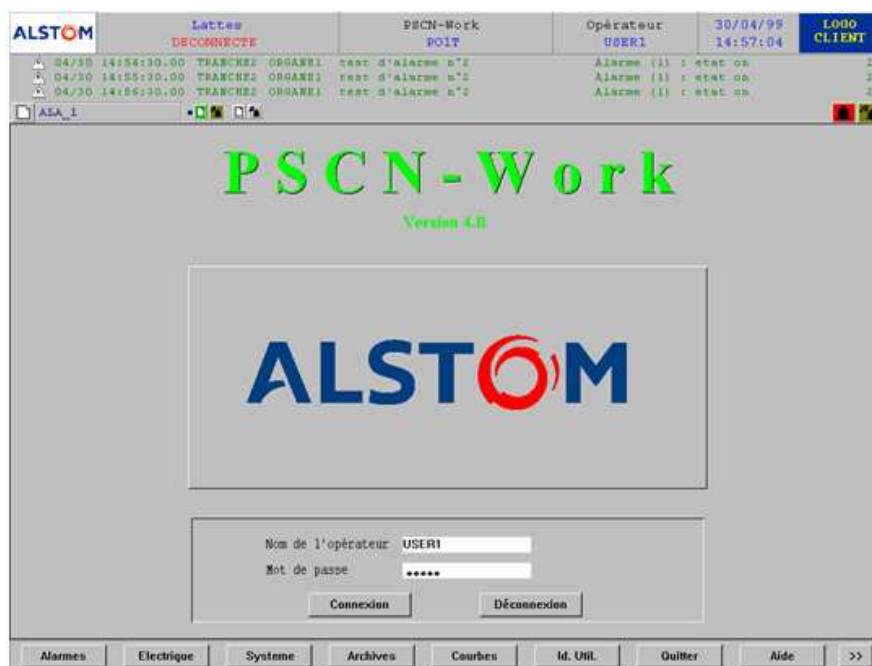


Fig12. Pantalla principal del software PSCN3020

Esta pantalla forma el primer nivel de información en el cual se presenta la disposición de los equipos de la bahía; es decir, si el operador selecciona el símbolo de un módulo de bahía, el sistema despliega otra pantalla con el correspondiente elemento.

Los colores usados y el significado respectivo tenemos:

- VERDE: el equipo se encuentra funcionando correctamente.
- ROJO: el equipo está fallando.
- BLANCO: el equipo está ausente, no conectado a la red, apagado o es un equipo futuro.

Lo mismo sucede con las flechas que se indican en la pantalla para el funcionamiento de la comunicación entre los equipos, se tiene:

- FLECHA TRANSPARENTE: indica que la red está funcionando correctamente.
- FLECHA AMARILLA: indica que el dispositivo correspondiente no se comunica correctamente ocasionado por alguna falla o por ausencia.
- FLECHA ROJA: indica que la red está en modo de autocicatrización.

b. Pantalla detallada del sistema.

Es el segundo nivel de información en el cual se accede a conocer los detalles de los módulos de bahía, en esta pantalla se cuenta con la siguiente información:

- IED's DE PROTECCIÓN, se encuentra la información detallada del IED con el estado de los datos adquiridos, digitales y análogos.
- BOTÓN MiCOM S1, que permite el arranque del software MiCOM S1 para la comunicación con el relé vía serial para el mantenimiento, monitoreo y configuración.

En cuanto a los colores se identifican de la siguiente manera:

- COLOR VERDE, el IED funciona correctamente.
- COLOR ROJO, el IED está fallando.
- COLOR BLANCO, el IED se encuentra ausente de la red de protección, es decir está apagado o desconectado.

En la pantalla de detalla también encontramos el estado de las tarjetas de entrada y salida del módulo de bahía:

- VERDE, la tarjeta está funcionando correctamente.
- ROJO, la tarjeta está fallando.
- BLANCO, la tarjeta se encuentra ausente.

En cuanto a los protocolos de comunicación con los IED's se tiene la siguiente asignación:

- VERDE, la red está funcionando correctamente.
- ROJO, la red se encuentra en falla.

c. Pantalla detallada de los IED's de protección.

En la pantalla se muestra el IED junto a su nombre completo, la función y la dirección dentro del anillo EFI.P.

5.12.5 PANTALLAS DE REPRESENTACIÓN ELÉCTRICA

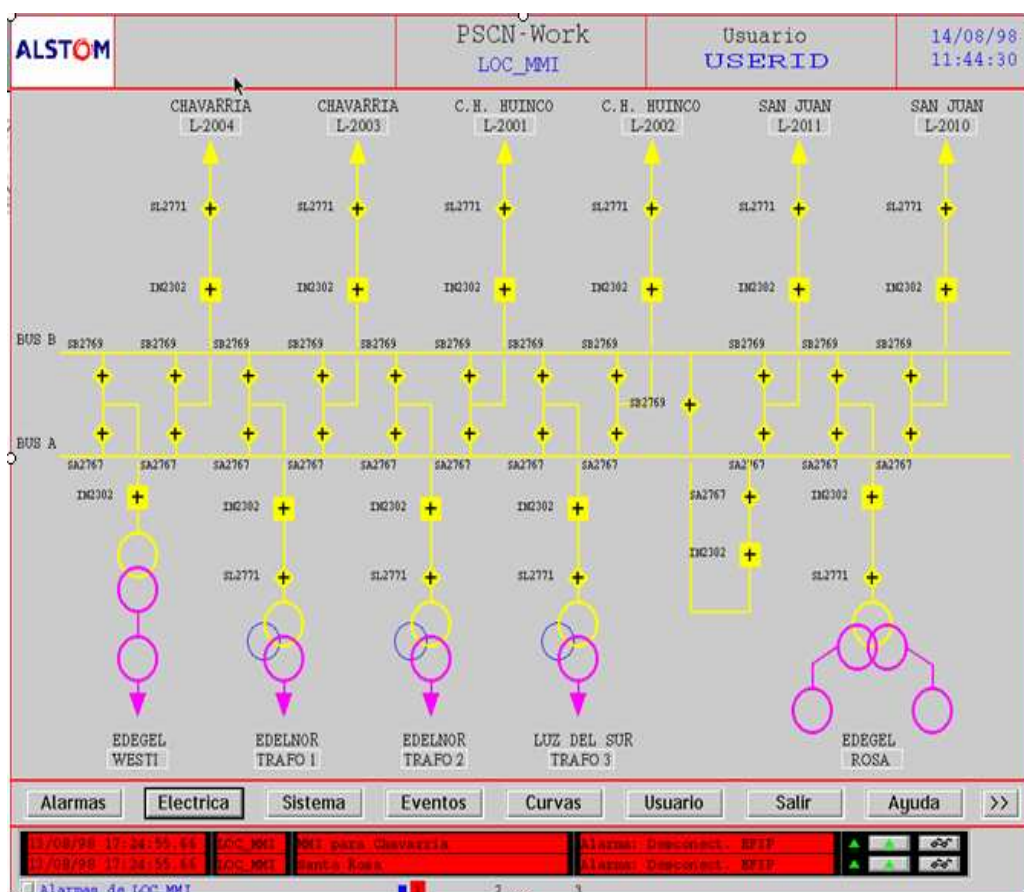


Fig13. Pantalla Eléctrica del software PSCN3020

5.12.5.1 Símbolos Gráficos

INTERPUPTORES DE CIRCUITO

El símbolo de interruptor de circuito se presenta a continuación:

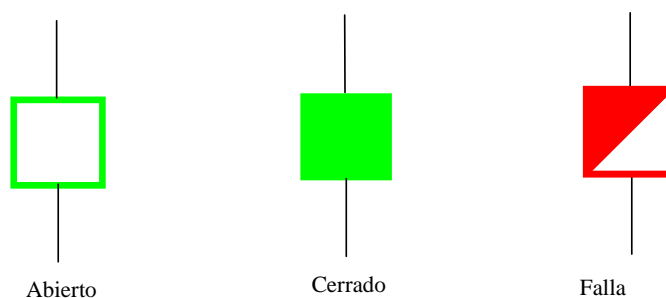


Fig.14 Símbolos del interruptor⁴⁰

donde:

Estado	Color
Abierto	Cuadrado verde vacío
Cerrado	Cuadrado verde lleno
Dudoso	Cuadrado rojo semi-lleño

Tabla2. Identificación del interruptor⁴¹

La posición del conmutador Local/Remoto se presenta con letras blancas L/R al lado del interruptor manejado por el Bay Module.

Si el interruptor ha sido disparado por uno de los IED's de protección, se despliega un cuadrado amarillo con la letras negra D, al lado de la representación del interruptor.

SECCIONADORES Y PUESTA A TIERRA

El símbolo utilizado para seccionadores y cables a tierra es el siguiente:

⁴⁰ Fig. 14 y Fig. 15: Información proporcionada por PCM-TANSELECTRIC

⁴¹ Tabla2 y Tabla 3: Información proporcionada por PCM-TRANSELECTRIC

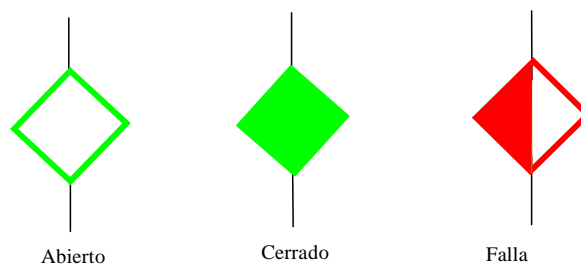


Fig.15 Símbolos del seccionador.²⁹

donde:

Estado	Color
Abierto	Rombo verde vacío
Cerrado	Rombo verde lleno
Dudoso	Rombo rojo semi-lleño

Tabla.3 Identificación del seccionador.³⁰

5.12.5.2 Despliegue de mediciones

Todas las mediciones adquiridas son desplegadas de la manera siguiente:

- Medida normal: color verde.
- Medida en falla: color magenta, caso de desconexión de los módulos de adquisición.
- Medida en advertencia: color amarillo.
- Medida en alarma: color rojo. En este caso, el valor de la medida se mantiene al valor máximo (o mínimo) definido en la configuración.

5.13 PÁGINA DE ALARMAS

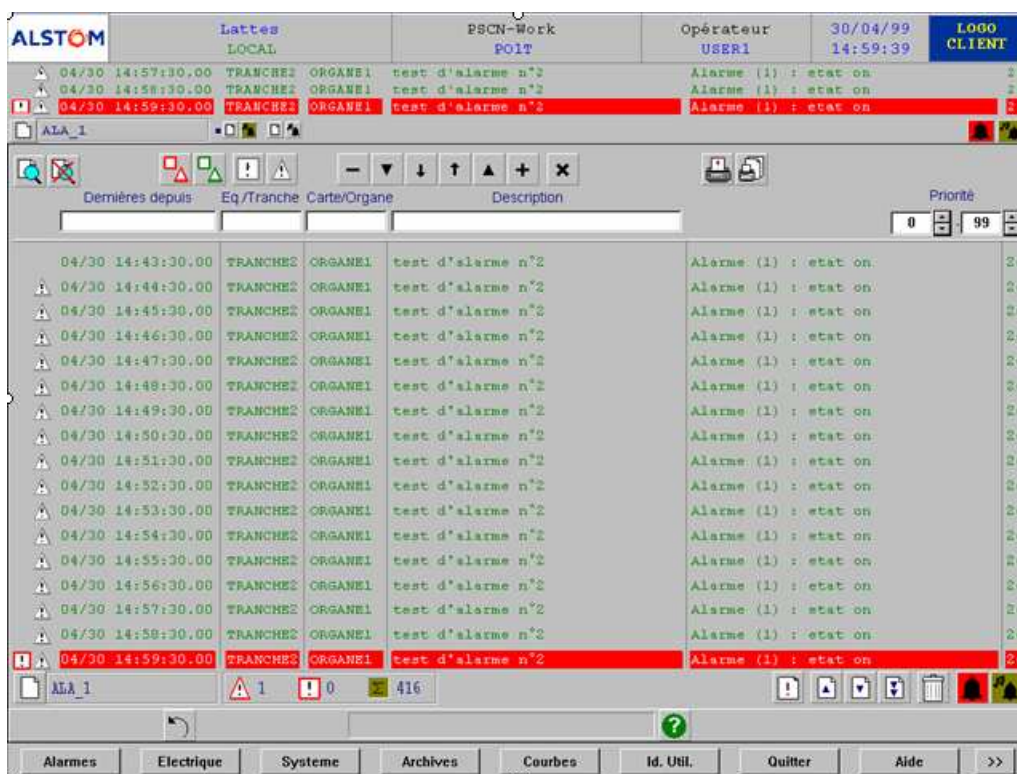


Fig.16 Pantalla de alarmas

El sistema de control PSCN 3020 tiene una pantalla de alarmas que son presentados al operador, en ésta se detectan las siguientes alarmas que son vistas en todas las pantallas del sistema:

- Alarmas de campo.
- Alarmas de los IED's de protección.
- Alarmas propias del sistema.

Cada alarma pueden presentarse de modo:

- Alarma presente o activa.
- Alarma ausente.
- Alarma reconocida.
- Alarma no reconocida.

Las diferentes alarmas presentan un ciclo que se presentan en el diagrama continuación:

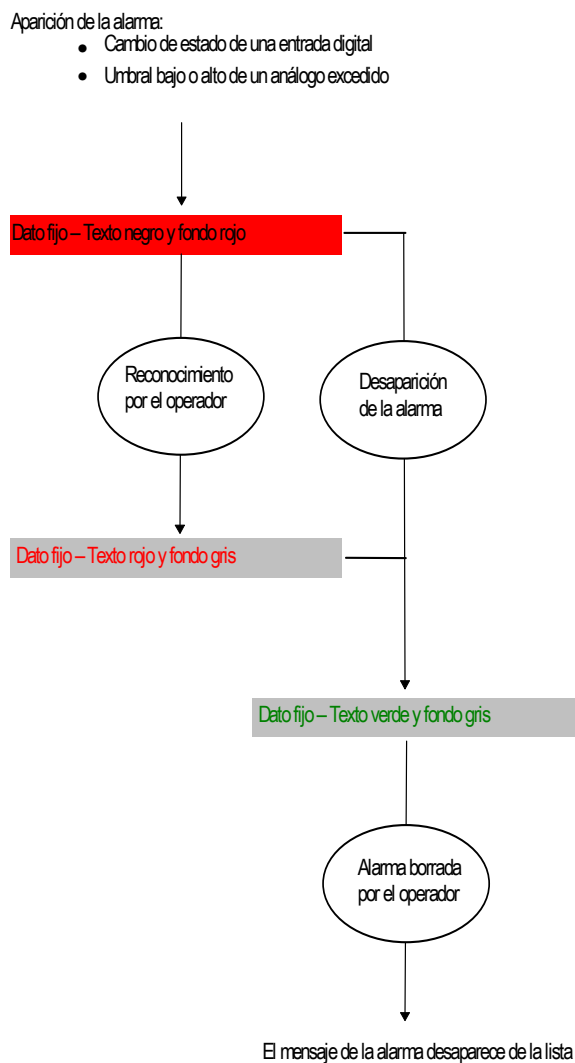


Fig.17 Diagrama del ciclo de alarmas.⁴²

⁴² Fig. 17 Información proporcionada manuales PCM-TRANSELECTRIC

5.14 PANTALLA DE EVENTOS

The screenshot shows the ALSTOM event screen interface. At the top, it displays the ALSTOM logo, the location 'Lattes LOCAL', the work 'PSCN-Work POL1', the operator 'Opérateur USER1', and the date/time '30/04/99 15:01:48'. Below this, there is a list of events with columns for date, time, zone, equipment, and description. The current event is highlighted in red: '04/30 15:01:30.00 TRANCHE2 ORGANE1 test d'alarme n°2 Alarme (1) : etat on 26'. Below the list, there are filters for 'Date de début' (30/04/99 14:56:36.00) and 'Date de fin' (30/04/99 15:01:36.00), along with buttons for '5 minutes passée', 'Heure passée', 'Jour passé', and 'Semaine passée'. There are also input fields for 'Zone' (POL), 'Eqp/Tranche', and 'Carte/Organe', and a 'Description' field. Below these is a table with columns for 'Heure', 'Tranche /Eqpt', 'Organe /Carte', 'Description', and 'Evénement'. The table contains 10 rows of event data. At the bottom, there is a navigation bar with buttons for 'Alarmes', 'Electrique', 'Systeme', 'Archives', 'Courbes', 'Id. Util.', 'Quitter', and 'Aide', along with a 'Ligne : 1 / 10' indicator.

Heure	Tranche /Eqpt	Organe /Carte	Description	Evénement
30/04/99 14:57:00.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Retour d'alarme (0) : etat off
30/04/99 14:57:30.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Alarme (1) : etat on
30/04/99 14:58:00.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Retour d'alarme (0) : etat off
30/04/99 14:58:30.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Alarme (1) : etat on
30/04/99 14:59:00.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Retour d'alarme (0) : etat off
30/04/99 14:59:30.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Alarme (1) : etat on
30/04/99 15:00:00.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Retour d'alarme (0) : etat off
30/04/99 15:00:30.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Alarme (1) : etat on
30/04/99 15:01:00.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Retour d'alarme (0) : etat off
30/04/99 15:01:30.000	TRANCHE2	ORGANE1	test d'alarme n°2	Alarme (1) : etat on

Fig.18 Pantalla de eventos

En la pantalla de eventos se despliegan los datos registrados en la memoria del disco duro de la computadora de adquisición de datos. Se despliega un número máximo de 1000 datos.

El operador precisa:

- El periodo por fecha de principio y de fin.
- Los nombres de la bahía (equipo).
- La selección por la descripción de los eventos.
- La selección del estado de los eventos.

5.15 PÁGINA DE CURVAS

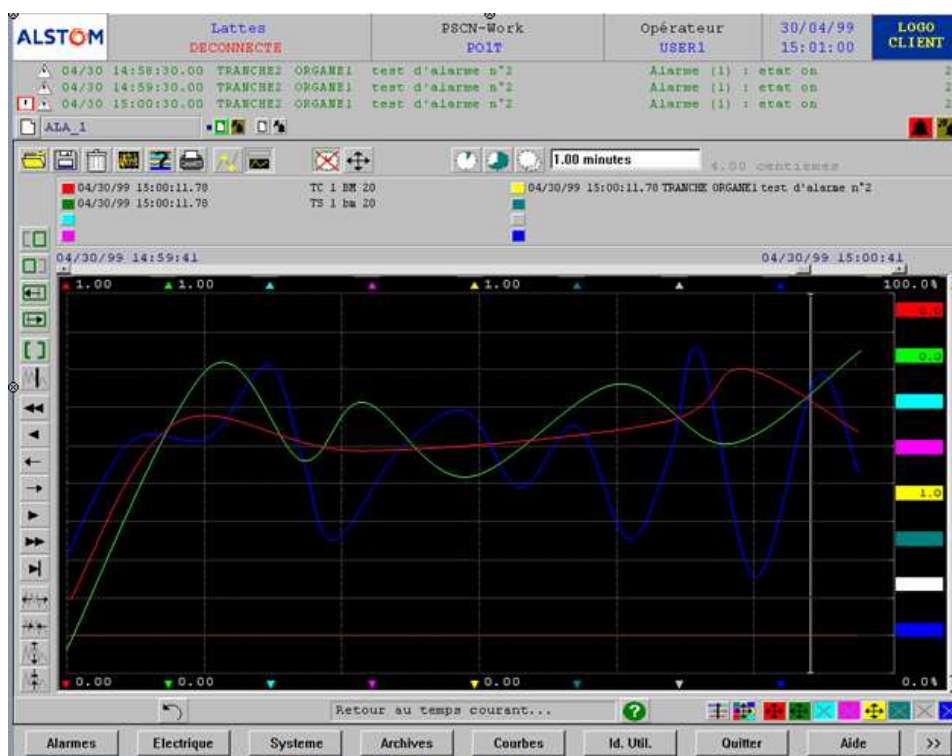


Fig.19 Pantalla de curvas

En la página de curvas se despliegan las siguientes medidas:

- a. Medidas en tiempo real (máximo 8 medidas).
- b. Medidas almacenadas en la memoria de la computadora que son definidas durante la configuración del sistema, éstas son las medidas que se despliegan en la pantalla del HMI del sistema.

5.16 ANÁLISIS DE FALLA

En el caso se presentase una falla en el sistema, el operador dispone de las herramientas necesarias que permite la visualización y el comportamiento de señales, al momento de presentarse la falla en la gráfica aparece una línea amarilla vertical lo cual hace referencia al momento de la falla y fácil de identificar para el análisis respectivo.

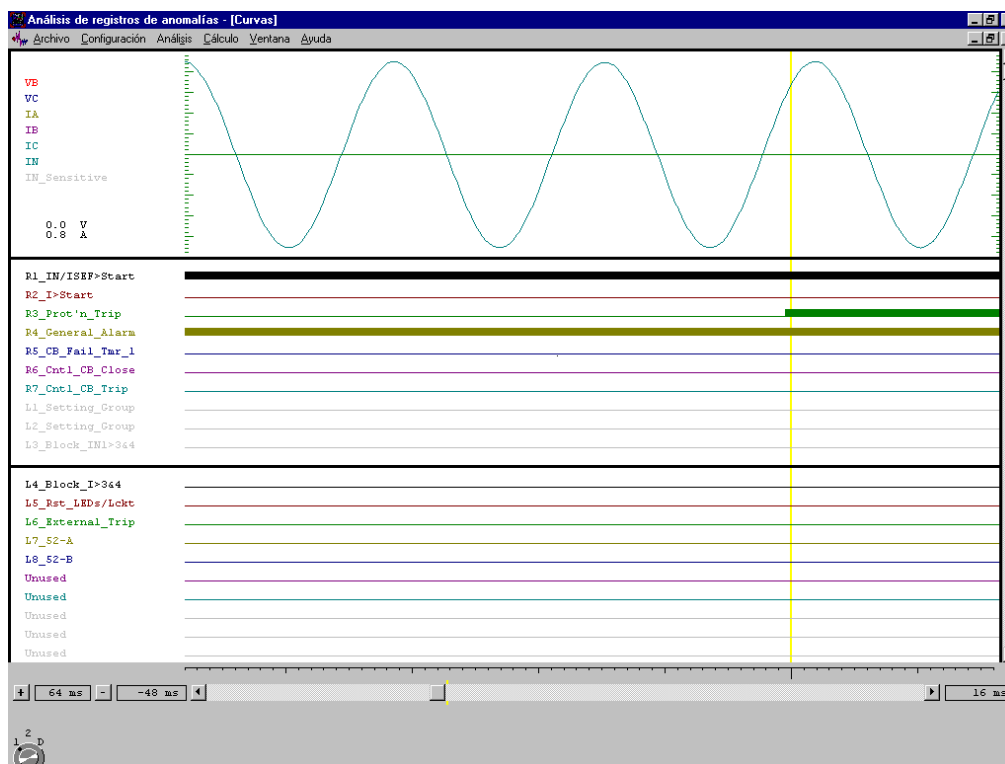


Fig.20 Pantalla de análisis de fallas

5.17 CONFIGURACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DEL MÓDULO DE BAHÍA BM9000

Fig.21 Módulos de bahía familia BM9000⁴³

En la bahía del autotransformador ATT 230kV se tiene dos módulos de bahía BM9100 y BM9200, cada uno ejecuta la adquisición de datos digitales y análogos;

⁴³ Fig.21 Manuales ALSTOM proporcionados por PCM-TRANSELECTRIC

éstos controlan a los respectivos equipos de patio como: seccionadores, interruptores y los IED de protección.

Ambos módulos de bahía se usan para la adquisición local, el control, el enlace con los IED's y validar enclavamientos.

Debido a que los módulos de bahía BM9100 y BM9200 sirven para la adquisición de datos, se ha visto necesario programar a dichos módulos de bahía, ambos de la misma forma con excepción del ingreso de la lista de señales que corresponde a cada una. Para dar paso a la configuración, únicamente se les llamará BM9000.

Para la configuración del BM900 ubicada en la bahía del autotransformador ATT 230kV se realizan los siguientes pasos:

- Se revisa que la tarjeta de alimentación se encuentre con un voltaje $125V_{DC}$.
- La tarjeta CPU se la carga en mando local a través del puerto serial del BM900; al contar con memoria volátil los valores son guardados en ésta si la alimentación general falla.
- Se revisa el módulo de entradas y salidas que se encuentre bien localizado y correctamente colocado.
- Se revisa que la tarjeta de los led's se encuentre en buen estado.
- Revisar que la interfase serial RS232 no tenga problemas de transmisión y recepción.
- La tarjeta de red de protección debe estar conectada para la transmisión de la señal.
- Ubicar la tarjeta de entrada y salida en el adaptador hembra.
- La tarjeta de entradas digitales debe ser verificada con la correcta polaridad, el BM9000 presenta las siguientes polaridades:
 - 24-30 Vdc (I = 5 mA)
 - 48-60 Vdc (I = 5 mA)
 - 110-125 Vdc (I = 5 mA)
 - 220 Vdc (I = 1 mA)

Adicionalmente las características que se diferencian en la configuración entre los dos módulos de bahía son los valores máximos a los que pueden acceder.

BM9100 se tiene:

- El BM máximo puede llegar a tener 9 ranuras.
- El número máximo de entradas es de 80, es decir máximo 5 tarjetas de 16 canales.
- El número de salidas es de 144, es decir máximo 9 tarjetas de 16 canales.
- El número máximo de análogas es de 36, es decir máximo 9 tarjetas de 4 canales.

BM9200 se tiene:

- El BM máximo puede llegar a tener 4 ranuras.
- El número máximo de entradas es de 64 (4 tarjetas de 16 canales).
- El número de salidas es de 144 (4 tarjetas).
- El número máximo de análogas es de 36 (4 tarjetas).

Los dos Módulos de bahía se caracterizan por:

- Interfaz de red de comunicación con las protecciones.
- Actúa como un gateway para los IED's conectados a través de la red.
- El modo de operación para el panel de control local (bahía) es ejecutado por el conmutador local/remoto del interruptor: sus posiciones están cableadas al BM900 asociado.

5.17.1 PUESTA EN SERVICIO DEL BM9000

La puesta en servicio de los dos módulos de bahía se realizan a medida en que se van configurando los equipos, para esto los ingenieros y personas a cargo del proyecto deben tener en cuenta todos los parámetros que presenta el software

principal de control PSCN 3020 y las respectivas funciones mencionadas que han desempeñar los módulos.

Es imposible hablar de poner en servicio a los módulos de bahía independientes sin haber sido configurados anteriormente puesto que para saber si el funcionamiento es el correcto se requiere necesariamente primero que los respectivos módulos de bahía BM9000 sean configurados y paralelamente se van comprobando que pueden ser puestos en servicio definitivamente.

5.18 CONFIGURACIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DE LOS IED's DE PROTECCIÓN

La configuración del sistema de protecciones para los respectivos IED's de protección se realizan de la misma manera tanto para el IED de protección de sobrecorriente (P442), el IED de protección de diferencial (KBCH) y IED de protección de falla de tierra (P126) y se la realiza de la siguiente manera:

5.18.1 MONTAJE DEL IED DE PROTECCIÓN

El montaje de este tipo de relé viene directamente establecido con los parámetros de fábrica, para el caso se tiene:

El relé es colocado dentro de un tablero de PCM (protección, control y medición) que vienen armados y probados directamente desde la fábrica, para esto se realiza una prueba conocida como FAT (Prueba de aceptación de fábrica), en la cual se prueba que el IED se encuentre correctamente funcionando con las características propias del IED.

Para el montaje en la sala de control de la subestación lo que se hace, es realizar una supervisión con el ingeniero ó con los ingenieros que se encuentren a cargo del área del sistema de protecciones para que el tablero sea colocado de manera adecuada en sitio; para nuestro caso el montaje se lo realiza directamente en el lugar donde va a funcionar el IED.

Se hace referencia que no existe especificaciones reglamentarias para el montaje en el sitio debido a que TRANSELECTRIC manda especificaciones del sitio donde se colocará el relé de protección, para lo cual la empresa contratada realiza las respectivas pruebas en fábrica con la supervisión de un ingeniero a cargo para comprobar que dicho elemento funcione correctamente en los diferentes ambientes; esto quiere decir que la empresa contratada se encarga de realizar el montaje del IED de protección de la bahía del autotransformador ATT 230kV.

5.18.2 PUESTA DE SERVICIO DEL IED DE PROTECCIÓN

La puesta en servicio del relé se la realiza conjuntamente con la configuración del mismo, para un mejor entendimiento se los detallará por separado.

- Para el inicio de la puesta en servicio del IED se vuelve a repetir las pruebas FAT que se hicieron en el montaje.
- Esta nueva prueba se realiza en la subestación con el nombre de SAT (Prueba de Aceptación de Sitio), para lo cual se tienen listos por parte del suministrador de los equipos los respectivos protocolos de pruebas y puesta en servicio, esta prueba ser supervisada por ingenieros a cargo del proyecto.
- Para la puesta en servicio de los sistemas de protecciones se requiere los siguientes materiales:
 - a. Computador portátil
 - b. Software propietario MICOM S1
 - c. Archivo del proyecto de protecciones para el MICOM S1 (el archivo generado durante el diseño de la ingeniería y pruebas en fábrica)
 - d. Cable de comunicaciones DB9 directo.
 - e. Simulador de sistemas de potencia. Equipo de inyección secundaria.
 - f. Herramientas, cables, conectores.
 - g. Manuales de los IED's
 - h. Manuales del software.
 - i. Ajustes definitivos de los IED's

- j. Lista de señales generadas por los IED's hacia el HMI
- k. Protocolo de pruebas revisado y aprobado por TRANSELECTRIC.
- l. Un ingeniero de protecciones y un electromecánico.
- m. Equipo de comunicaciones (radios) entre sala de control (HMI) y la caseta donde se encuentra ubicado el tablero de PCM.

5.17.3 CONFIGURACIÓN DEL IED DE PROTECCIÓN

Para la configuración de los IED's de protección se procede de la siguiente manera:

- Se abre el software propietario, en este caso el MICOM S1, propiedad de ALSTOM.
- Se abre el archivo de protecciones correspondiente al IED, en el cual constan los diferentes ajuste utilizados en fábrica, pero que no son los ajustes definitivos para la puesta en servicio debido a que se prueba ya en campo y si éstos requieren algún cambio se los realiza ese momento con el software mencionado y se procede nuevamente a la configuración de los IED's.

Dentro del software los diferentes IED's de protección son reconocidos con otros nombres:

- F51, relé de protección de sobrecorriente (P442)
 - F51N, relé de protección de falla de tierra (P126)
 - 87T, relé de protección diferencial (KBCH)
- Una vez realizados los cambios en caso de necesitarlos, se procede a cargar los ajustes definitivos en los diferentes IED's.
 - Se conecta y se establece la comunicación entre el PC y el IED correspondiente.
 - Finalmente se procede a bajar los archivos del computador al IED.
 - Con estos pasos el IED se encuentra parametrizado y listo para ser sometido a pruebas de funcionamiento y generación de señales por medio de un simulador de sistemas de potencia

5.18.3.1 Pruebas de funcionamientos y generación de señales.

Para la realización de la generación de señales y la prueba de funcionamiento se realiza el siguiente procedimiento:

- Se cuenta con el protocolo de pruebas de cada IED.
- Se procede a probar una por una las funciones habilitadas de cada IED de protección (de acuerdo a los ajustes definitivos suministrados por estudios) de la siguiente manera:
 - Se cuenta con el simulador de sistemas de potencia, del cual se obtienen señales análogas (voltajes y corrientes) y señales digitales (entradas y salidas). El simulador es conocido como Doble F6Test.



Fig.22 Simulador de pruebas.

- Con los ajustes suministrados por estudios se procede a realizar el plan de pruebas en el software propietario del simulador de sistemas de potencia (F6Test).

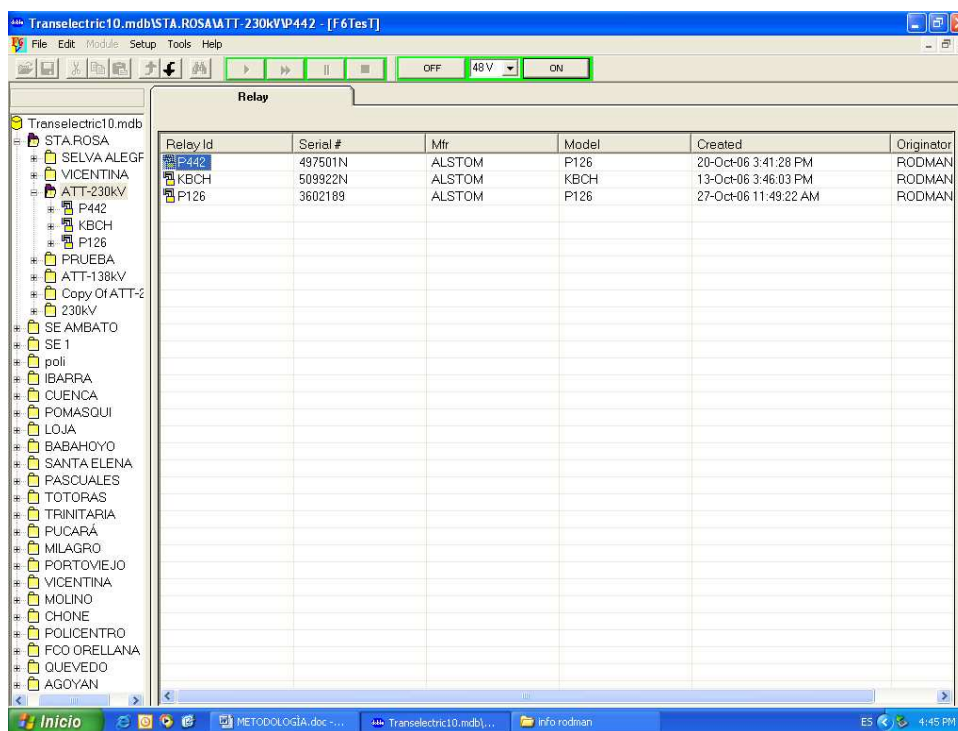


Fig.23 Página de configuración del plan de pruebas.

- El plan de pruebas es realizado por el ingeniero de protecciones y el especialista en el manejo del simulador de sistemas de potencia.
- Una vez realizado el plan, se procede a cablear las señales análogas y digitales (señal de disparo del relé) hacia el IED a ser probado.



Fig.24 Cableado de señales del disparo de los diferentes relés.

- Una vez comprobado el cableado y plan de pruebas se procede a dar “play” en el computador portátil y el conjunto software, simulador y el IED realizan la prueba en forma automática.
- Al final el software realiza un reporte de las pruebas realizadas el cual debe ser presentado como parte fundamental de las pruebas de puesta en servicio.
- Se repite esta actividad para cada función activa en el IED.

Durante las pruebas de cada una de las funciones se permanece en permanente comunicación con sala de control (IHM) verificando que se activen las respectivas señales, alarmas, eventos y que correspondan con la prueba realizada.

Como se mencionó anteriormente la configuración de los IED's de protección de la bahía del autotransformador ATT 230kV se realizan de la misma forma para los tres IED's entonces, para un mejor entendimiento se procederá a realizar configuración de uno de ellos, para el caso de tiene la configuración del relé de

protección de sobrecorriente P442 que para el software MiCOM S1 se reconoce como F51, se procede a la configuración ejemplificada:

- a. Primero se abre el software que se encuentra en la pantalla del escritorio de la computadora, como se muestra:



Fig.25 Acceso directo al software MiCOM S1

- b. Al dar doble clic en el acceso se ingresa al software desplegando una nueva pantalla con varias opciones, la configuración que se presenta para la puesta en servicio se la realiza a través del puerto frontal del relé, se escoge la opción Front Port Communication Interface ingresando a esta opción.

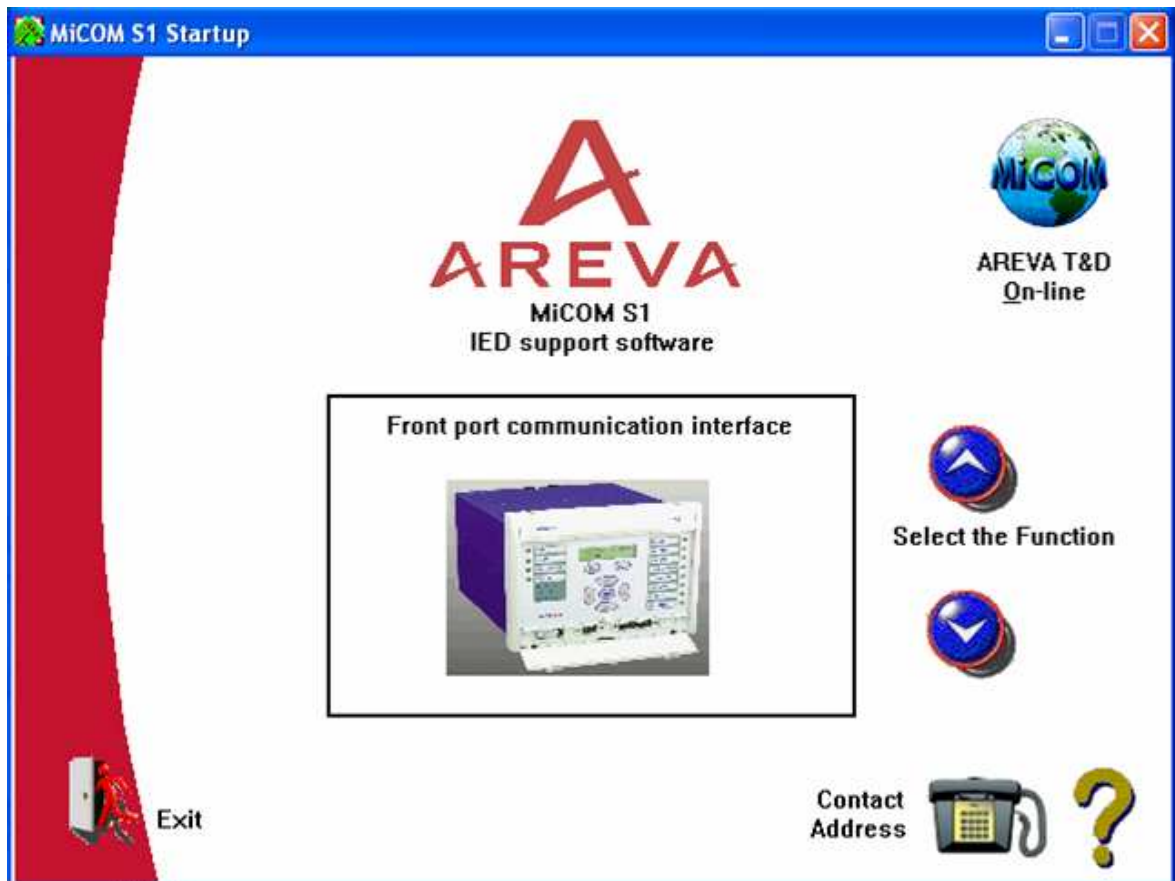


Fig.36 Puerto frontal del IED de protección.

- c. Una vez ingresado a este menú se mostrarán las familias de los modelos de IED con los que cuenta ALSTOM, para la bahía del autotransformador ATT 230kV se tiene la familia Px40 al cual pertenece el IED de protección de sobrecorriente.

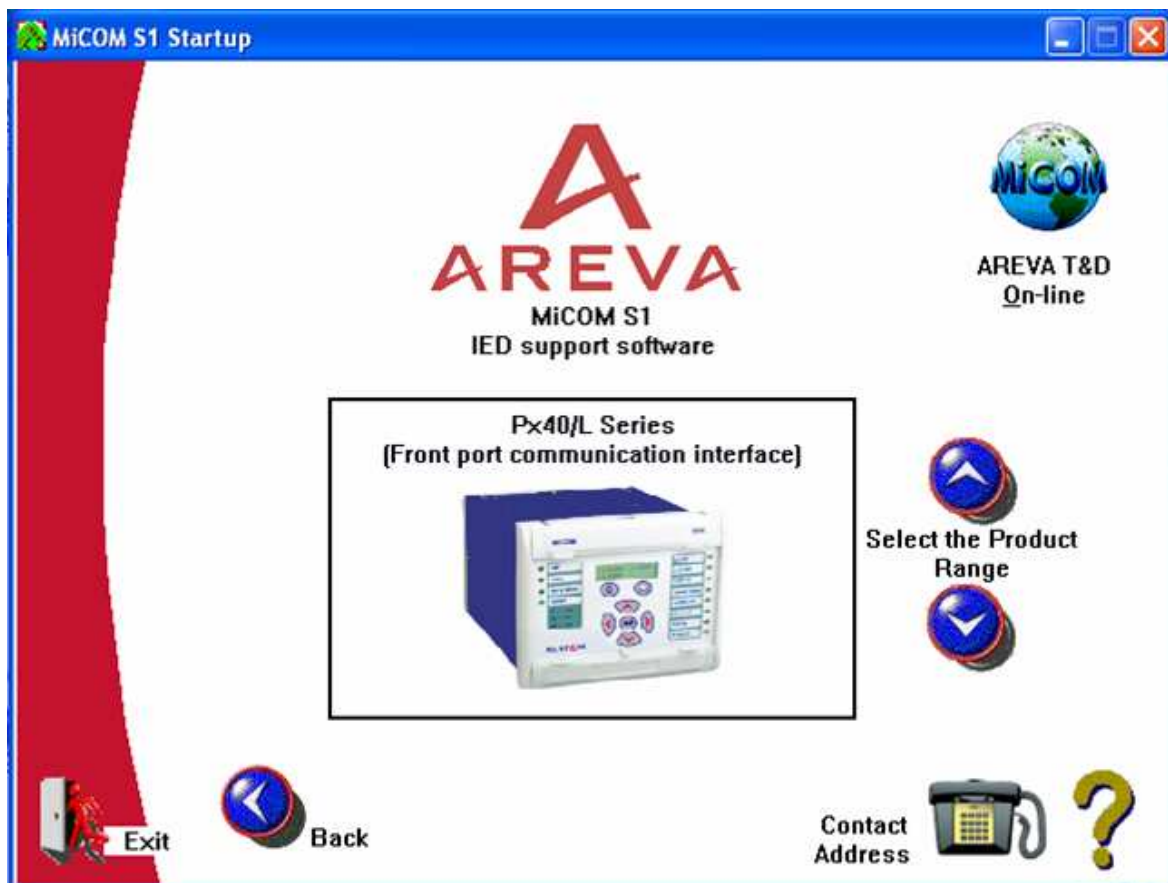


Fig.27 Familia Px40 de relés de protección

El relé protección P442 cumple con varias funciones pero para la bahía del autotransformador ATT 230kV cumple con las funciones de sobrecorriente.

- d. Al ser elegido la familia en la cual se trabajará en la configuración, se despliega la siguiente pantalla:

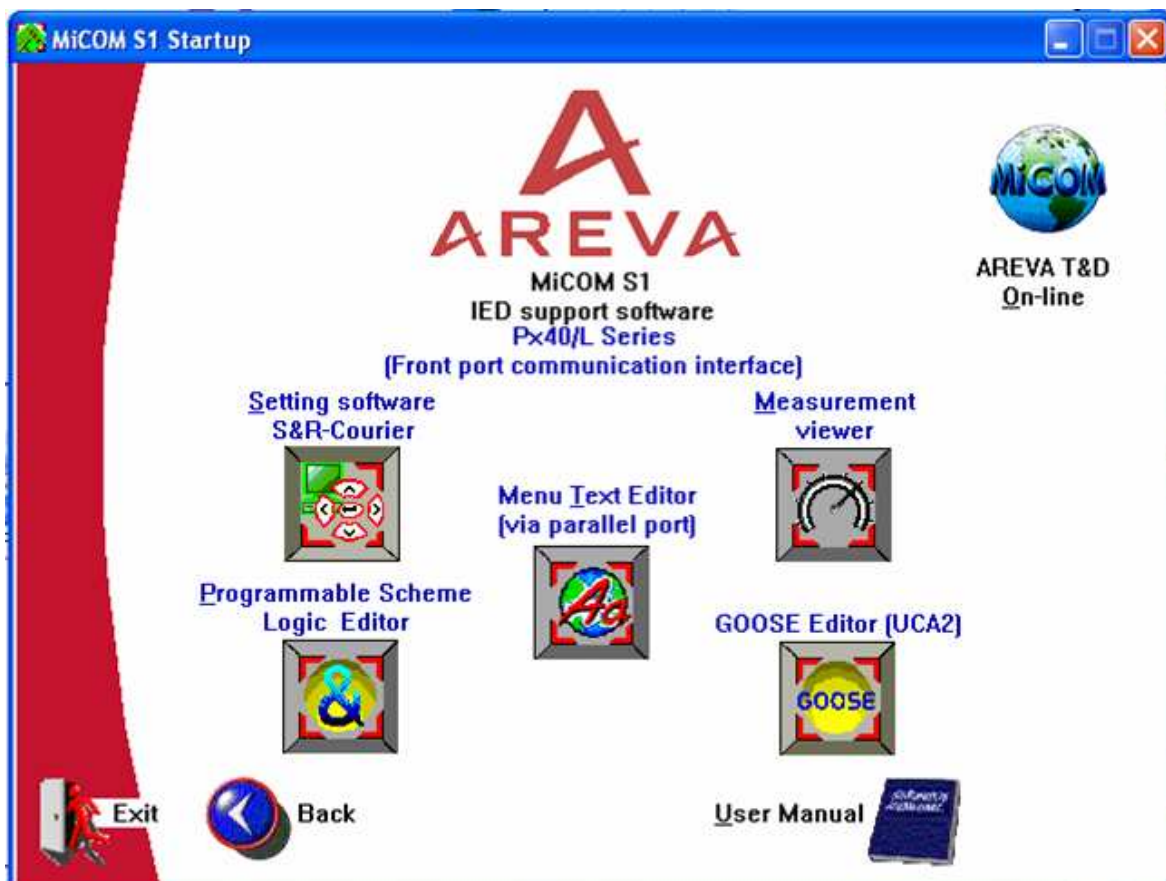


Fig.28 Menú del software MiCOM S1

Se muestra cinco íconos y la configuración se la realiza a través de los íconos:

- a. Setting software S&R-Courier, se colocan los diferentes ajustes o valores a configurar del relé como el ajuste de sobrecorriente.
- b. Programmable Scheme Logic Editor, editor del esquema lógico programable.

Los íconos restantes no son usados para la configuración del relé.

- e. Al ingresar en el icono Setting software S&R-Courier se ingresa a la pantalla donde se configura el relé:



Fig29. Pantalla de valores del MiCOM S1

- f. Para la puesta en servicio ya se cuenta con el archivo de ajustes, el cual fue desarrollado durante la ingeniería del proyecto y en las pruebas en fábrica, mientras la puesta en servicio se trabajará sobre el mismo archivo se abre el archivo y se escoge la opción "Settings file" (valores de archivo de ajustes).
- g. Se elige la dirección donde se encuentra grabado el archivo, para el caso se escoge F51 (P442).

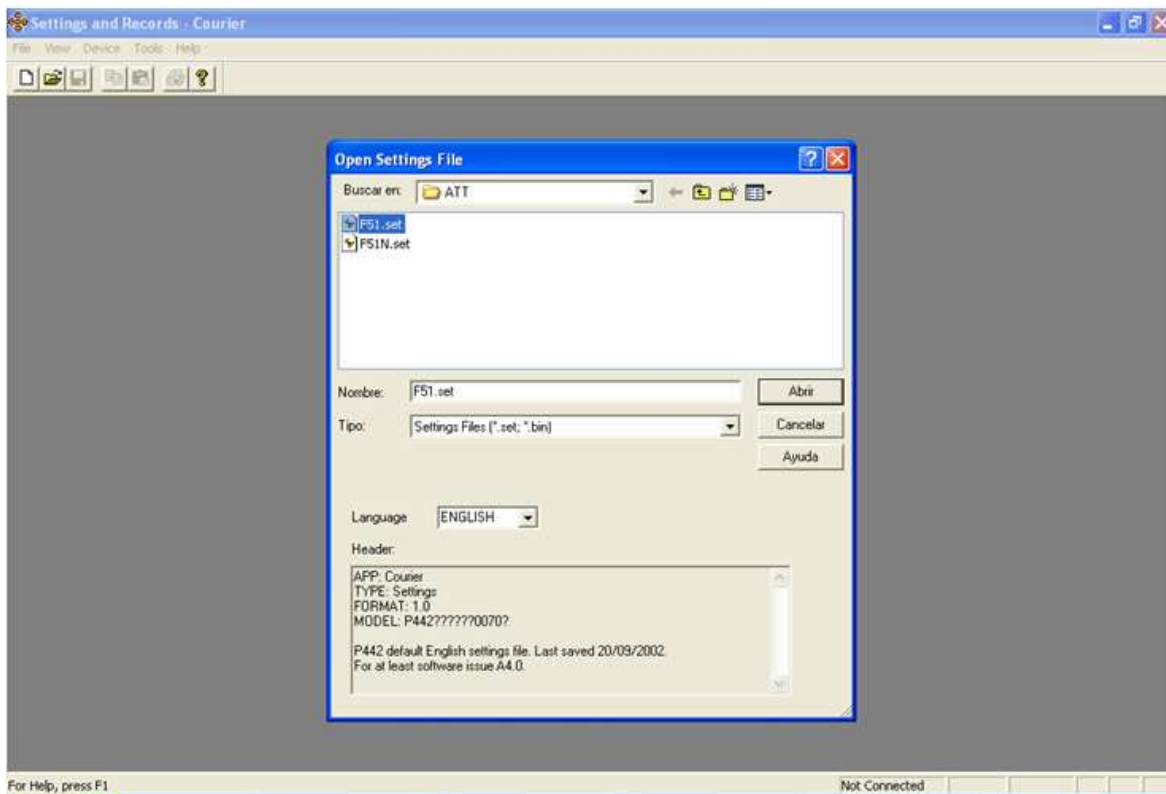


Fig.30 Apertura del archivo de configuración del relé P442

h. Se comienza la apertura del archivo:

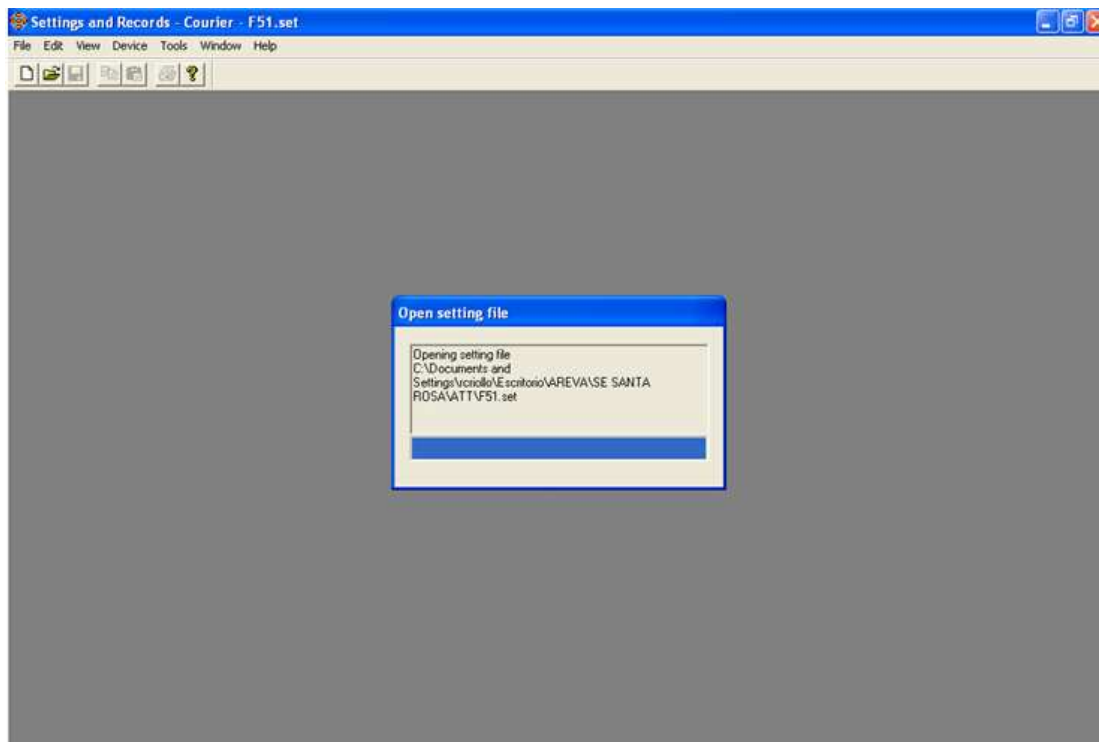


Fig.31 Archivo del F51 (IED P442)

- i. Una vez cargado el archivo, se muestra el despliegue de todos los valores del archivo de configuración del IED P442, en el cual se aprecia a su lado izquierdo los siguientes comandos:

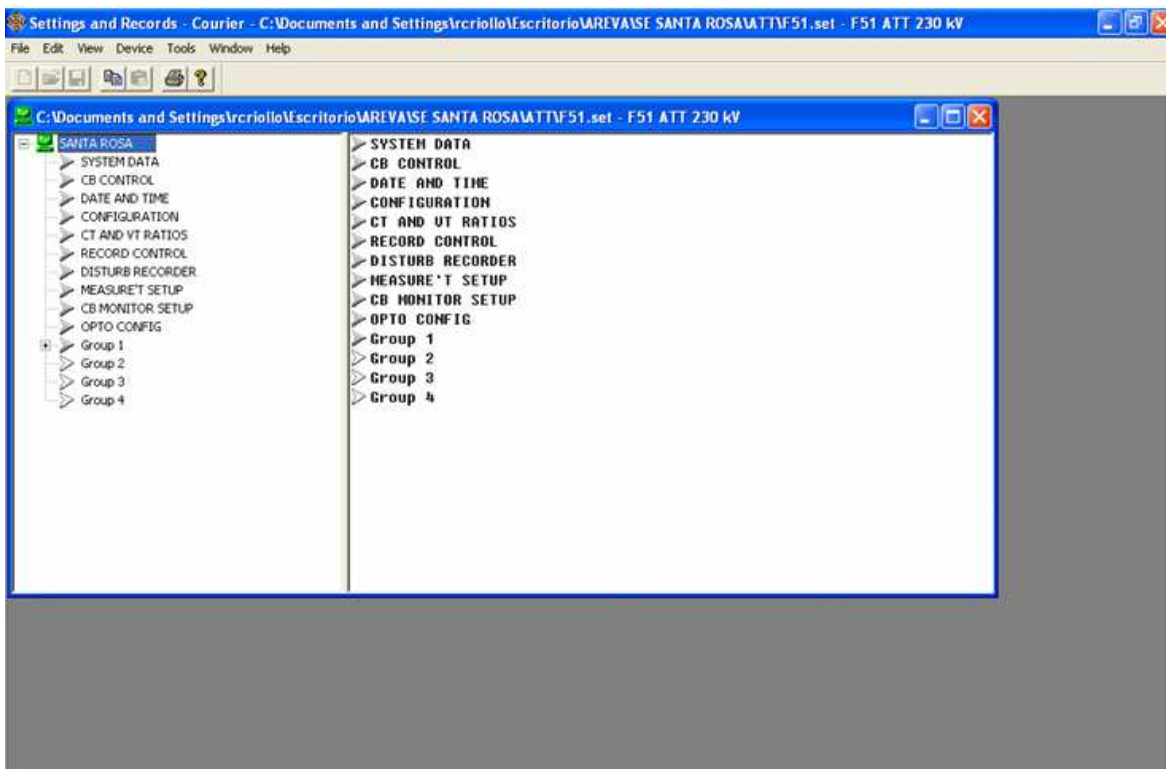


Fig.32 Archivo listo para la configuración

1. System Data, se encuentra el idioma y descripción del relé.
2. CB control, se encuentra algunas funciones de control de interruptor.
3. Date and time, para la calibración del tiempo.
4. Configuration, se configura los grupos de ajustes y las funciones que se van activar o desactivar en el relé P442.
5. CT and VT ratios, las relaciones de potencial y la relación de transformación de corriente, en este caso 230kV/115V y de 500/5A.
6. Record control, se establece que señales van arrancar la grabación de oscilografías, grabación, tipo de entradas digitales van arrancar registro de oscilografías para un posterior análisis de fallas.
7. Disturb Recorder, es un complemento de record control donde se establece los canales análogos (voltajes y corrientes) y canales

digitales (señales de patio como cierre y apertura de seccionadores, interruptores, operaciones mecánicas propias del interruptor).

8. Measuret Setup, se coloca los ajustes en valores primarios (control local) o en valores secundarios (control remoto) y la distancia en kilómetros si es utilizado como un relé de distancia para el correcto localizado de fallas.
9. CB monitor setup, es el Circuit Breaker monitor, los ajustes con los cuales el software permite reconocer al relé si el interruptor se encuentra abierto o cerrado.
10. Opto Config, se tiene el voltaje nominal que es aceptado $125V_{dc}$.
11. Grupo1, funciones activas.
 - Distance Schemes, se utiliza para la protección de distancia para impedancia de líneas de transmisión, que para el caso se encuentra está deshabilitada, sin embargo esta función no puede ser eliminada ya que este IED P442 al cumplir con su función principal de distancia, es decir estará presente pero no activa.
 - Back up $I >$, protección de sobrecorriente, que para el caso de la bahía ATT 230kV es la función principal y se coloca los ajustes de esta protección como una curva de referencia de sobrecorriente y el reset de la función que es instantánea.
 - CB Fail & $I <$, es la protección de falla de breaker donde se colocar los ajustes de esta protección en este caso de 300ms.
 - Supervision, sirve para la función de falla fusible y es utilizada en cualquier función que involucre voltaje, en este caso la protección F51 también cumple la función de supervisión sincronismo para el cierre del interruptor, esto significa que toma señales de voltaje para realizar la sincronización de cierre del interruptor, la función se encuentra activa; en el caso de operar esta función lo que hace es bloquear las funciones que involucren voltaje, es decir la función de sincronismo.

- System Checks, se refiere a los ajustes para producirse un cierre o un recierre de interruptor al suceder alguna falla.
- Autoreclose, no se encuentra activada, ajustes para el recierre de la bahía ATT 230kV.
- Inputs Labels, son los nombres de las entradas digitales, para el caso se tiene 16 entradas.
- Output Labels, son los nombre de las salidas digitales, para el caso se tiene 21 salidas:
 - a. Grupo 2, se encuentra deshabilitado.
 - b. Grupo 3, se encuentra deshabilitado.
 - c. Grupo 4, se encuentra deshabilitado.

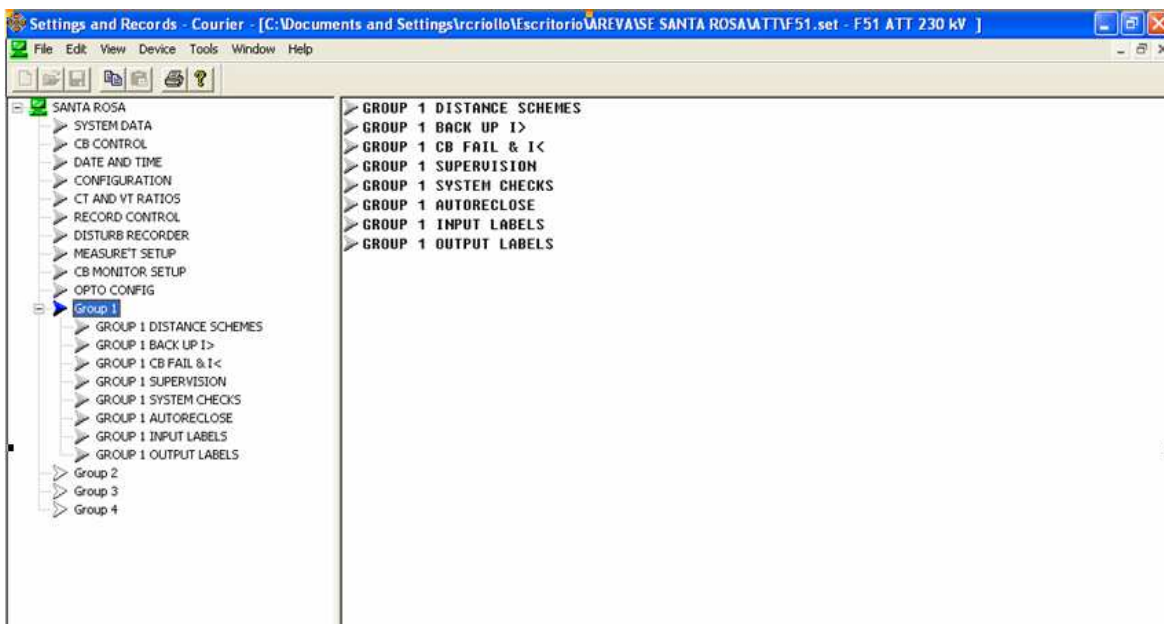


Fig.33 Funciones activas del grupo 1.

- j. De esta forma se realiza la configuración del IED P442, luego de éste se procede a la comunicación del IED por medio del cable DB9 modo serial entre el computador y el IED P442.

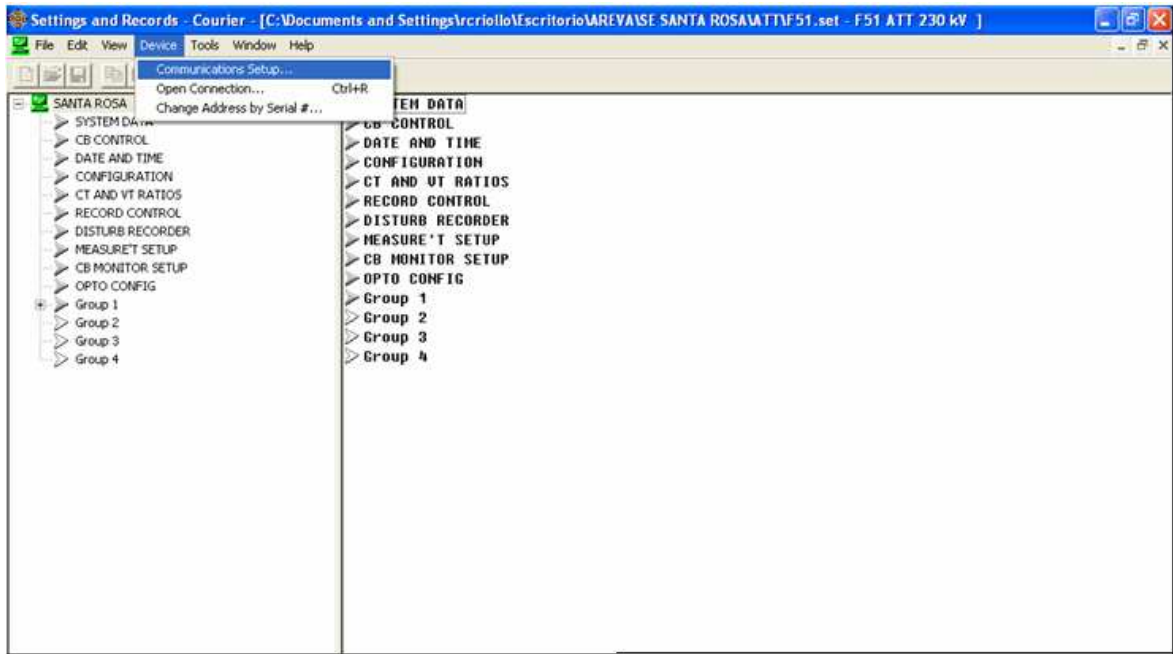


Fig.44 Comunicación del IED P442

k. De esta manera se realiza la configuración de la comunicación:

1. Se escoge el puerto a utilizar para el caso el puerto 1.
2. Conexión serial.
3. La velocidad 19200 kbps.

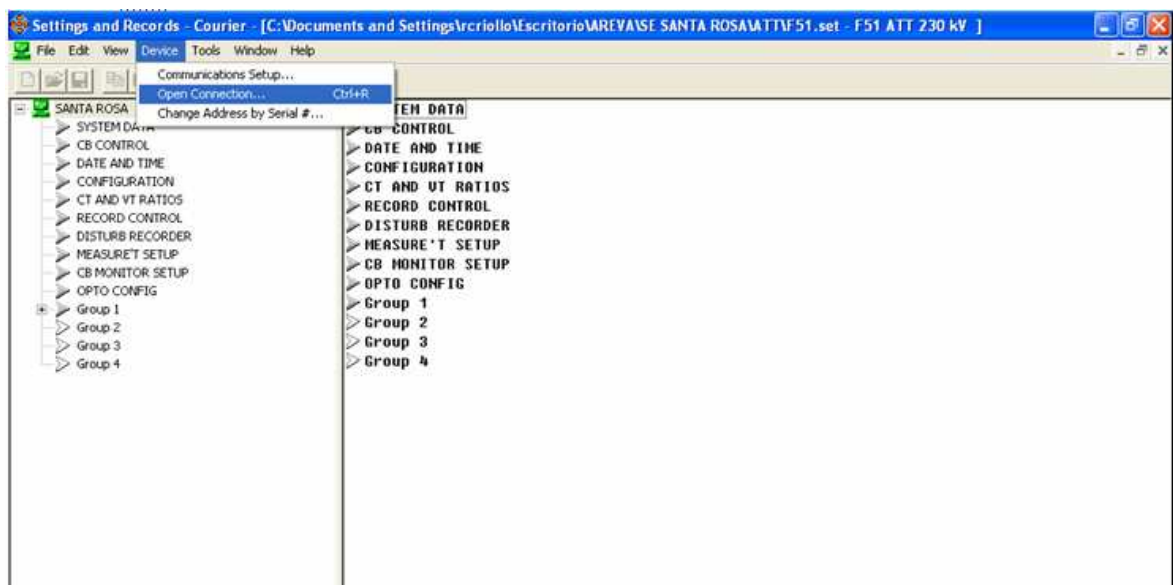


Fig.35 Conexión de la conexión del IED de protección P442.

- I. Una vez finalizada la comunicación con el IED de protección P442, se procede a la transmisión al mismo y se finaliza la configuración establecida para la puesta en servicio en forma definitiva.

- m. Una vez configurado y puesta en servicio se realizan pruebas de su funcionamiento, para éstas se utiliza un equipo para la inyección de voltaje y corrientes, es decir enviar ciertos valores de voltaje y corriente al relé, este equipo de la marca Doble F6150.



Fig.36 Equipo para la realización de pruebas del IED P442, Doble F6150.

Con esto se finaliza la configuración de los IED's de protección y la bahía del autotransformador ATT 230kV se encuentra lista para su funcionamiento al igual que las otras bahías en la subestación Santa Rosa.

CAPITULO 6

6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA BAHÍA DE AUTOTRANSFORMADOR ATT

6.1 ANÁLISIS ECONÓMICO

En la planificación de todo proyecto es necesario realizar un análisis económico para conocer la rentabilidad y factibilidad del mismo, por tal razón se realiza el análisis de la bahía del autotransformador ATT de la subestación Santa Rosa.

Con este análisis se podrá conocer los costos de inversión y mediante la relación costo/beneficio determinar que tan rentable es el proyecto.

6.1.1 RELACIÓN COSTO BENEFICIO

La relación costo/beneficio es la cuantificación de los costos y el beneficio del proyecto, que resulta de la división de los ingresos y los gastos asociados del proyecto, su expresión está dada por:

$$B / C = \frac{VPB}{VPC}$$

Donde:

VPB: valor presente de los beneficios

VPC: valor presente de los costos.

Los criterios de aceptación son:

$B/C > 1 \rightarrow$ el proyecto es rentable

$B/C < 1 \rightarrow$ el proyecto no es rentable.

6.1.2 TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR)

Es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los futuros flujos netos de efectivo de un proyecto de inversión con el flujo de salida de efectivo inicial del proyecto, se calcula de la siguiente manera

$$TIR = \text{tasa inferior} + \left[\text{diferencia de tasas} * \left[\frac{VPN \text{ tasa inferior}}{VPN \text{ tasa inferior} - VPN \text{ tasa superior}} \right] \right]$$

Los criterios de aceptación son:

TIR > COC → el proyecto debe ser aceptable.

TIR < COC → el proyecto debe ser rechazado.

TIR = COC → el proyecto es indiferente.

6.1.3 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto es el valor de los flujos netos de efectivo de un proyecto de inversión menos el flujo de salida de efectivo inicial del proyecto.

El criterio de aceptación es el siguiente:

VPN > 0 → EL proyecto debe ser aceptado

VPN < 0 → El proyecto debe ser rechazado

VPN = 0 → El proyecto es indiferente.

6.1.4 COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión son los valores que corresponden a los costos realizados mediante estudios, equipos e instalación de los mismos hasta el momento de su funcionamiento.

6.1.5 PROYECCIÓN DE COSTO DE VIDA ÚTIL DEL PROYECTO

La proyección de costo de la vida útil del proyecto se basa en los costos que se proyectan a una cierta tasa de crecimiento, donde intervienen el número de años de vida útil del proyecto y los diferentes costos como: fijos, variables y totales.

6.1.6 DEPRECIACIÓN

La depreciación es la disminución del valor activo físico de los equipos, donde se aprecian dos tipos: depreciación física y una funcional.

La depreciación física se presenta en los equipos físicos como destrucción o daños provocados agentes externos.

La depreciación funcional se refiere cuando los equipos empiezan a ser obsoletos debido a un avance de la tecnología.

44

6.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

La evaluación económica general del proyecto de la bahía del autotransformador ATT es parte de la automatización de la subestación Santa Rosa por lo que se empezará con los equipos utilizados para la implementación del equipo.

La especificación de los costos de la inversión del proyecto se basará únicamente en los equipos de control, protección y medición de la bahía de autotransformador ATT.

<i>INVERSIÓN</i>			
ELEMENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO USD	COSTO TOTAL USD
ACTIVOS FIJOS			
PC para operación, incluido software	1	7.000,00	7.000,00

⁴⁴ Fundamentos teóricos: VAN HORNE, James y Wachowicz, Jhon: Fundamentos de Administración Financiera. Editorial Prentice Hall, undécima edición, México, 2002.

Laptop portátil para sistema, incluido software	1	3.000,00	3.000,00
IED de protección y control funciones de protección de sobrecorriente, de la marca AREVA	1	3.000,00	3.400,00
IED de protección y control funciones de protección diferencial, de la marca AREVA	1	3.000,00	3.400,00
IED de protección y control funciones de protección de falla a tierra, de la marca AREVA	1	3.000,00	3.400,00
IED de medición, relé de bloqueo, de la marca AREVA	1	3.000,00	3.400,00
Módulos de bahía BM, de la marca AREVA	2	17.000,00	34.000,00
Tableros dúplex para el o control de 138kV	1	8.000,00	8.000,00
Unidad GPS para tablero de control	1	4.000,00	4.000,00
TOTAL EQUIPO			69.600,00
ACTIVOS DE INSTALACIÓN			
Cableado de los equipos	1	8.000,00	8.000,00
TOTAL ACTIVOS INSTALACIÓN			8.000,00
Muebles de oficina	1	1.000,00	1.000,00
TOTAL ACTIVOS FIJOS			1.000,00
ACTIVOS DIFERIDOS			
Pruebas de funcionamiento	1	10.000,00	10.000,00
capacitación y entrenamiento	1	10.000,00	10.000,00
TOTAL PUESTA EN SERVICIO			20.000,00
ACTIVO CIRCULANTE			
Diseño de arquitectura	1	10.000,00	10.000,00
Diseño de esquemas	1	10.000,00	10.000,00
Diseño de software	1	10.000,00	10.000,00
Diseño de planos	1	10.000,00	10.000,00
TOTAL MANO DE OBRA INDIRECTA			40.000,00
MANO DE OBRA DIRECTA			
Operación anual	1	5.000,00	5.000,00
Mantenimiento anual	1	5.000,00	5.000,00
Operadores	1	9.000,00	9.600,00

TOTAL DE MANO DE OBRA DIRECTA			19.600,00
TOTAL CAPITAL DE OPERACIÓN			158.200,00

Tabla.1 Inversión inicial para la implementación de integración de la bahía de autotransformador ATT

6.2.1 SÍNTESIS DE LA INVERSIÓN

<i>SÍNTESIS DE LA INVERSIÓN</i>	
CUENTA	CANTIDAD USD
Maquinaria	69.600,00
Instalación	8.000,00
Puesta en servicio	20.000,00
Diseño de ingeniería	40.000,00
Muebles de oficina	1.000,00
Operaciones	19.600,00
TOTAL	158.200,00

Tabla.2 Síntesis de la inversión

6.2.2 ANÁLISIS DE COSTOS

Para el análisis de los costos se tomarán en cuenta los costos directos, costos de producción, costos indirectos incluido la devaluación.

<i>ANÁLISIS DE COSTOS</i>	
DETALLE	TOTAL ANUAL
COSTO DE SERVICIO	
MATERIALES	
Cableado de los equipos	8.000,00
TOTAL DE MATERIALES	8.000,00
MANO DE OBRA INDIRECTA	
Diseño de arquitectura	10.000,00
Diseño de esquemas	10.000,00
Diseño de software	10.000,00
Diseño de planos	10.000,00
TOTAL MANO DE OBRA INDIRECTA	40.000,00
TOTAL DE COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL SERVICIO	
GASTOS DE FABRICACIÓN	

DEPRECIACIÓN	
Equipos	46.400,00
Muebles	230,00
TOTAL DEPRECIACIÓN	46.630,00
MANO DE OBRA DIRECTA	
Operación anual	5.000,00
Mantenimiento anual	5.000,00
Operadores	9.600,00
TOTAL DE MANO DE OBRA DIRECTA	19.600,00
ACTIVOS DIFERIDOS	
Pruebas de funcionamiento	3.000,00
capacitación y entrenamiento	1.000,00
TOTAL ACTIVOS DIFERIDOS	4.000,00
TOTAL CAPITAL DE OPERACIÓN	
	118.230,00

Tabla.3 Análisis de costos

6.2.3 COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES

CONCEPTO	COSTO FIJO	COSTO VBLE	TOTAL
COSTO DE SERVICIO			
Materiales	8.000,00		8.000,00
Mano de obra directa		19.600,00	19.600,00
Mano de obra indirecta	40.000,00		40.000,00
GASTOS DE FABRICACIÓN			
Depreciación	46.630,00		46.630,00
Activo diferido	4.000,00		4.000,00
COSTO TOTAL	98.630,00	19.600,00	118.230,00

Tabla. 4 Costos fijos y costos variables

6.2.4 PROYECCIÓN DE COSTOS PARA LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO

Para realizar la proyección de los costos de vida útil del proyecto se requiere información sobre la tasa de crecimiento que es del 4% para el 2006; es decir cuando fueron comprados los equipos.

Para el proyecto se ha calculado una proyección de 10 años.

* Registros del Banco Central del Ecuador (2006)

AÑOS	COSTO VARIABLE	COSTO FIJO	COSTO TOTAL
1	19.600,00	179.912,92	199.512,92
2	20.384,00	62.257,92	82.641,92
3	21.199,36	62.257,92	83.457,28
4	22.047,33	62.257,92	84.305,25
5	22.929,23	62.257,92	85.187,15
6	23.846,40	62.257,92	86.104,32
7	24.800,25	62.257,92	87.058,17
8	25.792,26	62.257,92	88.050,18
9	26.823,95	62.257,92	89.081,87
10	27.896,91	62.257,92	90.154,83

Tabla.4 Proyección de costos fijos, variables y totales

6.2.6 TASA INTERNA DE RETORNO

Con los datos proporcionados se tiene que la inversión inicial es de \$158.200,00. Para el cálculo del TIR se realizan con los factores de actualización inferior del 11% y un factor de actualización superior del 13%

VPN inferior = \$ 4754,00

VPN superior = \$ -13589,30

$$TIR = \text{tasa inferior} + \left[\text{diferencia de tasas} * \left[\frac{\text{VPN tasa inferior}}{\text{VPN tasa inferior} - \text{VPN tasa superior}} \right] \right]$$

$$TIR = 11 + \left[2 * \left[\frac{10520.00}{10520.00 - (-19589.30)} \right] \right]$$

$$TIR = 11 + \left[2 * [0.349] \right]$$

$$TIR = 11 + (0,698)$$

$$TIR = 11,698$$

Cabe aclarar que mientras más estrecha es la escala de las tasas de actualización que se utiliza en la interpolación, más aproximada será la TIR que se obtenga para que aplicada permita que el VPN sea igual a cero.

El tiempo de recuperación de la inversión es menor a 1 año.

En base a los criterios de aceptación anotados concluimos que el proyecto debe ser aceptado.

6.2.7 RELACIÓN COSTO/BENEFICIO

Para el cálculo de B/C es necesario calcular primero el VPB, entonces:

$$VPB = VPN + VPC$$

$$VPB = 158.200,00 + 10520.00$$

$$VPB = 168.720,00\text{usd}$$

$$B/C = \frac{VPB}{VPC}$$

$$B/C = \frac{168.720,00}{158.200}$$

$$B/C = 1.067$$

Aproximadamente la relación costo/beneficio es de 1,1 y confirmando con los criterios de aceptación que es > a 1, se dice que el proyecto es rentable.

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- La integración de la nueva bahía del autotransformador ATT en la subestación Santa Rosa a través de equipos de última generación y de una nueva tecnología en su sistema de control, generará una mayor seguridad en el suministro de la energía eléctrica para la ciudad de Quito.
- TRANSELECTRIC, como empresa de transmisión de energía ha tomado como ejemplo real la modernización de su sistema de control para trabajar de la misma forma en las demás subestaciones a su cargo.
- El sistema de control, protección y medición de la bahía ATT debe ser instalado de forma estandarizada para proporcionar una referencia técnica para la instalación en otras subestaciones, proporcionando de esta forma las mejores vías de aceptación y seguridad en el sistema de cada subestación.
- El sistema de control híbrido ha permitido trabajar simultáneamente sin ningún conflicto con los dos sistemas, y debido a que a nueva bahía ATT se encuentra separada con las demás bahías; ha proporcionando un control y un rendimiento mayor comparado con el control convencional.
- Con el sistema de control híbrido ha permitido que los operadores puedan trabajar directamente desde la sala de control, para que, en caso de ocurrir alguna falla restaurarla desde su puesto y no salir a campo a verificar lo sucedido.

- Al proporcionar el sistema de control híbrido, se ha logrado no dejar sin servicio de energía eléctrica a la ciudad a pesar de ocurrir un falla en el transformador, esto ocurre a que este sistema cuenta con un sistema redundante, que en caso de fallar el principal, enseguida entra a funcionar este sistema.
- La integración se ha realizado de forma sistematizada, evitando en un gran porcentaje el corte de suministro de energía eléctrica; de esta forma se ha logrado tener un sistema de control completamente seguro y por sobretodo tener un sistema redundante en caso de existir un fallo.
- Se cuenta con un HMI eficiente en el cual, el operador no requiere mucho esfuerzo comparado con el sistema de control convencional, pues el interfaz es muy dinámico y con una facilidad de entendimiento y resolución de los problemas ha presentarse.
- Los IED's y los BM9000 han facilitado el trabajo de control y protección debido a que son dispositivos que funcionan de acuerdo a la configuración requerida por el sistema.
- El sistema de control de la bahía de autotransformador ha sido desarrollado con las especificaciones técnicas requeridas por TRANSELECTRIC, por lo que corrobora que el sistema es confiable.
- Las pruebas realizadas para la puesta en servicio han resultado ser fiables ya que son realizadas punto a punto y por diferentes métodos para su mayor comprobabilidad.
- El sistema de control PSCN3020 cuenta con un sistema de autocicatrización seguro, en caso de existir una falla en el sistema y en caso de no haberse identificado la falla en el HMI del operador.

- El HMI del sistema de control es una interfaz muy dinámica y entendible para la operación, evitando de esta manera confusiones para el control de los mismos.
- El sistema de protección MiCOMS1, es un sistema confiable y cuenta con una interfaz amigable para el ingeniero encargado de la configuración de los equipos IED's de protección.
- Los sistemas tanto de control como de protección presentan un autodiagnóstico lo que garantiza que los equipos se encuentren bien configurados, evitando problemas antes de la puesta en servicio.

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda que en otras subestaciones se trabaje en forma simultánea con los dos sistemas de control hasta su instalación final, para poner fuerza de servicio el sistema convencional y tener el control total de la subestación con tecnología de punta.
- Se recomienda hacer un análisis más detallado de los cambios reales ocurrirá en el sistema de control nuevo y el antiguo para evitar el cruce de señales y no tener problemas de alarmas en el sistema anterior como ocurrió en el proyecto.
- Se sugiere realizar un estudio más intenso para saber el dimensionamiento correcto de las distancias reales entre la sala de control y los diferentes sitios de tableros de control, para evitar realizar doble trabajo en despilfarrar y lanzar cable evitando de esta forma también un gasto económico.
- Se recomienda tener un cuidado especial en la integración de cada IED con el sistema anterior, en cuanto a la lógica de operación de cada uno de ellos hacia cada elemento de patio como los seccionadores e interruptores.
- Se recomienda tener un conocimiento claro el funcionamiento del sistema de control redundante para salvaguardar la seguridad del sistema y tener una confiabilidad alta del mismo.
- Se recomienda que las personas encargadas en realizar las pruebas en campo las realicen concientemente y cumplan con todos los requisitos para la realización de las mismas, y en caso de no estar seguro de la efectividad del equipo dar aviso a la persona encargada del proyecto.
- Se recomienda seguir los pasos detallados para la configuración del equipo, conociendo la función que cumple cada uno y sobe todo tener un

conocimiento claro del software para el sistema de control y el sistema de protección.

- Se recomienda que en la simulación de las señales de los diferentes equipos se ponga una mejor atención para evitar problemas en la puesta en servicio y mal configuraciones que provocarán una inestabilidad en el sistema general.
- Se recomienda tener un conocimiento general de las diferentes señales que serán ingresadas en los diferentes equipos de control y de protección.
- Se recomienda que antes de la puesta en servicio de toda la bahía del autotransformador ATT todas las personas encargadas del desarrollo estén completamente capacitadas para la incorporación de los equipos y dispositivos.

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS Y TESIS

1. PRACTICAL DISTRIBUTION AND SUBSTATION FOR ELECTRICAL POWER SYSTEMS; IDC Technologies. Revisión 4.
2. OPERACIÓN DE SUBESTACIONES; TAPI, Luis. Año 2005.
3. ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA DE TRANSELECTRIC. CUASMIQUER ROSERO, Christian Raúl. Tesis EPN, Quito. Escuela de Ingeniería, 2003.
4. DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO PARA UN TRANSFORMADOR DE FUERZA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA. VACA TORRES, Fausto Marcelo. Tesis EPN, Quito. Escuela de Ingeniería, 2005.
5. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA MAQUETA QUE PERMITA LA SIMULACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN TÍPICA CONFIGURADA EN DOBLE BARRA. BRANTES MEZA, Rodrigo Antonio. Tesis EPN, Quito. Escuela de Ingeniería, 2008.

MANUALES

1. ALSTOM. Bay Module. 1999
2. ALSTOM. Transformer Differential Protection Relay. 1998
3. ALSTOM. MiCOM Overcurrent Protection Relay. 2000
4. ALSTOM. MiCOM Distance Protection Relay. 2001

DIRECCIONES ELECTRÓNICAS

1. www.elprisma.com
2. <http://bieec.epn.edu.ec>
3. www.areva.com

4. www.angelfire.com
5. www.learobotics.com
6. www.ieee.org

ANEXOS

LISTA DE CABLES DE LA BAHÍA DEL AUTOTRANSFORMADOR ATT 230kV

CABLE #	CALIBRE	FUNCION	
212101	2 X 12 AWG apantallado	VENTILACION ILUMINACION CALEFACCION TOMACORRIENTES	
CABLE #	CALIBRE	FUNCION	
422501	2X12 AWG	REPETIDORES AUTOTRAFO.L.230 KV	
422502	2X12 AWG	REPETIDORES AUTOTRAFO.L.230 KV	
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	FUNCION
502401	7X12 + SH AWG	10	ENVIO SEÑALES A LO EXISTENTE
502402	7X12 + SH AWG	10	ENVIO SEÑALES A LO EXISTENTE
502403	7X12 + SH AWG	10	ENVIO SEÑALES A LO EXISTENTE
502404	7X12 + SH AWG	10	SALIDAS DIGITALES
502405	7X12 + SH AWG	10	SALIDAS DIGITALES

CABLE #	CALIBRE	FUNCION
2124101	4 X 12 AWG	VENTILACION CALEFACCION ILUMINACION TABLERO W23
2124102	4 X 6 AWG	ALIMENTACION ENFRIAMIENTO ATT
2124103-A1 2124103-A2	2 X 6 AWG 2 X 6 AWG	ALIMENTACION ENFRIAMIENTO ATT
2124103B	4 X 6 AWG	ALIMENTACION ENFRIAMIENTO ATT
2124103C	4 X 6 AWG	ALIMENTACION ENFRIAMIENTO ATT
2124104	2 x 10 AWG	ALIMENTACION CALEFACCION Y TOMACORRIENTE 89 - 2T1
2124105	2 x 12 AWG	ALIMENTACION CALEFACCION Y TOMACORRIENTE 89 - 2T3
2124106	2 X 12 AWG	ALIMENTACION CALEFACCION Y TOMACORRIENTE 89 - 2T5
2124107	2 X 12 AWG	ALIMENTACION CALEFACCION Y TOMACORRIENTE 89 - 2T7
2124108	2 X 12 AWG	ALIMENTACION CALEFACCION Y TOMACORRIENTE 89 - 2T9
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
2124109	3x2CNo.250 MCM .+1x1C 4/0	Alimentación P10 220/127 V

2124110	3x1CNo.4/0 AWG	Alimentación P1 480/220 V	
2124111	3x1CNo.2 15KV	Alimentación trafo S.S.A.A. Futuro	
2124115	4x 12 AWG	Alimentación 220/127 AC 97-2	
2124118	4 x12 AWG	ALIMENTACION 120 VAC	
2124119	4 x10 AWG	ALIMENTACION 120 VAC	
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	FUNCION
332301	2X8 APANT.	9	CORRIENTE FASE A 230KV
332302	2X8 APANT.	6	CORRIENTE FASE B 230KV
332303	2X8 APANT.	9	CORRIENTE FASE C 230KV
332304	4X8 AWG APANT	52	DIFERENCIAL RELE F87T
332305	2X8 APANT.	9	CORRIENTE FASE A 230KV
332306	2X8 APANT.	6	CORRIENTE FASE B 230KV
332307	2X8 APANT.	9	CORRIENTE FASE C 230KV
332308	4X8 AWG APANT	52	S0BRE CORRIENTE RELE F51
332309	2X8 APANT.	9	CORRIENTE FASE A 230KV
332310	2X8 APANT.	6	CORRIENTE FASE B 230KV
332311	2X8 APANT.	9	CORRIENTE FASE C 230KV

332312	4X8 AWG APANT	Diferencial de barras 230KV	
332313	2X8 NO APANT.	302	CORRIENTE NEUTRO ATT RELE F51N
CABLE #	CALIBRE	FUNCION	
332315	2 x 8 AWG-apant.	CORRIENTE FASE A	
332316	2 x 8 AWG-apant.	CORRIENTE FASE B	
332317	2 x 8 AWG-apant.	CORRIENTE FASE C	
332318	4 x 8 AWG-apant.	DIFERENCIAL 87T	
332319	2 x 8 AWG-apant.	Medición 230 KV FASE A	
332320	2 x 8 AWG-apant.	Medición 230 KV FASE B	
332321	2 x 8 AWG-apant.	Medición 230 KV FASE C	
CABLE #	CALIBRE	FUNCION	
342010	7X12 Apantallado	SEÑAL VOLTAJE RELE F51 (tensión barra 138 KV)SINCRONIZACION	
342011	4X12 Apantallado	SEÑAL VOLTAJE RELE F51 (tensión barra1-230KV	
342013	4X12 Apantallado	SEÑAL VOLTAJE RELE F51(tensión barra2-230KV	
CABLE #	CALIBRE	FUNCION	

422401	2X12 Apantallado	CIERRE Y APERTURA 1 52-2T2
422402	2X12 Apantallado	APERTURA 2 52- 2T2
422403	2X12 Apantallado	APERTURA / CIERRE SECCIONADORES
422404	2X12 Apantallado	ALIMENTACION BAY MODULE
422408A	2X12 Apantallado	ALIMENTACION MOTOR INTERRUPTOR 52-2T2
422406	2X12 Apantallado	ALIMENTACION PROTEC.DIF. TRAFO
422407	2X12 Apantallado	ALIM.PROTECCION PRIMARIA Y SOBREC.
422408	2X12 Apantallado	ALIMENTACION MOTOR INTERRUPTOR 52-2T2
422409	2X ⁸ Apantallado	MOTOR INTERRUPTOR 52-2T2
422410	2X12 Apantallado	ALIMENTACION ILUMINAC. EMERGENCIA.
422411	2X12 Apantallado	ALIMENTACION AUTOTRAFO ATT
422412	2X12 Apantallado	ALIMENTACION AUTOTRAFO ATT
422413	2X12 Apantallado	ALIMENTACION AUTOTRAFO ATT
422414	2X12 Apantallado	ALIMENTACION AUTOTRAFO ATT
422415	2X10 Apantallado	ALIMENTACION MOTOR SECCIONADORES
422416	2X10 Apantallado	MOTOR SECCIONADOR 89 - 2T1
422417	2X12 Apantallado	MOTOR SECCIONADOR 89 - 2T3
422422	2X12 Apantallado	
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
422418	2X12 Apantallado	MOTOR SECCIONADOR 89 - 2T5
422419	2X12 Apantallado	MOTOR SECCIONADOR 89 - 2T7
422420	2X12 Apantallado	MOTOR SECCIONADOR 89 - 2T9
422421	2X12 Apantallado	ALIMENTACION GAB. AGRUPAMIENTO
422422	2X12 Apantallado	

CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	FUNCION
5024101	7X12 Apantallado		ORDEN DE CIERRE 52-2T2 BAY MODULE, TENSION DE CONTROL CIERRE LOCAL 52-2T2
5024101A 138 KV	7X12 Apantallado	426	RESERVA
5024102	7X12 Apantallado		DISPARO CON BLOQUEO,DISPA RO DEL 52-2Ø2- 89-2T5 EN CARRERA,DISPA RO FALLA INTERRUPTOR
5024102 - A	7X12 Apantallado		DISPARO CON BLOQUEO,DISPA RO DEL 52- 2Ø2,89-2T5 EN CARRERA,DISPA RO FALLA INTERRUPTOR
CABLE #	CALIBRE	FUNCION	
5024104	7X12 AWG apantallado	DISPARO 52-2T2 DURANTE TRANSFERENCIA PERMISIVO CIERRE LOCAL	
5024105	2 X 10 AWG apant.	DISPARO CON BLOQUEO	
5024106	2 X 12 AWG apant.	DISPARO CON BLOQUEO	
5024107	2 X 12 AWG apant.	DISPARO CON BLOQUEO	
5024108	12X12 AWG apantallado	DISPARO 52-2T2 POR FALLA DE ATT	
5024108A	12X12	DISPARO 52-2T2 POR FALLA	

	AWG apantallado	DE ATT
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024108B	12X12 AWG apantallado	DISPARO 52-2T2 POR FALLA DE ATT
5024109	4X12 AWG apantallado	ARRANQUE FALLA INTERRUPTOR 52-2T2 ABIERTO
5024110	4X12 AWG apantallado	ARRANQUE FALLA INTERRUPTOR 52-2T2 CERRADO
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024113	7X12 AWG Apantallado	ENTRADA DIGITAL BM1 89 52-2T2 ABIERTO - CERRADO
5024114	4X12 AWG Apantallado	ENTRADA DIGITAL BM1 89 - 2T1 ABIERTO - CERRADO
5024115	4X12 AWG Apantallado	ENTRADA DIGITAL BM1 89 - 2T3 ABIERTO - CERRADO
5024116	4X12 AWG Apantallado	ENTRADA DIGITAL BM1 89 - 2T5 ABIERTO - CERRADO
5024117	4X12 AWG Apantallado	ENTRADA DIGITAL BM1 89 - 2T7 ABIERTO - CERRADO

5024118	4X12 AWG Apantallado	ENTRADA DIGITAL BM1 89 - 2T9 ABIERTO - CERRADO
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024119	12X12 AWG Apantallado	ALARMAS DISPOSITIVOS ATT
5024119 A	12X12 AWG Apantallado	ALARMAS DISPOSITIVOS ATT
5024119 B	12X12 AWG Apantallado	ALARMAS DISPOSITIVOS ATT
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024120	7X12 AWG Apantallado	FALTA TENSIÓN CALEFACCION,BAJA PRESION SF6 BLOQUEO, RESORTE DESCARGADO, FALTA ALIMENTACION MOTOR
5024121	12X12 AWG Apantallado	SEÑALIZACION bajo voltaje 125 vcc, bajo voltaje 208/120 vac, falla grupo I/II, grupo I/II conectado

5024121 A	12X12 AWG Apantallado	SEÑALIZACION bajo voltaje 125 vcc, bajo voltaje 208/120 vac, falla grupo I/II, grupo I/II conectado
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024121 B	12X12 AWG Apantallado	SEÑALIZACION bajo voltaje 125 vcc, bajo voltaje 208/120 vac, falla grupo I/II, grupo I/II conectado
5024122	7X12 AWG Apantallado	MEDICIÓN TEMPERATURA DEVANADOS AT, MT Y BT
5024122 A	7X12 AWG Apantallado	MEDICIÓN TEMPERATURA DEVANADOS AT, MT Y BT
5024122 B	7X12 AWG Apantallado	MEDICIÓN TEMPERATURA DEVANADOS AT, MT Y BT
CABLE #	CALIBRE	FUNCION

5024123	7X12 AWG-SH	SALIDA DIGITAL BM1 ABRIR/CERRAR 89 -2T1
5024124	7X12 AWG-SH	SALIDA DIGITAL BM1 ABRIR/CERRAR 89 -2T3
5024125	7X12 AWG-SH	SALIDA DIGITAL BM1 ABRIR/CERRAR 89 -2T5
5024126	7X12 AWG-SH	SALIDA DIGITAL BM1 ABRIR/CERRAR 89 -2T7
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024127	7X12 AWG-SH	SALIDA DIGITAL BM1 ABRIR/CERRAR 8?_2T9
5024128	7 X 12 AWG-SH	SEÑALIZACION DE POSICION DEL 89-2T5 INTERBLOQUEO 89-2T7 SIN BM
5024129	4 X 12 AWG-SH	SEÑALIZACION DE POSICION DEL 89-2T7
5024130	4 X 12 AWG-SH	SEÑALIZACION DE POSICION DEL 89-2T9

CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024131	7X12 AWG-SH	INDICADOR DE TEMPERATURA ACEITE DEVANADOS DE AT, MT, BT
5024132	7X12 AWG-SH	INDICADOR DE TEMPERATURA ACEITE DEVANADOS DE AT, MT
5024133	7X12 AWG-SH	INDICADOR DE TEMPERATURA ACEITE DEVANADOS DE AT, MT, BT
5024134	4X12 AWG-SH	REFRIGERACIONETAPAS 1 Y 2
5024135	4X12 AWG-SH	REFRIGERACIONETAPAS 1 Y 2
5024136	4X12 AWG-SH	REFRIGERACIONETAPAS 1 Y 2
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024137	30 X 14 AWG-SH	ANUNCIADOR ALARMAS ATR1 FASE A

5024138	30 X 14 AWG-SH	ANUNCIADOR ALARMAS ATR2 FASE B
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024139	30 X 14 AWG-SH	ANUNCIADOR ALARMAS ATR3 FASE C
5024140E	4X8 AWG	REGULACION 120 VAC
5024143	2 x 8 AWG	TC PARA REGULACION
5024144	2 x 8 AWG	TC PARA REGULACION
5024145	2 x 8 AWG	TC PARA REGULACION
5024147	3 x 12 AWG	CONTROL LOCAL AUTOMATICO- REMOTO - OLTC
CABLE #	CALIBRE	FUNCION
5024150	3 x 12	CONTROL LOCAL AUTOMATICO-

	AWG	REMOTO - OLTC	
5024151	3 x 12 AWG	CONTROL LOCAL AUTOMATICO- REMOTO - OLTC	
5024152	3 x 12 AWG	CONTROL LOCAL AUTOMATICO- REMOTO - OLTC	
5024154	3 x 12 AWG	INDICACION POSICION REMOT A DEL TAP - OLTC	
5024155	3 x 12 AWG	INDICACION POSICION REMOT A DEL TAP - OLTC	
5024156	3 x 12 AWG	INDICACION POSICION REMOT A DEL TAP - OLTC	
5024158	3 x 12 AWG	INDICACION POSICION REMOT A DEL TAP - OLTC	
CABLE #	CALIBRE	LONGITUD metros	FUNCION
1218	4x2.5 mm ²	20	COMANDOS SALIDAS DIGITALES
1130	14x0.5	50	INDICACIONES ENTRADAS DIGITALES
1326	4x2x0.5	50	MEDIDAS ANALOGAS
CABLE #	CALIBRE	FUNCION	
525569	2x12 AWG	CIRCUITO CIERRE 52-2T2	
525570	2x10 AWG	CIRCUITO CIERRE 52-2T2	
525571	2x10	CIRCUITO CIERRE	

	AWG	52-2T2
525572	2x10 AWG	CIRCUITO CIERRE 52-2T2
525573	2x10 AWG	CIRCUITO CIERRE 52-2T2
525574	2x10 AWG	CIRCUITO CIERRE 52-2T2