

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“PROPUESTA DE UNA PLATAFORMA DE TELECOMUNICACIONES  
PARA LA CENTRALIZACION DE OPERACIONES DE SUPERVISION Y  
CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DEL COMPLEJO REFINADOR  
ORIENTE (CRO)”**

REALIZADO POR:  
**BETANCOURT RODRÍGUEZ HOOVER JOSÉ**

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA.**

Puerto la Cruz, Abril de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“PROPUESTA DE UNA PLATAFORMA DE TELECOMUNICACIONES  
PARA LA CENTRALIZACION DE OPERACIONES DE SUPERVISION Y  
CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DEL COMPLEJO REFINADOR  
ORIENTE (CRO)”**

**Ing. Bernardo Peña**

Asesor

---

Firma

**Ing. Lenin González**

Asesor Industrial

---

Firma

Puerto La Cruz, Abril de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“PROPUESTA DE UNA PLATAFORMA DE TELECOMUNICACIONES  
PARA LA CENTRALIZACION DE OPERACIONES DE SUPERVISION Y  
CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DEL COMPLEJO REFINADOR  
ORIENTE (CRO)”**

---

**Ing. Bernardo Peña**  
**Jurado Principal**

---

**Ing. Enrique Serrano**  
**Jurado Principal**

---

**Ing. Alerto Urbina**  
**Jurado Principal**

Puerto la Cruz, Abril de 2009

## ARTÍCULO 44

*De acuerdo con el reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:*

***“Los trabajos de Grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual participará al Consejo Universitario”***

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo primero a Dios Todopoderoso mi señor por ser mi guía, mi padre y mi ser, todos mis logros son gloria a ti mi señor.

A mi madre Tibisay Rodríguez, que es la razón de mí existir, mi fuerza y mi impulso de seguir adelante en los momentos de adversidad, gracias por tanta dedicación y por tanto amor, no hay palabras que describan tanta atención. Este logro es tuyo “mamá”, Te Amo.

A mi abuela Angélica de Betancourt parte de este logro te pertenece, gracias por tanta ternura, amor, atención, dedicación y apoyo en todo momento de mi vida, gracias por tus consejos y enseñanzas, te amo abuelita. Dios te tenga en el cielo.

A mi tía Yelitza Betancourt, por ser como una segunda madre, por estar siempre en momentos tan oportunos y desafortunados de mi vida, gracias por tu valioso y considerable apoyo en lapsos tan importantes en busca de esta meta anhelada, te quiero muchísimo tía, formas parte fundamental de este logro.

A mi abuelo Hoover Betancourt, gracias por tus consejos tan pertinentes en cada etapa de mi vida, y por tu siempre apoyo en este largo camino. Te quiero mucho abuelo.

A mi padre Hoover por su apoyo en momentos de extrema incertidumbre durante el lapso de mi carrera.

Y por ultimo y no menos importante a mi novia Cristina Cardona por su valioso apoyo, comprensión, aliento, amor y entusiasmo en todo momento, ayudándome a no

decaer durante la búsqueda de esta gran meta a alcanzar, gracias mi amor, te amo. Tú eres parte de este logro.

## AGRADECIMIENTO

A Dios por darme la vida, entendimiento, gracia y capacidad para cumplir mis metas.

A mi madre que siempre estuvo en cada instante de mi vida, incentivándome, dándome su valioso calor de madre y brindándome su apoyo como ninguno. Gracias mama, eres digna de admirar.

A mi abuela Angelica y a mi tía más querida Yelitza, por darme tanto amor de madre, hay momentos tan duros en mi vida que compartí con ustedes. Gracias a ambas. Las amo.

A mi abuela Rita, gracias por tus consejos, por tanto cariño y por siempre estimularme a seguir luchando por mí, por mi hermano y por mi madre.

A Cristinita por darme el amor que solo ella sabe dar, apoyándome en cada paso que doy. Sabes que significas mucho en mi vida. Gracias mi amor. Eres un ejemplo a seguir, valiosa y única.

A la Universidad de Oriente por brindarme sus espacios para formarme como ingeniero y a los profesores de la carrera de ingeniería eléctrica. Gracias.

A PDVSA, y el equipo de trabajo de SERO por prestarme el apoyo necesario para realizar este trabajo.

A mis primos Ronald y Freddy y mi hermano Mauricio por siempre estar pendientes en momentos difíciles de mi vida, y por siempre apoyarme.

A mis primos Marinel, Rene, Alana gracias por su apreciada y valiosa ayuda y colaboración.

A la sra. Lilia y la sra. Yuraima por todo el cariño y el apoyo que me dieron durante en vísperas de culminar mi carrera.

A mis tíos Nelson, Manuel, Hernan, Deyanira, Taida, Gilberto, Julian, Sinnorina, Maritza, Oslinda, La Negra, Narciso gracias por la ayuda brindada durante esta etapa de mi vida.

A mis panas, Rommel, Luinnys, Yasmin, Daniela, por darme siempre una palabra de aliento cuando la necesitaba, gracias amigos.

A mis panas del alma y compañeros de clase Daniel y Carlos, gracias por compartir conmigo, experiencias, amistad y conocimientos.

A mi hermano Carlitos, porque siempre estuvo como un amigo incondicional, brindandome apoyo, fortaleza y por supuesto compartiendo sus conocimientos conmigo, gracias viejo.

A mis panas de la universidad, Guaregua, Joel, Antonio, Guillermo, Hector Leon, Jhon, Javier, Juan Carlos, Jacnel, Rosy, Marinel, Chaten, Wu Du, Miguel, Sigifredo, Angelo, Jesús Madrigal, porque con ustedes compartí vivencias, conocimientos, amistad y logros, gracias a todos.

A los panas de SERO José Jiménez, Reinaldo Sánchez, Alvaro Galindo, Javier Carias, Francisco Romero, Kassan Kadour, Jesse James, Jose Muñoz, Marcos Diaz,

Caigua, Henry Mendoza y Rodrigo por brindarme su amistad, sus conocimientos, sus experiencias e incentivar me siempre, gracias amigos.

A mi tutor Agustín Rodríguez por darme la oportunidad de realizar este trabajo, gracias por su ayuda y confianza.

A Reinaldo Heredia, gracias por tus valiosos consejos, por tu enseñanza, y por ser una persona ejemplar.

Al pana Francis Sosa gracias por tu inapreciable ayuda y por compartir experiencias conmigo.

Al cumanés Lenin Gonzalez (mi tutor industrial), por su invaluable apoyo dentro de la empresa, por sus consejos, por siempre estar dispuesto a enseñar, y sobretodo por brindarme una mano amiga cuando realmente la necesite, aprendí mucho de usted. Muchísimas gracias mi pana.

Al profesor y tutor académico José Bernardo Peña por haberme enseñado las piezas claves para mi formación profesional y porque es un ejemplo de disciplina, constancia y dedicación de la carrera de ingeniería eléctrica.

A todos los profesores (Serrano, Urbina, Margarita, Parraguez, Suarez, Escalante) del departamento de electricidad, gracias por compartir sus valiosos conocimientos, enseñanza, instrucción y consejos con este humilde estudiante.

Al lic. Rafael Campos gracias mi pana por tus consejos y por tu apoyo en momentos tan difíciles.

## RESUMEN

El objetivo de esta investigación es desarrollar una propuesta de comunicaciones que permita crear un centro de operaciones (Centro de Control Maestro) a través de un enlace de fibra óptica entre RPLC y JOSE, de manera que se pueda ofrecer mejores servicios eléctricos a los procesos de producción de la empresa, así como también crear un enlace de comunicación redundante seguro y confiable. Para lograr este objetivo se desarrollaron una serie de análisis de los sistemas de comunicación que se utilizan en PDVSA a nivel oriental, así como los equipos y sistemas que se encuentran en subestación, en donde se obtuvieron características fundamentales que dieron origen a la creación de las especificaciones técnicas de diseño. De igual modo se estudio el sistema de control existente en ambas subestaciones eléctricas principales (subestación A-RPLC y subestación TAEJ-JOSE) con la idea de conocer el funcionamiento del sistema y las bondades que ofrece. Dichas subestaciones eléctricas son las que se seleccionaron para enviar reportes a este nuevo centro de control maestro debido a la importancia que acarrear para el sistema eléctrico y por consecuente para el proceso de la empresa. Después se analizo la tecnología sugerida por la empresa, el protocolo de comunicación y el sistema de control para la implementación del diseño. Una vez hecho esto se determino que se requerían equipos switch ethernet para encaminar la información que viaja por el par de hilos de fibra óptica. Para la selección de estos equipos se consideraron una serie de factores como: capacidad, servicios requeridos, calidad de la señal, costo, variedad de conectores, entre otros. . Luego una vez escogido estos equipos se procedieron a seleccionar el tipo de fibra según los cálculos y demás requerimientos del sistema según la norma internacional G.652 y por supuesto se selecciono un nuevo SCADA maestro que residirá en las instalaciones de JOSE. Una vez realizado esto, se elaboró una propuesta de manera de recomendación que le permita a la empresa pensar en la actualización de su infraestructura comunicacional a un nuevo esquema que le

permitirá brindar una mayor eficiencia, seguridad y confiabilidad en lo que respecta a la supervisión y control del sistema eléctrico de la zona oriental.

## CONTENIDO

PÁGINA DE TITULO .....	¡Error! Marcador no definido.
ARTÍCULO 44 .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vii
RESUMEN.....	x
CONTENIDO .....	xii
LISTA DE TABLAS .....	xxiii
LISTA DE FIGURAS .....	xxiv
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Presentación de la empresa .....	1
1.2. Rol de la Refinería Puerto Cruz .....	4
1.3. Estructura organizativa de la Refinería Puerto la Cruz.....	5
1.4. Gerencia de servicios eléctricos-Refinación Oriente .....	6
1.5. Planteamiento del problema.....	7
1.6. Objetivos .....	8
1.6.1. Objetivo general .....	8
1.6.2. Objetivos específicos .....	9
CAPITULO II .....	10
MARCO TEÓRICO.....	10
2.1. La fibra óptica .....	11
2.1.1. Elementos ópticos que conforman un sistema de comunicación por fibras ópticas .....	13
2.1.2. Composición de una fibra óptica.....	13
2.1.3. Tipos de fibras ópticas .....	14
2.1.3.1. Fibra monomodo .....	14

2.3.1.2. Fibra multimodo.....	15
2.3.1.3. Fibra multimodo de índice gradual .....	15
2.3.1.4. Fibra multimodo de índice escalón .....	16
2.1.4. Ventanas de operación de la fibra óptica .....	16
2.1.5. Parámetros característicos de las fibras ópticas .....	17
2.1.5.1. Parámetros estáticos .....	17
2.1.5.2. Parámetros dinámicos .....	18
2.1.6. Pérdidas de potencia óptica.....	19
2.2. Cable par trenzado.....	22
2.2.1. Tipos de cable par trenzado.....	23
2.2.1.1. Cable de par trenzado apantallado (STP).....	24
2.2.1.2. Cable de par trenzado con pantalla global (FTP).....	24
2.2.1.3. Cable par trenzado no apantallado (UTP).....	25
2.3. Redes de comunicaciones .....	26
2.4. Equipos de conectividad .....	28
2.5. Automatización .....	29
2.5.1. Partes de un sistema automatizado.....	29
2.6. Sistema de control .....	30
2.6.1. Sistema de control distribuido.....	30
2.6.2. Sistemas tolerantes a fallas.....	30
2.7. Definición general de SCADA.....	31
2.7.1. Unidades maestras (master terminal units) .....	34
2.7.2. Terminales remotas (remote terminal units) .....	34
2.8. Supervisión y control de los procesos .....	34
2.9. PLC's contra RTU's.....	35
2.10. Niveles de jerarquía de una red industrial.....	35
2.11. Red de área local (LAN) .....	37
2.12. Redes de área extensa (WAN) .....	37
2.13. Intranet .....	37

2.14. Ethernet .....	38
2.14.1. Fast ethernet. ....	38
2.14.2 Protocolos de red.....	39
2.14.3. Topologías de red.....	39
2.14.4. Colisiones.....	40
2.14.5. Tarjetas de interfaz de red.....	41
2.15. Conmutadores ethernet .....	41
2.16. Transmisión de datos.....	42
CAPITULO III.....	44
DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PROTECCION Y SUPERVISION Y CONTROL.....	44
3.1. Relés de protección pertenecientes a la subestación TAEJ-JOSE .....	46
3.1.1. Relé de protección de alimentador 750/760 (protección y monitorización completa para alimentadores industriales y de línea) .....	46
3.1.2. Relé de protección de transformador 745 (protección de alta velocidad para transformadores trifásicos, de dos o tres devanados).....	48
3.1.3. RFL 9300 (relé de corriente diferencial digital) .....	51
3.1.4. REL 316*4 (protección numérica de línea) .....	52
3.1.4.1. Protección de distancia.....	53
3.1.4.2. Interfaces seriales .....	54
3.1.4.3. Comunicación remota .....	55
3.1.5. REC 316*4 (unidad de control y protección numérica).....	56
3.1.5.1. Comunicación remota .....	58
3.1.6. RET 316*4 (protección numérica de transformador) .....	59
3.2. Breve descripción de la subestaciones de estudio (subestación “A” y subestación “TAEJ”).....	61
3.3. Relés de protección pertenecientes a la subestación “A”-RPLC .....	68
3.3.1. L90 (protección de alta velocidad diferencial de corriente para líneas de transmisión, con disparo monofásico o trifásico) .....	68

3.3.1.1. Aplicaciones.....	70
3.3.1.2. Comunicación .....	70
3.3.2. T60 (relé de transformador de alta velocidad, trifásico, para múltiples devanados) .....	71
3.3.2.1. Comunicaciones .....	73
3.3.3. F60 (sistema de protección de alimentador: protección avanzada, control y soluciones de automatización para alimentadores de distribución) .....	74
3.3.4. PQM (medidor de la calidad de la red, monitorización continua de alimentadores, transformadores, baterías de condensador, generadores y motores) .....	76
3.3.4.1. Comunicaciones .....	78
3.3.5. P444 (relé de distancia: pertenecientes a la serie MICOM P441, P442 & P444) .....	79
3.3.5.1. Aplicación .....	80
3.3.5.2. Comunicaciones .....	81
3.4. Equipo de teleprotección ubicado en la subestación TAEJ-JOSE .....	86
3.4.1. NSD70D (Equipo de teleprotección) .....	86
3.4.1.1. Características .....	88
3.4.1.2. Aplicación .....	89
3.5. Opciones tecnológicas de multiplexores (NODOS) .....	91
3.5.1. Multiplexor FOX 515.....	91
3.5.2. Multiplexor jungle mux (JMUX).....	92
3.6. Sistema de supervisión y control.....	93
3.6.1. Sistema de control supervisorio de potencia (PSCS).....	93
3.6.1.1. Arquitectura del PSCS .....	97
3.6.1.2. Operación del sistema de control supervisorio de potencia (PSCS)	100
3.6.1.3. Procedimiento para iniciar una sesión de Windows NT y acceder al sistema PSCS .....	100
3.6.1.4. Procedimiento para realizar comandos desde el sistema PSCS .....	102

3.6.1.5. Apertura y cierre de interruptores .....	102
3.6.2. Sistema de control MicroSCADA (no operativo).....	103
CAPITULO IV .....	104
PREMISAS DE LA PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN .....	104
4.1. Premisas de diseño .....	106
4.2. Medio físico .....	113
4.2.1. Cable de par trenzado (cobre) .....	114
4.2.2. Cable de fibra óptica .....	114
4.3. Variables a supervisar .....	115
4.3.1. Variables analógicas.....	115
4.3.2. Variables Digitales .....	116
4.4. Protocolos de comunicación .....	117
4.4.1. Modbus TCP/IP.....	118
4.4.1.1. Ventajas del protocolo modbus TCP.....	120
4.4.1.2. Estructura del protocolo .....	121
4.4.1.2.1. Medio físico .....	121
4.4.1.2.2. Acceso al medio .....	121
4.4.1.2.3. Nivel de aplicación.....	122
4.4.2. Courier/Kbus .....	123
4.4.3. DNP 3.0.....	125
4.4.3.1. Características del DNP 3.0 .....	125
4.4.3.2. Respuestas no solicitadas .....	126
4.4.4. IEC 61850 .....	127
CAPÍTULO V .....	129
DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE LA PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN .....	129
5.1. Propuesta de centralización de las operaciones automatizadas.....	130
5.2. Factor distancia .....	131
5.3. Factor comunicación .....	133

5.4. Supervisión y adquisición de datos .....	134
5.5. Posibilidad de expansión.....	134
5.6. Conmutadores .....	135
5.7. Funciones principales del nuevo SCADA .....	136
5.7.1. Modos de funcionamiento.....	136
5.8. Niveles y configuración de un sistema de automatización de subestaciones.	137
5.8.1. Nivel 1: nivel de los terminales de protección, control y medida.....	140
5.8.1.1. MCAD's. Módulos de control y adquisición de datos.....	141
5.8.1.1.1. Estructura de los MCAD's.....	141
5.8.1.1.2. Dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's).....	142
5.8.2. Nivel 2: nivel de la subestación .....	143
5.8.2.1. Consola de control local (CCL) .....	143
5.8.2.1.1. Funciones .....	143
5.8.2.1.2. Interfaz hombre-máquina.....	144
5.8.2.1.3. Despliegue de alarmas (digitales y analógicas) .....	144
5.8.2.2. Consola de ingeniería (CI) .....	145
5.8.2.3. Unidad ininterrumpible de potencia (UIP).....	145
5.8.2.4. Equipo de prueba (simulador).....	145
5.8.3. Nivel 3: nivel de control remoto .....	146
5.8.3.1. Servidor SCADA .....	147
5.9. Sistema de comunicaciones.....	147
5.9.1. Nivel 1: nivel de terminales de control, protección y medida.....	148
5.9.2. Nivel 2: nivel de la subestación .....	148
5.9.3. Nivel 3: nivel de control remoto .....	149
5.10. Presentación de la cantidad y tipo de señales del complejo refinador oriente .....	149
5.11. Nueva arquitectura general del sistema PSCN de la Refinería de Puerto la Cruz (RPLC) .....	149
5.11.1. Características generales de la nueva arquitectura.....	151

5.11.1.1. Interfase hombre-maquina (consola).....	151
5.11.1.2. Configuración de hardware .....	152
5.11.1.3. Configuración de software .....	154
5.11.1.4. Hubs .....	155
5.11.1.5. Printers .....	155
5.11.1.6. Módulos de bahía (bay modules). .....	156
5.11.1.7. Diagrama de distribución de bay modules .....	157
5.11.1.8. Eed específica multilin.....	157
5.11.2. Gateway (puerta de enlace que enviara las señales al bunker en JOSE. .....	158
5.11.2.1. Hardware description .....	158
5.11.2.2. Enlace de comunicación.....	159
5.11.2.4. Procedimiento para el envió de las señales a través del gateway localizado en la subestación eléctrica “A”-RPLC.....	160
5.11.2.4.1. Definiciones .....	161
5.11.2.4.2. Secuencia de tareas para la realización del envió de las señales del gateway .....	161
5.12. Medio de comunicación para el envió de señales del Gateway al centro de despacho.....	166
5.13. Nueva arquitectura de SCADA en la subestación eléctrica TAEJ.....	171
5.13.1. Interfaz humano maquina (2 consolas) .....	172
5.13.2. Recolector de información de campo (2 servidores).....	172
5.13.3. Base de datos relacional .....	172
5.13.3. Servidor web .....	173
5.13.4. Enlace para la supervisión y control desde despacho de carga San Tome y despacho de carga del complejo petroquímico petrolero José Antonio Anzoátegui .....	173
5.13.5. Protocolos de comunicación a través de la red .....	173

5.14. Nueva propuesta de SCADA a implantar en el complejo petroquímico petrolero José Antonio Anzoátegui.....	174
5.13.1. Sistema SCADA .....	174
5.14.2. Hardware del sistema SCADA .....	177
5.14.2.1. Servidores.....	177
5.14.2.2. Interfaz de usuario.....	178
5.14.2.3. Red LAN y misceláneos.....	179
5.14.3. Requerimientos de la plataforma del SCADA .....	181
5.14.4. Estándares del sistema base del SCADA .....	183
5.14.5. Sistema operativo .....	184
5.14.6. Software de soporte y aplicaciones .....	184
5.14.7. Red de área local (LAN) redundante .....	185
5.14.8. Protocolo ICCP .....	185
5.14.9. Base de datos.....	185
5.14.10. Interfaz gráfica de usuario.....	185
5.14.11. Criterios generales.....	186
5.14.11.1. Objetivos del sistema SCADA.....	186
5.14.11.2. Arquitectura de control .....	186
5.14.12. Descripción de la arquitectura del sistema.....	187
5.14.12.1. Componentes de la plataforma.....	187
5.14.12.1.1. SCADA .....	188
5.14.12.1.2. Sistema de información histórica (HIS).....	188
5.14.12.1.3. Sistema de desarrollo .....	188
5.14.12.2. Requerimientos de arquitectura del SCADA. ....	189
5.14.12.3. Dimensionamiento del SCADA y requisitos de expansión .....	190
5.14.13. Redundancia hot-stand-by.....	191
5.14.14. Redundancia en la base de datos .....	192
5.14.15. Redundancia de la LAN .....	193
5.14.16. Redundancia en interfaz de proceso.....	194

5.14.17. Interfaz a CDS y RTUs redundante CFE .....	194
5.14.18. Requerimientos funcionales del SCADA.....	194
5.14.19. Aplicación SCADA.....	195
5.14.19.1. Adquisición e intercambio de datos (CFE) .....	196
5.14.19.1.1. Adquisición de Datos .....	196
5.14.19.2. Sistema de comunicaciones entre centros de control.....	197
5.14.19.3. Registro de eventos, alarmas y secuencia de eventos .....	197
5.14.19.4. Procesamiento de datos .....	197
5.14.19.5. Control remoto .....	202
5.14.19.6. Coloración y retiro de marcas (Tagging) .....	203
5.14.19.7. Procesamiento de alarmas .....	203
5.14.19.8.1. Soporte de PC's.....	206
5.14.19.9. Sistema de información histórica (HIS).....	206
5.14.19.9.1. Descripción general.....	206
5.14.19.9.2. Funcionalidad.....	207
5.14.19.9.3. Flujo de los datos .....	209
5.14.19.9.4. Recolección de los datos .....	209
5.14.19.9.5. Recuperación de los datos.....	210
5.14.19.9.6. Descarga.....	211
5.14.19.9.7. Interfaces externas.....	212
5.14.19.9.8. Modificación de los datos .....	212
5.14.19.9.9. Requerimientos de despliegues.....	212
5.14.19.10. Modos de operación.....	213
5.14.20. Recomendación para el nuevo sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA).....	214
<b>CAPÍTULO VI.....</b>	<b>215</b>
<b>ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS EQUIPOS .....</b>	<b>215</b>
6.1. Fibra óptica definida .....	215
6.2. Switches catalyst 2950 de cisco system.....	217

6.3. Módulos de bahía (9100-9200) .....	221
6.3.1. Características físicas .....	221
6.3.1.1. BM9100 .....	221
6.3.1.2. BM9200 .....	221
6.3.2. Condiciones de entorno.....	222
6.3.3. Identificación de los conectores .....	222
6.3.3.1. Conectores fijos en el panel trasero .....	222
6.3.3.2. Conectores traseros de Entradas / Salidas (I/O).....	224
6.3.3.3. Conector del panel frontal.....	225
6.3.4. Resumen de especificaciones del bay module 9100-9200.....	226
6.3.4.1. Housing .....	226
6.3.4.2. Terminals and connections.....	226
6.3.4.3. Power supply .....	227
6.3.4.4. Digital input cards .....	227
6.3.4.5. Digital output cards .....	228
6.3.4.6. Analogue input cards.....	229
6.3.4.7. Sequence control logic .....	229
6.3.5. Caso de la red K-BUS .....	230
6.3.6. Caso de la red Mod Bus .....	231
6.3.7. Conector fibra óptica EFI.P .....	234
6.4. Multiplexor (TN-1C).....	235
6.4.1. Descripción del equipo.....	235
6.4.2.1. Características .....	235
6.4.2.2. Beneficios.....	237
6.5. Acoplador óptico (RER 111) .....	240
6.6. Recolectores de información.....	243
6.7. Gateway .....	247
6.8. Unidad de control de procesamiento central.....	247
6.9. CONCLUSIONES .....	253

6.10. RECOMENDACIONES .....	255
6.11. BIBLIOGRAFÍA .....	258
ANEXOS .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO .....	262

## LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Comunicación remota <sup>[12]</sup> .....	56
Tabla 3.2. Relés instalados en la salida de la S/E TAEJ-JOSE (34,5Kv). Fuente propia .....	64
Tabla 3.3. Relés instalados en la salida de la S/E TAEJ-JOSE (13,8Kv). Fuente propia .....	66
Tabla 3.4. Relés instalados en la salida de la S/E “A”-RPLC (34,5Kv). Fuente propia .....	84
Tabla 4.1. Ficha técnica de ModBus .....	123
Tabla 5.1. Cantidad de señales en el SCADA. Fuente propia.....	150
Tabla 5.2. Especificaciones de la fibra óptica según la norma G. 652 .....	168
Tabla 5.3. Cálculos de las Pérdidas del enlace de fibra optica. Fuente propia .....	169
Tabla 5.4. Equipos pertenecientes al Nuevo SCADA. [18] .....	190
Tabla 6.1. Especificaciones técnicas del cable de fibra Óptica.....	215
Tabla 6.2. Características de los Switches pertenecientes a la serie Catalyst 2950. Cisco.....	218
Tabla 6.3. Especificaciones técnicas del Switch Catalyst Seleccionado. Cisco .....	220
Tabla 6.4. Alimentaciones. Guía Técnica de Bay Module-Areva .....	222
Tabla 6.5. Datos técnicos del TN-1C. Guía técnica TN-1C-ABB .....	239
Tabla 6.6. Especificaciones de la conexión de fibra óptica. Guía técnica RER111 ..	242
Tabla 6.7. Data técnica del acoplador óptico. Guía técnica RER111-ABB.....	242
Tabla 6.8. Datos Técnicos del MCAD. Guía técnica MICOM.....	245
Tabla 6.9. Data técnica del gateway.....	249

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación geográfica de la Refinería Puerto La Cruz. <sup>[1]</sup> .....	2
Figura 1.2. Distritos operacionales de la zona Sur PDVSA Oriente. <sup>[2]</sup> .....	3
Figura 1.3. Estructura organizativa. <sup>[2]</sup> .....	5
Figura 1.4. Estructura de la gerencia de servicios eléctricos-Refinación Oriente. <sup>[2]</sup> ...	6
Figura 2.1. Antecedentes de la investigación.....	13
Figura 2.2. Composición de una fibra óptica. ....	14
Figura 2.3. Fibra óptica monomodo. <sup>[3]</sup> .....	15
Figura 2.4. Fibra óptica multimodo de índice gradual. <sup>[3]</sup> .....	16
Figura 2.5. Fibra óptica multimodo de índice escalón. <sup>[3]</sup> .....	16
Figura 2.6. Ventanas de operación de las fibras opticas. <sup>[3]</sup> .....	17
Figura 2.7. Cable par trenzado <sup>[4]</sup> .....	23
Figura 2.8. Cable STP. <sup>[4]</sup> .....	24
Figura 2.9. Cable FTP. <sup>[5]</sup> .....	25
Figura 2.10. Cable UTP. <sup>[5]</sup> .....	26
Figura 2.11. Topología de Red. <sup>[6]</sup> .....	27
Figura 2.12. Sistema SCADA. <sup>[7]</sup> .....	33
Figura 2.13. Niveles en una arquitectura tradicional de red industrial. <sup>[8]</sup> .....	36
Figura 3.2. Diagrama Unifilar S/E TAEJ-34,5 KV. Adaptación de energización de PDVSA-Refinación.....	62
Figura 3.3. Diagrama Unifilar S/E TAEJ-13,8 KV. Adaptación de energización de PDVSA-Refinación.....	63
Figura 3.4. Conexión del L90 con dispositivos en campo. ....	70
Figura 3.5. Diagrama Unifilar S/E “A”-RPLC-34,5 KV. Adaptación de energización de PDVSA-Refinación.....	82

Figura 3.6. Diagrama del cableado de red de fibra óptica EFI.P. Propiedad de Areva. .....	96
Figura 3.7. Arquitectura del sistema PSCS. <sup>[13]</sup> .....	98
Figura 4.1. Conexión de una red K-bus. ....	124
Figura 5.1. Esquema antes de la centralización. Fuente propia .....	131
Figura 5.2. Esquema de centralización hacia el centro de operaciones. Fuente propia .....	132
Figura 5.2. Típica arquitectura de un sistema de control numérico. <sup>[14]</sup> .....	139
Figura 5.3. Configuración tipo Bus <sup>[15]</sup> .....	140
Figura 5.4. Conexión de servidores SCADA con las UTM's. <sup>[16]</sup> .....	148
Figura 5.5. Nueva arquitectura del sistema PSCN de RPLC. Adaptación final del PSCS-Areva. ....	150
Figura 5.6. Nueva arquitectura del sistema PSCN de la S/E “A”. Adaptación final del PSCS-Areva .....	151
Figura 5.7. Diagrama de distribución de los Bay modules. <sup>[17]</sup> .....	157
Figura 5.8. Nueva Arquitectura de SCADA en la S/E TAEJ. Fuente propia .....	171
Figura 5.9. Diagrama del nuevo SCADA. Fuente propia .....	175
Figura 5.10. Gestión de alarmas. <sup>[18]</sup> .....	204
Figura 5.11. Flujo de datos. <sup>[19]</sup> .....	209
Figura 6.1. Switch Catalyst 2950 .....	217
Figura. 6.2. Switch Catalyst 2950G-12-EI. Cisco.....	219
Figura 6.3. BM9100 panel Trasero. Guía Técnica de Bay Module-Areva .....	223
Figura 6.4. BM9200 Panel trasero. Guía Técnica de Bay Module-Areva .....	223
Figura 6.5. BM9100 panel frontal con ejemplo de la sinopsis de ‘Acoplamiento’. guía técnica de Bay Module-Areva.....	225
Figura 6.6. Panel frontal del BM9200. Guía técnica de Bay Module-Areva.....	226
Figura 6.7. Esquema de cableado K-bus con resistencias en los extremos.....	231
Figura 6.8. Ejemplo de conexión de las resistencias de terminación de la red K-Bus. Guía técnica de bay module-Areva.....	231

Figura 6.9. Ejemplo de conexión de la red Modbus con resistencias en los Extremos. Guía técnica de Bay Module-Areva.....	233
Figura 6.10. Ejemplo de conexión de las resistencias de terminación de la red Modbus. Guía técnica de Bay Module-Areva.....	233
Figura 6.11. Especificaciones de las tarjetas. Guía técnica de TN1-C-ABB .....	235
Figura 6.12. Especificaciones de los módulos. Guía técnica TN-1C-ABB .....	236
Figura 6.13. Estructura de las interfaces. Guía técnica TN-1C-ABB .....	238
Figura 6.14. Conexiones del recolector de información C264. Guía técnica MCAD`S-Areva.....	244

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Presentación de la empresa

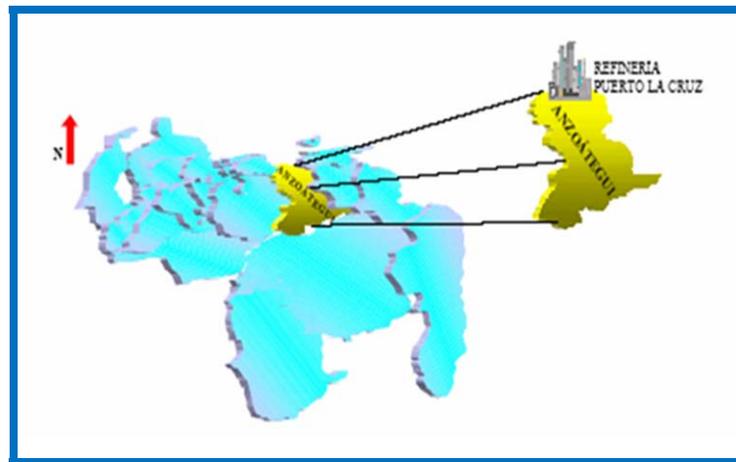
Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), creada en 1976, propiedad de la Republica bolivariana de Venezuela, se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, y de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativa de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior. PDVSA lleva adelante actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo y gas, bitumen y crudo pesado de la Faja del Orinoco, producción y manufactura de Orimulsión, así como explotación de yacimientos de carbón. Ocupa una destacada posición entre las refinadores mundiales y su red de manufactura y mercadeo abarca Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Además, realiza actividades en las áreas de petroquímica, investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

PDVSA esta dividida en cuatro grandes zonas: Occidente, centro, Sur y Oriente. La zona Oriente posee cinco Distritos Operacionales: Puerto La Cruz, San Tome, Punta de Mata, Anaco y Maturín.

El distrito Puerto La Cruz esta formado por un Complejo Refinador, constituido por la Refinería de Puerto La Cruz, la cual comprende tanto las instalaciones de la antigua Refinería de la Venezuelan Gula Company, ahora Refinería PDVSA área de

Puerto La Cruz, así como la Refinería de la Sinclair Venezuelan Oil Co., ahora Refinería PDVSA área el Chaure o Unidad de Destilación Atmosférica DA-3.

La Refinería Puerto La Cruz (figura 1.1) esta ubicada en la Costa Nor-Oriental del país al este de la ciudad de Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, tiene facilidades de acceso a través del Mar Caribe y esta conectada por oleoductos con los campos de producción del Sur-Oriente del país.



**Figura 1.1. Ubicación geográfica de la Refinería Puerto La Cruz.** <sup>[1]</sup>

En la figura 1.2, se muestran las grandes zonas distritales de PDVSA en el Oriente del país, lo que ahora es llamado Complejo Refinador Oriente (CRO).



**Figura 1.2. Distritos operacionales de la zona Sur PDVSA Oriente.** <sup>[2]</sup>

La historia de esta Refinería se remonta a 1948, cuando la Venezuelan Gulf Company inicia la construcción de esta instalación, comenzando a operar dos años mas tarde. En sus inicios, contaba con una Unidad de Destilación Atmosférica DA-1. Paralelamente, la Sinclair Venezuelan Oil Co. traslada desde Houston (Texas) hasta el área El Chaure, una refinería para procesar 33 MBD, actualmente Unidad de Destilación Atmosférica DA-3. Posteriormente integra otras unidades con la finalidad de aumentar la capacidad de procesamiento de crudo pesado y el volumen de la gasolina de alto octanaje.

En estos momentos la Refinería Puerto La Cruz esta constituida por: Unidades de Destilación Atmosférica DA-1, DA-2, DA-3, Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado, Unidad de Alquilarción, Unidad de Redestilación 051, Unidad de Tratamiento Merox, Unidades de Tratamiento y Recuperación de Azufre, Sistemas de Tratamiento de Gases (STG) y Unidades de Servicios Industriales, entre las que se encuentra la Planta de Tratamiento de Agua Río Neverí. También cuenta con un Sistema de Almacenamiento de Crudos y Productos, Sistema de Distribución y las Instalaciones del Terminal Marino.

En adición a las unidades mencionadas anteriormente hay que agregar las anexadas en el proyecto de valorización de corrientes (Valcor), actualmente denominadas unidades de hidroprocesos, cuyo objetivo principal es la producción de gasolina sin plomo y diesel con bajo contenido de azufre en el oriente del país a fin de acondicionar la refinería Puerto La Cruz a las exigencias de mercados anteriormente fuera de su alcance. Las unidades de hidroprocesos arrancaron sus operaciones a mediados del año 2004, incorporando las siguientes unidades: Hidrotratamiento de nafta (NHT), Hidrotratamiento de diesel (HDT), Reformación catalítica (CCR), Sistema de enfriamiento, Sistema de nitrógeno, Recuperación de condensado, tratamiento de gas combustible con aminas, Regeneración de aminas, Despojadora de aguas agrias (DDA), Recuperación y manejo de azufre.

## **1.2. Rol de la Refinería Puerto Cruz**

La Refinería Puerto La Cruz, por su ubicación estratégica y facilidades de almacenaje y disponibilidad de muelles existentes, se encarga del manejo y distribución de la producción de crudos del Oriente del país hacia los mercados de exportación y las otras filiales (cabotaje).

En cuanto a los productos refinados, la refinería tiene el compromiso de suplir la demanda de Mercado Interno de la Región Sur-Oriental del país, a través del poliducto y las plantas de distribución de SISO (Suministro de Oriente), el Llenadero de Guaraguao (camiones) y el Guamache (vía marítima), así como el incremento de las ganancias, aprovechando las oportunidades de exportación, optimizando los insumos para intercambiarlos con otras refinerías.

### 1.3. Estructura organizativa de la Refinería Puerto la Cruz

La estructura organizativa se muestra en la figura 1.3, en ella se aprecian las diferentes gerencias y sus dependencias que tiene a su cargo como factor principal mantener altos niveles de productividad y garantizar el buen funcionamiento de las instalaciones. El trabajo fue desarrollado en la Gerencia Técnica- Superintendencia de Servicios Técnicos, de la Refinería Puerto La Cruz.

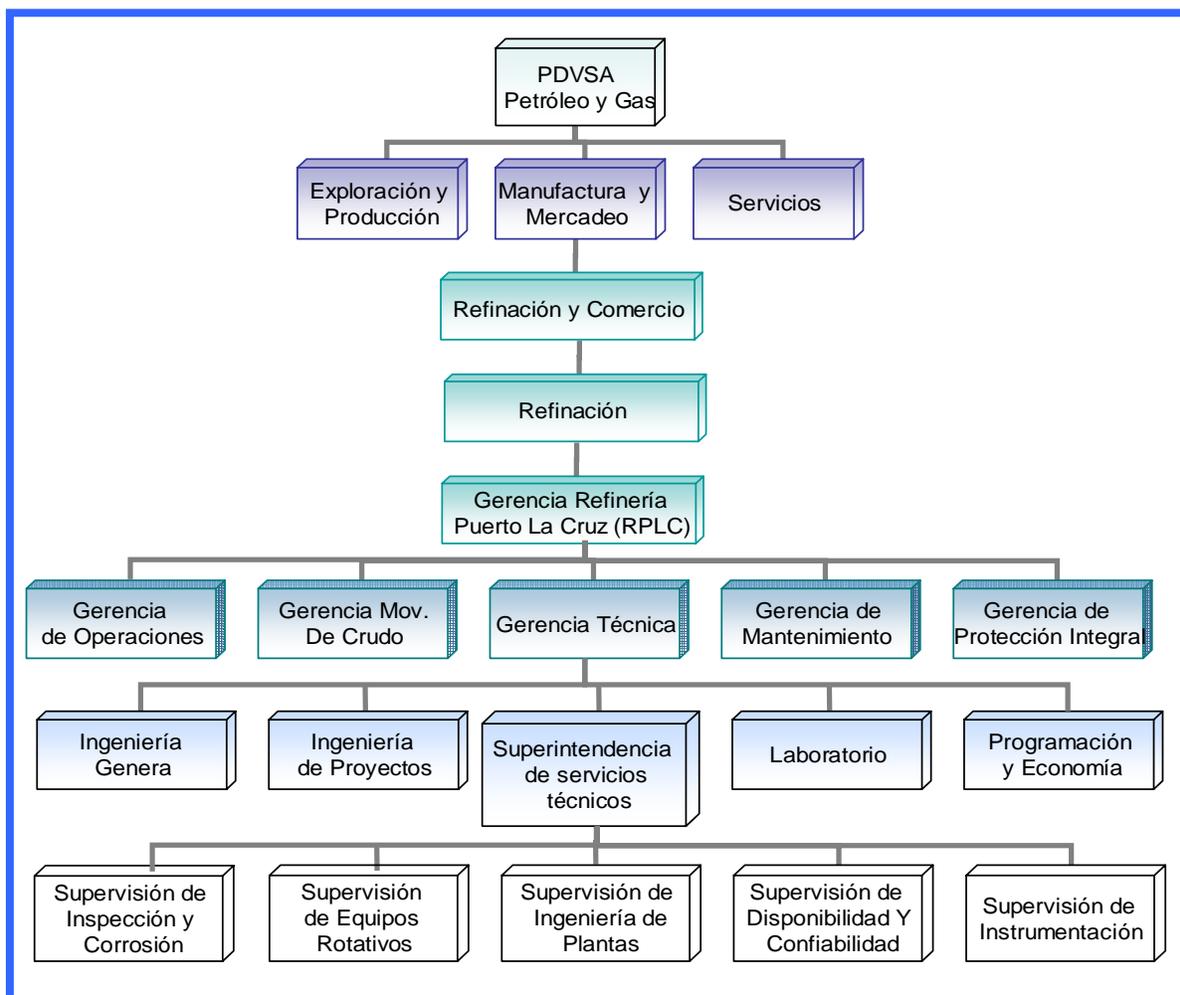


Figura 1.3. Estructura organizativa. <sup>[2]</sup>

#### 1.4. Gerencia de servicios eléctricos-Refinación Oriente

Conformada por la Superintendencia de Planificación y Gestión, Superintendencia de Ingeniería Operacional y la Superintendencia de Operación y Mantenimiento, es la encargada de realizar acciones dirigidas a mantener y garantizar que el Sistema de Transmisión y Subtransmisión del Distrito Social Puerto La Cruz opere con alto grado de confiabilidad en la red que transporta la energía eléctrica.

La Gerencia SEO-Refinación supervisa, coordina y controla junto con Despacho de Carga, la operación del Sistema Eléctrico de Puerto La Cruz, Isla de Margarita y Complejo Industrial Jose del cual son custodios, asegurando el cumplimiento de la normativa y las normas de protección integral conforme a los lineamientos establecidos por la Gerencia Gral. SEO.

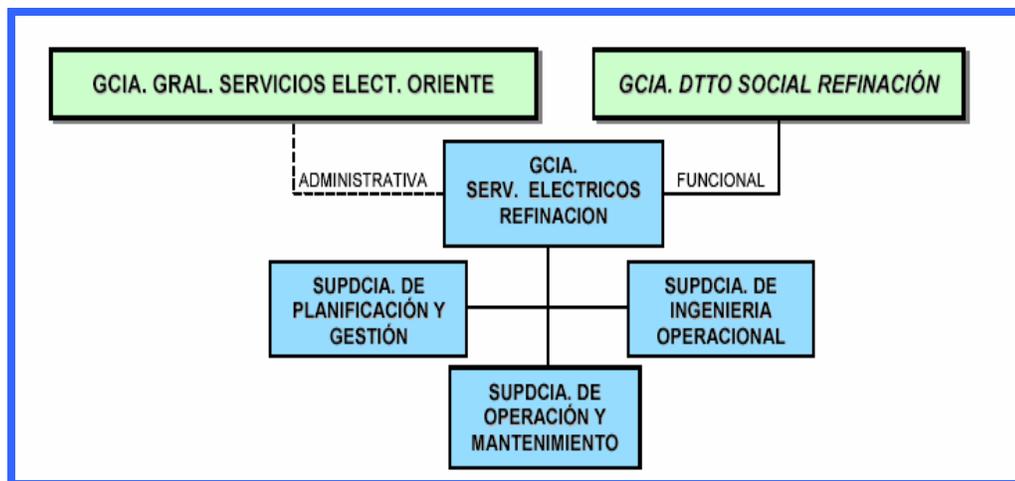


Figura 1.4. Estructura de la gerencia de servicios eléctricos-Refinación Oriente.

## 1.5. Planteamiento del problema

Actualmente, las operaciones automatizadas de los sistemas de control eléctrico se encuentran descentralizadas. En lo que esto concierne, la Gerencia Técnica tiene el interés de elaborar una propuesta cuyo objetivo sea ejecutar un proyecto para centralizar las operaciones automatizadas de supervisión y control de las Subestaciones, a fin de lograr la optimización, confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Las Subestaciones eléctricas objeto de centralización de las operaciones de supervisión y control, se encuentran en: la Refinería de Puerto La Cruz (Subestación “A” Ppal.) y el Complejo Petroquímico Petrolero General José Antonio Anzoátegui (Subestación TAEJ Ppal.). La Subestación “A”(34.5/13.8)kV ubicada en RPLC cuenta con Sistema de Control Supervisorio de Potencia (PSCS), el cual le permite supervisar y controlar la información proveniente de campo, mediante el uso de relés multifuncionales, relés de protección diferencial y medidores, posee interfaz HMI, recolector de información de campo, protocolos, etc., aunado a esto la Subestación “A” controla sus procesos y supervisa algunas Subestaciones aledañas y Planta Eléctrica. La Subestación “TAEJ” (115/34.5/13.8) kV cuenta con un sistema de control MicroSCADA que tiene como función supervisar variables de voltaje, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva en TAEJ, Criogénico, Bitor, Sinovensa, etc. con la finalidad de ejercer control sobre las mismas y por consiguiente reporta esta información hacia Despacho de Carga en San Tome.

Las Subestaciones junto con las plantas de generación son los nodos fundamentales de una red de energía eléctrica. Esta configuración permite controlar el flujo de energía y dar las órdenes necesarias para el despacho óptimo calculado. Además en las subestaciones está instalada la mayor parte de los equipos de

protección y control del sistema eléctrico y una parte importante del funcionamiento de estos sistemas se basa en los sistemas de comunicación.

El estudio de una plataforma de telecomunicaciones juega un papel muy importante en el entorno eléctrico, ya que a través de éstos se transmiten las señales de telemando y telecontrol del sistema eléctrico, a centros de monitorización locales o remotos, comunicación de voz y datos entre subestaciones y la planta de generación eléctrica, señales de supervisión, alarmas, etc. dando un soporte esencial al sistema de protección y control.

En el presente trabajo se diseñó una plataforma de telecomunicaciones para la supervisión y control de las operaciones, dicha red involucra dos subestaciones principales, la Subestación “A” ubicada en la Refinería de Puerto La Cruz y la Subestación TAEJ ubicada en el Complejo Petroquímico Petrolero General José Antonio Anzoátegui, cuyo propósito fundamental es el de supervisar y controlar las distintas variables que se visualizan en cada Subestación y dirigirlas a un conjunto de “Despacho de Carga” con el fin de obtener una mayor confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, permitiendo así conocer el estado operativo de las subestaciones, y por tanto contar con información en tiempo real acerca del funcionamiento de los equipos para el análisis y balance ante cualquier situación crítica o de alarmas.

## **1.6. Objetivos**

### **1.6.1. Objetivo general**

Proponer una plataforma de telecomunicaciones para la centralización de operaciones de supervisión y control de las subestaciones eléctricas del complejo refinador oriente (CRO).

### **1.6.2. Objetivos específicos**

1. Describir los sistemas de teleprotección, protección, supervisión y control de las Subestaciones Eléctricas.
2. Definir premisas de diseño de la plataforma de telecomunicaciones, de acuerdo a la caracterización de los servicios de datos requeridos por las Subestaciones para la integración bajo red de las instalaciones de CRO.
3. Definir los protocolos de comunicación y control para la integración de los distintos elementos de las Subestaciones Eléctricas.
4. Diseñar la arquitectura física y lógica de la plataforma de telecomunicaciones que permita la integración de los diferentes elementos inteligentes de las Subestaciones Eléctricas, centralizados en un conjunto de Despacho de Carga.
5. Elaborar las especificaciones técnicas de los elementos activos y pasivos que conforman la plataforma de telecomunicaciones diseñada.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

Cualquier tipo de proyecto moderno en el sector eléctrico debe considerar en forma integrada las áreas de protecciones, control, comunicaciones y automatización particularmente por la introducción en el mercado de relés multifuncionales con capacidad de comunicación a altas velocidades, interfaces de redes y protocolos complejos que facilitan la transferencia de información entre si y hacia un centro de control. Estas características, combinadas con los grandes avances que en el área de comunicaciones y automatización de subestaciones que se han desarrollado recientemente, permiten el control y supervisión óptimo de subestaciones de potencia.

La automatización industrial se ha convertido en un medio fundamental para mejorar el rendimiento y la eficacia de las funciones operacionales de una empresa industrial moderna. La obtención de datos en el momento y punto de origen, al integrarse al ciclo de procesamiento y control de las operaciones y actualizar las bases de datos en forma automática, permite la toma de decisiones operacionales, tácticas y estratégicas y más eficaces cualquiera que sea la naturaleza de la empresa.

Un canal de comunicación es la ruta que interconecta al punto de donde se transmiten los datos con su destino. Un canal también puede recibir el nombre de enlace, circuito, línea, unión, camino de datos o medio de transmisión. Las características de cada tipo de canal influyen en la velocidad, el costo y distancia de transmisión. Las fibras ópticas, radioenlaces y satélites son canales de comunicación.

## 2.1. La fibra óptica

La fibra óptica es el resultado de combinar dos disciplinas no relacionadas, como son la tecnología de semiconductores (que proporciona los materiales necesarios para las fuentes y detectores de luz), y la tecnología de guía de ondas ópticas (que proporciona el medio de transmisión, el cable de fibra óptica).

La industria utiliza las comunicaciones vía fibra óptica para mejorar la fiabilidad y capacidad de las transmisiones de datos y control. Debido a la inherente naturaleza de las comunicaciones ópticas, la fibra es inmune a todas las interferencias eléctricas provocadas por grandes motores, conmutadores, luces y otros dispositivos que se encuentran frecuentemente en entornos industriales. La versatilidad de las fibras ópticas permite que todas las transmisiones de datos de ordenador, teléfono, video, control y sensores se puedan llevar a cabo en un único cable de fibra óptica.

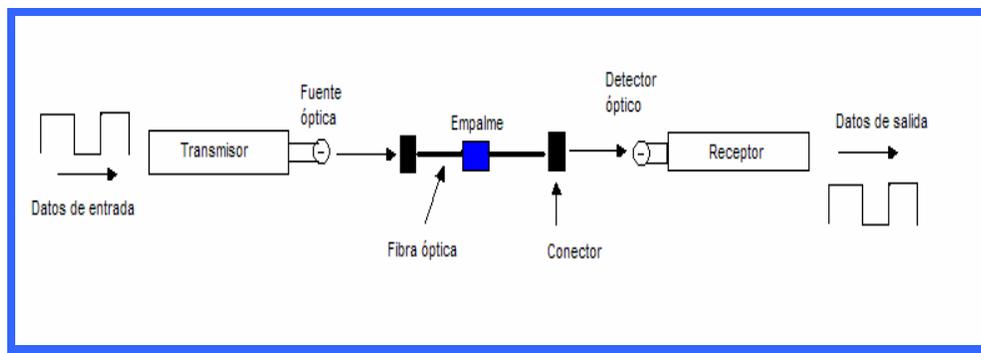
- Ventajas De La fibra Optica:

- ✓ Gran capacidad: la fibra óptica tiene la capacidad de transmitir grandes cantidades de información. Su gran ancho de banda supone mas información por conductor que con los medios convencionales. Se manejan valores de cientos de MHz hasta decenas de GHz.
- ✓ Tamaño y peso: tiene un diámetro mucho más pequeño y es más ligero que un cable de cobre de capacidad similar.
- ✓ Interferencia eléctrica: la fibra óptica no se ve afectada por la interferencia electromagnética o interferencia de radiofrecuencia.

- ✓ **Aislamiento:** la fibra óptica es un dieléctrico. No contiene conductores eléctricos y puede suministrar un aislamiento eléctrico normal para multitud de aplicaciones. Puede eliminar la interferencia originada por las corrientes a tierra o por condiciones potencialmente peligrosas causadas por descargas eléctricas en las líneas de comunicación.
  
- ✓ **Seguridad:** una fibra óptica no se puede intervenir por medio de mecanismos eléctricos convencionales como conducción superficial o inducción electromagnética. Los rayos luminosos viajan por el centro de la fibra óptica y pocos o ningunos pueden escapar.
  
- ✓ **Fiabilidad y mantenimiento:** los enlaces de fibras ópticas bien diseñados son inmunes a condiciones adversas de humedad y temperatura. Su vida de servicio esta estimada en más de treinta años. El mantenimiento requerido para un sistema de fibras ópticas es menor que el requerido para un sistema convencional, debido a que se requieren menos cantidad de estaciones de repetición en un enlace de fibras ópticas.
  
- ✓ **Expansión:** los sistemas de fibras ópticas bien diseñados se pueden expandir fácilmente. Un sistema diseñado para una transmisión de datos a baja velocidad, se puede transformar en un sistema de alta velocidad cambiando la electrónica. El cable de fibra óptica utilizado puede ser el mismo.
  
- ✓ **Regeneración de la señal:** la tecnología presente puede suministrar comunicaciones por fibras ópticas mas allá de los 70 Km antes de que se requiera regenerar la señal, la cual puede extenderse a 150 Km usando amplificadores láser. Futuras tecnologías podrán extender esta distancia a 200 Km y posiblemente a 1000 Km.

### 2.1.1. Elementos ópticos que conforman un sistema de comunicación por fibras ópticas

Los elementos que contiene cualquier sistema de comunicaciones por fibras ópticas son: fuentes ópticas, empalmes, conectores y detectores ópticos. En la figura 2.1 se muestran los elementos básicos de todo enlace punto a punto por fibra óptica.



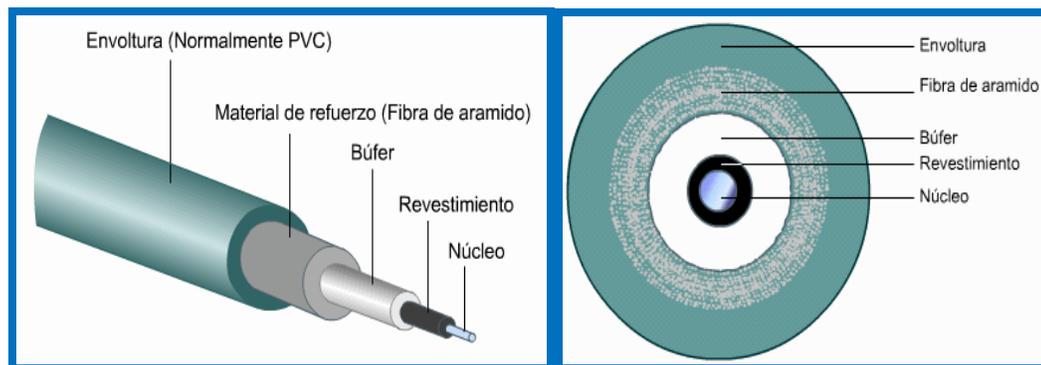
**Figura 2.1. Antecedentes de la investigación**

En algunos enlaces punto a punto o en enlaces de muchos puntos, también se puede emplear multiplexores y demultiplexores de longitud de onda y acopladores ópticos direccionales, estos últimos pueden ser activos o pasivos.

### 2.1.2. Composición de una fibra óptica

Una fibra óptica consiste en un material transparente cilíndrico y largo que confina y propaga ondas luminosas. Esta compuesta de tres capas diferentes: el núcleo central (core) que lleva la luz, el revestimiento (cladding) que cubre el núcleo y que confina la luz dentro del núcleo, y el recubrimiento que dota de protección al revestimiento (figura 2.2).

El núcleo y el revestimiento están formados frecuentemente por vidrio de sílice, mientras que el recubrimiento es un plástico o una cubierta acrílica. Las capas del núcleo de sílice y del revestimiento difieren ligeramente en su composición, debido a pequeñas cantidades de materiales, como boro o germanio, que son añadidos durante el proceso de fabricación. Esto altera las características del índice de refracción de ambas capas, dando lugar a las propiedades de confinamiento de la luz necesarias para la propagación de los rayos. El índice de refracción del núcleo de sílice tiene un valor alrededor de 1,5 y el del revestimiento es ligeramente menor, alrededor de 1,48.



**Figura 2.2. Composición de una fibra óptica.**

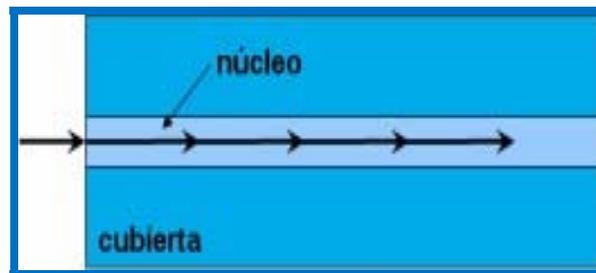
El recubrimiento de la fibra esta normalmente coloreado, usando códigos de color estándar del fabricante, que facilitan la identificación de la fibra.

### 2.1.3. Tipos de fibras ópticas

#### 2.1.3.1. Fibra monomodo

Es una fibra óptica en la que solo se propaga un modo de luz, es decir, el único camino para los rayos de luz es el centro de la fibra, lo que permite eliminar el

ensanchamiento de los pulsos por la dispersión modal y obtener velocidades de transmisión de datos de mucho mayores sobre distancias más largas. El único modo que se propaga por la fibra se logra reduciendo el diámetro del núcleo de la fibra hasta un tamaño que solo permita un modo de propagación. (Figura 2.3).



**Figura 2.3. Fibra óptica monomodo.** <sup>[3]</sup>

### 2.3.1.2. Fibra multimodo

Es una fibra que se puede propagar más de un modo de luz. Se usa comúnmente en aplicaciones de comunicación de corta distancia (generalmente menos de unos pocos kilómetros). Existen dos tipos de fibras multimodo, las cuales son: fibra multimodo de índice gradual y fibra multimodo de índice escalón.

### 2.3.1.3. Fibra multimodo de índice gradual

El índice de refracción del núcleo decrece desde el centro hasta el exterior. El índice de refracción del revestimiento es uniforme. Este tipo de fibra curva los rayos de luz en caminos sinuosos, y la velocidad de los rayos de luz crece conforme los rayos se alejan del núcleo, logrando que los rayos de modos altos lleguen al mismo tiempo que los rayos de modos bajos en el otro extremo de la fibra óptica, resultando una disminución de la dispersión modal. Una fibra multimodo de índice gradual tiene

un ancho de banda de transmisión de datos mayor que una fibra de índice escalón. (Figura 2.4).

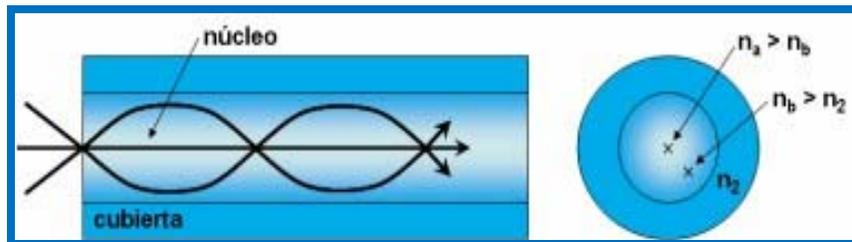


Figura 2.4. Fibra óptica multimodo de índice gradual. <sup>[3]</sup>

#### 2.3.1.4. Fibra multimodo de índice escalón

Es una fibra óptica con índices de refracción del núcleo y del revestimiento diferentes, pero uniformes. En la frontera núcleo-revestimiento hay un cambio abrupto en el índice de refracción. En este tipo de fibras la velocidad de transmisión de datos se ve limitada por la dispersión modal. (Figura 2.5).

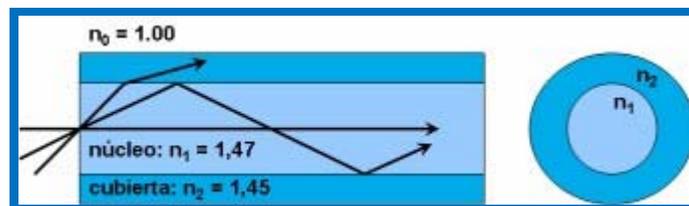


Figura 2.5. Fibra óptica multimodo de índice escalón. <sup>[3]</sup>

#### 2.1.4. Ventanas de operación de la fibra óptica

Las ventanas de operación indican la longitud de onda central de la fuente luminosa que se utiliza para transmitir la información a lo largo de la fibra. La

utilización de una ventana u otra determina parámetros tan importantes como la atenuación que sufrirá la señal transmitida por kilómetro.

Los primeros sistemas de fibras ópticas operaban con una región de longitud de onda muy corta, llamada 1<sup>ra</sup> ventana (de 800 a 900nm) o longitud de onda corta debido a las fuentes y detectores usados. Las fuentes y detectores de luz actuales, permiten operar en la 2<sup>da</sup> ventana (de 1200 a 1340nm) y 3<sup>ra</sup> ventana es usada únicamente por las fibras ópticas de tipo monomodo. La atenuación que sufre la señal es menor si se trabaja en la 3<sup>ra</sup> ventana, y mayor si se trabaja en la 1<sup>ra</sup> ventana. En la figura 2.6 se ilustran ventanas de operación de las fibras ópticas con su respectivo rango de frecuencias.

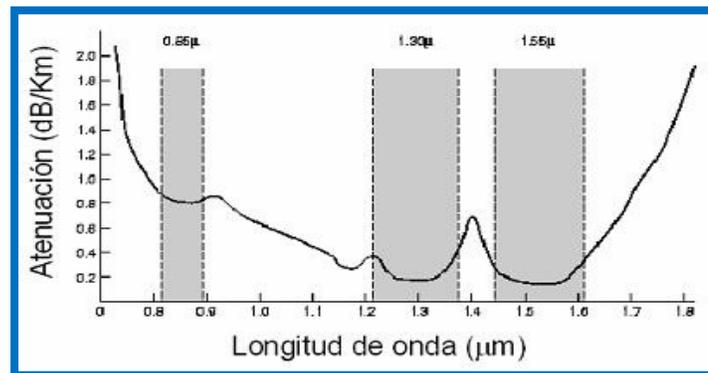


Figura 2.6. Ventanas de operación de las fibras ópticas. <sup>[3]</sup>

## 2.1.5. Parámetros característicos de las fibras ópticas

### 2.1.5.1. Parámetros estáticos

Son constantes a lo largo de la fibra, dentro de las tolerancias propias de fabricación, y se refieren a las características ópticas y geométricas.

Entre las características ópticas de las fibras se encuentran:

- Perfil del índice de refracción: define la ley de variación del mismo en sentido radial, y siendo la velocidad de la luz en cada punto función de dicho índice, dará lugar a diversas velocidades en diferentes puntos.
- Apertura numérica: determinante en la cantidad de luz que puede aceptar una fibra, y en consecuencia, de la energía que puede transportar, no necesariamente ligada a la calidad de la información correspondiente.

Entre las características geométricas están:

- Diámetros y excentricidades: son función de la tecnología usada en la fabricación de las fibras, y las tolerancias correspondientes serán una consecuencia de la misma.

#### **2.1.5.2. Parámetros dinámicos**

Son características de la fibra que afectan la propagación de la señal a lo largo de la misma. Entre estas características están:

Atenuación: la atenuación depende de la longitud de onda de la luz portadora de la misma. Los mecanismos que provocan esta atenuación pueden tener su origen en

causas intrínsecas a la propia fibra (constitución física), o, en factores externos a la misma, tales como: procesos de fabricación y el tendido.

La atenuación o pérdida en el interior de una fibra óptica (P), se define como la relación entre las potencias luminosas a la salida y a la entrada ( $P_R$  y  $P_T$  respectivamente), expresada en decibelios y calculada para determinada longitud de onda:

$$P(\lambda)(dB) = 10 \text{ Log } \frac{P_T}{P_R} \quad (\text{Ec 2.1})$$

- **Dispersión temporal:** causada por las características dispersivas de la fibra sobre la señal en el transcurso del tiempo, lo que provoca ensanchamiento en el tiempo de los pulsos a medidas que progresan en su recorrido y, en consecuencia, deformación de los mismos, acarreando errores que limitan la velocidad de información que puede transportar la fibra.

#### **2.1.6. Pérdidas de potencia óptica**

Las pérdidas en la fibra resultan en una reducción de la potencia de luz, por lo tanto, reducen el ancho de banda del sistema, la velocidad de transmisión de la información, eficiencia y capacidad total del sistema.

Las pérdidas de luz que más predominan en las fibras son:

- **Pérdidas por absorción:** es causada por las impurezas presentes en la fibra, las cuales absorben la luz y la convierten en calor. La absorción ultravioleta, la absorción

infrarroja y la absorción de resonancia contribuyen a las pérdidas por absorción en las fibras ópticas.

- Pérdidas por dispersión de Rayleigh: se produce cuando la luz encuentra en su camino partículas extrañas al medio continuo, cuyo diámetro es mucho menor que la longitud de onda de la señal. La difracción causa que la luz se disperse o se refracta en muchas direcciones, una parte de la luz difractada continúa por la fibra y parte de esta se escapa por la cubierta.
- Pérdidas por curvatura: ocurren en todas las curvas de una fibra óptica debido al cambio del ángulo de incidencia en la frontera núcleo-revestimiento. Si el radio de curvatura es menor que el radio de curvatura mínimo de la fibra, las pérdidas son despreciables y, por tanto, ignoradas.
- Pérdidas por microcurvaturas: son ocasionadas por curvas pronunciadas del núcleo de una fibra con desplazamientos de unos pocos milímetros o menos. Las curvas pronunciadas son causadas por la protección exterior de la fibra, la fabricación, el procedimiento de instalación, etc. Estas pérdidas pueden ser significativas para grandes distancias.
- Dispersión modal: afecta solo a la fibra multimodo y es causada por los diferentes caminos o modos que sigue un rayo de luz en la fibra, dando como resultado que los rayos recorran distancias diferentes y lleguen al otro extremo de la fibra en tiempos diferentes. Un pulso transmitido se ensancha debido a este efecto y reducirá en consecuencia la máxima velocidad de transmisión efectiva de datos.

La dispersión modal más alta la presenta la fibra multimodo de índice escalón. Debido al perfil no uniforme del índice de refracción de una fibra de índice gradual, la dispersión modal decrece en estas.

- Dispersión cromática o de longitud de onda: ocurre porque el índice de refracción de una fibra varía con la longitud de onda de la luz en la fibra. Debido a que la fuente de luz esta compuesta de un espectro de mas de una longitud de onda, los rayos de luz emitidos simultáneamente, se propagan por la fibra a diferentes velocidades y llegan en tiempos distintos al otro extremo de la fibra, dando como resultado una señal distorsionada.

La dispersión cromática se puede eliminar usando una fuente monocromática tal como el diodo de inyección láser (ILD).

- Reflexión Fresnel: ocurre en cualquier frontera de un medio donde cambie el índice de refracción, causando que una parte de los rayos incidentes sean reflejados al primer medio. En el extremo de la fibra se da la reflexión de Fresnel: la luz que viaja del aire al núcleo de la fibra es refractada al núcleo, sin embargo, parte de la luz (aproximadamente 4%) es reflejada de vuelta al aire. La potencia de luz reflejada se reduce usando buenos conectores.
- Perdidas en los conectores: las perdidas de los conectores de fibra óptica están frecuentemente en el rango que va de 0.3 dB a 1.5 dB, y dependen en gran medida del conector usado. Otros factores que contribuyen a estas pérdidas son: la suciedad o los contaminantes en el conector, la instalación impropia del conector, una cara dañada del conector, desadaptación de los núcleos de las fibras, desalineamientos de los núcleos de las fibras, desadaptación del índice de refracción, etc.

- Pérdidas por empalme: ocurren en todos los empalmes. En los empalmes mecánicos las pérdidas van de 0.2 a 1.0 dB. En los empalmes por fusión, generalmente, son menores de 0.2 dB, consiguiéndose pérdidas de 0.07 dB con un buen equipamiento. Las pérdidas por empalme pueden clasificarse en:

- ✓ Pérdidas debidas a factores externos a la fibra: son producidas por cualquiera de las siguientes causas: separación longitudinal de los extremos de fibras a unir, desplazamiento transversal de los extremos de las fibras, desplazamiento angular de los ejes de las fibras y diferentes índices de refracción.

- ✓ Pérdidas por irregularidades del extremo de la fibra: se deben a cortes imperfectos de la fibra.

- ✓ Pérdidas por factores intrínsecos: se relacionan con las propiedades de las fibras que se unen, tales como: variación de los diámetros de las fibras a unir, variación de los perfiles de índices de refracción y variación en la concentricidad y elipticidad de los núcleos enfrentados.

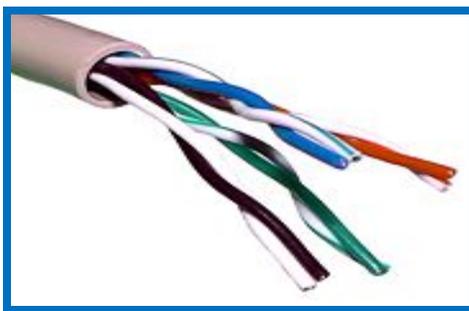
## **2.2. Cable par trenzado**

Es de los más antiguos en el mercado y en algunos tipos de aplicaciones es el más común, consiste en dos alambres de cobre o a veces de aluminio, aislados con un grosor de 1 mm aproximado. Los alambres se trenzan con el propósito de reducir la interferencia eléctrica de pares similares cercanos. Los pares trenzados se agrupan bajo una cubierta común de PVC (Policloruro de Vinilo) en cables multipares de pares trenzados (de 2, 4, 8, hasta 300 pares).

Un ejemplo de par trenzado es el sistema de telefonía, ya que la mayoría de aparatos se conectan a la central telefónica por intermedio de un par trenzado. Actualmente se han convertido en un estándar, de hecho en el ámbito de las redes LAN, como medio de transmisión en las redes de acceso a usuarios (típicamente cables de 2 ó 4 pares trenzados). A pesar que las propiedades de transmisión de cables de par trenzado son inferiores y en especial la sensibilidad ante perturbaciones extremas a las del cable coaxial, su gran adopción se debe al costo, su flexibilidad y facilidad de instalación, así como las mejoras tecnológicas constantes introducidas en enlaces de mayor velocidad, longitud, etc.

Los colores del aislante están estandarizados, y son los siguientes: Naranja/ Blanco-Naranja, Verde/ Blanco-Verde, Azul/ Blanco-Azul, Marrón/Blanco-Marrón.

Cuando ya están fabricados los cables unitariamente y aislados, se trenzan según el color que tenga cada uno, como en la figura 2.7. Los pares que se van formando se unen y forman subgrupos, estos se unen en grupos, los grupos dan lugar a superunidades, y la unión de superunidades forma el cable.

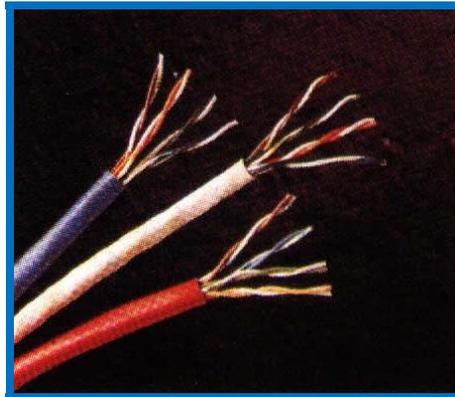


**Figura 2.7. Cable par trenzado** <sup>[4]</sup>

### **2.2.1. Tipos de cable par trenzado**

### 2.2.1.1. Cable de par trenzado apantallado (STP)

En este tipo de cable, cada par va recubierto por una malla conductora que actúa de pantalla frente a interferencias y ruido eléctrico. Su impedancia es de 150 ohm. El nivel de protección del STP ante perturbaciones externas es mayor al ofrecido por UTP. Sin embargo es más costoso y requiere más instalación. La pantalla del STP, para que sea más eficaz, requiere una configuración de interconexión con tierra (dotada de continuidad hasta el terminal), con el STP se suele utilizar conectores RJ-49. Es utilizado generalmente en las instalaciones de procesos de datos por su capacidad y sus buenas características contra las radiaciones electromagnéticas, pero el inconveniente es que es un cable robusto, caro y difícil de instalar.

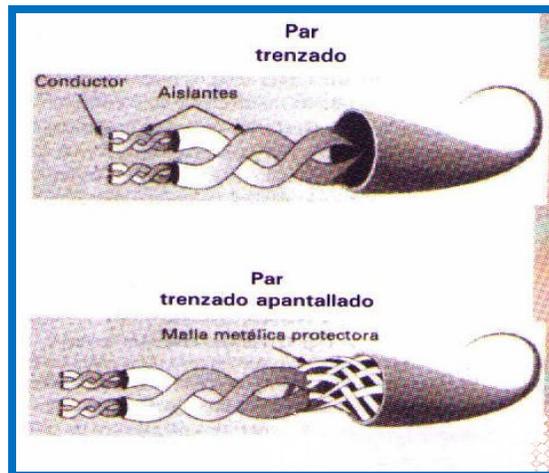


**Figura 2.8. Cable STP.** <sup>[4]</sup>

### 2.2.1.2. Cable de par trenzado con pantalla global (FTP)

En este tipo de cable como en el UTP, sus pares no están apantallados, pero sí dispone de una pantalla global para mejorar su nivel de protección ante interferencias externas. Su impedancia característica típica es de 120 ohmios y sus propiedades de

transmisión son más parecidas a las del UTP. Además, puede utilizar los mismos conectores RJ-45. Tiene un precio intermedio entre el UTP y STP.



**Figura 2.9. Cable FTP.** <sup>[5]</sup>

### **2.2.1.3. Cable par trenzado no apantallado (UTP)**

El cable par trenzado más simple y empleado, sin ningún tipo de pantalla adicional y con una impedancia característica de 100 ohmios. El conector más frecuente con el UTP es el RJ-45, aunque también puede usarse otro (RJ-11, DB-25, DB-11, etc.), dependiendo del adaptador de red.

Es sin duda el que hasta ahora ha sido mejor aceptado, por su costo accesibilidad y fácil instalación. Sus dos alambres de cobre torcidos aislados con plástico PVC han demostrado un buen desempeño en las aplicaciones de hoy. Sin embargo, a altas velocidades puede resultar vulnerable a las interferencias electromagnéticas del medio ambiente. El cable UTP es el más utilizado en telefonía.



**Figura 2.10. Cable UTP.** <sup>[5]</sup>

### **2.3. Redes de comunicaciones**

Las redes de comunicación pueden clasificarse en dos tipos generales:

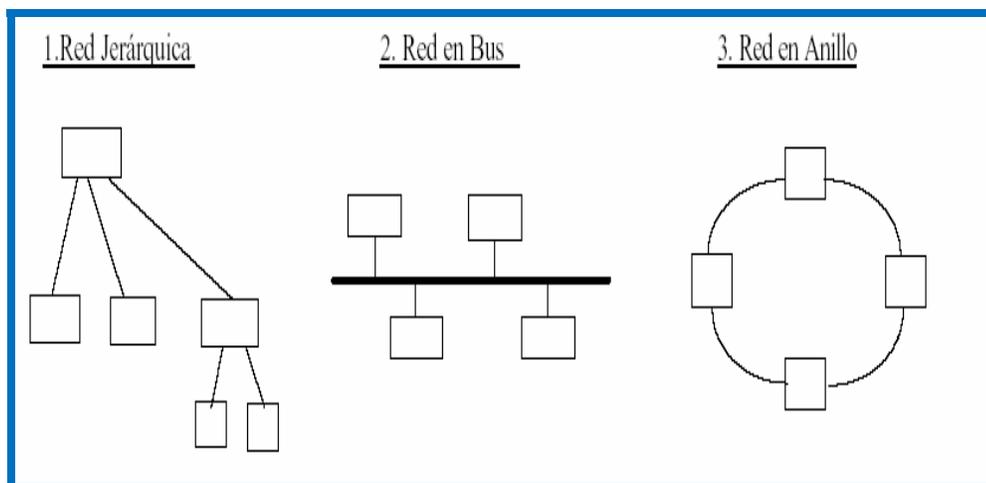
- Redes de Area Local (LAN - Local Area Network), reducida a un edificio y de alcance hasta 5 km aproximadamente.
- Redes de Area Amplia (WAN - Wide Area Network), extendida a través de todo el planeta.

Los componentes básicos son:

- Cable físico de comunicación y equipo electrónico de transmisión /recepción.
- Programas o software de comunicaciones.

Estos componentes determinan la topología de la red:

- Redes jerárquicas o en estrellas, donde uno de los equipos hace de host o nodo central y todos los demás son esclavos. Todas las comunicaciones pasan por dicho nodo central.
- Redes en bus, donde cada equipo transmite cuando no hay presencia de señal en la red, utilizando una técnica de acceso probabilístico denominada CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Access/ Collision Detection), de aplicación en la red Internet.
- Redes en anillo, donde un testigo (token passing) circula por la red. Cada equipo retiene el testigo mientras transmite, lo que le da características de acceso determinístico, garantizando un tiempo máximo de espera en el que una estación accede a la red, de aplicación en la industria. A continuación la topología de cada una de las redes.



**Figura 2.11. Topología de Red.** <sup>[6]</sup>

## 2.4. Equipos de conectividad

Los equipos de conectividad mas usados en las comunicaciones son los concentradores (hubs), puentes (bridges), gateways (routers), switches y multiplexores.

Un concentrador es el equipo central para la conexión en estrella de los dispositivos de una red LAN, y actúa básicamente como un repetidor que transmite a todas las estaciones conectadas a él, cualquier paquete que recibe. Todos los equipos conectados por hubs quedan formando un solo segmento lógico.

Un puente es un equipo que permite conectar dos o más segmentos LAN para que funcionen como una sola red lógica, manteniendo separado el tráfico de cada segmento y comunicándolos cuando sea necesario.

Un gateway permite que los nodos de una red se comuniquen con tipos diferentes de red (estándares) o con otros dispositivos. Los routers realizan conversión de protocolos para la interconectividad de redes con protocolos diferentes de alto nivel.

Un switch es considerado un “hub inteligente”, que tiene la capacidad principal de dedicar todo el ancho de banda en forma exclusiva a cualquier comunicación entre sus puertos. El switch o concentrador no actúa como un repetidor multipuerto, sino que únicamente envía paquetes de datos hacia los puertos que van dirigidos.

Un multiplexor es un equipo que permite la transmisión de varias señales por un mismo enlace simultáneamente, también puede definirse como un dispositivo que

reparte un único canal de comunicaciones entre  $n$  subcanales de entrada. Los multiplexores surgieron para optimizar la utilización de los medios de transmisión.

## **2.5. Automatización**

La automatización es la operación o el control automático de un proceso, aparato o sistema. En el ámbito industrial, puede definirse la automatización como el estudio y la aplicación de la automática al control de los procesos industriales, siendo la automática el estudio de los métodos y procedimientos cuya finalidad es la situación del operador humano por un operador artificial en la generación de una tarea física o mental previamente programada.

### **2.5.1. Partes de un sistema automatizado**

Un sistema automatizado puede clasificarse en dos partes claramente diferenciadas: por un lado lo que se denomina parte operativa, formada por un conjunto de dispositivos, maquinas o subprocesos, diseñados para la realización de determinadas funciones de fabricación; de forma específica pueden tratarse de maquinas herramientas para la realización de operaciones de mecanizado mas o menos sofisticadas o bien de subprocesos a tareas tales como destilación, fundición, etc. Por otro lado, se tiene la parte de control o mando, que, independientemente de su implementación tecnológica electrónica, neumática, hidráulica, etc., es el dispositivo encargado de realizar la coordinación de las distintas operaciones encaminadas a mantener a la Parte Operativa bajo control.

El control automático de la parte operativa se logra mediante el mantenimiento continuo de un intercambio de información entre la primera y la Parte de Control o Mando.

## **2.6. Sistema de control**

El objetivo de un sistema de control es el de gobernar la respuesta de una planta, sin que el operador intervenga directamente sobre sus elementos de salida. Dicho operador manipula únicamente las magnitudes denominadas de consigna y el sistema de control se encarga de gobernar dichas salidas a través de los accionadores.

### **2.6.1. Sistema de control distribuido**

El Sistema de Control Distribuido (DCS) se conecta a instrumentos electrónicos de campo y a otros componentes tales como PLC's, computadoras supervisoras y de optimización, etc., vía sistemas de interfaces de comunicación. El DCS al conectarse a un proceso provee control continuo, seguro y confiable bajo todas las condiciones de operación, y produce el monitoreo, control y secuenciación de la planta asignada vía: procesamiento dinámico de datos en tiempo real, muestra de maquinas dinámicas, medidas del proceso y control, secuencia de operación para procesos en conjuntos, y muestra y reporte de información del proceso de la planta, alarmas y acciones de emergencia.

### **2.6.2. Sistemas tolerantes a fallas**

La configuración de un sistema tolerante a fallas consiste en tener uno o más elementos de respaldo (Backup) capaz de tomar el control y garantizar la continuidad

de las operaciones de las unidades de proceso, al instante de haber fallado el dispositivo principal. La redundancia puede obtenerse a nivel de controlador, de los módulos funcionales, del bus de comunicación, de servidores, etc.

## **2.7. Definición general de SCADA**

SCADA (supervisory control and data acquisition) es un sistema industrial de mediciones y control que consiste en una computadora principal o “master” (generalmente llamada Estación Maestra, “Master Terminal Unit” o MTU); una o más unidades de control obteniendo datos de campo (generalmente llamadas estaciones remotas, “Remote Terminal Units,” o RTU); y una colección de software estándar y/o a la medida usado para monitorear y controlar remotamente dispositivos de campo. Los sistemas SCADA contemporáneos exhiben predominantemente características de control a lazo abierto y utilizan comunicaciones generalmente interurbanas, aunque algunos elementos de control a lazo cerrado y/o de comunicaciones de corta distancia pueden también estar presentes.

Sistemas similares a un sistema SCADA son vistos rutinariamente en fábricas, plantas de tratamiento, etc. Éstos son llamados a menudo como Sistemas de Control Distribuidos (DCS) Tienen funciones similares a los sistemas SCADA, pero las unidades de colección o de control de datos de campo se establecen generalmente dentro de un área confinada. Las comunicaciones pueden ser vía una red de área local (LAN), y serán normalmente confiables y de alta velocidad. Un sistema DCS emplea generalmente cantidades significativas de control a lazo cerrado.

Un sistema SCADA por otra parte, generalmente cubre áreas geográficas más grandes, y normalmente depende de una variedad de sistemas de comunicación menos confiables que una LAN. El control a lazo cerrado en esta situación será

menos deseable. Un sistema SCADA se utiliza para vigilar y controlar la planta industrial o el equipamiento. El control puede ser automático, o iniciado por comandos de operador. La adquisición de datos es lograda en primer lugar por las RTU que exploran las entradas de información de campo conectadas con ellos (pueden también ser usados PLC – Programmable Logic Controllers).

Los sistemas SCADA están constituidos por el hardware, que generalmente es una red de controladores y estaciones remotas de adquisición de datos. El corazón de un sistema SCADA está en el software SCADA, que es el encargado de supervisar y controlar el proceso a través del Hardware de control, generalmente el software SCADA trabaja conjuntamente con un PLC o una red de PLC. Este software permite supervisar el proceso desde un microcomputador, así como realizar las acciones de control a través del PLC, controlador o sistema de control. En el mercado existen varios programas que realizan esta función.

Un sistema SCADA consta de 3 partes fundamentales:

- Unidades Remotas - RTU (Remote Terminal Unit) que reciben señales de los sensores de campo y comandan elementos finales de control. Tienen un canal serie de comunicación para interconexión por cable o radio frecuencia, son programables y tienen capacidad de algoritmos de control. Un PLC también puede integrarse dentro de una RTU y formar parte de la estrategia de control que se quiera implementar en el lugar. Un protocolo de comunicación muy utilizado por varios fabricantes es el MODBUS.
- Estación Maestra, es un computador que permita correr un programa SCADA de cierta complejidad, que comprende diversas funciones.

- Sistema de comunicación, realizada por distintos soportes y medios de acuerdo al tamaño del sistema SCADA, distancias de las RTU, velocidad y disponibilidad de servicio público de comunicación.

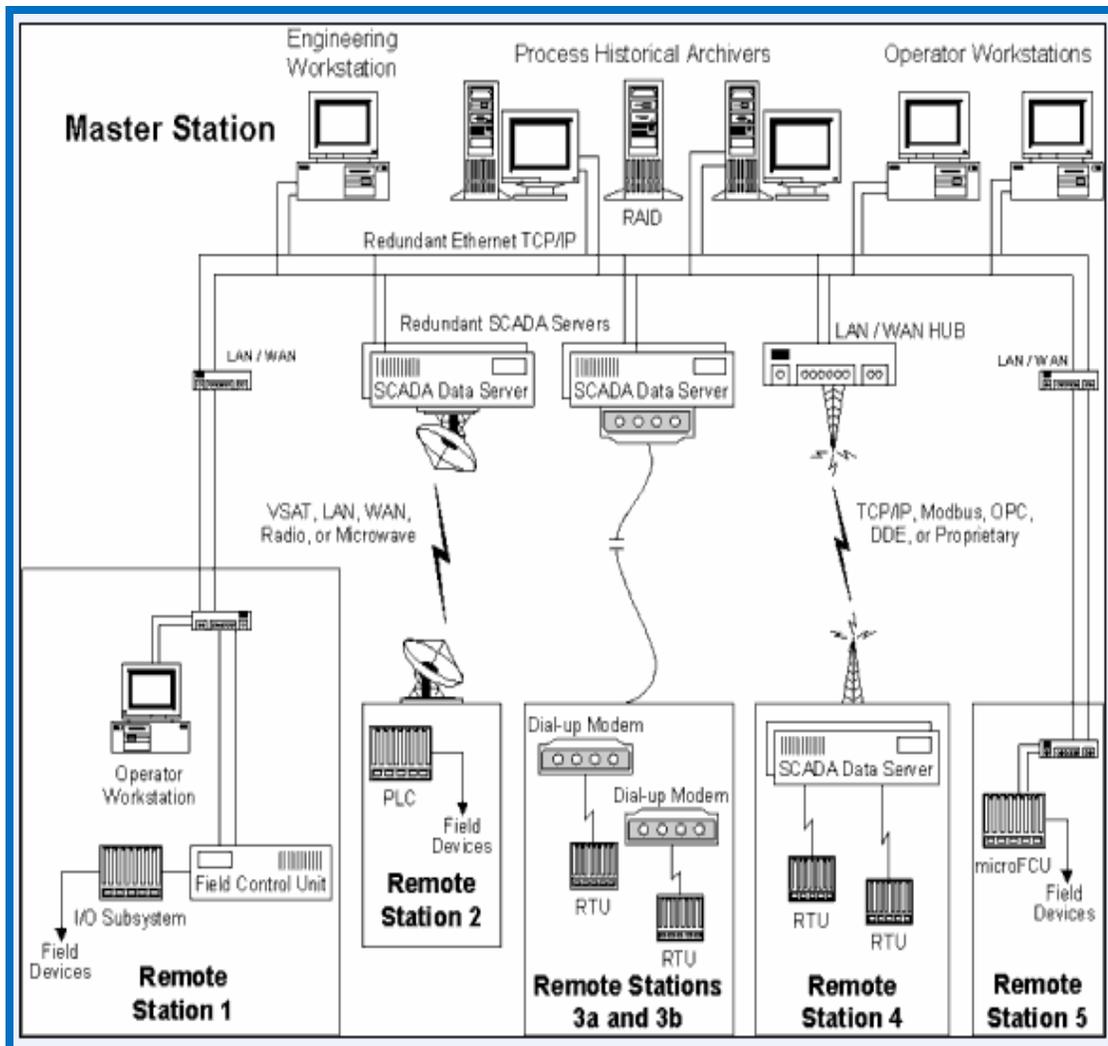


Figura 2.12. Sistema SCADA. <sup>[7]</sup>

### **2.7.1. Unidades maestras (master terminal units)**

La parte más visible de un sistema SCADA es la estación central o MTU. Éste es el centro neurálgico del sistema, y es el componente del cual el personal de operaciones podrá manipular de forma automática a través de un HMI la planta. Una MTU a veces se le denomina HMI –Human Machine Interfase, interfaz ser humano – máquina.

### **2.7.2. Terminales remotas (remote terminal units)**

Las unidades terminales remotas consisten en una pequeña y robusta computadora que almacenaba datos y los transmite a la terminal maestra para que esta controle los instrumentos. Es una unidad stand-alone (independiente) de adquisición y control de datos. Su función es controlar el equipamiento de proceso en el sitio remoto, adquirir datos del mismo, y transferirlos al sistema central SCADA. La gama de Unidades Terminales Remotas ofrece una solución universal para el control de instalaciones técnicas de todo tipo.

## **2.8. Supervisión y control de los procesos**

Se ha producido un notable desarrollo en la utilización de la PC integrada en un sistema de control de planta. En los primeros años, todas las funciones de control se centralizaron en el PC, pero luego la tendencia ha sido hacia el control distribuido (RTU, DCS, PLC). Siempre se distinguen tres partes básicas: 1) Computador con su hardware y software de base. 2) Software de adquisición de datos y control. 3) Dispositivos de entrada/salida (sensores, actuadores y controladores).

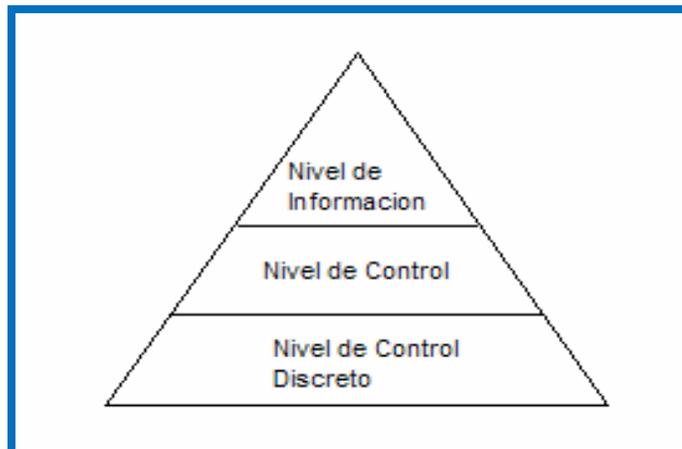
## **2.9. PLC's contra RTU's**

Un PLC (Programmable Logic Controller) es una computadora industrial pequeña que sustituyó originalmente la lógica de los reles. Tenía entradas de información y salidas similares a las de una RTU. Contenía un programa que ejecutaba un bucle, explorando las entradas de información y tomando las acciones basadas en estas entradas de información. El PLC no tenía originalmente ninguna capacidad de comunicaciones, sino que comenzaron a ser utilizadas en situaciones donde las comunicaciones eran una característica deseable. Los módulos de comunicaciones fueron desarrollados así para los PLC, utilizando Ethernet (para el uso en DCS) y el protocolo de comunicaciones Modbus para el uso sobre conexiones dedicadas (cables). Con el correr del tiempo los PLC soportaron protocolos de comunicación más sofisticados. Las RTU se han utilizado siempre en situaciones donde son más difíciles las comunicaciones, y la potencia de las RTU residía en su capacidad de manejar comunicaciones difíciles. Las RTU tenían originalmente programabilidad pobre en comparación con los PLC. Con el tiempo, la programabilidad de la RTU ha ido aumentando. En la actualidad no existe gran rivalidad entre los PLC y las RTU ya que se han convertido en el complemento, pues la RTU se a convertido en la conexión entre el PLC y el control central. De esta forma la RTU informa del desempeño del equipo y en caso de que este no sea satisfactorio la MTU realiza los cambios necesarios en el PLC por medio de la RTU.

## **2.10. Niveles de jerarquía de una red industrial**

Las redes industriales están normalizadas sobre tres niveles de jerarquía, donde cada uno de ellos es responsable de la conexión de diferentes tipos de equipos con sus

propias características de información. La figura 2.14 ilustra los niveles en una arquitectura tradicional de red industrial.



**Figura 2.13. Niveles en una arquitectura tradicional de red industrial.** <sup>[8]</sup>

El nivel más alto es el nivel de información de la red y está destinado a una computadora central que procesa el comportamiento de la información de la planta y permite operaciones de monitoreo estadístico de la misma, siendo implementado, por lo general, con un software gerencial. La norma Ethernet operando con el protocolo TCP/IP, es lo que más se utiliza en este nivel.

El nivel intermedio es el nivel de control de la red. Es la red central localizada en la planta, que incorpora los PLC, DCSs y PCs. En este nivel la información debe moverse en tiempo real para garantizar la actualización de los datos en el software que se encarga de la supervisión de la aplicación.

El nivel más bajo es el nivel de control discreto, que se refiere, generalmente, a las conexiones físicas de la red o nivel de E/S. Este nivel de red conecta los equipos de bajo nivel entre las partes físicas y las de control. En este nivel se encuentran los sensores discretos, contactores y bloques de E/S.

### **2.11. Red de área local (LAN)**

Las redes son conjuntos de ordenadores independientes que se comunican entre sí a través de un medio de red compartido. Las redes de área local son aquellas que conectan una red de ordenadores normalmente confinadas en un área geográfica, como un solo edificio o un campus de la universidad. Las LAN, sin embargo, no son necesariamente simples de planificar, ya que pueden unir muchos centenares de ordenadores y pueden ser usadas por muchos miles de usuarios. El desarrollo de varias normas de protocolos de red y medios físicos han hecho posible la proliferación de LAN's en grandes organizaciones multinacionales, aplicaciones industriales y educativas.

### **2.12. Redes de área extensa (WAN)**

A menudo una red se localiza en situaciones físicas múltiples. Las redes de área extensa conectan múltiples redes LAN que están geográficamente dispersas. Esto se realiza conectando las diferentes LAN's mediante servicios que incluyen líneas telefónicas alquiladas (punto a punto), líneas de teléfono normales con protocolos síncronos y asíncronos, enlaces vía satélite, y servicios portadores de paquetes de datos.

### **2.13. Intranet**

Con los avances hechos en software basado en navegadores para Internet, hay ahora un fenómeno denominado Intranet que han desarrollado corporaciones y otras organizaciones privadas. Una Intranet es una red privada que utiliza herramientas del tipo de Internet, pero disponible sólo dentro de esa organización. Una Intranet

permite un modo de acceso fácil a información corporativa para los empleados a través del mismo tipo de herramientas que emplean para moverse fuera de la compañía.

## **2.14. Ethernet**

Ethernet es la capa física más popular la tecnología LAN usada actualmente. Otros tipos de LAN incluyen Token Ring, Fast Ethernet, FDDI, ATM y LocalTalk. Ethernet es popular porque permite un buen equilibrio entre velocidad, costo y facilidad de instalación. Estos puntos fuertes, combinados con la amplia aceptación en el mercado y la habilidad de soportar virtualmente todos los protocolos de red populares, hacen a Ethernet la tecnología ideal para la red de la mayoría los usuarios de la informática actual. La norma de Ethernet fue definida por el Instituto para los Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) como IEEE Standard 802.3. Adhiriéndose a la norma de IEEE, los equipo y protocolos de red pueden interoperar eficazmente.

### **2.14.1. Fast ethernet.**

Para redes Ethernet que necesitan mayores velocidades, se estableció la norma Fast Ethernet (IEEE 802.3u). Esta norma elevó los límites de 10 Megabits por segundo (Mbps) de Ethernet a 100 Mbps con cambios mínimos a la estructura del cableado existente. Hay tres tipos de Fast Ethernet: 100BASE-TX para el uso con cable UTP de categoría 5, 100BASE-FX para el uso con cable de fibra óptica, y 100BASE-T4 que utiliza un par de cables más para permitir el uso con cables UTP de categoría 3. La norma 100BASE-TX se ha convertido en la más popular debido a su íntima compatibilidad con la norma Ethernet 10BASE-T. En cada punto de la red se

debe determinar el número de usuarios que realmente necesitan las prestaciones más altas, para decidir que segmentos del troncal necesitan ser específicamente reconfigurados para 100BASE-T y seleccionar el hardware necesario para conectar dichos segmentos "rápidos" con los segmentos 10BASE-T existentes.

### **2.14.2 Protocolos de red**

Los protocolos de red son normas que permiten a los ordenadores comunicarse. Un protocolo define la forma en que los ordenadores deben identificarse entre si en una red, la forma en que los datos deben transitar por la red, y cómo esta información debe procesarse una vez que alcanza su destino final. Los protocolos también definen procedimientos para gestionar transmisiones o "paquetes" perdidos o dañados. IPX (para Novell NetWare), TCP/IP (para UNIX, WindowsNT, Windows 95/98 y otras plataformas), DECnet (para conectar una red de ordenadores Digital), AppleTalk (para los ordenadores Macintosh), y NetBIOS/NetBEUI (para redes LAN Manager y WindowsNT) son algunos de los protocolos más populares en la actualidad.

Aunque cada protocolo de la red es diferente, todos pueden compartir el mismo cableado físico. Este concepto es conocido como "independencia de protocolos," lo que significa que dispositivos que son compatibles en las capas de los niveles físicos y de datos permiten al usuario ejecutar muchos protocolos diferentes sobre el mismo medio físico.

### **2.14.3. Topologías de red**

Se diseñan redes Ethernet típicamente en dos configuraciones generales o topologías: "bus" y "estrella". Estas dos topologías definen cómo se conectan entre sí

los “nodos”. Un nodo es un dispositivo activo conectado a la red, como un ordenador o una impresora. Un nodo también puede ser dispositivo o equipo de la red como un concentrador, conmutador o un router. Una topología de bus consiste en que los nodos se unen en serie con cada nodo conectado a un cable largo o bus. Muchos nodos pueden conectarse en el bus y pueden empezar la comunicación con el resto de los nodos en ese segmento del cable. Una rotura en cualquier parte del cable causará, normalmente, que el segmento entero pase a ser inoperable hasta que la rotura sea reparada. Como ejemplos de topología de bus tenemos 10BASE-2 y 10BASE-5.

10BASE-T Ethernet y Fast Ethernet conectan una red de ordenadores mediante una topología de estrella. Generalmente un ordenador se sitúa a un extremo del segmento, y el otro extremo se termina en una situación central con un concentrador. La principal ventaja de este tipo de red es la fiabilidad, dado que si uno de los segmentos “punto a punto” tiene una rotura, afectará sólo a los dos nodos en ese eslabón. Otros usuarios de los ordenadores de la red continuarán operando como si ese segmento no existiera.

#### **2.14.4. Colisiones**

Ethernet es un medio compartido, por lo que hay reglas para enviar los paquetes para evitar conflictos y proteger la integridad de los datos. Los nodos en una red Ethernet envían paquetes cuando ellos determinan que la red no está en uso. Es posible que dos nodos en situaciones diferentes pudieran intentar enviar datos al mismo tiempo. Cuando ambos PC's están transfiriendo un paquete, al mismo tiempo, a la red, se producirá una colisión.

Minimizar colisiones es un elemento crucial en la planificación y funcionamiento de las redes. El aumento de las colisiones son, a menudo, el resultado

de demasiados usuarios en la red, lo que produce mucha disputa por el ancho de banda de la red. Esto provoca el detrimento de las prestaciones de la red desde el punto de vista de los usuarios. Segmentando la red, es decir, dividiéndola en pedazos diferentes unidos lógicamente por un puente o conmutador, es una manera de reducir la saturación en una red.

#### **2.14.5. Tarjetas de interfaz de red**

Para conectar un PC a una red, se emplean tarjetas de interfaz de red, normalmente llamadas NIC (Network Interface Card). El NIC proporciona una conexión física entre el cable de la red y el bus interno del ordenador. Diferentes ordenadores, tienen arquitecturas de bus diferentes. Los buses PCI master normalmente son más frecuentes en PC's 486/Pentium y las ranuras de expansión ISA se encuentran en 386 y ordenadores personales más viejos.

#### **2.15. Conmutadores ethernet**

Los conmutadores ("switch") Ethernet son una ampliación del concepto de puentes. ¿Si tiene sentido unir dos redes a través de un puente, por qué no desarrollar un dispositivo que pueda unir entre si cuatro, seis, 10 o más redes juntas? Eso es exactamente lo que hace un conmutador. Los conmutadores LAN tienen, básicamente, dos arquitecturas, "store and forward" (almacenar y remitir) y "cut through" (cortar y atravesar). Inicialmente, los modelos "cut through", tenían una ventaja de velocidad porque cuando un paquete entra en el conmutador, sólo se examina la dirección del destino antes de remitirlo a su segmento de destino. Un conmutador "store and forward", por otro lado, acepta y analiza el paquete completo antes de remitirlo a su destino. Ello conlleva más tiempo para examinar el paquete

entero, pero permite al conmutador detectar ciertos errores del paquete e impedir su propagación a través de la red. Actualmente, la velocidad de los conmutadores "store and forward" ha alcanzado a los "cut through" hasta el punto en que la diferencia entre ambos es mínima. Hay también, un gran número de conmutadores híbridos que mezclan ambas arquitecturas.

Ambos conmutadores separan la red en dominios de colisión, permitiendo extender las reglas de diseño de la red. Cada uno de los segmentos conectados a un conmutador Ethernet tiene el ancho de banda completo de 10 Mbps., Compartido por menos usuarios, lo que resulta en unas mejores prestaciones (en oposición a los concentradores que sólo permiten compartir el ancho de banda de una sola red Ethernet).

## **2.16. Transmisión de datos**

Cuando nos comunicamos, estamos compartiendo información. Esta compartición puede ser local o remota. Entre los individuos, las comunicaciones locales se producen habitualmente cara a cara, mientras que las comunicaciones remotas tienen lugar a través de la distancia. El término telecomunicación, que incluye telefonía, telegrafía y televisión, significa comunicación a distancia (tele significa lejos en griego). La palabra datos se refiere a hechos, conceptos e instrucciones presentados en cualquier formato acordado entre las partes que crean y utilizan dichos datos.

La transmisión de datos es el intercambio de datos entre dos dispositivos a través de alguna forma de medio de transmisión, como un cable. Para que la transmisión de datos sea posible, los dispositivos de comunicación deben ser parte de un sistema de comunicación formado por hardware (equipo físico) y software

(programas). La efectividad del sistema de comunicación de datos depende de cuatro características fundamentales: entrega, exactitud, puntualidad y retardo variable.

- **Entrega:** El sistema debe entregar los datos en el destino correcto. los datos deben ser recibidos por el dispositivo o usuario adecuado y solamente por ese dispositivo o usuario.
- **Exactitud:** El sistema debe entregar los datos con exactitud. los datos que se alteran en la transmisión son incorrectos y no se pueden utilizar.
- **Puntualidad:** El sistema debe entregar los datos con puntualidad. los datos entregados tarde son in útiles. En el caso del vídeo, el audio y la voz, la entrega puntual significa entregar los datos a medida que se producen, en el mismo orden en que se producen y sin un retraso significativo. Este tipo de entregas se llama transmisión en tiempo real.
- **Retardo variable:** se refiere a la variación en el tiempo de llegada de los paquetes. Es el retraso inesperado en la entrega de paquetes de audio o vídeo.

## **CAPITULO III**

### **DESCRIPCION DEL SISTEMA DE PROTECCION Y SUPERVISION Y CONTROL**

El Sistema de Protecciones es un sistema integralmente numérico: todos los relés son de tecnología de procesamiento digital de señales, basado en microprocesador de última generación.

Los relés de protección que se encuentran en las Subestaciones que se desean integrar (subestación “A”-RPLC y Subestación TAEJ-JOSE) realizan principalmente las funciones de protección del sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, los relés funcionan como unidades electrónicas inteligentes (IED's), las cuales realizan la adquisición de datos para el sistema de control numérico: mediciones, alarmas, señalización y control de los interruptores.

Los relés disponen también de entradas lógicas programables, las cuales pueden ser utilizadas para el control, enclavamiento eléctrico, inicio de secuencia de recierre, e inicio de la función de falla interruptor.

Todos los relés tienen capacidad de almacenamiento de data oscilográfica en condiciones normales y durante los períodos de falla del sistema. Los relés registran los eventos sincronizados a través de una base de tiempo común proporcionada por un reloj patrón (GPS). Los relés pueden ser ajustados local y remotamente desde un centro de control.

En la más reciente tecnología en Sistemas de Protecciones que han sido desarrollados, se ha incorporado la nueva tecnología de los relés digitales de la serie UR de general electric, como una nueva generación de relés modulares con plataforma común.

Para la teleprotección se utilizara el equipo NSD70D que se encuentra en la subestación TAEJ-JOSE el cual protege las diferentes líneas eléctricas debido a la distancia de los diversos clientes que alimentan. En cambio la subestación “A”-RPLC la teleprotección es solo de las líneas eléctricas de llegada en 230 KV. En esta teleprotección actúan los multiplexores FOX.

El sistema de supervisión y control que forma la parte esencial (centro de control) en cuanto a niveles de jerarquía de una red industrial, esta es la que se encarga de obtener y controlar la información provenientes de los equipos multiplexores, PLC, remotas, etc. así como de los relés de protección para una mejor confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico,. El sistema de supervisión y control de las subestaciones a integrar son: PSCS y MicroSCADA y se definirán mas adelante en este capitulo.

Cabe mencionar que la descripción de los sistemas de protección y teleprotección citadas en este capitulo se definirán de manera general. Debido a que el proyecto se basa principalmente en la comunicación de los equipos para la integración de las señales a un SCADA Maestro, en tal sentido se hará énfasis en la parte de comunicación de los sistemas de protección (Relés de protección) y sistema de teleprotección (equipos y/o dispositivos de teleprotección).

A continuación se describen los relés de protección pertenecientes a las subestaciones en estudio (subestación A-RPLC y subestación TAEJ-JOSE).

### **3.1. Relés de protección pertenecientes a la subestación TAEJ-JOSE**

#### **3.1.1. Relé de protección de alimentador 750/760 (protección y monitorización completa para alimentadores industriales y de línea)**

El relé de protección de alimentador 750/760 es un equipo digital diseñado para la gestión y protección primaria de alimentadores de distribución. Además, permite su utilización en la gestión y protección de respaldo para transformadores y líneas de potencia. El equipo registra la frecuencia del sistema de potencia y ajusta el rango de muestreo para mantener la precisión en todo momento.

Este equipo está diseñado para ofrecer un sistema de gestión de alimentadores económico, incorporando todos los requisitos de protección, control, medida, así como interfaces de usuario locales y remotas en un solo conjunto.

El relé 750/760 proporciona una completa protección de sobreintensidad. Esta incluye protección de fase, neutro, tierra, tierra sensible, y secuencia inversa para sobreintensidad temporizada e instantánea, además de control direccional. Las funciones de máxima tensión, mínima tensión y mínima frecuencia, constan de dos pasos independientes cada una. El control del relé 760 incluye un reenganchador de 4 intentos.

El equipo incluye numerosas funciones de monitorización y medida. Dispone de una memoria interna que permite almacenar los últimos 128 eventos, las 10 últimas faltas, y un total de 256 ciclos de datos oscilográficos. El relé realiza funciones de autochequeo de respaldo mientras está funcionando. El modo

simulación permite al usuario comprobar el funcionamiento del equipo sin necesidad de entradas externas de tensión e intensidad.

El relé 750/760 incorpora un display de 2 líneas y un teclado, además de tres puertos serie que actúan como interfaz con el ordenador. Junto con el equipo se suministra un programa de PC, que permite comunicarse con el relé para realizar distintas funciones, incluyendo monitorización y control.

El 750/760 realiza una medida precisa de los siguientes valores:

- Valor real de V, A, Hz, W, Wh, var, varh VA, FP.
- Costo de wattios/hora.
- Presentación por fasores de V e I.
- Componentes simétricas de V e I.
- Tensión de línea (sincro): tensión de paso, frecuencia, y diferenciales.
- Porcentaje de carga-disparo.
- Entrada analógica.
- Demanda de operación y máxima: A, MW, Mvar, MVA.

El 750/760 está equipado con tres puertos de comunicaciones serie, un RS232 situado en el panel frontal, y dos RS485/RS422 en la parte posterior del relé. Un

puerto Ethernet opcional también se encuentra disponible, en la parte trasera del relé. El puerto del panel frontal permite un fácil acceso a la computadora local. La parte trasera proporcionan puertos de comunicaciones remotas o conexión con un DCS, SCADA, o PLC. La tasa de baudios de todos los puertos serie es variable, de 300 a 19200 bps. El puerto Ethernet opcional puede ser usado para conectar el 750/760 a las redes Ethernet de 10 Mbps. El 750/760 soporta ModBus RTU, DNP3.0 nivel 2, y ModBus TCP/IP protocolos. Los tres puertos serie soportan el protocolo ModBus RTU, mientras que cualquiera de los dos trasera, pero no ambos puertos se pueden configurar para apoyar DNP 3.0 Nivel 2. El puerto Ethernet soporta ModBus RTU a través de protocolo TCP/IP. La comunicación 750/760 del sistema está diseñada para permitir comunicación simultánea a través de todos los puertos.

Usando Ethernet como el medio físico para integrar los 750/760 a redes de área local o amplia, sustituye a un multidropwired de red (por ejemplo, de serie Modbus).

### **3.1.2. Relé de protección de transformador 745 (protección de alta velocidad para transformadores trifásicos, de dos o tres devanados)**

El 745 es un relé de protección de transformador de alta velocidad, basado en multi-procesador, trifásico, para 2 ó 3 devanados, diseñado para la gestión y protección primaria de transformadores pequeños, medianos y grandes.

El 745 combina elementos de protección diferencial porcentual, sobreintensidad, frecuencia y sobreexcitación, junto a la monitorización de los distintos armónicos, y la distorsión armónica total (THD) en un solo equipo.

El 745 ofrece varias funciones de protección adaptables. La parada por armónicos adaptable está dirigida al problema de falsos disparos durante la magnetización. Los elementos de sobreintensidad temporizada adaptables, reajustan sus valores de arranque basándose en la capacidad calculada del transformador en caso de suministro de corrientes de carga con alto contenido en armónicos. Los múltiples grupos de ajustes permiten al usuario introducir y seleccionar de forma dinámica de entre 4 grupos para cumplir los requisitos de protección de las diferentes configuraciones del sistema eléctrico.

La corrección del error de relación (TI) del transformador de corriente supervisa la posición de toma de carga y la corrige automáticamente. La lógica FlexLogic permite programar ecuaciones de tipo PLC basadas en entradas lógicas y elementos de protección para asignarlas a cualquiera de las salidas del 745.

El modo simulación del 745 ofrece una potente herramienta de pruebas y simulación. Esta permite al ingeniero de protección comprobar la funcionalidad del relé basándose en datos oscilográficos recogidos o generados por ordenador. Estos datos pueden convertirse a un formato digital y cargarse en el buffer de simulación del 745 para su reproducción.

Asimismo, el 745 incorpora una función de captura oscilográfica, que recoge datos oscilográficos en condiciones de falta, magnetización o alarma. La función de auto-configuración elimina la necesidad de conexiones especiales a los TIs, ya que conecta todos ellos en estrella.

El 745 dispone de un display fluorescente de 40 caracteres, desde el que pueden visualizarse todos los ajustes y mensajes sobre valores reales. También muestra mensajes por defecto seleccionados por el usuario tras un periodo de inactividad. Los

mensajes de diagnóstico se muestran cuando una función genera una condición de alarma o de disparo.

El 745 dispone de 20 indicadores LED. Estos incluyen indicadores del estado del relé, estado del sistema, y condiciones de disparo y alarma. El equipo dispone de una entrada IRIG-B para sincronización horaria utilizando una señal de tiempo de satélite.

El 745 puede conectarse a un ordenador portátil mediante el puerto de comunicaciones RS232 situado en el panel frontal. Utilizando el programa 745PC (que se incluye con el 745) el usuario puede visualizar y monitorizar valores reales, así como modificar, actualizar, recoger, guardar e imprimir todos los ajustes del relé.

El 745 incorpora dos puertos de comunicación RS485, uno de los cuales puede configurarse como puerto RS422. Posee un puerto Ethernet opcional en la parte trasera del relé. El puerto Ethernet opcional puede ser usado para conectar el 745 a las redes Ethernet de 10 Mbps. El relé puede conectarse a un SCADA, PLC u ordenador remoto, como parte de una red en cadena de hasta 32 dispositivos. Esto puede realizarse utilizando cualquiera de los dos puertos. La configuración del puerto RS485 permite utilizar uno de los puertos como canal de comunicaciones redundante, o como puerto extensión para comunicarse con otros equipos MULTILIN. Se puede alcanzar una velocidad de 19.200 baudios.

Todos los puertos pueden utilizar el protocolo ModBus RTU. Pero solo uno de los puertos puede seleccionarse para utilizar el protocolo DNP 3.0 de Nivel 2.

### **3.1.3. RFL 9300 (relé de corriente diferencial digital)**

El RFL 9300 es un relé diferencial de línea, adecuado para protección de alta velocidad de líneas de transmisión aérea y subterránea. Ajustable para aplicaciones de disparo para tres polos y un solo polo. Provee protección de alta velocidad para dos a tres terminales AC de línea de transmisión.

- Cumple las normas ANSI C37.90, C37.90.1 (SWC) y C37.90.2 (RF) así como las especificaciones IEC.
- Grabado de secuencia de eventos.
- El RFL 9300 compara la corriente local con la remota de manera independiente fase a fase y la de tierra, lo que permite la detección de faltas trifásicas y de tierra.
- La comunicación puede realizarse por líneas digitales, de audio o por fibra óptica.
- Dispone de protocolos de comunicación MODBUS y DNP 3.0.
- Tiempos de operación típicos: 1,5 - 2,5 ciclos (Audio); 0,5 - 1,5 ciclos (Digital y fibra óptica).
- Incluye registro cronológico con una resolución de 1 ms.
- Comunicación redundante (opcional).

### **3.1.4. REL 316\*4 (protección numérica de línea)**

El dispositivo de protección de línea enteramente numérico REL316\*4 es una unidad terminal de línea compacta. Está diseñado para proveer una protección selectiva de alta velocidad a nivel de distribución, como así también para sistemas de transmisión de media y alta tensión. Puede emplearse en todos los niveles de tensión del sistema de potencia y en sistemas puestos sólidamente a tierra, a través de una baja impedancia, en sistemas aislados o en sistemas equipados con bobinas de supresión de arco (Petersen).

El REL316\*4 es adecuado para la protección de cables y líneas aéreas, líneas cortas o largas, líneas paralelas, líneas fuertemente cargadas, líneas con alimentación débil y la “zona corta” de líneas. Puede detectar todo tipo de fallas incluyendo fallas trifásicas cercanas, fallas dobles a tierra, fallas evolutivas y fallas a tierra de alta resistencia.

Con respecto a sus ajustes, esto puede notarse durante la selección de fases y la adaptación a las condiciones de impedancia fuente a línea. El relé detecta fallas evolutivas y consecutivas. Igualmente, con fallas consecutivas entre líneas paralelas, se incrementa significativamente la probabilidad de un recierre automático monofásico exitoso en ambos sistemas. La razón para ello es la limitada selección de fases dentro del alcance.

La combinación de la protección de distancia y diferencial longitudinal en un solo terminal ofrece un mejor concepto de protección. Por ejemplo, la protección de distancia como respaldo, además del tradicional respaldo de sobrecorriente, en el caso de una falla en la comunicación.

Una otra aplicación puede ser la protección diferencial longitudinal para la protección de transformador con protección de distancia como respaldo.

El REL316\*4 también toma en consideración las oscilaciones de potencia y los cambios en la dirección del flujo de energía. Un cierre sobre falla provoca el disparo inmediato. Los requerimientos con respecto a los transformadores de corriente y tensión son moderados y la respuesta de los relés no se ve influenciada por sus características.

La función de la protección de distancia y la función de comparación direccional para fallas a tierra de alta resistencia pueden comunicarse con el extremo opuesto de la línea a través de todos los canales de comunicación usuales, así como también por medio del enlace de fibra óptica directamente integrado para la protección diferencial longitudinal. La comunicación entre los terminales de la protección diferencial longitudinal de fases segregadas puede realizarse utilizando un enlace de fibra óptica integrado o separado.

#### **3.1.4.1. Protección de distancia**

- Arranque por sobrecorriente y subimpedancia con característica poligonal.
- Cinco zonas de distancia con característica poligonal para medición hacia la línea y hacia la barra.
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido de respaldo (protección de zona corta).

- Supervisión del transformador de tensión.
- Bloqueo por oscilación de potencia.
- Lógica del sistema.

✓ cierre sobre falla.

✓ extensión de zona.

- Teleprotección.

Los esquemas de enlace incluyen:

✓ transferencia de disparo permisivo en subalcance.

✓ transferencia de disparo permisivo en sobrealcance.

✓ esquema de bloqueo con funciones de eco y bloqueo transitorio.

#### **3.1.4.2. Interfaces seriales**

- Interfaz sobre la placa frontal para la conexión local de una unidad de control (computadora personal).
- Interfaz sobre la placa posterior para la comunicación remota (sistema de control de la estación), protocolos disponibles: LON, IEC 60870-5-103, MVB (parcialmente IEC 61375), SPA.

- Interfaz sobre la placa posterior para el bus del proceso: MVB (parcialmente IEC 61375).
- 2 puertos RS232 (uno para comunicación local y otro para comunicación remota).

### **3.1.4.3. Comunicación remota**

El REL316\*4 puede comunicarse con el sistema de monitoreo y evaluación de la estación (SMS) o el sistema de control de la estación (SCS) a través de un enlace de fibra óptica. La interfaz serial correspondiente permite leer eventos, mediciones, datos del registrador de fallas y ajustes de la protección y ajustar los juegos de parámetros a conmutar.

Utilizando el protocolo Lonbus se puede adicionalmente intercambiar información entre los controladores de bahía individuales, por ejemplo: señales para los enclavamientos de la estación.

La siguiente tabla muestra algunas características de la comunicación del equipo REL316\*4, tales como: protocolos que utiliza el equipo, velocidad de transferencia de datos por las diferentes interfaces, la capacidad de memoria de eventos y la resolución del tiempo para adquirir información.

**Tabla 3.1. Comunicación remota** <sup>[12]</sup>

Interfaz RS232C Velocidad de transferencia de datos Protocolo Convertidor eléctrico/óptico (opcional)	9 pin hembra D-sub 9600 Bit/s SPA o IEC 60870-5-103 316BM61b
Interface PCC Número	2 terminales enchufables para tarjetas del tipo 3
Tarjeta PCC (opcional) bus entre campos bus de proceso (el bus de proceso y entre campos puede utilizarse al mismo tiempo)	Protocolo LON o MVB (parte de IEC 61375) Protocolo MVB (parte de IEC 61375)
Bus LON Velocidad de transferencia de datos	PCC con puerta de fibra óptica, conectores ST 1.25 MBit/s
Bus MVB Velocidad de transferencia de datos	PCC con puerta de fibra óptica redundante, conectores ST 1.5 Mbit/s
Memoria de eventos Capacidad Registro de tiempo Resolución	256 eventos 1 ms
Precisión del tiempo sin sincronización remota	<10 s por día
Interfaz de ingeniería	Interfaz de software integrada para la ingeniería de señales con SigTOOL

### 3.1.5. REC 316\*4 (unidad de control y protección numérica)

La unidad de control numérica REC316\*4 es una unidad multifuncional compacta. Está diseñado para las funciones de control, medición, monitoreo, automatización y protección de sistemas de transmisión de media y alta tensión. Las funciones standard fácilmente programarles de la biblioteca de software completa del rango de productos RE.216/316 y un lenguaje de bloques de funciones poderoso y rápido, hacen de la unidad una terminal fácil de utilizar y flexible.

El control de los objetos de maniobra se realiza con la mayor seguridad y supervisión posible. Una gran variedad de funciones de protección reduce el número necesario de dispositivos por campo de alta tensión, a través de la combinación de las

funciones de control y protección de respaldo en una unidad. La función de recierre automático integrada puede utilizarse para ambos dispositivos de protección principal.

El cierre de un interruptor puede supervisarse con la función de control de sincronismo. Las barras de motores pueden conectarse con sincronización de fases con la ayuda de la función de conmutación rápida.

Además de la función de protección en servicio, que puede trabajar en cooperación con los módulos de la función de ingeniería en bloques utilizando la herramienta CAP316, la función de frecuencia multi-configurable permite la generación de automatismos de deslastrado de carga inteligente. La reconexión automática a la red se posibilita integrando el REC316\*4 en el sistema de control de la estación.

Para la medición, se dispone de los valores de corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia. Además es posible la transmisión de impulsos de contadores de energía al sistema de control. El registro de fallas y operaciones de maniobra y resultados analógicos de las funciones de protección se realizan en el registrador de fallas integrado.

Funciones de control:

- Control de los interruptores, seccionadores y dispositivos de puesta a tierra
- Emisión de comandos con contactos dobles.

- Supervisión del tiempo de maniobra.
- Enclavamiento orientado por campo.
- Enclavamiento de la estación.
- Adaptación simple a través de la herramienta de ingeniería gráfica CAP316.

#### **Interfaces seriales:**

- Interface sobre la placa frontal para la conexión local de una unidad de control (computadora personal)
- Interface sobre la placa posterior para el bus del proceso: LON, IEC 60870-5-103, MVB (parte de IEC 61375), SPA.
- Interface sobre la placa posterior para el bus del proceso MVB (parte de IEC 61375).

#### **3.1.5.1. Comunicación remota**

El REC316\*4 puede comunicarse con el sistema de control de la estación (SCS) a través de un enlace de fibra óptica. La interface serial correspondiente permite leer eventos, mediciones, datos del registrador de fallas y ajustes de la protección y ajustar los juegos de ajustes de parámetros a conmutar.

Utilizando el bus LON se puede adicionalmente intercambiar información entre los controladores de campo individuales, p.e. señales para los enclavamientos de la estación.

### **3.1.6. RET 316\*4 (protección numérica de transformador)**

La unidad de protección numérica de transformador RET316\*4 está diseñada para la protección rápida y selectiva de transformadores de dos o tres arrollamientos. Adicionalmente puede aplicarse para la protección de autotransformadores y unidades en bloque generador - transformador.

El relé detecta diferentes tipos de fallas, tales como:

- Fallas entre fases
- Fallas a tierra con el punto estrella del transformador de potencia puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia de bajo valor.
- Fallas entre espiras.
- El RET316\*4 puede suministrarse con diferentes funciones de protección.
- La protección diferencial es una de las funciones más importantes para la protección rápida y selectiva de todos los transformadores con potencias nominales.
- La protección de sobrecorriente se recomienda como protección de respaldo.

- La sobrecarga térmica protege el aislamiento contra la fatiga térmica. Esta función de protección está normalmente equipada con dos niveles de ajuste independientes y se utiliza cuando no se dispone de detectores de sobret temperatura de aceite.
  
- El esquema de protección de distancia también se utiliza a menudo como protección de respaldo y está incluida en el RET316\*4.
  
- Registro de eventos y mediciones de valores.
  
- Tres puertos seriales:
  - ✓ Interfaz sobre la placa frontal para la conexión local de una unidad de control (computador personal).
  
  - ✓ Interfaz sobre la placa posterior para la comunicación remota (sistema de control de la estación), protocolos disponibles: LON, IEC 60870-5-103, MVB, SPA.
  
  - ✓ Interfaz sobre la placa posterior para el bus del proceso MVB.
  
- Cuatro grupos de ajustes independientes, seleccionables por el usuario y activables a través de entradas binarias del relé.

El procesador principal comprende esencialmente el microprocesador principal para los algoritmos de protección y las memorias de compuerta dual (DPM's) para la comunicación entre los convertidores A/D y el procesador principal. El procesador principal realiza los algoritmos de protección y controla el IHM local y las interfaces

al sistema de control de la estación. Las señales binarias del procesador principal se derivan a las entradas correspondientes de la unidad de entrada/salida y de ésta manera controlan los relés auxiliares de salida y las señales de los diodos de emisión luminosa (LED). La unidad del procesador principal está equipada con una interfaz serial RS232C a través de la cual, entre otras cosas, se realizan los ajustes de la protección, se leen los eventos y se transfieren los datos de la memoria del registrador de fallas a un PC local o remoto.

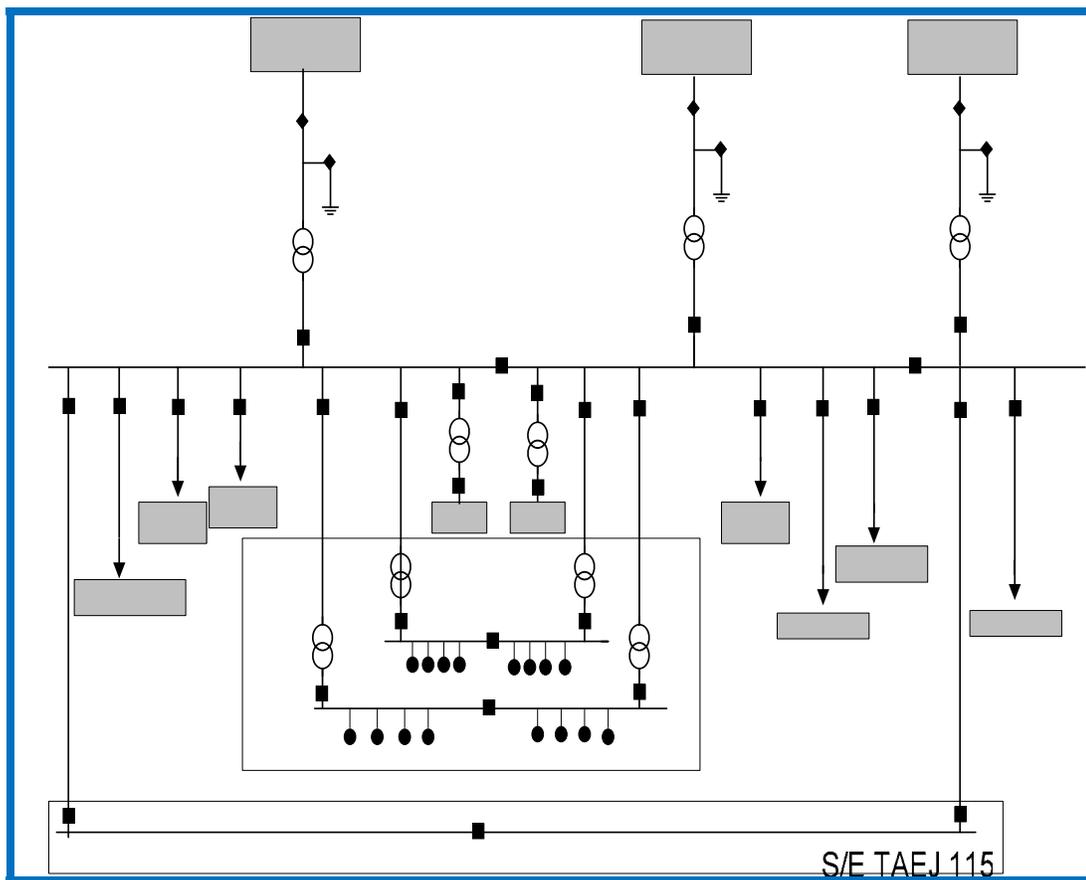
En esta unidad de procesamiento principal se encuentran dos ranuras PCC y una interfaz RS232C. Estas interfaces seriales proveen comunicación remota con el sistema de monitoreo de la estación (SMS) y el sistema de control de la estación (SCS), así como a las unidades de entrada/salida remotas.

### **3.2. Breve descripción de la subestaciones de estudio (subestación “A” y subestación “TAEJ”)**

Estas subestaciones principales son de gran importancia ya que pueden alimentar varios circuitos y subestaciones, así como procesos productivos para la empresa, de manera directa e indirecta. Por consiguiente se dará una breve descripción de cada una de ellas, dentro de las funciones de estas subestaciones principales esta la de presentar las diferentes maniobras de operación para la energización y desenergización de las líneas de alta tensión, barras de media tensión y transformadores de potencia. La subestación eléctrica “A” de la RPLC (230/34.5 Kv) tiene dos líneas de llegada de 230Kv, con dos transformadores 230/34.5 Kv, esta subestación eléctrica principal representa el centro de distribución eléctrica o centro de distribución de potencia, el cual alimenta en 34,5 Kv a 16 circuitos o salidas, entre ellas las subestaciones (A, B, C, D y Río Neverí) y también posee la interconexión con Planta Eléctrica. La subestación eléctrica TAEJ-JOSE (115/34.5/13.8 Kv) tiene

dos líneas de llegada de 115Kv proveniente de la subestación JOSE (EDELCA 400Kv} alimentando a tres transformadores de 120 MVA, esta subestación eléctrica principal ubicada en JOSE alimenta en 34.5 Kv a 15 circuitos o salidas y en 13.8 Kv a 10 circuitos o salidas, entre ellas las subestaciones (PETROPIAR, SINOVENSA, TOJ, PETROCEDEÑO, S/E TAEJ “A”, S/E TAEJ “B” y CROGENICO).

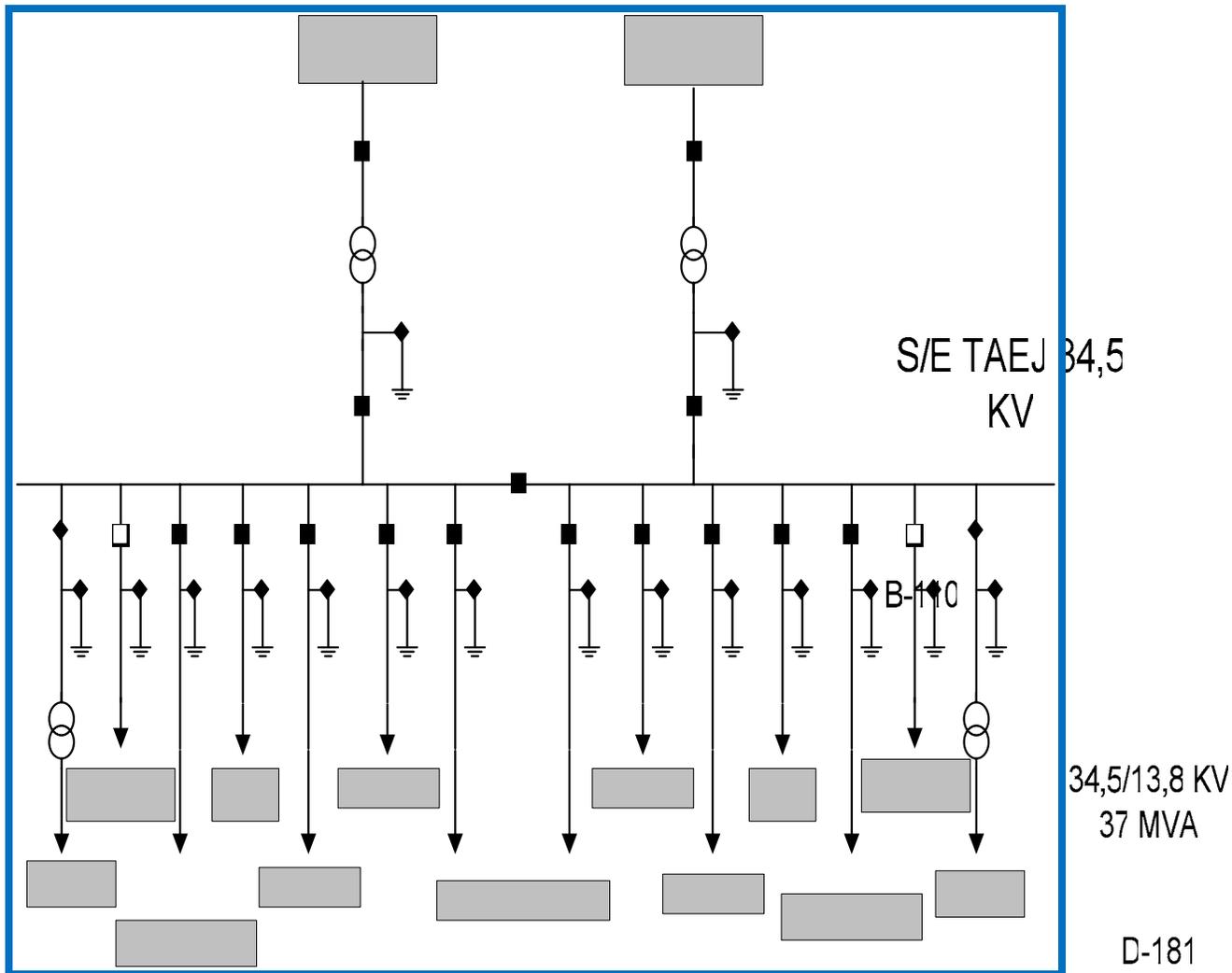
Seguidamente, se muestran los diagramas unifilares de la subestación TAEJ-JOSE con sus respectivas tablas de las especificaciones de los relés de protección.



**Figura 3.2. Diagrama Unifilar S/E TAEJ-34,5 KV. Adaptación de energización de PDVSA-Refinación.**

F-613

F-611



**Figura 3.3. Diagrama Unifilar S/E TAEJ-13,8 KV. Adaptación de energización de PDVSA-Refinación.** D-180

BARRA | 13,8KV

A continuación se muestran las tablas con las especificaciones de los relés de protección perteneciente a la subestación TAEJ-13,8 KV que protegen las salidas o circuitos, las llegadas y la interconexión de barras de la misma.

D-111	D-1101	D-901	D-701	D-501	D-301	D-111
-------	--------	-------	-------	-------	-------	-------

Tabla 3.2. Relés instalados en la salida de la S/E TAEJ-JOSE (34,5Kv). Fuente propia

DISPOSITIVO		DATOS DE FÁBRICA				CARACTERÍSTICA DEL EQUIPO			
		PRODUCCIÓN				FUNCIONES		COMUNICACIÓN	
UBICACIÓN		MARCA	MODELO	TECNOLOGIA	TIPO	PROTECCIONES PRINCIPALES	PROTECCIONES DE RESPALDO	PROTOCOLO	PUERTOS
S/E - CCM'S	CIRCUITO								
S/E TAEJ 34,5 kV	B-180	GE MULTILIN	SR- 780	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-280	GE MULTILIN	SR- 780	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 82	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-380	GE MULTILIN	SR- 780	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 83	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-110	GE MULTILIN	SR- 780	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 84	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-110	GE MULTILIN	SR- 745	NUMERICA	TRANSFOR PROTECTION	87T, 50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 85	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-210	GE MULTILIN	SR- 780	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 86	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-210	GE MULTILIN	SR- 745	NUMERICA	TRANSFOR PROTECTION	87T, 50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 87	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-310	GE MULTILIN	SR- 780	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 88	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-410	GE MULTILIN	SR- 780	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 89	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485

Continuación de la tabla 3.2.

S/E TAEJ 34,5 kV	B-510	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 90	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-610	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 91	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-710	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 91	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-810	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 91	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-910	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 91	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-405	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 95	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-1110	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 96	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-1210	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 97	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-105	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 98	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-205	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 99	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-605	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 100	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-120	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 101	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 34,5 kV	B-220	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/87N, 102	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485

**Tabla 3.3. Relés instalados en la salida de la S/E TAEJ-JOSE (13,8Kv). Fuente propia**

DISPOSITIVO		DATOS DE FÁBRICA				CARACTERÍSTICA DEL EQUIPO			
		PRODUCCIÓN				FUNCIONES		COMUNICACIÓN	
UBICACIÓN		MARCA	MODELO	TECNOLOGIA	TIPO	PROTECCIONES PRINCIPALES	PROTECCIONES DE RESPALDO	PROTOCOLO	PUERTOS
S/E - CCM	CIRCUITO								
S/E TAEJ 13,8 kV	D-180	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-280	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-120	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-105	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-205	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-305	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-405	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-505	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-605	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485

**Continuación de la tabla 3.3.**

S/E TAEJ 13,8 kV	D-705	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67, 67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-805	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67, 67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-905	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67, 67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E TAEJ 13,8 kV	D-1005	GE MULTILIN	SR- 760	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51, 50/51N	27, 47, 57, 67, 67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485

### **3.3. Relés de protección pertenecientes a la subestación “A”-RPLC**

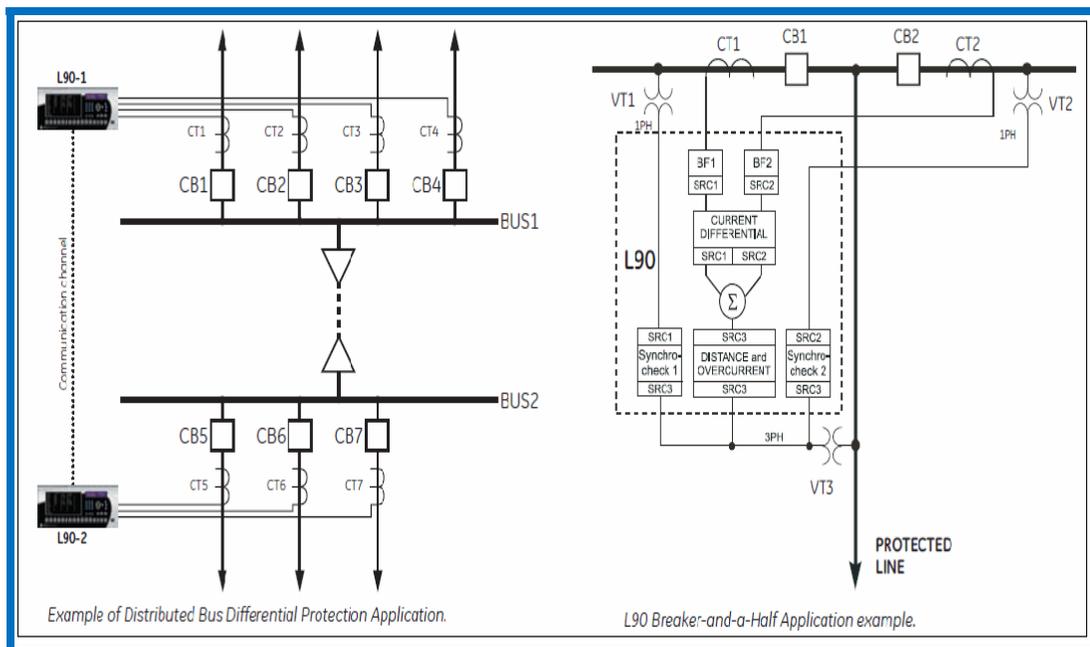
#### **3.3.1. L90 (protección de alta velocidad diferencial de corriente para líneas de transmisión, con disparo monofásico o trifásico)**

El L90 es un miembro de la familia UR de los relés de protección, es un relé diferencial de corriente digital, el cual provee protección para sistemas de líneas de transmisión, este puede ser aplicado en líneas compensadas en serie o adyacentes para tres fases de disparo. El L90 utiliza un esquema innovador de corriente diferencial con el refrenamiento adaptable que permite al relé funcionar correctamente incluso cuando las corrientes de defecto son deformadas por los armónicos o saturación CT. Los modelos están disponibles para el uso sobre líneas de transmisión de 2 o 3 terminales. El relé puede ser usado como un dispositivo independiente o como un componente de un sistema de control de subestación automatizado. El L90 es un relé diferencial de línea que protege líneas de transmisión a cualquier nivel de tensión, incluyendo líneas compensadas en serie.

Características y ventajas a resaltar de este relé multifuncional se describen a continuación:

- Informe de faltas que incluye la duración de la falta para un diagnóstico más preciso.
- Capacidad para gestionar dos interruptores independientemente en una misma plataforma.

- Sistema diferencial de corriente de alta velocidad segregado por fase.
- Innovador esquema diferencial de corriente con frenado adaptativo.
- Aplicaciones de dos o tres terminales.
- Compensación de corrientes de carga para aplicaciones en líneas largas o cables.
- Compensación de asimetría de canal (GPS).
- Hasta cuatro interruptores. Los TIs pueden configurarse en cada terminal.
- FlexLogic distribuido.
- E/S virtuales y expandibles para reducir el costo de hardware.
- Memoria Flash para actualizaciones en campo.
- Módulos extraíbles para reducir repuestos.



**Figura 3.4. Conexión del L90 con dispositivos en campo.**

### 3.3.1.1. Aplicaciones

- Líneas de transmisión a cualquier nivel de tensión, incluyendo líneas compensadas en serie.
- Protección independiente o como parte de un sistema automatizado de control de Subestación.

### 3.3.1.2. Comunicación

El L90 proporciona tecnologías de comunicación avanzadas para datos remotos y acceso de ingeniería, haciéndolo fácil y flexible para usar e integrarse en infraestructuras nuevas y existentes. A través de fibra óptica ethernet proporciona

comunicaciones con gran ancho de banda permitiendo una transferencia de archivos de alta velocidad del relé y registra la información de eventos. La opción disponible de Ethernet es redundante. El L90 soporta los protocolos estándar de la industria más populares que permiten a la integración fácil, directa en DCS y sistemas de control SCADA. Posee un puerto de comunicación RS232 situado en el panel frontal, 2 puertos RS485 en la parte posterior del relé (hasta 115 Kbps), un puerto Ethernet: redundante 10Base FL o 10BaseFX para fibra óptica, interfaces de comunicación entre relés RS422, G.703, IEEE C37.94, empotrado de Switch Ethernet para conexión directa a una red de dispositivos UR, intercambio directo de entradas y salidas entre relés con cableado reducido. Además:

- Interfaces de red: 100 Mb Fibra Optica Ethernet, RS485, RS232, RS422.
- Múltiples protocolos: IEC61850, DNP 3.0 Nivel 2, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, IEC60870-5-104, Ethernet Global Data (EGD).
- Seguridad y de alta velocidad de intercambio de los datos entre L90s para transferir aplicaciones de disparos directos.

### **3.3.2. T60 (relé de transformador de alta velocidad, trifásico, para múltiples devanados)**

El Relé de Transformador T60, es un relé trifásico para múltiples devanados destinado a la protección principal y de respaldo de transformadores de cualquier tamaño, ya sea en pequeños, medianos y grandes transformadores de potencia. La compensación del ángulo de fase para cualquier configuración de devanados del

transformador es automática. El T60 combina la protección diferencial porcentual e instantánea con protección de sobreintensidad.

#### Características y ventajas del T60:

- Informe de faltas mejorado incluyendo la duración de la falta para un diagnóstico más preciso.
- Funciones de monitorización incluyendo la corriente de arco del interruptor para un mantenimiento mejorado.
- FlexLogic y FlexLogic distribuido.
- E/S virtuales y expandibles para reducir el costo de Hardware.
- Capacidad de transferencia directa de E/S.
- Informe de faltas programable por el usuario.
- Auto chequeos programables por el usuario.
- Teclas programables por el usuario (opcional).
- Mensajes de display definibles por el usuario.
- Memoria Flash para actualizaciones en campo.

- Módulos extraíbles para reducir los costos de repuestos.
- Características de diagnóstico - registro de eventos, oscilografía y tratamiento de datos.
- Grupos de ajustes múltiples.

### **3.3.2.1. Comunicaciones**

El T60 proporciona tecnologías de comunicación avanzadas para datos remotos y acceso de ingeniería, haciéndolo fácil y flexible para usar e integrarse en infraestructuras nuevas y existentes. La comunicación por fibra óptica ethernet proporciona comunicaciones con gran ancho de banda permitiendo una transferencia de archivos de alta velocidad de relé y registra la información de acontecimientos. La opción disponible de Ethernet es redundante. El T60 soporta los protocolos estándar de la industria más populares que permiten a la integración fácil, directa en DCS y sistemas de control SCADA. Posee un puerto de comunicación RS232 situado en el panel frontal, 2 puertos RS485 en la parte posterior del relé (hasta 115 Kbps), un puerto Ethernet: redundante 10Base FL o 10BaseFX para fibra óptica, interfaces de comunicación entre relés RS422, G.703, IEEE C37.94, empotrado de Switch Ethernet para conexión directa a una red de dispositivos UR, intercambio directo de entradas y salidas entre relés con cableado reducido. Además:

- Interfaces de red: 100 Mb Fibra Optica Ethernet, RS485, RS232, RS422, G.703, C37.94.

- Múltiples protocolos: IEC61850, DNP 3.0 Nivel 2, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, IEC60870-5-104, Ethernet Global Data (EGD).
- Seguridad y de alta velocidad de intercambio de los datos entre URs para transferir aplicaciones de disparos directos.

### **3.3.3. F60 (sistema de protección de alimentador: protección avanzada, control y soluciones de automatización para alimentadores de distribución)**

El sistema de protección de alimentador F60 proporciona protección de alimentador, control, supervisión y medición en un paquete integrado, económico y compacto. Como parte de la Familia de relé universal (UR), el F60 posee características de alto rendimiento de protección, opciones de entrada y salida de expansión, integración de supervisión y medición, comunicaciones de alta velocidad, y un programa extenso y capacidades de configuración. Este puede ser utilizado como un dispositivo independiente o como un componente en automatización de subestaciones de sistemas de control.

El F60 incorpora un algoritmo para detectar altos defectos (culpas) de impedancia como la detección de conductor derribado. Esto también proporciona la ejecución rápida y determinista de lógica programable necesaria para usos de automatización de subestación. Instrumentos de programa gráficos (nombre del programa: el ingeniero de punto de vista), apoyado por una biblioteca de componentes lógicos, hacen el F60 simple de usar y configurar.

La monitorización y medida del sistema de protección de alimentador viene dada:

- Medición: corriente, voltaje, potencia, energía, frecuencia y armónicos.
- 1024 secuencia de registrador de eventos con exploración de 0.5ms de entradas digitales.
- 64 muestras/ciclo de oscilografía.
- E/S de transductor.

El sistema de comunicación del relé de protección posee las siguientes bondades:

- Interfaces de red: 100 Mb Fibra Optica Ethernet, RS485, RS232, RS422, G.703, IEEE C37.94.
- Múltiples protocolos: IEC61850, DNP 3.0 Nivel 2, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, IEC60870-5-104, Ethernet Global Data (EGD).
- E/S directas: intercambio de datos seguro y de alta velocidad entre relés URs con cableado reducido y aplicaciones de automatización de distribución.
- Puerto Ethernet redundante: 10BaseFL o 10BaseFX para fibra óptica.
- Hasta 2 puertos RS485 (de hasta 115Kbps).}
- Puerto en panel frontal: RS232.

- Empotrado de Switch Ethernet para conexión directa a una red de dispositivos UR.

#### **3.3.4. PQM (medidor de la calidad de la red, monitorización continua de alimentadores, transformadores, baterías de condensador, generadores y motores)**

El PQM es un equipo diseñado para monitorizar de forma continua un sistema trifásico. El equipo ofrece medida de intensidad, tensión, potencia real y reactiva, uso de energía, costo de la energía, factor de potencia y frecuencia. Sus ajustes programables y sus cuatro salidas configurables permiten añadir funciones de control para aplicaciones específicas. Estas pueden incluir alarmas de sobreintensidad, mínima intensidad, máxima/mínima tensión, desequilibrio, deslastre de cargas basado en la demanda, y control de la corrección del factor de potencia del condensador. Además, es posible llevar a cabo tareas de control más complejas utilizando las 4 entradas que pueden usarse para estados, como interruptor abierto/cerrado, información del flujo, etc.

El PQM puede utilizarse como dispositivo de recogida de datos para un sistema de automatización de planta que integre requisitos de proceso, instrumentación y eléctricos. Todos los valores medidos son accesibles a través de los dos puertos de comunicación RS485 en protocolo ModBus®. En caso de que se requieran valores analógicos para una interfaz directa con un PLC, cualquiera de los valores medidos puede enviarse como salida a una de las 4 salidas analógicas. Puede utilizarse una entrada analógica para medir una variable de proceso. El puerto frontal RS232 puede conectarse a un PC para ofrecer acceso instantáneo a la información para otro personal de la planta.

La calidad del sistema de energía es muy importante debido al creciente uso de cargas electrónicas, como ordenadores, y drives de frecuencia variable. La opción de análisis de energía incluida en el PQM permite mostrar cualquier intensidad o tensión de fase y calcular el contenido de armónicos. Conociendo la distribución de los armónicos, se pueden tomar medidas que eviten el sobrecalentamiento de transformadores, motores, condensadores, cables de neutro y los disparos del interruptor.

Además, es posible determinar la redistribución de la carga del sistema. Los informes sobre oscilografía y registro de datos creados por el PQM pueden ser de gran ayuda en el diagnóstico de problemas.

Se dispondrá de cuatro entradas digitales que podrán ser programadas para la activación de salidas, contadores, lógica, sincronismo de la demanda, así como para reposición y alarmas. El equipo deberá incluir cuatro relés de salida que podrán ser programados para activar alarmas, ajustes, entradas digitales, pulsos kWh o control de comunicaciones. Estos relés de salida podrán al mismo tiempo utilizar los valores de medida de la demanda de A, VAR, W y VA para controlar el exceso de cargas. La interfaz con PLC estará disponible a través de cuatro salidas aisladas de 4-20 mA que se programarán desde los parámetros medidos. La monitorización de los transductores se realizará mediante una entrada de 4-20 mA. La lógica programable permitirá el control de baterías de condensador para la corrección del factor de potencia. Las entradas de intensidad tendrán lugar a través de TIs de 1 ó 5 amperios y no es necesario el uso de trafos de tensión para tensiones de hasta 600V. La alimentación puede ser CA o CC.

### 3.3.4.1. Comunicaciones

Permiten integrar requisitos eléctricos, de proceso e instrumentación en un sistema de automatización de la planta mediante la conexión entre medidores PQM y un sistema SCADA o DCS. Un PC que disponga del PQMPC puede modificar los ajustes del sistema, monitorizar valores, estados y alarmas. La monitorización continua minimiza la interrupción de los procesos, identificando inmediatamente problemas potenciales que son debidos a faltas o a cambios desde su origen.

La versión estándar del PQM incluye un puerto frontal RS232. Este puede utilizarse para recogida de datos, impresión de informes o análisis de problemas sin entorpecer el interfaz de comunicación principal hacia el puerto trasero RS485. Algunas características adicionales:

- Puertos: RS232 frontal, y dos RS485 traseros con ModBus (1200-19200bps).
- Protocolo ModBus® RTU.
- Mini RTU: 4 entradas digitales y 4 salidas digitales.
- 1 entrada analógica, 4 salidas analógicas.
- Display local/remoto de todos los valores.
- Comunicación con el Multilin 269 (MOD 508).
- Componente del sistema Mini RTU SCADA.

- Medida de valores reales.
- Lectura del estado.
- Activación de comandos de control
- Carga de todos los ajustes desde un fichero.
- Cambio de ajustes individuales.

En principio, los equipos PQM pueden ser utilizados como unidades independientes. La arquitectura abierta permite la conexión con otros dispositivos compatibles ModBus en el mismo enlace de comunicaciones. Estos pueden integrarse en un sistema completo de planta para la monitorización y control global de procesos.

### **3.3.5. P444 (relé de distancia: pertenecientes a la serie MICOM P441, P442 & P444)**

Los relés numéricos de distancia MiCOM P441, P442 & P444 proporcionan protección y monitoreo flexible y confiable de las líneas de transmisión.

Los relés de protección de distancia MiCOM se pueden aplicar a una amplia gama de líneas de transmisión aérea y cables subterráneos en sistemas de alta tensión.

Con base en un algoritmo patentado y comprobado, con más de 2 décadas de una bien cimentada experiencia en campo, los relés P441, P442 y P444 proporcionan

una combinación de velocidad, seguridad y selectividad para cualquier tipo de falla del sistema de potencia.

La amplia gama de opciones de comunicación ayuda a conectar muy fácilmente el relé a cualquier sistema de control digital o SCADA.

La comunicación opcional interMiCOM, junto con un potente esquema gráfico lógico programable, permite desarrollar esquemas y soluciones de protección definidos por el usuario.

#### **3.3.5.1. Aplicación**

Los relés de distancia numéricos MiCOM P441, P442 y P444 proporcionan una completa protección para diferentes aplicaciones como: líneas, cables, líneas con derivaciones, líneas con múltiples fuentes de secuencia cero, líneas no homogéneas, líneas compensadas en serie y líneas paralelas.

El alcance resistivo se programa independientemente para cada zona, permitiendo una fácil aplicación para la protección de líneas cortas y cables. Los relés se pueden aplicar en situaciones en las que la aplicación podría causar la mala operación de la protección de distancia, por ejemplo, fallas lejanas, cercanas etc. A través de técnicas patentadas y comprobadas de direccionabilidad y haciendo uso total de una memoria digital.

Los MiCOM P441, P442 y P444, están equipados con una librería de esquemas lógicos de canal asistido, protecciones suplementarias y de respaldo. Proporcionan protección completa (4 grupos alternativos de configuración) para sistemas

sólidamente aterrados desde niveles de tensión de distribución hasta los de transmisión.

Disparo trifásico con indicación de fase fallada, está disponible en todas las funciones de protección. Los modelos P442 y P444 admiten disparo monofásico para la protección de distancia y la protección de falla a tierra direccional de canal asistido (67N).

### **3.3.5.2. Comunicaciones**

El estándar cuenta con dos puertos de comunicación disponibles, un puerto trasero que proporciona comunicaciones remotas y un frontal que ofrece comunicaciones locales.

El puerto frontal RS232 fue diseñado para usarse con el MiCOM S1, mismo que respalda totalmente las funciones dentro del relé proporcionando la capacidad de programar los parámetros fuera de línea (off-line), configurar los esquemas lógicos programables, extraer y visualizar los eventos, registros de perturbación y falla, visualización dinámica de los datos de medición y llevar a cabo funciones de control.

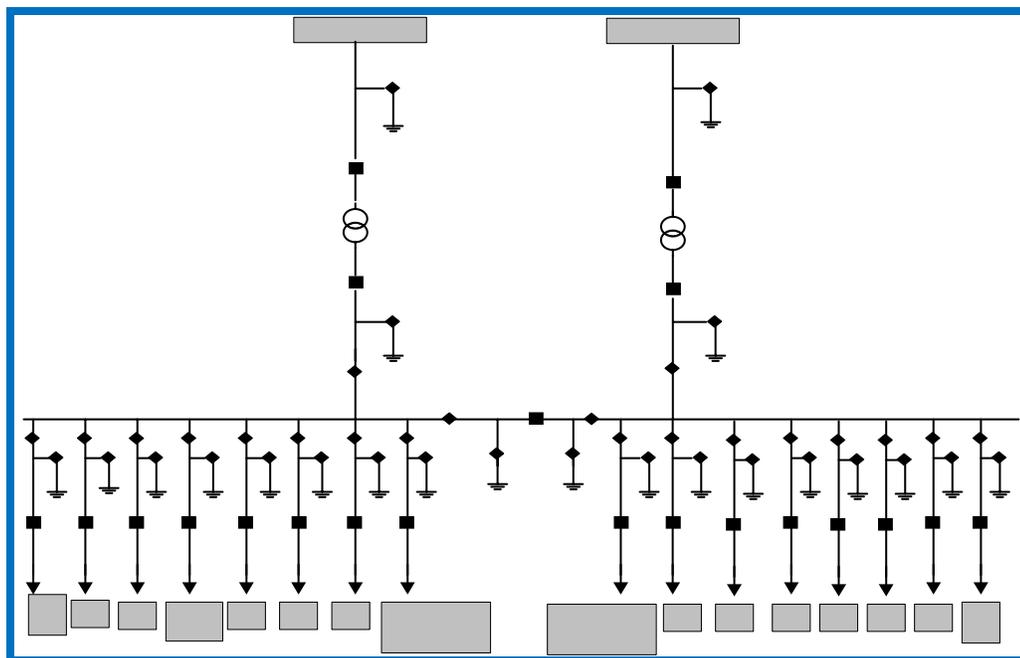
Las comunicaciones remotas están basadas en niveles de tensión del RS485. A continuación se muestran los protocolos de comunicación con los que trabaja el relé de distancia P444.

- Courier / K-bus.
- Modbus.

- IEC60870-5-103 (también disponible con interfaz óptica).
- DNP 3.0.
- UCA 2.

Hay un segundo puerto trasero opcional para el protocolo Courier que puede configurarse como RS232, RS485 o K-Bus. Mientras que el puerto principal está reservado para SCADA.

Seguidamente, se muestra el diagrama unifilar de la Subestación “A”-RPLC con su respectiva tabla de las especificaciones de los Relés de protección.



**Figura 3.5. Diagrama Unifilar S/E “A”-RPLC-34,5 KV. Adaptación de energización de PDVSA-Refinación.**

A continuación se muestran las tablas con las especificaciones de los relés de protección, tales como: tecnología, tipos de protecciones, protocolos de comunicación, puertos de comunicación, etc., en tal sentido dichos relés pertenecen a la subestación eléctrica “A” los cuales protegen las salidas o circuitos, las llegadas y la interconexión de barras de la misma.

**Tabla 3.4. Relés instalados en la salida de la S/E “A”-RPLC (34,5Kv). Fuente propia**

DISPOSITIVO		DATOS DE FÁBRICA				CARACTERÍSTICA DEL EQUIPO			
		PRODUCCIÓN				FUNCIONES		COMUNICACIÓN	
UBICACIÓN		MARCA	MODELO	TECNOLOGIA	TIPO	PROTECCIONES PRINCIPALES	PROTECCIONES DE RESPALDO	PROTOCOLO	PUERTOS
S/E - CCM'S	CIRCUITO								
	B1510	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B1305	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B1105	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E “A” 34,5 KV	B905	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B705	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B1610	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B1405	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B1205	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B1005	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B805	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B605	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485

Continuación de la tabla 3.4.

	B405	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B205	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
S/E "A" 34,5 KV	B280	GE MULTILIN	UR T60	NUMERICA	TRANSFORMER PROTECTION	87T	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B120	GE MULTILIN	URF60	NUMERICA	FEEDER PROTECTION	50/51	50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B505	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B305	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B105	GE MULTILIN	UR L90	NUMERICA	DIFERENTIAL LINE PROTECTION	87L	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485
	B180	GE MULTILIN	UR T60	NUMERICA	TRANSFORMER PROTECTION	87T	50/51, 50/51N, 27, 47, 57, 67/67N, 81	MOD BUS RTU OR DNP3.0	RS232 RS485

### **3.4. Equipo de teleprotección ubicado en la subestación TAEJ-JOSE**

#### **3.4.1. NSD70D (Equipo de teleprotección)**

Este equipo de teleprotección se encuentra en la Subestación TAEJ-JOSE, el cual es el encargado de las protecciones a distancia a través de comandos con el fin de teleprotección de los circuitos asociados a dicha subestación, como por ejemplo las salidas o circuitos, tales como: (PETROPIAR, SINOVENSA, PETROCEDEÑO, TOJ, etc.). El NSD70D es un equipo de teleprotección utilizado para transmitir comandos a través de canales digitales. En el caso de una falla, este hace una contribución decisiva al aislar rápida y selectivamente la línea defectuosa. El equipo NSD70D es usado como un transmisor confiable de señales de disparo, con anterioridad a cualquier manipulación en el equipo NSD70D, el equipo debe ser directo o en modo de espera (stand by) y la señalización debe ser conmutada de modo seguro para protegerse contra las señales de disparo no deseadas. El NSD70D cumple con los últimos estándares de ingeniería, tales como: IEC, IEEE, EIA.

Las características más importantes del equipo de teleprotección son la seguridad, la confiabilidad y el tiempo de transmisión, el cual es programable y menor a 20ms para transmisión y recepción de alarmas. Interferencia en las líneas de comunicación deben ser capaces de simular una señal de disparo cuando no hay fallas (seguridad) ni demora inadmisibles de una verdadera señal de disparo (confiabilidad). Alta seguridad y alta confiabilidad junto con breves tiempos de transmisión (<20ms) y un estrecho ancho de banda son requisitos contradictorios.

La transmisión de señales de disparo a través de canales de voz de equipos de líneas eléctricas aéreas es ampliamente utilizada. El ancho de banda limitado de tales

canales analógicos limita la velocidad de transmisión y el número señales de disparo por canal de protección. Desde el advenimiento de los sistemas de transmisión digital, sin embargo, cada vez más canales de alta capacidad están disponibles. Por ejemplo, es práctica habitual que por un canal de voz analógico se transmitan datos, equipos que se han sustituidos por una interfaz digital de datos con una tasa de transmisión de 64Kbps o 56Kbps. Ya los medios de transmisión óptica se utilizan a menudo para evitar las influencias de las perturbaciones electromagnéticas.

El equipo de teleprotección moderno debe aprovechar plenamente las capacidades de los canales digitales sin sacrificar ninguna de las características que son esenciales para la transmisión de señales de disparo.

La tasa de transferencia de datos del NSD70D de 64Kbps o 56Kbps viene dado por la capacidad del canal de datos, ya sea a través de las interfaces digitales seriales: 56kbps-RS-449, 64Kbps-PCM/G.703 Codireccional y Contra-direccional, 64Kbps-V.11/RS-422 X.21 o la interfaz óptica a 4Mbps. La interferencia en un canal de datos se traduce en una mayor tasa de error de bit o incluso la pérdida de sincronismo en el receptor. En el caso del NSD70D la probabilidad de disparos falsos serán causadas por errores de transmisión en el canal de comunicación, es una función del tiempo de evaluación de la señal en el receptor.

Microprocesadores, técnicas y procesamiento de la señal digital permiten la programación del equipo de teleprotección NSD70D para adaptarse a la demanda que los diferentes modos de funcionamiento requieren para las comunicaciones del equipo de las señales de disparo.

### 3.4.1.1. Características

- Apto para sistemas de bloqueo y sistemas de transferencia de disparo directo y permisivo a través de canales de datos conforme a recomendaciones CCITT G.703 o RS-422/V.11 o a través de canales ópticos de datos.
- Programación de switches para el establecimiento de uno de los dos tiempos de transmisión (3ms o 6ms) y la respuesta del NSD70D en caso de alarma.
- El NSD70D es capaz de manejar los comandos de un sistema de protección fase por fase para un circuito trifásico.
- El tiempo de transmisión <3 ms o <6 ms al mas alto nivel de seguridad.
- Todas las interfaces y la fuente de alimentación DC están aisladas. Duplicar los equipos de alimentación para redundancia.
- Dos unidades independientes para cada tres comandos en un gabinete de 19"/3U o una sola unidad por un máximo de 6 comandos.
- Posee una confiable operación por un protocolo de comunicación y evaluación de señales, algoritmos desarrollados especialmente para aplicaciones de protección.
- Sistemas para líneas de protección con múltiples terminales.
- Sistema para disparos de transferencia permisiva en líneas.

- Pruebas de rutina manual y cíclica que permite la integración del canal de comunicación para ser probados durante el funcionamiento normal. La disponibilidad de los equipos esta continuamente supervisada por procedimientos de ensayo. Información sobre el estado y la configuración de los equipos o señales de alarma de la unidad local y la unidad en el otro extremo de la línea se puede acceder a través de una interfaz en serial utilizando un terminal de bolsillo o una PC.
- El equipo está lógicamente dividido en un módulo de procesamiento de señales, una interfaz de datos, una interfaz de relé, un módulo de alarma, una fuente de alimentación aislada DC y un contador de disparo opcional.
- Las unidades de la NSD70D para comunicación digital son idénticas a las de la NSD70 para la comunicación analógica. Este alto grado de compatibilidad facilita la modificación de los equipos existentes y reduce el número de módulos diferentes.
- A través de la programación lógica del equipo NSD70D se logra la asignación de direcciones, mediante nomenclaturas para los dispositivos, de tal manera que sea posible detectar para que estación de señal de datos se destine.

#### **3.4.1.2. Aplicación**

El NSD70D es una unidad digital de teleprotección capaz de transmitir hasta 6 señales de disparo a través del canal de multiplexor digital a 64 Kbps o 56 Kbps, el cual puede ser equipado con una interfaz contradireccional o codireccional conforme a CCITT G.703, con una interfaz RS422/V.11 o con una interfaz óptica. Para la interfaz PCm/G.703 para operar codireccionalmente, el multiplexor debe operar en un modo plesiocrono, porque equipos terminales y multiplexor tienen cada uno su propio

reloj con osciladores de frecuencia ligeramente diferentes. La discrepancia en cuanto a sincronismo entre equipos se compensa por omitir periódicamente un octeto o repetición de uno, ya que la señal de los datos se envía conjuntamente con la señal del reloj. ¿Conque frecuencias estos patrones de pérdida de sincronismo ocurren?, esto depende de la diferencia en las frecuencias del reloj del equipo terminal (NSD70D) y el multiplexor. La capacidad de programa y las interfaces contradireccional y codireccional y su integración en el mismo modulo, o utilizando la interfaz RS-422/V.11 o la interfaz óptica permite al NSD70D para ser fácilmente adaptado a la interfaz del multiplexor existente.

El NSD70D puede ser utilizado en los sistemas de bloqueo, sistemas de transferencia de disparo directo y permisivo y para la transmisión continua de comandos en sistemas punto a punto.

La versión básica del NSD70D se destina para la transmisión de un comando. Mediante la inserción de más módulos de interfaz de relé, puede ser ampliado por un máximo de seis comandos independientes. Con el complemento máximo de seis comandos, un NSD70D es suficiente para la protección de fases discriminatorias de una línea de doble circuito. La función de desbloqueo, que se cierra permitiendo un contacto para 200 ms en caso de pérdida de la señal, es estándar en todas las unidades. Estas consecuencias se dan principalmente para sistemas de transferencia de disparos demasiado permisivo.

Todas las interfaces DC son aisladas. El transmisor de señal se activa mediante la aplicación de una señal DC en la estación de voltaje de la batería. El receptor esta equipado con contactos principales y auxiliares para cada comando de salida y una alarma de contacto. Un contador de disparo esta disponible opcionalmente.

### **3.5. Opciones tecnológicas de multiplexores (NODOS)**

#### **3.5.1. Multiplexor FOX 515**

Este equipo se encuentra en la Subestación “A” en RPLC. El FOX 515 es un multiplexor universal controlado por software, que se adapta a redes de cualquier estructura y tamaño (punto - punto, lineal, estrella, mallada), posee un número variado de interfaces y una arquitectura modular que permite añadir equipos o módulos fácilmente proporcionando una gran capacidad de ancho de banda para el transporte de señales tales como voz, vídeo y datos.

El FOX 515 es un equipo de alta confiabilidad, diseñado para operar en sistemas de potencia donde son necesarios niveles seguros de compatibilidad electromagnética, para soportar interferencias y descargas típicas de ambiente de alta y mediana tensión, que podrían provocar el mal funcionamiento de los equipos.

Este equipo contiene los elementos esenciales para la creación de una red integrada de comunicaciones para la transmisión de voz y datos.

Esta nueva plataforma de telecomunicaciones de alto rendimiento para sistemas de potencia que integra estándares PDH y SDH en un solo equipo, posee la ventaja de transmitir estructuras STM-1 (155,52 Mbps) además de proveer canales de  $n \times 2$  Mbps y 64 Kbps desde un mismo equipo.

El FOX 515 es un equipo diseñado para redes de comunicaciones donde la protección de la información enviada es primordial. Además el FOX 515 es compatible con la serie FOX.

### **3.5.2. Multiplexor jungle mux (JMUX)**

El JMUX es un sistema completamente integrado de comunicaciones, el cual se basa en la tecnología de multiplexación para hacer la toma e inserción full-duplex de canales de comunicación, basados en SONET (Red Óptica Síncrona) y SDH (Jerarquía Digital Síncrona) para el funcionamiento a velocidades de 51,84 Mbps (672 canales DS-0) o 155,52 Mbps (2016 canales DS-0). El JMUX, con su única arquitectura modular, puede configurarse como punto – punto, lineal con toma e inserción de canales o como anillo con auto-enrutamiento. Diseñado desde lo más básico para el funcionamiento en ambientes críticos como subestaciones eléctricas.

El JMUX proporciona una amplia gama de interfaces de usuario, incluyendo relés de protección, SCADA, telemedición, voz, LAN y datos, así como el funcionamiento con diferentes voltajes de bancos de baterías.

La configuración del JMUX proporciona canales de comunicación para relés de protección que se usen en el sistema de alimentación. El sistema de fibra óptica ofrece múltiples nodos de equipos JMUX con la capacidad de tomar canales y a la vez equipados con módulos ópticos de 1300 nm, multiplexores y fuentes de poder redundantes. El JMUX puede ser configurado con canales digitales de disparo (DRC) para la comunicación entre relés de protección, canales de comunicación de baja velocidad (64 Kbps) e interfaces para canales de dos hilos de comunicación telefónica FXS/FXO.

Este sistema es de naturaleza modular, y puede construirse en una estructura de agrupación de bloques. Pueden agregarse nodos adicionales y funciones o pueden quitarse del sistema. El sistema puede extenderse (en servicio) en el futuro por la suma de módulos de expansión extra y la inserción de nuevas interfaces.

En cuanto a equipo común, cada nodo JMUX esta provisto con dos unidades JMUX, una unidad de servicio y dos unidades JIF-Share. Las unidades JMUX proporcionan tanto el circuito de multiplexión a alto nivel como la interface óptica de comunicación. La unidad de servicio provee la facilidad de programación y monitoreo del sistema JMUX. La unidad JIF-Share conforma el formato intermedio de multiplexión entre las unidades de canales DS-0 y la unidad JMUX.

Cada nodo es equipado con una unidad de servicio que proporciona la capacidad para supervisar las unidades comunes del JMUX (es decir JMUX, JIF, Power, JIF E-1, JIF ETHER) y proporciona las alarmas mayor y menor del sistema. Cada unidad de servicio esta provista con indicadores de alarma que resumen las alarmas del nodo. Las alarmas son informadas a través de dos LEDs en el panel frontal, los cuales corresponden a la alarma mayor y menor, cuyos estados son también reflejados por medio de una salida de contactos disponible en la tarjeta posterior de conexiones.

### **3.6. Sistema de supervisión y control**

#### **3.6.1. Sistema de control supervisorio de potencia (PSCS)**

El sistema de control supervisorio de potencia del Proyecto VALCOR ubicado en la Subestación “A”-RPLC, es un sistema redundante de dos (2) red de fibra óptica tipo EFI.P, una principal y una secundaria, que supervisa todas las funciones de control, mando, medición, alarma, eventos, registro de fallas, etc. de los equipos de alta, media y baja tensión instalado en las S/Es “Refinería PLC”, “B”, “D”, “F”, planta eléctrica y S/E Río Neverí.

La base de datos Central y Software PSCN Work opera en las computadoras centrales PE-EWS1 y PE-EWS2 instaladas en la sala de control de planta eléctrica. La sincronización del sistema se hace a través del GPS instalado en planta eléctrica.

Los componentes físicos principales del PSCS son:

- 02 computadoras de adquisición de datos, donde se encuentra la base de datos del sistema, están instaladas en planta eléctrica (PE-EWS1 Y PE-EWS2).
- 03 consolas de operación, para el monitoreo de las señales y operación de los interruptores de potencia (230, 34.5 y 13.8 Kv). Instaladas 02 en planta eléctrica (PE-OWS1 y PE-OWS2) y una en la S/E “Refinería PLC” (R-OWS3).
- Módulos de Bahía, análogos a los PLC, reciben señales digitales y señales análogas de medición de los relevadores (relés) instalados en todas las subestaciones para transmitir las a través de la red de fibra óptica. Tiene una capacidad máxima de 16 relés por modulo de bahía.

El sistema de control incluye una interfaz hombre maquina compatible con Windows NT (versión 4), el sistema en si esta ubicado en un tablero que incluye la computadora con un disco duro, un mouse, un teclado y un monitor. Dentro de sus funciones principales tenemos las siguientes:

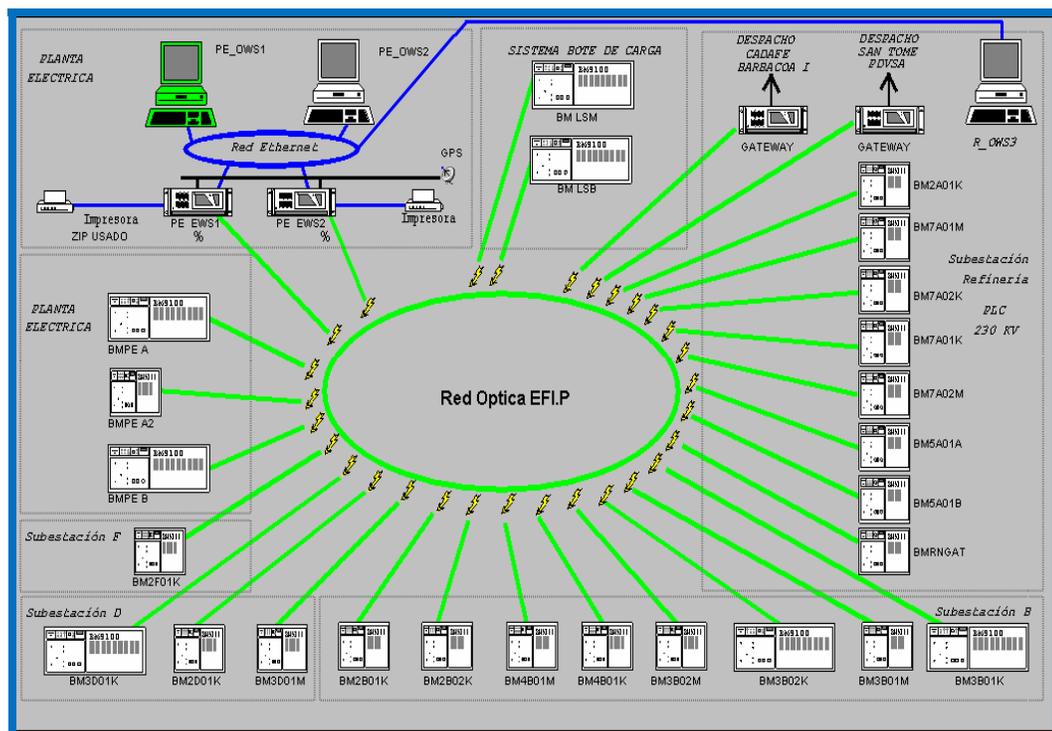
- Monitorear y supervisar todo el sistema eléctrico del proyecto VALCOR y su interconexión con planta eléctrica, a través del diagrama unifilar, donde se muestra el patio de 230 Kv con los equipos de alta tensión más importantes (transformadores 230/34.5 Kv, interruptor de potencia, seccionador de puesta a tierra), barras e

interruptores de 34.5 Kv, y las Subestaciones B, D, C, F, E y S/E Río Neverí con los transformadores e interruptores de potencia asociados a cada una de ellas.

- Ejecución de ordenes de mando de apertura y/o cierre de interruptores: 230 Kv y 34.5 Kv.
- Ejecución de ordenes de subir y/o bajar n cambiadores de tomas de los transformadores de potencia de 230/34.5 Kv, lado de alta tensión.
- Recolección y procesamiento de datos y/o parámetros de las subestaciones Refinería PLC, B, D, F, Río Neverí y planta eléctrica (voltaje, corriente, factor de potencia, frecuencia, potencia y/o energía) correspondiente a niveles de tensión de 230 y 34.5 Kv.
- Operación y manejo, registro e indicación de datos generales de las subestaciones Refinería PLC, B, D, F, Río Neverí y planta eléctrica tales como: eventos, alarmas, señalización, supervisión de equipos (transformadores e interruptores).
- Verificación y actuación sobre parámetros generales de la subestación refinería PLC tales como: sincronismo, mínima tensión, potencia inversa, frecuencia, orden de cierre y/o apertura. Con respecto a planta eléctrica a nivel de 13.8 Kv y a barbacoa I a nivel de 230 Kv.
- Supervisión del estado de alarmas o funcionamiento normal de los relés de protección por medio de los módulos de bahía utilizando puertos de red RS485 y protocolos de comunicación modBus-Kbus dependiendo de los IED conectados a la red secundaria.

Dicho sistema es capaz de integrar dispositivos eléctricos inteligentes de diferentes fabricantes con distintos protocolos a una red local con un protocolo común (IED). La información de la subestación refinería PLC es transmitida por medio del sistema de comunicación ABB FOX 515, al centro de despacho de carga de CADAFE ubicado en barbacoa I a través de la red de fibra óptica instalada en la línea de transmisión de 230 Kv (OPGW). Se muestra en la figura 3.6 la arquitectura de la red que incluye todo lo antes mencionado.

La aplicación de este sistema automatizado permite reducciones considerables en los costos, el uso de la red de fibra óptica, la cual reemplaza la instalación eléctrica convencional, proporciona al sistema confiabilidad operacional con respecto a vida útil, y además el mantenimiento se traduce en ahorro económico.



**Figura 3.6. Diagrama del cableado de red de fibra óptica EFIP. Propiedad de Areva.**

La aplicación de este sistema automatizado permite reducciones considerables en los costos, el uso de la red de fibra óptica, la cual reemplaza la instalación eléctrica convencional, proporciona al sistema confiabilidad operacional con respecto a vida útil, y además el mantenimiento se traduce en ahorro económico.

El permanente auto chequeo a nivel local y remoto de cada uno de los dispositivos asociados al PSCS, hace que el mantenimiento sea bastante accesible económicamente. La supervisión es fácil y segura, ya que los resultados se obtienen a partir de vistas gráficas que se adaptan a las necesidades básicas del supervisor, todos los dispositivos del PSCS son completamente inmunes a campos electromagnéticos, cada dispositivo posee mecanismos de auto verificación y detección de fallas, incluyendo el anillo de fibra óptica.

El protocolo de comunicación que utiliza el sistema PSCS es configurable, lo cual proporciona facilidad para la adaptación a otros protocolos de comunicación a través de interfaces haciendo accesible la extensión del sistema agregando dispositivos previamente configurados.

#### **3.6.1.1. Arquitectura del PSCS**

En la figura 3.7 se observa de manera representativa la estructura del sistema PSCS.

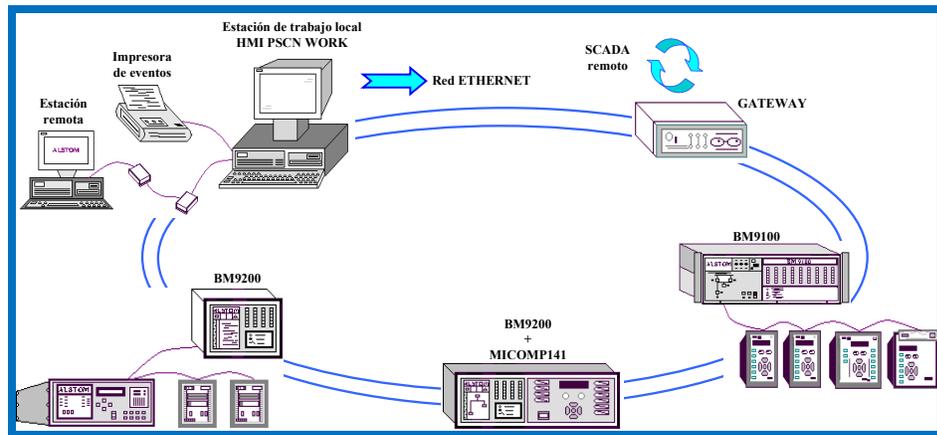


Figura 3.7. Arquitectura del sistema PSCS. [13]

- **Red de comunicación en tiempo real EFLP:** Este aspecto es determinante en la red de fibra óptica, ya que permite comunicación rápida y automatización entre los dispositivos conectados a la red de fibra óptica.
- **El PSCN-WORK:** Esta es la computadora que permite la supervisión en modo local o remoto y a la vez controla la subestación, normalmente se encuentra ubicada en el cuarto de mando.
- **Bay Module serie BM9000:** Este es el dispositivo utilizado como interfaz paralela tradicional entre el equipo primario y los dispositivos de protección, se conecta a la computadora de mando de la subestación y tiene varias funciones, entre ellas las siguientes:
  - ✓ Conectar la interfaz entrada / salida con los elementos de la planta y los relés de protección convencionales.
  - ✓ La comunicación directa con los relés.

- ✓ Autocontrol de él mismo y de las sucesiones automáticas globales, es decir, enclavamiento del Bay Module, enclavamiento de la subestación, frecuencia de bote de carga, potencia de bote de carga, activación del bote de carga, cierre de interruptores, transferencia de barra, aislamiento secuencial de una línea, aislamiento del transformador, manejo del generador, La medición de potencia activa, entre otras

El Bay Module almacena más de 50 registros de falla y 100 eventos, y además es posible establecer redundancia entre dos Bay Modules para una mayor seguridad.

- **Los relés de protección.** Hasta 16 relés de protección pueden estar conectados a un Bay Module, además de esto, redes secundarias pueden también ser adaptadas al sistema, las cuales no deben excederse de una longitud de 1 Km. Cabe destacar que la distancia no puede sobrepasar el kilómetro ya que las conexiones a los Bay Modules de acuerdo a la norma internacional de comunicación serial así lo exige.
- **Gateway:** Este dispositivo funciona como traductor de protocolo, y su aplicación principal es adaptar otros protocolos al protocolo utilizado por este sistema, lo cual permite la lectura de datos provenientes de sistemas remotos, así como la ampliación del sistema con la implementación de otros protocolos de comunicación con diferentes características.
- **La Red Ethernet:** Incluida específicamente para futuras ampliaciones del sistema. El principio de la red es funcionar de forma consistente a la máxima velocidad, esto proporciona un nivel más alto de estabilidad bajo la condición de tensión dada. Las características de la red tendrán una influencia fuerte sobre la función y actuación de sus parámetros.

### **3.6.1.2. Operación del sistema de control supervisorio de potencia (PSCS)**

El sistema operativo empleado para el PSCS es el Windows NT versión V4.0 bajo la aplicación del software PSCN Work, este sistema permite la supervisión de los diferentes equipos de alta, media y baja tensión, así como la operación y control de todas las funciones de los relés instalados en las diferentes subestaciones del proyecto VALCOR a través de una conexión de red tipo ethernet.

### **3.6.1.3. Procedimiento para iniciar una sesión de Windows NT y acceder al sistema PSCS**

Luego de iniciada la sesión de Windows NT, las dos (2) computadoras instaladas en planta eléctrica de PDVSA, así como la instalada en la sala de control de la subestación refinería PLC deben mantenerse permanentemente encendidas, en caso de que sea necesario apagar o reiniciar las mismas, se debe seguir el siguiente procedimiento para poder iniciar la sesión de Windows NT:

- Encender o reiniciar la computadora, esperara hasta que normalice el sistema y aparezcan en pantalla los iconos de Windows NT.
- El Software se carga automáticamente.
- Aparecerá en pantalla la página principal del PSCN-Work, con el logotipo de PDVSA.
- Colocar el nombre del usuario y el password para ingresar al sistema.

- Una vez que el operador haya ingresado su clave de acceso correctamente el mismo tiene la posibilidad de acceder a los diferentes despliegues o ventanas en el sistema. La forma de acceso es a través del mouse, haciendo click sobre la palabra o figura que indique el despliegue que desea ver el operador.
  
- Aparecerá en pantalla como esta conformado todo el sistema de control y supervisión:
  - ✓ Red óptica tipo EFI.P.
  
  - ✓ Computadoras y consolas principales en planta eléctrica y consola auxiliar en la S/E Refinería PLC, conectadas a través de una red ethernet.
  
  - ✓ Módulos de Bahía, que recogen toda la información de campo a través de las tarjetas de entradas analógicas y digitales y los relés instalados, en cada una de las Subestaciones: RPLC, B, D y F.
  
  - ✓ Módulos de Bahía en planta eléctrica y para el sistema de bote de carga.
  - ✓ El Gateway que enviara información a despacho de carga barabacoa I (CADAFE), a través del sistema ABB FOX 515.
  
  - ✓ Aparecerá en la parte inferior de la pantalla las diferentes ventanas o despliegues: alarmas, sistema, supervisorio, eventos, curvas, usuario, salir, ayuda.

#### **3.6.1.4. Procedimiento para realizar comandos desde el sistema PSCS**

Dentro de la normativa de PDVSA existen niveles autorizados para ejecutar diferentes niveles de función, el operador que haya ingresado su clave de acceso correctamente y dicha clave sea del nivel suficiente, puede hacer los siguientes tipos de comandos: abrir y/o cerrar interruptores, subir y/o bajar la posición del tap de los transformadores de potencia 230/34.5 Kv (lado de alta tensión), configurar settings de los relés de protección.

#### **3.6.1.5. Apertura y cierre de interruptores**

Las acciones a seguir a objeto de ejecutar las órdenes de abrir y/o cerrar, son como sigue:

- Seleccionar en el sistema PSCS el nivel de tensión donde se encuentra el interruptor que se quiere operar.
- Verificar que la posición del selector esta en remoto, se indicara por la letra R (remoto).
- Hacer click sobre el interruptor, el cual no tendrá el color de relleno si esta abierto, y tendrá color de relleno para indicar que esta cerrado.
- Aparecerá una ventana con el nombre del equipo, en donde se indican las palabras cerrar, abrir, confirmar, cancelar.
- Hacer click sobre la acción a ejecutar, y sobre la palabra confirmar.

- Luego de ejecutado el comando de apertura o cierre el interruptor debe cambiar de estado.

### **3.6.2. Sistema de control MicroSCADA (no operativo)**

Este sistema de control se encuentra ubicado en la subestación TAEJ-JOSE el cual se encuentra no operativo debido a situaciones de fallas que se presentaron con los recolectores de información. En tal sentido se presenta en esta propuesta un nuevo sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA), el cual es un sistema supervisorio modular que presenta opciones de gran envergadura, el mismo será instalado en un búnker cerca de la subestación TAEJ, con todo esto se quiere decir, que el sistema de control y supervisión no solo integrara las señales de las subestaciones provenientes de JOSE sino que también la de la subestación de la RPLC, de tal manera que la Subestación TAEJ sea un minidespacho, logrando así un Centro de Operación en JOSE.

## **CAPITULO IV**

### **PREMISAS DE LA PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN**

Las telecomunicaciones desempeñan una función de primordial importancia en la implantación de los modernos sistemas de Automatización industrial. Esta función es vital para aquellas empresas cuyas operaciones se encuentran dispersas geográficamente o aquellas que no tienen interconectividad y están descentralizadas, como es el caso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, la supervisión y control de las instalaciones petroleras, patios de tanques, poliductos, refinerías, etc. La red de Telecomunicaciones para automatización industrial tiene como objetivos: la recolección de datos automática desde las localidades remotas, la transmisión de los datos hasta los centros de control de operaciones y de procesamiento de la operación, proveer recursos para incrementar la confiabilidad y seguridad en el sistema eléctrico mediante la detección temprana de condiciones de alarma y la verificación del estado de las instalaciones.

En este capítulo se describirán premisas de la plataforma de comunicación, es decir, se definirán los equipos de comunicación, equipos de adquisición de datos y control, el medio físico de comunicación, el sistema de control SCADA a implantar a nivel central, protocolos de comunicación, estructura del cableado, requisitos de operación según los requerimientos de los sistemas de protección, etc.

El sistema debe ser una arquitectura abierta y modular de tal manera que la tendencia sea expandible y escalable, capaz de crecer y adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.

Para la integración de las señales digitales y analógicas de la RPLC y JOSE que se centralizaran en la subestación TAEJ como futuro centro de operación, con la finalidad de formar un minidespacho en las instalaciones de JOSE, el cual se encargara de supervisar y controlar variables provenientes tanto de las subestaciones pertenecientes a su misma localidad como de la subestación “A”-RPLC. Además se contara con equipos y/o dispositivos ya instalados y en funcionamiento de las subestaciones principales, así como: relés de protección, equipos de comunicación, etc. Por lo tanto la propuesta se describirá en varios niveles jerárquicos, desde el nivel donde se encuentran los relés de protección hasta el nivel superior (Estación Maestra).

También se analizara la compatibilización e interoperabilidad entre los equipos, lo cual es sumamente importante para el desarrollo del proyecto y por supuesto para el óptimo funcionamiento del sistema.

Un aspecto esencial a tener en cuenta en todos los equipos y sistemas suministrados para este proyecto es que van a ser instalados en subestaciones eléctricas de alta tensión, por lo que deben poseer características que los hagan resistentes a los efectos adversos de los campos electromagnéticos, debiendo cumplir con las más exigentes normativas sobre este aspecto. Por ello los equipos propuestos deben estar certificados para su uso en entornos de este tipo o que hayan sido utilizados sin problemas en base a la experiencia obtenida por la empresa en proyectos anteriores.

La plataforma contara con relés de protección de última generación (UR), ya que las subestaciones cuentan en su mayoría con relés de esta tecnología. El envío de información se hará a través de una red de dispositivos de comunicación, como son: los Multiplexores, Hubs, Modems, Switchs, etc.

Para el procesamiento de las señales analógicas y digitales, se tomara como ejemplo y tecnología de punta un equipo de adquisición y control de señales a nivel de subestación o comúnmente llamado recolector de información. Este recolector de información dirigirá directamente la información, a la respectiva estación maestra (Centro de Control) con topología maestro/esclavo.

A nivel de centro de control o estación maestra se encuentra el sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) el cual es la base fundamental de este proyecto, y estará ubicado en un bunker aldaño a la sala de control de la subestación eléctrica TAEJ, ya ha sido probado un SCADA similar al que se pretende adoptar en la subestación TAEJ ofreciendo alternativas con referencias de calidad, buen funcionamiento, confiabilidad y seguridad en una de las subestaciones eléctricas principales pertenecientes a la empresa.

El medio de comunicación para la transmisión de señales de la subestación A-RPLC a la subestación TAEJ-JOSE será fibra óptica por sus respectivas cualidades, calidad y capacidad de transmisión, confiabilidad y seguridad que este brinda ante interferencias electromagnéticas o interferencias de radiofrecuencias, y por supuesto por la distancia entre las localidades. Tomando en cuenta que se quiere añadir este enlace de fibra óptica el cual, permita dar una redundancia en el sistema de comunicación entre JOSE y RPLC y debido a proyectos futuros de la empresa.

#### **4.1. Premisas de diseño**

De acuerdo a lo anterior dicho, se procede con los criterios de diseño de la plataforma de telecomunicación:

- Se debe monitorear los diversos tipos de relés de diferentes fabricantes y tecnología en un unico HMI (Human Machina Interface).

- La arquitectura debe ser capaz de enlazar redes de diferentes protocolos como K-bus y Modbus hacia la red ethernet.
- Utilización de un Gateway para el enlace de comunicación entre subestación A-RPLC y subestación TAEJ-JOSE, mediante el protocolo DNP 3.0, debido a la homologación en la empresa de dicho protocolo y aunado al hecho de que este protocolo es el que mejor adaptación tiene en el nivel 3 (Centro de Control).
- Fibra óptica del tipo monomodo como canal de comunicación para el envío de señales desde el Gateway al sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA).
- A nivel de subestación se colocara el sistema de adquisición y control de datos o recolector de información para el procesamiento de las señales.
- Cada relé de protección cuenta con una entrada IRIG.-B para sincronización horaria mediante una señal de satélite.
- La topología de la plataforma de comunicación a usar es mixta: bus y anillo. Anillo debido a que esta topología ya existe en la RPLC y bus que es la topología a proponer porque se utilizara la red ethernet de la empresa LAN y WAN.

El sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) contara con:

- Sistema para la supervisión y control de señales analógicas y digitales.
- Capacidad de puntos a ser procesados  $\leq 150.000$ .

- Máximo 300 GB de capacidad de almacenamiento de archivos y/o históricos (HIS).
- Sistema planeado con requerimientos de redundancia tanto en hardware como en medios de comunicación.
- Los servidores y las estaciones de trabajo están basados en el sistema operativo Microsoft Windows Advance Server, Windows Server y Windows NT.
- Redundancia de servidores con sistema hot-stand-by.
- La comunicación de cada uno de los servidores se realiza a través de la Red de Área Local (LAN).
- Red redundante de Área Local LAN con cableado categoría 6 para la sala del SCADA, sistema de manejo y configuración. El sistema contara con una red LAN redundante.
- Sistema de alimentación de respaldo (UPS) para el SCADA de 10 KVA con una autonomía de (1) una hora, se tomo este tiempo de duración debido a que el sistema no sobrepasaría ese periodo de tiempo sin energía.
- (2) impresora láser en blanco y negro para impresiones con los registros de históricos y/o base de datos del sistema SCADA.
- Impresora láser a color para oscilografías o tendencias de despliegues de unifilares.

- Un (1) subsistema estándar de Tiempo y Frecuencia GPS para la sincronización de los equipos del sistema SCADA.
- La interfaz grafica de usuario (GUI) será full-graphic.
- Las consolas de operación y las consolas de uso general son PCs cada uno equipados con dos monitores.
- La conexión entre los dos “switches” asociados a cada LAN, se hará con conexiones de velocidades de al menos 100 Mbps, y todo el cableado debe estar certificado para una comunicación de 1.000 Mbps.
- Dos (2) Firewall (Hardware, Software) para interfaz del SCADA con la red corporativa de PDVSA.
- Dos (2) consolas de operación (HMI) basadas en Estaciones de Trabajo (Work Stations) con tres (3) monitores cada una de tecnología LCD, de 20 “ (UI Client).
- Una (1) consola de ingeniería (HMI) basada en Estacion de Trabajo (Work Station) con tres (3) monitores cada una de tecnología LCD, de 20 “ (UI Client).
- Las consolas de operación e ingeniería estarán basadas en el sistema operativo Windows XP.
- Sistema de Manejo de Bases de Datos Relacional (RDBMS) con interfaces abiertas SQL.

- Uso de tecnologías de sistemas tipo “cluster” para alta disponibilidad y redundancia.
- Los servidores del sistema SCADA son redundantes y en configuración hot stand by.
- El software del sistema SCADA contara con una gama de protocolos de comunicación, tales como: ModBus RTU, TCP/IP, IEC 61850, DNP 3.0, K-bus, IEC 60870-5-104, ICCP, OPC, etc.

Se considerara para el enlace de fibra óptica la utilización de 2 hilos redundantes (2+2), en tal sentido tendrá 2 hilos en operación normal, uno para transmisión y otro recepción en ambos extremos respectivamente en modo halfduplex y 2 hilos en standby para ser utilizados como reemplazo inmediato ante cualquier falla del par de hilos que se encuentran en operación.

Es posible contar con el uso de convertidores de medios para un mejor rendimiento de la configuración serial a 32000 bps de transmisión de información a baja velocidad y de esta manera solucionar los problemas de adaptación a la red ethernet, la cual es una estándar a 10 Mbps.

Los requerimientos exigidos por los sistemas de protección y control en cuarto de operación (SCADA maestro) y tomando en consideración las normas técnicas de SCADA exigidas por la empresa PDVSA se tienen a continuación una serie de características elementales para el desarrollo de este sistema:

- Tiempo de operación máximo según cada proceso:

- ✓ Para señales analógicas de entrada en cuarto el tiempo de operación es menor a 1s para visualización en el HMI y como máximo valor según las normas de PDVSA de 1s.
- ✓ En cuanto a las situaciones de comunicación deben ser muy amplia variedad, estableciendo la temporización de sistemas de E/S en milisegundos. En cuanto a dispositivos como PLC's/RTU's responderán las solicitudes en un tiempo requerido para completar sus funciones programadas en un rango que va de 20 a 200ms.
- ✓ Cabe destacar que el tiempo de operación para situaciones de emergencia en caso de fallas en campo es de aproximadamente de 3 a 50 ms, fundamentalmente para los relés de protección ya que estos son los primeros en ver la falla y por lo tanto los primeros en actuar por eso la gran importancia y la rapidez de acción de comando de estos equipos que están desarrollados y con algoritmos esenciales en caso de contingencia para estados críticos del sistema eléctrico.
- ✓ El refrescamiento de las variables analógicas tales como: potencia activa (P), potencia reactiva (Q), frecuencia (F), voltaje (V), corriente (I) y factor de potencia (fp) que se visualiza en consola (HMI) conlleva un tiempo aproximado de alrededor de 4s, ya que de esta manera no afecta tanto a la ergonomía del operador, también de esta forma se puede apreciar mejor al ojo humano y para un respectivo análisis sobre cualquier informe.
- ✓ El tiempo de operación de las variables digitales de entrada en lo que respecta al estatus de equipos y/o interruptores (abierto/cerrado) de los circuitos del sistema eléctrico que se visualiza en el HMI es de 300 a 600 ms aproximadamente, estando dentro de los estándares de la empresa.

- ✓ El tiempo de operación para variables digitales de salida según las normas PDVSA debe cumplir con un margen no mayor de 1s. desde que el operador le da a una tecla en la consola para activar el comando hasta que se ejecuta. De acuerdo al criterio anterior, la ejecución de un comando desde la sala de control para abrir/cerrar un interruptor en campo es <1s.
  
- Ancho de banda:
  - ✓ El ancho de banda viene dado según los protocolos de comunicación a utilizar y según el medio de comunicación, de acuerdo a esto se requiere de un ancho de banda de 64 kbps tanto para el caso de los protocolos Modbus, DNP 3.0 y otros que tienen un rango según sistemas de protección y comunicación a utilizar de 9600 bps a 64 kbps, sin embargo algunos poseen criterios de velocidades de transferencia un poco mas elevadas que 64 kbps (dependen del protocolo de comunicación y el sistema de protección), pero igual son tasas de transferencia a baja velocidad. No obstante el ancho de banda completo es de 10 Mbps y pudiéndose extender hasta 100Mbps a través de la red ethernet.
  - ✓ Para señales analógicas y digitales el ancho de banda va desde 19200 bps a 64 kbps dependiendo del protocolo de comunicación a utilizar.
  
- Tiempo de respuesta:
  - ✓ El tiempo de respuesta debe estar asociado a los retardos en la red, por las unidades de procesamiento y servidores que en este caso poseen un tiempo de respuesta de unos pocos milisegundos. Por tanto el tiempo de respuesta no sobrepasa el segundo.

- La confiabilidad y disponibilidad de la red es de aproximadamente 99% debido a la redundancia del sistema tanto en hardware como en comunicaciones y topología. Debido a la configuración redundante de la plataforma la disponibilidad del sistema deberá poseer una tasa de error que no supere valores de BER:  $10E-6$ , aunque en la práctica puedan lograrse valores de BER:  $10E-10$ , lo cual indica un sistema de alta calidad.
- La configuración de la plataforma de comunicación es de topología híbrida: topología física en estrella y topología lógica en bus. El enlace de comunicación RPLC-JOSE por fibra óptica es de punto a punto. La topología de la subestación A-RPLC es anillo en estrella y la topología de la subestación TAEJ-JOSE es bus en estrella.

#### **4.2. Medio físico**

El cableado para realizar las conexiones dispositivo-servidor será de dos tipos; esto se hace con la finalidad de ahorrar costos y ofrecer mayor versatilidad.

El medio físico debe ser lo suficientemente robusto como para que no se pierda o exista un número despreciable de fallas en ese medio o canal de comunicaciones. Por lo cual se usará en distancias cortas el cable de cobre y para distancias más grandes el cable de fibra óptica, este último estará destinado para comunicaciones futuras entre las localidades de JOSE-RPLC, así como también ofrecerá una redundancia y mejor desempeño en la red de comunicación de la empresa.

#### **4.2.1. Cable de par trenzado (cobre)**

Su papel en la conexión física de redes de datos, es la comunicación de información desde los dispositivos que se encargan de enviarla (relés, servidor de terminal), este hará la conexión entre dispositivos de protección, de relés de protección hacia concentradores de procesamiento de datos y también se utilizara para la red LAN entre servidores y/o estaciones de trabajo. Este medio de comunicación se utilizara en los niveles 1 y 2 de los niveles jerárquicos de los sistemas de automatización de subestaciones, por consiguiente habrán otros instrumentos que se ocuparán de adaptar el otro medio físico con que se transmitirá los parámetros a supervisar en el nivel mas alto (Centro de Control).

Una de las principales ventajas es su costo e instalación, lo que permite un alto nivel de uso para este tipo de procesos industriales; aunque posee una gran desventaja, como lo es una distancia de transmisión muy corta.

Este es el medio físico de comunicación más antiguo y utilizado para envío-recepción de datos; cuyo ancho de banda depende del calibre del hilo de cobre. El nivel de fiabilidad para conexiones pequeñas en una LAN es alto.

#### **4.2.2. Cable de fibra óptica**

Definitivamente es la mejor alternativa para establecer un sistema de comunicación a largas distancias; dejando atrás a los cables de hilos de cobre en lo que a rendimiento se refiere. Con una tasa promedio entre 140 y 160Kg/Km del peso del cable según la norma G.652 es el nexa perfecto entre los instrumentos de concentración de señales que se encuentran ubicados a cientos de metros de distancia. La fibra óptica es el medio para la conexión desde RPLC hasta JOSE. La decisión de

colocar este medio de comunicación fue darle redundancia a la red de comunicación del sistema, y con el objetivo de controlar y supervisar las señales analógicas y digitales de las subestaciones eléctricas principales a través del SCADA central, y así poder brindar un servicio eléctrico óptimo ante cualquier situación de alarma.

Otro punto es el precio, el cual es nada económico tanto en los equipos como en la instalación; pero garantizan una comunicación altamente eficaz que es la más óptima en el momento de desarrollar este tipo de proyectos en zonas de procesos industriales.

### **4.3. Variables a supervisar**

El sistema tiene como objetivo principal observar el comportamiento en todo momento de las siguientes variables:

#### **4.3.1. Variables analógicas**

Se busca tener a mano los valores en estado actual de los principales parámetros que pueden afectar el comportamiento de los circuitos de distribución. Principalmente, las que poseen mayor relevancia en dichos aspectos son:

- Voltaje (KV): niveles de tensión regulados de acuerdo a la característica de la subestación eléctrica.
- Corriente (A): niveles de corriente establecidos y mantenibles de acuerdo a las especificaciones de la subestación eléctrica.

- Potencia activa (MW), potencia reactiva (MVAR).
- Frecuencia (Hz).
- Factor de potencia (f.p.).
- Energía (KWh).

Solo los niveles de corriente y de tensión son medidos directamente por los relés de protección a través de su conexión directa con los patio de celda, en cambio los valores de potencia activa (MW), potencia reactiva (MVAR), la frecuencia (Hz) y factor de potencia (f.p.) son calculados por medio de algoritmos internos del relé de protección y por consiguiente mostrados al operador para su respectiva supervisión.

#### **4.3.2. Variables Digitales**

Estas variables determinan el estado de cada uno de los relés que supervisan los circuitos, haciendo hincapié en lo que respecta a su status (abierto/cerrado) y coordinado los comandos que permiten su apertura y cierre; proporcionándole al usuario la opción de personalizar el acceso mediante una clave y evitando que así otros no puedan visualizar dicho comportamiento. Se debe realizar un proceso de confirmación de la clave insertada por prevención y seguridad al sistema. De tal manera, dicha señales son:

- Apertura y cierre del interruptor por comando (local/remoto).
- Selector (local/remoto).

- Apertura del interruptor por la activación de la función de protecciones.
- Estado del interruptor (abierto/cerrado/posición).
- Estado de los seccionadores de tierra y línea.
- Señales de protección del transformador (gases, temperatura, etc).
- Estado del Relé (encendido/ apagado/falla).
- Estatus de los equipos de comunicación y de adquisición y control de datos (tarjetas de información, etc).
- Entre otros.

#### **4.4. Protocolos de comunicación**

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas que permiten la transferencia e intercambio de datos entre los distintos dispositivos que conforman una red.

También llamado protocolo de red es el conjunto de reglas que especifican el intercambio de datos u órdenes durante la comunicación entre las entidades que forman parte de una red.

En informática y telecomunicaciones, un protocolo es una convención, o estándar, o acuerdo entre partes que regula la conexión, la comunicación y la

transferencia de datos entre dos sistemas. En su forma más simple, un protocolo se puede definir como las reglas que gobiernan la semántica (significado de lo que se comunica), la sintaxis (forma en que se expresa) y la sincronización (quién y cuándo transmite) de la comunicación.

Los protocolos pueden estar implementados bien en hardware (tarjetas de red), software (drivers), o una combinación de ambos.

Los siguientes protocolos de comunicación son exclusivamente los que utilizan los equipos instalados en nuestras Subestaciones Eléctricas.

#### **4.4.1. Modbus TCP/IP**

Modbus TCP/IP es un protocolo de comunicación diseñado para permitir a equipos industriales tales como Controladores Lógicos Programables (PLCs), computadores, motores, sensores, y otros tipos de dispositivos físicos de entrada/salida comunicarse sobre una red. Modbus TCP/IP fue introducido por Schneider Automation como una variante de la familia MODBUS ampliamente usada, los protocolos de comunicación simples y abiertos, destinados para la supervisión y el control de equipo de automatización. Específicamente, el protocolo cubre el uso de mensajes MODBUS en un entorno Intranet o Internet usando los protocolos TCP/IP.

La especificación Modbus TCP/IP define un estándar interoperable en el campo de la automatización industrial, el cual es simple de implementar para cualquier dispositivo que soporta sockets TCP/IP.

MODBUS es un protocolo de comunicación sin estado, es decir, cada solicitud del maestro es tratada independientemente por el esclavo y es considerada una nueva solicitud no relacionada a las anteriores, de esta forma haciendo a las transacciones de datos altamente resistentes a rupturas debido a ruido y además requiriendo mínima información de recuperación para ser mantenida la transacción en cualquiera de los dos terminales.

Las operaciones de programación de otro lado, esperan una comunicación orientada a la conexión, es decir, las máquinas de origen y de destino establecen un canal de comunicaciones antes de transferir datos. Este tipo de operaciones son implementadas de diferentes maneras por las diversas variantes de Modbus (Modbus RTU, Modbus ASCII, Modbus PLUS).

Modbus TCP maneja ambas situaciones. Una conexión es inicialmente establecida en esta capa de protocolo (nivel de aplicación), y esa conexión única puede llevar múltiples transacciones independientes.

En adición, TCP permite establecer un gran número de conexiones concurrentes, de este modo el cliente (maestro) puede ya sea re-usar una conexión previamente establecida o crear una nueva, en el momento de realizar una transacción de datos. Las principales características del protocolo de comunicación Modbus son:

- Control de acceso al medio tipo Maestro/Esclavo.
- El protocolo especifica: formato de trama, secuencias y control de errores.
- Existen dos variantes en el formato: **ASCII** y **RTU**.

- Sólo especifica la capa de enlace del modelo ISO/OSI.
- A cada esclavo se le asigna una dirección fija y única en el rango de 1 a 247.
- La dirección 0 esta reservada para mensajes de difusión sin respuesta.

#### **4.4.1.1. Ventajas del protocolo modbus TCP**

- Es escalable en complejidad. Un dispositivo el cual tiene solo un propósito simple necesita solo implementar uno o dos tipos de mensaje.
- Es simple para administrar y expandir. No se requiere usar herramientas de configuración complejas cuando se añade una nueva estación a una red Modbus TCP.
- No es necesario equipo o software propietario de algún vendedor. Cualquier sistema computador o microprocesador con una pila de protocolos TCP/IP puede usar Modbus TCP.
- Puede ser usado para comunicar con una gran base instalada de dispositivos MODBUS, usando productos de conversión los cuales no requieren configuración. Es de muy alto desempeño, limitado típicamente por la capacidad del sistema operativo del computador para comunicarse. Altas tasas de transmisión son fáciles de lograr sobre una estación única, y cualquier red puede ser construida para lograr tiempos de respuesta garantizados en el rango de milisegundos.

#### **4.4.1.2. Estructura del protocolo**

##### **4.4.1.2.1. Medio físico**

El medio físico de conexión puede ser un bus semidúplex (( half duplex) (RS-485 o fibra óptica)), o dúplex (( full duplex) ( RS-422, BC 0-20mA o fibra óptica)).

La comunicación es asíncrona y las velocidades de transmisión previstas van desde los 75 baudios a 19.200 baudios. La máxima distancia entre estaciones depende del nivel físico, pudiendo alcanzar hasta 1200 m sin repetidores.

##### **4.4.1.2.2. Acceso al medio**

La estructura lógica es del tipo maestro-esclavo, con acceso al medio controlado por el maestro. El número máximo de estaciones previsto es de 63 esclavos más una estación maestra.

Los intercambios de mensajes pueden ser de dos tipos:

- Intercambios punto a punto: Estos comportan siempre dos mensajes: una demanda del maestro y una respuesta del esclavo ((puede ser simplemente un reconocimiento («acknowledge»)).
- Mensajes difundidos: Estos consisten en una comunicación unidireccional del maestro a todos los esclavos. Este tipo de mensajes no tiene respuesta por parte de los esclavos y se suelen emplear para mandar datos comunes de configuración, reset, etc.

A continuación se describe la forma general de encapsulación de una solicitud o respuesta MODBUS cuando es llevada sobre una red Modbus TCP. Es importante anotar que la estructura del cuerpo de la solicitud y respuesta, desde el código de función hasta el fin de la porción de datos, tiene exactamente la misma disposición y significado como en las otras variantes MODBUS, tal como:

- MODBUS serial codificación ASCII.
- MODBUS serial codificación RTU.
- MODBUS PLUS.

Todas las solicitudes son enviadas vía TCP sobre un puerto registrado. Las solicitudes normalmente son enviadas en forma half-duplex sobre una conexión dada. Es decir, no hay beneficio en enviar solicitudes adicionales sobre una única conexión mientras una respuesta está pendiente. Sin embargo, los dispositivos con conexiones TCP son enviadas al mismo destino.

El campo dirección esclavo de MODBUS es reemplazado por un byte identificador de unidad el cual puede ser usado para comunicar a través de dispositivos tales como puentes y gateways, los cuales usan una dirección IP única para soportar múltiples unidades terminales independientes.

#### **4.4.1.2.3. Nivel de aplicación**

En el ámbito general de buses de campo, el nivel de aplicación de MODBUS no está cubierto por un software estándar, sino que cada fabricante suele suministrar programas para controlar su propia red. No obstante, el nivel de concreción en la

definición de las funciones permite al usuario la confección de software propio para gestionar cualquier red, incluso con productos de distintos fabricantes. En la tabla 4.1 se muestra la ficha técnica de ModBus.

**Tabla 4.1. Ficha técnica de ModBus**

Característica	Valor
Tasa de Transferencia	9.6 Kbps o 19.2 Kbps
Distancia máx. entre nodos	1000 metros (4 hilos de AWG #24)
	600 metros (UTP-5)
Conectores	RJ-45, D-Shell 9-pin, RS232 o RS485
Medio de Transmisión	AWG 24 o mas grueso STP-5
Hilos conductores	1 par o 2 pares
Tamaño del mensaje	Minimo 4 octetos
Modelo de Comunicación	Maestro/esclavo
Tipos de mensajes	Uno a uno
	Uno a todos (Broadcast)
Nº máx. de dispositivos	32/nodo sin repetidor
Tipos de Dispositivos	Dispositivos I/O, controladores programables
Topología	Bus

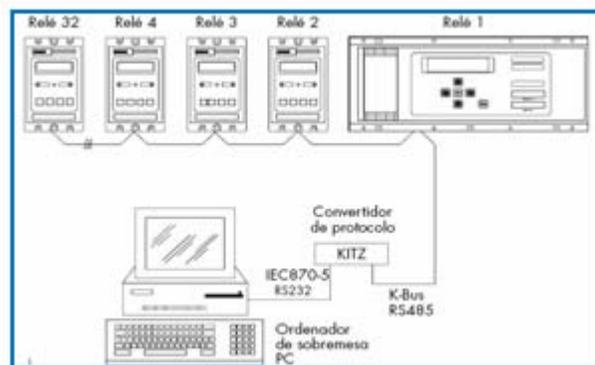
#### 4.4.2. Courier/Kbus

“Courier” es el protocolo de comunicaciones utilizado con los relés de la serie K. El lenguaje Courier ha sido específicamente diseñado con el propósito de desarrollar programas genéricos de PC que, sin modificación alguna, comunicarían con cualquier equipo a través del lenguaje Courier, así como también, este lenguaje

de comunicación Courier es desarrollado para proporcionar control, monitorización, extracción de datos y cambio de ajustes sobre equipos alejados (principalmente relés de protección) en el entorno de subestaciones. En el sistema Courier, toda la información reside en el relé. Cada vez que se establece comunicación con el relé, la información requerida se envía al PC. El protocolo incluye extensas rutinas de comprobación de errores que aseguran que el sistema permanece fiable y seguro.

Las comunicaciones del relé se pueden realizar a través de un par de cables trenzado y apantallado conocido como K-Bus. Pudiéndose conectar hasta 32 equipos al mismo bus. El K-Bus se puede conectar a través de un convertidor de protocolo Kitz, bien directamente o bien a través de un módem, al puerto RS-232 de un PC. El K-Bus está basado en el protocolo RS-485 y a una velocidad de 64 kbits/s, el cual es utilizado para conectar equipos compatibles con el protocolo Courier y transferir datos bajo formato Courier.

Este sistema permite acceder hasta a un máximo de 32 relés a través de un puerto de comunicaciones RS-232 (figura 4.1.)



**Figura 4.1. Conexión de una red K-bus.**

El protocolo Courier esta basado en el sistema maestro esclavo. Por ejemplo, en el caso del sistema PSCN3020, el Bay Computer es el maestro y los relés son los esclavos.

#### **4.4.3. DNP 3.0**

El protocolo DNP (Distributed Network Protocol), originalmente desarrollado por Westronic Inc. en 1990, actualmente GE Energy Services, documentado y puesto al público en 1993, es un protocolo basado en los estándares de comunicación IEC 870-5 diseñado para la industria en aplicaciones de telecontrol, especialmente enfocado hacia el sector eléctrico por la precisión y calidad de la información que transporta.

Es un protocolo de comunicaciones abierto y no propietario diseñado basándose en un modelo que incluye tres de las capas del modelo OSI (Open Systems Interconnections), denominado EPA (Enhanced Performance Architecture): Capa de Aplicación, Capa de Enlace de Datos y Capa Física.

El DNP 3.0 es muy eficiente por ser un protocolo de capas, mientras que asegura alta integridad de datos. Es adecuado para aplicaciones en el ambiente SCADA completo: RTU-IED, Maestra-Remota, punto-punto y aplicaciones de red.

##### **4.4.3.1. Características del DNP 3.0**

- Pueden existir más de 65000 dispositivos con direcciones diferentes en un mismo enlace.

- Permite mensajes en “Broadcast”.
- Confirmaciones al nivel de la Capa de Enlace y/o Capa de Aplicación garantizando así alta integridad en la información.
- Solicitudes y respuestas con múltiples tipos de datos en un solo mensaje, y permite objetos definidos por el usuario incluyendo la transferencia de archivos.
- Segmentación de los mensajes en múltiples tramas para garantizar una excelente detección de errores y recuperación de tramas con errores.
- Puede incluir solo datos que hallan cambiado en el mensaje de respuesta (reporte por excepción).
- Asigna prioridades a un grupo de datos (clases), y los solicita periódicamente basándose en las mismas.
- Los dispositivos esclavos pueden enviar respuestas sin solicitud (respuestas no solicitadas).
- Soporta sincronización temporal con un formato de tiempo estándar.

#### **4.4.3.2. Respuestas no solicitadas**

Esta es una capacidad que tiene el protocolo DNP 3.0, que permite a los dispositivos esclavos respondan a los maestros sin que éstos los interroguen. Por lo general se usa esta característica para que los dispositivos esclavos reporten los

eventos ya sean las alarmas, secuencia de eventos y/o cambios en las mediciones sin necesidad de preguntar por ellos.

El criterio para que un dispositivo esclavo reporte respuestas no solicitadas se basa en dos parámetros, configurables en todo dispositivo que se comunique en DNP 3.0 y que soporte esta propiedad:

**Hold Count:** este parámetro configura un número determinado de eventos o cambios que tienen que ocurrir para que el dispositivo tome la decisión de enviar una respuesta no solicitada reportando dichos eventos.

**Hold Time:** este parámetro configura el tiempo máximo que debe pasar hasta que el dispositivo envíe una Respuesta no Solicitada. Con este parámetro se evita el caso en que ocurran eventos en el dispositivo pero que no superen en número al Hold Count, entonces el dispositivo espera el Hold Time para enviar los eventos que tiene almacenado.

#### **4.4.4. IEC 61850**

El protocolo IEC 61850 es la estandarización de la industria eléctrica para la normalización de las comunicaciones entre dispositivos de subestaciones de diversos fabricantes.

El IEC 61850 provee interoperabilidad entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) para las aplicaciones de protecciones, monitoreo, medición, control y automatización en las subestaciones. Este protocolo utiliza modelos orientados a objetos para la descripción de los dispositivos y su funcionalidad y la selección de la tecnología de comunicaciones está

basada en las especificaciones de usuario, lo cual constituye una las características más robustas del IEC 61850.

La norma IEC 61850 (Communication Networks and Systems in Substations) ofrece soluciones a los requerimientos de los sistemas de automatización de los sistemas de potencia, en la medida que permite integrar en una sola red y protocolo, los distintos niveles de la subestación (nivel de proceso, nivel de campo, nivel de estación) y permite la integración de forma estándar de equipos de diferentes fabricantes, reduciendo la necesidad de utilizar convertidores de protocolo. Adicionalmente cumple con los requerimientos de flexibilidad ya que bajo la norma permite implementar nuevas funciones que hasta la fecha no hayan sido desarrolladas y permite incorporar actualizaciones tecnológicas en el área de las comunicaciones.

## **CAPÍTULO V**

### **DISEÑO DE LA ARQUITECTURA DE LA PLATAFORMA DE COMUNICACIÓN**

Este diseño se basa primordialmente en un sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA), ya que las señales a centralizar para la supervisión y control de subestaciones eléctricas se comandaran desde una estación maestra o centro de control, a través del sistema de control SCADA. La finalidad de esta propuesta es crear un Centro de Operación en el Complejo Petroquímico Petrolero General José Antonio Anzoátegui con el fin de incrementar la confiabilidad, disponibilidad, seguridad y mantenimiento del sistema eléctrico tanto en JOSE como en la RPLC, y de esta forma el proceso de producción aguas abajo de la empresa PDVSA sea mas exitoso y confiable.

En tal sentido se reestructurara el diseño de la subestación eléctrica A en cuanto al diagrama de la arquitectura del sistema de control al igual que a la subestación eléctrica TAEJ.

A nivel de proceso, es decir, en cuanto a los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) o relés de protección, no se recomendaran nuevos dispositivos, ya que en su mayoría son de ultima generación, y por supuesto se trabajara con lo que ya existe en las subestaciones eléctricas siempre y cuando los equipos estén en optimas condiciones.

Se hace énfasis en la propuesta en los equipo de recolección de información o dispositivos de adquisición y control de datos a nivel de subestación. Así como también a nivel superior que es la parte fundamental de la plataforma de comunicación, en donde se encuentra el sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA), el cual proveerá al usuario u operador y supervisor visualizar y controlar variables tanto digitales como analógicas, tales como: accionar o desconectar un equipo, abrir o cerrar un interruptor; utilizando un HMI todos los diagramas unifilares de las subestaciones eléctricas supervisadas y el respectivo estado de cada una de ellas.

### **5.1. Propuesta de centralización de las operaciones automatizadas**

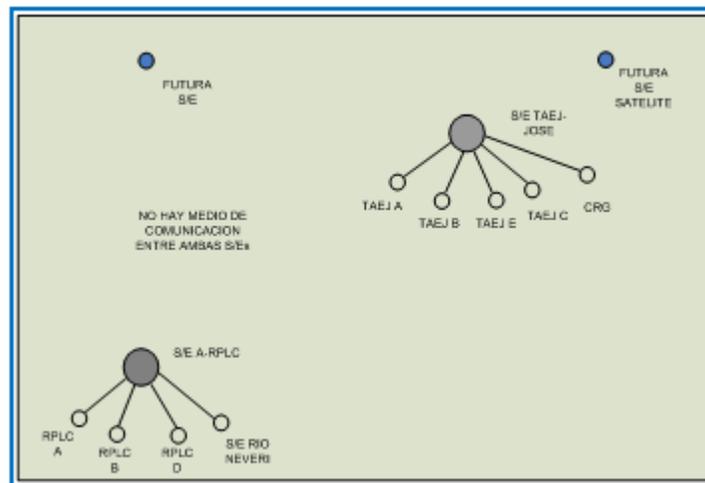
La factibilidad de un proyecto viene dada por la relación entre el aspecto económico, técnico, operativo, psicosocial y las razones que el investigador posea para considerar que el mismo se pueda llevar a cabo.

El estudio de la factibilidad evalúa tanto los beneficios y riesgos inherentes al desarrollo y a la aplicación del proyecto propuesto.

En base a lo anterior, y considerando la necesidad de originar proyectos que sean generadores de ingresos o ahorros, y la importancia de elaborar propuestas integradas y con alta probabilidad de aprobación, se procedió a recopilar datos cualitativos y cuantitativos de la propuesta de centralización de las operaciones de supervisión y control de las subestaciones eléctricas del Complejo Refinador Oriente. En la figura 5.1 muestra el antes de la centralización y en la figura 5.2 muestra el esquema de la centralización de las operaciones.

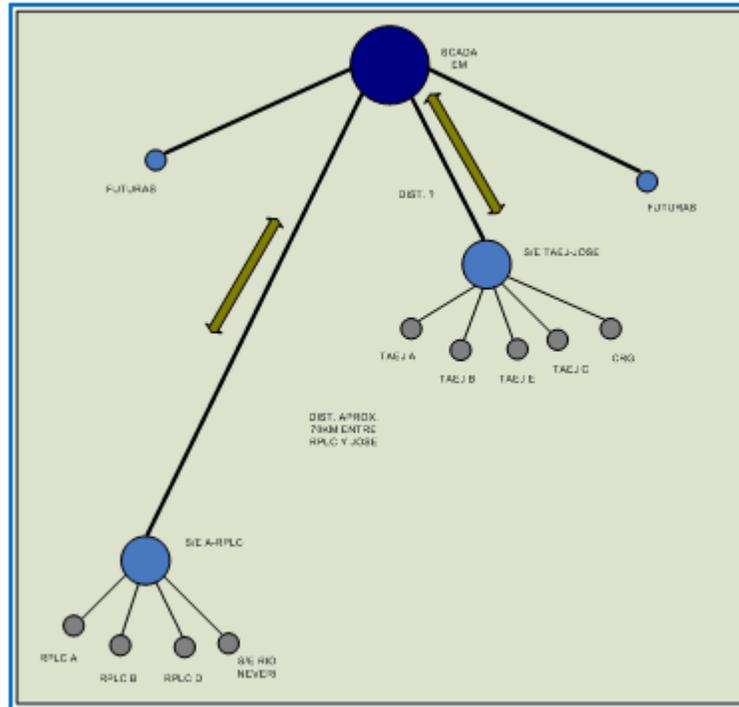
## 5.2. Factor distancia

Un hecho muy importante y que tiene gran cantidad de influencia en la elaboración de un sistema de control y supervisión; es la distancia donde están ubicados los dispositivos que emiten las señales que se van a supervisar. Por lo tanto el centro de control donde estará ubicado el SCADA maestro se encuentra cerca de la subestación TAEJ en el Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui, lo que no traería problemas ya que el bunker a instalar estaría cerca de la subestación utilizándose como medio de comunicación cable de par trenzado para redes LAN y como dispositivo de comunicación un switch.



**Figura 5.1. Esquema antes de la centralización. Fuente propia**

En lo que respecta a la S/E A el caso tiende a ser aún más delicado, ya que por tantos kilómetros, éste está en condiciones menos favorables que la S/E TAEJ. Según la distancia entre las localidades se utilizaría un cable de fibra óptica del tipo monomodo según la norma internacional G.652 el cual especifica que se puede transmitir información de parámetros a un sistema de supervisión a distancias de tal magnitud.



**Figura 5.2. Esquema de centralización hacia el centro de operaciones. Fuente propia**

En lo que respecta a la S/E A el caso tiende a ser aún más delicado, ya que por tantos kilómetros, éste está en condiciones menos favorables que la S/E TAEJ. Según la distancia entre las localidades se utilizaría un cable de fibra óptica del tipo monomodo según la norma internacional G.652 el cual especifica que se puede transmitir información de parámetros a un sistema de supervisión a distancias de tal magnitud.

### 5.3. Factor comunicación

Este aspecto tiende a depender en casi su totalidad del ya mencionado factor distancia, debido a que resulta mucho más difícil comunicar dispositivos a medida que éstos se encuentren más lejos. Sin embargo los dispositivos de comunicación a utilizar para la propuesta y que están relacionados directamente con el medio físico para el enlace de comunicación son los llamados switches ethernet y el gateway el cual actuara como traductor de protocolos para el envío de señales desde RPLC a JOSE.

Es conveniente mencionar que hay otros elementos claves en el proceso de comunicación; como son la reciprocidad del sistema, la cual permite que tanto los dispositivos como el servidor se comuniquen mutuamente, estableciendo un vínculo de manera constante, tal reciprocidad se ve asegurada debido a los dispositivos de ultima generación que se utilizaran para que la sinergia del sistema sea la mas optima, desde el nivel 1 (nivel de proceso) hasta el nivel 3 (centro de control). También esta el grupo o cantidad de elementos a monitorear, en el caso de esta propuesta el objetivo fundamental es mantener el sistema eléctrico confiable y seguro para el buen funcionamiento de los procesos productivos de la empresa, es aquí donde entran en juego los relés de protección, mediante estos se asegurara la supervisión y control de las variables analógicas y digitales (corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, factor de potencia, energía, acciones de mando y comandos de apertura y cierre de dispositivos) en tiempo real del sistema eléctrico. Cabe mencionar que la disponibilidad del espacio físico de JOSE es un aspecto que tiene que estar presente en la planificación de un sistema como éste, el cual no hay problemas debido a la gran cantidad espacio todavía existente en este Complejo.

#### **5.4. Supervisión y adquisición de datos**

Como núcleo del sistema, se dispondrá de la utilización de un sistema de control supervisorio y de adquisición de datos SCADA el cual posee una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre computadores en la supervisión y control de circuitos eléctricos, relés de protección, servidores, recolectores de información, unidades de procesamiento central que proporcione comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y que controle el proceso de forma automática desde la pantalla del computador (HMI). Además, provee información por orden de desempeño, tanto para operadores, como para supervisores los cuales estos últimos dispondrán de contraseñas para la configuración del software del sistema de supervisión y control.

En este tipo de sistemas usualmente existe un ordenador (Servidor de Terminal), que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos. Los programas necesarios, y en su caso el hardware adicional que se necesite, se denomina en general sistema SCADA.

#### **5.5. Posibilidad de expansión**

Se espera que luego de implantar el nuevo SCADA maestro en las localidades de JOSE; También se lleven a cabo en otros grupos de subestaciones, centros de control de motores (CCM), y otros circuitos que permitan expandir una red supervisoría que facilite el funcionamiento y operaciones de toda la red eléctrica que

forma parte de JOSE, RPLC y sus adyacencias. A medida que se expanda el sistema, hay un mayor control sobre los componentes que le suministran electricidad a todas las plantas de procesos, oficinas, y Edificios Sedes; lo que trae como consecuencia, una mejora muy considerable de calidad de servicio y un adelanto en lo que a tecnología se refiere.

El término expansión es también considerado para aumentar el número de servidores que puedan observar el sistema que originalmente se está realizando; tal es el caso de los usuarios que están bajo la responsabilidad de supervisar todo lo relacionado con generación, distribución y transmisión de electricidad en la RPLC y JOSE (Supervisores, Superintendentes, entre otros). Esta herramienta facilitaría el trabajo, debido al número de personas que podían visualizar el estado de las variables en un tiempo determinado y permitiría evitar el escape de algún reporte o falla que no sea detectado por el operador en el Bunker (sitio donde se encontrara el sistema de control supervisorio y adquisición de datos) que es donde originalmente se logrará visualizar el sistema SCADA. Para que esto logre materializarse es necesario que el sistema sea compatible con un protocolo que es utilizado en la empresa el cual permite la expansión de interfaces por parte de una red supervisora.

## **5.6. Conmutadores**

La utilización de los mismos es necesaria para evitar el exceso de cableado, simplificando el tendido de los mismos, disminuyendo costos, y ofreciendo la ventaja de servir como puente en el envío de datos, logrando almacenar la información transmitida por cada grupo de dispositivos y enviándola a la estación maestra. La

cantidad de dispositivos que pueden conectarse a los conmutadores es variable; dependiendo de la capacidad del mismo y la configuración del sistema.

## **5.7. Funciones principales del nuevo SCADA**

El sistema de supervisión de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) debe permitir la realización de las siguientes funciones:

- Control remoto de los distintos elementos eléctricos primarios de la subestación (interruptores, seccionadores, etc.) desde Unidades Terminales Maestras (UTM) situadas en centros alejados de la subestación.
- Control y supervisión integral de la subestación desde la caseta principal de control situada en la propia subestación.
- Control y supervisión local de las posiciones (bahías) asociadas desde cada caseta distribuida de control, que serán casetas situadas en la subestación.
- Formación y manejo de archivos de datos: históricos y de tendencias, secuencias de eventos y maniobras.
- Supervisión y visualización de: diagrama unificar de la subestación, información sobre el flujo de carga, tensión y frecuencia en tiempo real, alarmas y lista de eventos y alarmas.

### **5.7.1. Modos de funcionamiento**

El sistema SCADA debe poder funcionar en tres modos o estados distintos:

- Remoto: en este modo de funcionamiento el sistema puede ser operado desde los controles remotos (UTM's).
- Local: en este modo de funcionamiento no se pueden ejecutar órdenes desde las UTM's, el control se lleva a cabo únicamente mediante la caseta de control principal, las casetas distribuidas de control de las distintas posiciones y los automatismos de los MCAD's (Módulos de Control y Adquisición de Datos) de los que hablaré más adelante.
- Prueba: este modo se emplea para comprobar el correcto funcionamiento de los automatismos de los MCAD's, por lo que en el modo de prueba quedan deshabilitadas las órdenes de control desde las UTM's y desde las casetas de control de la propia subestación.

## 5.8. Niveles y configuración de un sistema de automatización de subestaciones

La arquitectura lógica de un sistema de automatización está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control, en tal sentido el sistema de protección, control y medida divide a la subestación en 4 niveles distintos:

- **Nivel 0 ó Nivel de la paramenta eléctrica:** En este nivel se encuentra la paramenta eléctrica de la subestación, es decir: interruptores, seccionadores, transformadores de medida y protección, etc.
- **Nivel 1 ó Nivel de los terminales de protección, control y medida:** Éste es el nivel correspondiente de los DEI's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), que están conectados directamente a los elementos eléctricos primarios o paramenta eléctrica y

serán: los relés, los registradores de disturbios y los medidores multifunción (MM). Además, en este nivel se encuentran también los MCAD's (Módulos de Control y Adquisición de Datos), que son los dispositivos electrónicos que permiten la comunicación entre los DEI's de este nivel y los niveles superiores.

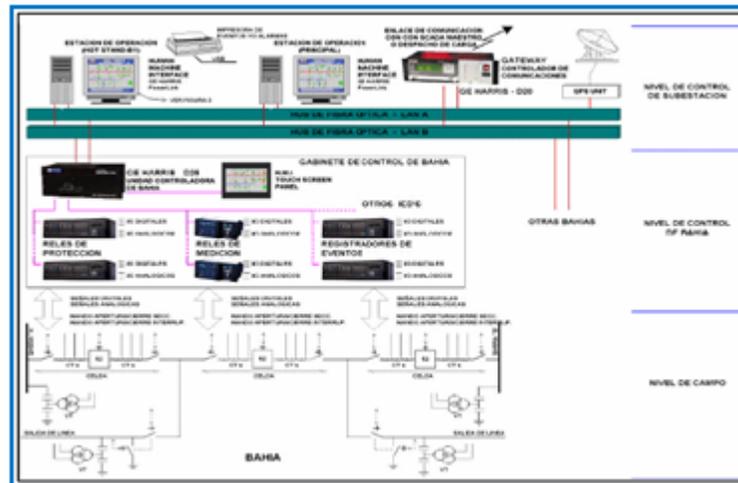
- **Nivel 2 ó Nivel de la subestación: En este nivel se sitúan:**

- ✓ La CCL (Consola de Control Local), desde la cual se puede llevar a cabo el control íntegro de la subestación.
- ✓ La CI (Consola de Ingeniería), que desempeñará las mismas funciones que la CCL, pero a diferencia de la anterior, que está situada en un gabinete vertical en la sala de tableros de la caseta principal de control, la CI se sitúa en un estudio ergonómico dentro de la sala de despachos en la misma caseta de principal de control.
- ✓ Servidores SCADA, que permitirán la comunicación con los centros de control del nivel 3.

Las comunicaciones en este nivel se harán mediante fibra óptica o cable de cobre (comúnmente utilizado en topologías tipo bus). La red de comunicaciones es redundante.

La arquitectura típica esta integrada básicamente por las estaciones de operación, nodos, cables de fibra óptica y receptor de sistema de posicionamiento global (GPS). Todo esto a través de interfaces hombre-maquina de alto nivel, utilizando un software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación configuradas en arreglo Hot-Stand-By (figura 5.2).

- **Nivel 3 ó Nivel de control remoto:** Este nivel se encuentra fuera de la subestación.



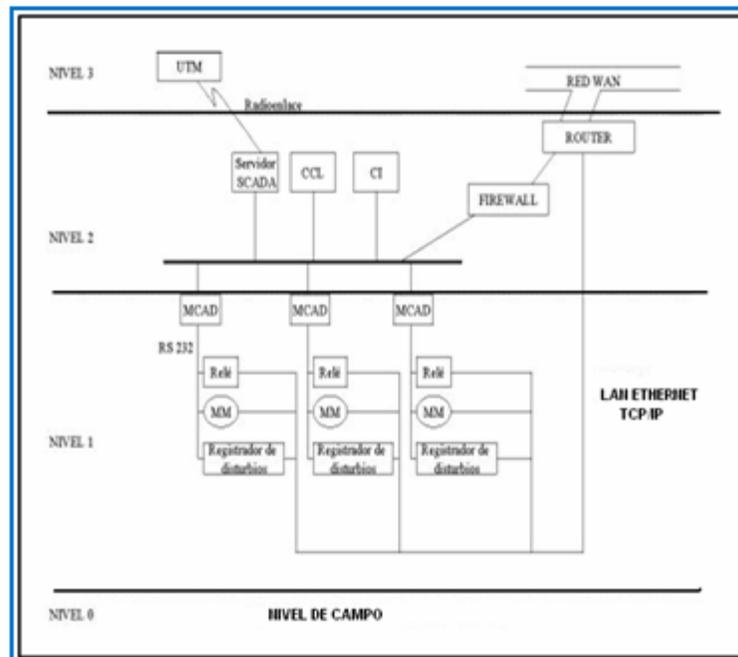
**Figura 5.2. Típica arquitectura de un sistema de control numérico.** <sup>[14]</sup>

En él se sitúan las CCR (Consolas de Control Remoto) o también llamadas UTM's (Unidades Terminales Maestras), que serán centros alejados de la subestación desde los cuales se puede controlar distintas subestaciones de transmisión. La comunicación desde el nivel de la subestación con estas UTM's se hará mediante los servidores SCADA.

Cada nivel tiene una jerarquía sobre el otro, siendo el nivel cero el mayor para el caso de control del equipo. Dependiendo del nivel de mando, se pueden presentar varios casos, en señalización éstos van desde: ninguna indicación disponible, tipo de indicación en el equipo (mecánica, tipo semáforo) a indicación en pantalla del estado del equipo. Para el caso de control éstos van desde: ningún tipo de control posible, control manual mecánico, control manual eléctrico y control asistido por pantalla.

Solo se describirán los niveles superiores referidos específicamente al Nivel 2 y 3, dichos niveles jerárquicos son los que se tomarán en consideración en el desarrollo de este proyecto, debido a las condiciones de emergencia que presenta la empresa en cuanto a sistemas de automatización de Subestaciones eléctricas.

Vistos ya los distintos niveles en los que se divide la subestación, se procederá a mostrar un ejemplo de la configuración de una de las Subestaciones eléctricas, es una configuración tipo bus como la mostrada a continuación en la figura 5.3.



**Figura 5.3. Configuración tipo Bus** <sup>[15]</sup>

### 5.8.1. Nivel 1: nivel de los terminales de protección, control y medida

Como ya se ha explicado en el punto anterior, en este nivel se sitúan los DEI's (relés y medidores multifunción) y los MCAD's. Tanto los DEI's como los MCAD's

están dispuestos en tableros integrados para equipos de protección, control y medida (TIEPCyM) dentro de casetas de control distribuidas. Éstas son casetas de control que están situadas cerca de los elementos eléctricos de las posiciones que controlan y protegen.

#### **5.8.1.1. MCAD's. Módulos de control y adquisición de datos**

En este apartado se explican las especificaciones acerca de los módulos de control y adquisición de datos (MCAD's). Las funciones principales que deben desempeñar los MCAD's son las siguientes:

- Adquisición de datos (estados, alarmas, mediciones) provenientes de los equipos eléctricos primarios.
- Interpretación y ejecución de comandos de control desde la CCL o desde el servidor SCADA provenientes de los centros de control remoto, así como desde los mímicos miniaturas situados en las casetas distribuidas.
- Adquisición de datos de los dispositivos electrónicos inteligentes del nivel 1.
- Supervisión de los automatismos locales (control de los cambiadores de derivación, servicios propios y otros).

##### **5.8.1.1.1. Estructura de los MCAD's**

A continuación se explica cómo es la estructura de los MCAD's. Los MCAD's cuentan con una CPU de uso industrial con: almacenamiento en memoria RAM, memoria no volátil para el soporte del sistema operativo, firmware y aplicaciones.

Además contarán con PLC's que les permitirán realizar funciones automáticas de protección y control con independencia del resto de la subestación. Estos PLC's son programables desde la consola de control local (CCL).

Otro elemento del que deben disponer estos dispositivos son los mímicos miniatura microprocesados, los cuales deben contar con el software necesario para realizar funciones de control y supervisión mínimas.

Por otra parte, los MCAD's deben permitir al usuario elegir el modo de funcionamiento en el que quiere que se encuentre el sistema. Para ello cuenta con un conmutador local - remoto - prueba.

Por último, otros elementos necesarios en estos dispositivos son: el convertidor analógico/digital, que permitirá la comunicación de las medidas llevadas a cabo por los medidores multifunción hacia niveles superiores del sistema, y la fuente de alimentación universal, que será independiente y autónoma.

Cada MCAD debe incluir puertos para canales serie RS232 y RS485 para la comunicación con los DEI's y puertos para canales en fibra óptica para la comunicación con los elementos de los niveles superiores. Deben ser compatibles con los protocolos: DNP 3.0 nivel 2, ModBus, Kbus/Courier, UCA 2, IEEE 802.3, entre otros.

#### **5.8.1.1.2. Dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's)**

Este apartado acerca de las características de los DEI's ya se explico en el Capitulo III de esta propuesta, es decir: relés de protección y medidores multifunción.

## **5.8.2. Nivel 2: nivel de la subestación**

En este apartado se explicarán el funcionamiento y características técnicas de los elementos que componen el nivel 2 del sistema de automatización, es decir: la consola de control local (CCL), la consola de ingeniería (CI), unidad ininterrumpible de potencia (UPS) y el equipo de prueba (simulador).

### **5.8.2.1. Consola de control local (CCL)**

Es un PC de tipo industrial situado en la sala de control de la subestación eléctrica que permite llevar a cabo el control íntegro de la subestación.

#### **5.8.2.1.1. Funciones**

Las funciones principales que desempeña la consola de control local son las siguientes:

- En primer lugar, adquisición de datos recogidos en el nivel 1 de la subestación (medidas de los medidores multifunción y estados de los relés) a través de los MCAD's. Las consolas de control local deben incluir los recursos de programación que permitan la instalación y ejecución de aplicaciones propietarias para acceso a toda la información de los relés de protección, medidores multifunción y PLC's de los MCAD's. Esta adquisición de datos puede llevarse a cabo: de manera cíclica en intervalos de tiempo seleccionables por el operario, activada por el operario en un instante determinado, o por una ocurrencia puntual de un evento.

- En segundo lugar, ejecución de órdenes de control sobre los dispositivos de campo de la subestación.

#### **5.8.2.1.2. Interfaz hombre-máquina**

El propósito de la interfaz hombre-máquina es dotar al personal de operación y técnico de medios gráficos para procesar rápida y fácilmente los datos requeridos del sistema y desarrollar, con seguridad, las operaciones necesarias de control supervisorio a nivel local.

El procesamiento de datos debe incluir los siguientes conceptos:

- Vigilancia de límites operativos.
- Vigilancia de la razón de cambio de variables históricas.
- Facilidad para procesar información de variables digitales y analógicas de la base de datos en tiempo real por medio de lenguajes de programación ANSI C o C++. Creación y actualización de variables calculadas en la base de datos en tiempo real generadas por los algoritmos programados en lenguaje de programación ANSI C o C++.

#### **5.8.2.1.3. Despliegue de alarmas (digitales y analógicas)**

Las alarmas deben ser presentadas en forma escrita en pantalla y audibles. Se deben incluir al menos dos niveles de configuración por el usuario, tanto de color como de sonido. Resumen histórico de alarmas de al menos 1000 eventos.

### **5.8.2.2. Consola de ingeniería (CI)**

Realiza las mismas funciones y se le exigen los mismos requisitos mínimos en cuanto a sus características técnicas que a las CCL. La diferencia reside en que la CI se ubica en un estudio ergonómico dentro de la sala de control.

### **5.8.2.3. Unidad ininterrumpible de potencia (UIP)**

La unidad ininterrumpible de potencia tiene como función alimentar el equipo que por sus funciones requiera de una alimentación continua, esto es consolas de operación local, impresoras, servidores, equipos de comunicación, entre otros. La UPS debe tener una regulación de tensión de  $\pm 1$  %, soportar una temperatura ambiente de -10 grados centígrados a 50 grados centígrados, incluir baterías libres de mantenimiento para soportar la carga requerida durante una hora. La UPS debe tener una capacidad mínimo de 50% más que la carga total conectada.

### **5.8.2.4. Equipo de prueba (simulador)**

Se debe exigir un equipo de prueba que permita la ejecución de las actividades de mantenimiento, configuración y diagnóstico de los diferentes componentes que conforman el Sistema.

El equipo de prueba debe ser del tipo portátil e incluir: software, licencias, estuche, manuales y módem de comunicación serial. Además, debe proporcionar las siguientes facilidades:

- Que permita probar funcionalmente el sistema simulando el centro de control.
- Que permita la personalización del sistema a través de la reprogramación de sus parámetros.
- Simular la totalidad de funciones.
- Monitorear el canal de comunicaciones para analizar el flujo de información en ambos sentidos.
- Programar y desarrollar las funciones de controlador lógico programable (PLC).
- El equipo de prueba debe permitir la personalización y simulación de la totalidad de las funciones del sistema.
- Durante las maniobras de mantenimiento en sitio, el equipo de prueba debe permitir la visualización del unifilar completo de la subestación desde cualquiera de las casetas distribuidas.
- Como complemento del equipo de prueba, se debe incluir el suministro de un juego de módems externos para la comunicación en el nivel superior.
- Tarjeta para conexión a red Lan Ethernet 802.3.

### **5.8.3. Nivel 3: nivel de control remoto**

La conexión con las UTM's, que serán los centros de operación de Transmisión desde los que se podrán controlar distintas subestaciones de transmisión de una zona

determinada, se hará a través de un servidor SCADA remoto. Este apartado se explicará en detalle más adelante en el Nuevo SCADA.

#### **5.8.3.1. Servidor SCADA**

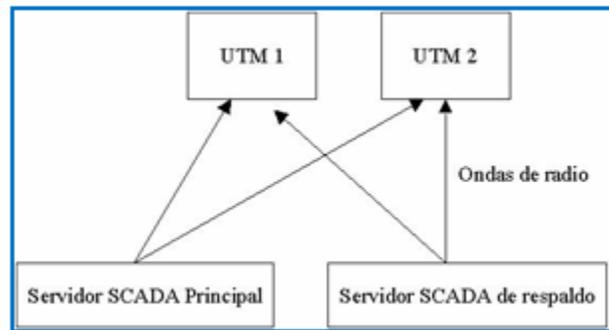
El servidor SCADA debe ser redundante, permitiendo la conexión con las UTM's a través de dos medios físicos distintos. Los medios típicos para dicha conexión serán: ondas de radio, vía satélite, fibra óptica y ondas portadoras.

Los protocolos con los que debe trabajar el servidor SCADA son los siguientes:

- a) Con el nivel superior: protocolo DNP 3.0.
  
- b) Con el nivel inferior: se utilizará el protocolo propuesto por el proveedor basado en estándares internacionales y de dominio público (DNP 3.0, ModBus, Kbus/Courier, UCA2, IEEE 802.3). La figura 5.4 muestra de una manera simple las conexiones de los servidores SCADA con las UTM's (Unidades terminales Maestras) o también llamadas CCR's (Consolas de Control Remoto).

### **5.9. Sistema de comunicaciones**

En este punto se recogen los requisitos acerca de los canales físicos y protocolos de comunicación en los distintos niveles del sistema.



**Figura 5.4. Conexión de servidores SCADA con las UTM's.** <sup>[16]</sup>

### 5.9.1. Nivel 1: nivel de terminales de control, protección y medida

Los relés de protección y los medidores multifunción del primer nivel de la subestación deben estar integrados en el sistema mediante la comunicación en canales serie RS232/RS485 que soporten el protocolo DNP 3.0, Modbus, Courier, entre otros.

### 5.9.2. Nivel 2: nivel de la subestación

Los MCAD's deben estar integrados al nivel de la subestación mediante una red óptica o red Ethernet de cable de cobre y mediante protocolos (UCA2, DNP3.0, Modbus, Courier, IEC61850, Ethernet, etc.).

El suministro incluye todos los accesorios necesarios para cumplir los requerimientos del proyecto, es decir: cables, cajas de interconexión óptica, convertidores, conectores, gabinetes, etc.

En cada caseta distribuida de la subestación se debe suministrar un gabinete que alojará las cajas de interconexión ópticas necesarias. En la caseta principal se deben suministrar los gabinetes necesarios que alojarán la cajas de interconexión necesarias.

La red de fibra óptica debe ser la suficiente como para enlazar los equipos de control, protección y medida de la subestación. Dicha red, debe ser tendida entre la caseta principal de control y cada una de las casetas de control distribuidas de la subestación.

### **5.9.3. Nivel 3: nivel de control remoto**

La comunicación desde los servidores SCADA hasta las CCR's (área de RPLC y JOSE) se hará a través de fibra óptica utilizando el protocolo de comunicaciones DNP 3.0.

### **5.10. Presentación de la cantidad y tipo de señales del complejo refinador oriente**

En la tabla 5.1 resume la cantidad de señales digitales y analógicas necesarias para ejercer supervisión y control desde el Bunker ubicado en el Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui.

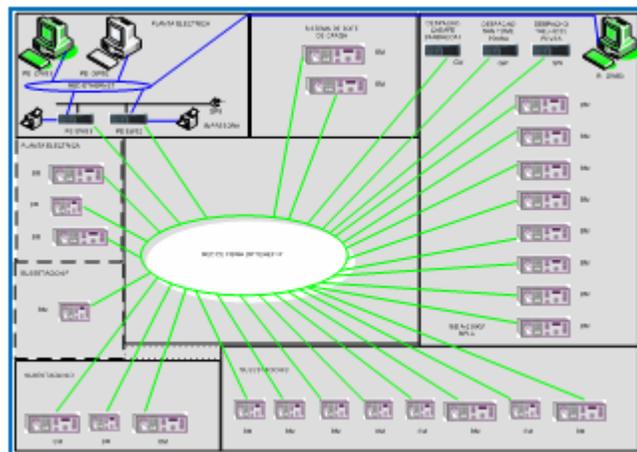
### **5.11. Nueva arquitectura general del sistema PSCN de la Refinería de Puerto la Cruz (RPLC)**

En la figura 5.5 se presenta la nueva arquitectura del Sistema PSCN de la RPLC para el envío de las señales tanto analógicas como digitales para la supervisión y control de la mayoría de las Subestaciones eléctricas pertenecientes a la RPLC a

través del Sistema SCADA ubicado en el Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui. Este diagrama muestra físicamente el orden de los equipos conectados a la red de fibra óptica.

**Tabla 5.1. Cantidad de señales en el SCADA. Fuente propia**

Tipo de Señal	Cantidad
Señales Digitales	9
Señales Analógicas	7
Señales de Mando	2
Total	18



**Figura 5.5. Nueva arquitectura del sistema PSCN de RPLC. Adaptación final del PSCS-Areva.**

A continuación se ve representada individualmente la nueva arquitectura del sistema PSCN en la Subestación eléctrica "A" (figura 5.6).



- Dos unidades de adquisición son suministradas, basadas en PC's industriales. Su papel es de realizar adquisición digital y analógica y enviar comandos de control a través de la red EFLP. Aseguran el despliegue y valor de las unidades analógicas, al igual que asegurar la adquisición/control. Estas PC's sincronizan los equipos del sistema a través de su referencia de tiempo GPS.
- Dos consolas (planta eléctrica) son suministradas, basadas en PC's industriales. Estas realizan las funciones de interfase hombre-maquina para permitir al operador administrar, supervisar y controlar las diferentes subestaciones eléctricas. Aseguran de igual manera la redundancia de las consolas
- El software de aplicación PSCN-WORK suministra el control local y supervisión de las diferentes subestaciones.
- Una consola remota es suministrada para tener acceso remoto a través de la aplicación PSCN-WORK.

#### **5.11.1.2. Configuración de hardware**

La configuración de hardware para las PC's (IHM local y remoto, así como las adquisiciones) es la siguiente:

Características del computador personal:

- PC Industrial (19" rack mounted PC).
- Alimentación 110/250V 250W.

- Pentium Processor >900 MHz.
- 18 GB Hard Disk.
- 128 Mb DRAM.
- 3.5" floppy disk drive 1.44Mo.
- Puerto Paralelo (for printer).
- 2 puertos seriales.
- Tarjeta Ethernet.

Características de los periféricos:

Solo para las 3 consolas (2 locales y 1 remota):

- 17" SVGA color monitor.
- QWERTY keyboard.
- Microsoft compatible mouse.
- WCD-ROM Drive.

Sólo para las PC's de adquisición:

- CD-ROM Drive.
- ICMH\_EFI.P tarjeta (dentro PC).
- IRIG.B tarjeta con interface con receptor GPS (dentro de PC).
- Receptor GPS Hopf 6870 con antena (una para ambas adquisiciones).
- Impresora Event log printer 132 columnas tipo EPSON LQ2080.
- IOMEGAZIP drive (dentro de PC).

HUB Ethernet asegura la comunicación entre todas las PC's. El intercambio de datos se realiza entre las adquisiciones y las consolas a través del anillo EFI.P.

### **5.11.1.3. Configuración de software**

El siguiente software es el utilizado en las PC's.

- WINDOWS NT version V4.0.
- DB2 en IHM PC principal.
- CIMVIEW (runtime version).
- PSCN-Work software.

- PSCN-Work configuration.
- E-VIEW disturbance record analysis software solo en IHM's.
- MICOM S1 remote setting software.

El siguiente software es integrado en las consolas de planta eléctrica para la configuración de los relés Multilin GE:

- URPC software de GE.

#### **5.11.1.4. Hubs**

4 Hubs son suministrados para realizar la interfase entre todas las PC's (IHM's y adquisiciones) a la red Ethernet.

#### **5.11.1.5. Printers**

Una impresora de Matriz modelo EPSON LQ2080 será conectado al puerto paralelo de cada computadora de adquisición para permitir la impresión de los eventos en línea.

Una impresora de reportes HP 940C es conectado a la red Ethernet a través de un servidor de impresión. De esta manera todas las IHM's o consolas comparten la misma impresora.

#### **5.11.1.6. Módulos de bahía (bay modules).**

Un total de 22 bay modules son usados y se muestra en el siguiente diagrama de distribución de bay modules. De igual manera existen 2 bay modules (BM) suministrado para el proceso de bote carga (load shedding sequence).

Cada Bay Modules (BM9100 o BM9200) tiene las siguientes características en cuanto a hardware:

- Rack standard, CPU board, power supply board e interface EFI.P.
- Interfase MODBUS o K-Bus para la comunicación serial con los relés.
- El bay module BM9100 tiene 9 slots y permite hasta 6 Digital Input boards, 9 Digital Output boards o 9 Analog Input boards.
- El bay module BM9200 tiene 4 slots y permite hasta 4 Digital Input boards, 4 Digital Output boards o 4 Analog Input boards.
- Las tarjetas usadas en el proyecto VALCOR son de 16 DI, 16 DO y 4 AI.

Dependiendo de las E/S provenientes del campo, el tipo de BM y el número de tarjetas son seleccionados. El número de tarjetas E/S para cada BM, así como el uso son definidos en el archivo I/O mapping para VALCOR.

Descripción de Software de los bay modules (9100-9200): Cada BM es suministrado con su propio software interno y propia configuración al proyecto VALCOR. El software de configuración es denominado WBMCONF. Incluye todas

las facilidades de configuración y facilidades de cargar la configuración a los BM's. La información de mantenimiento puede ser accesada a través del puerto serial del BM usando la aplicación de Hyperterminal suministrada por Windows.

#### 5.11.1.7. Diagrama de distribución de bay modules

A continuación se muestra la distribución de los BM's para el proyecto VALCOR (figura 5.7).

#### 5.11.1.8. Eed específica multilin

Una red RS485 unirá a todos los relés a la Consola principal, para acceder los setting de los relés MULTILIN y descargar la pertubografía usando la interfase URPC propietario de GE. En esta red, cada protección es accesada individualmente. El puerto serial de la IHM será utilizado para comunicarse con los relés. Un convertidor RS232/RS485 realizará la interfase entre subestaciones, se hará uso de fibra óptica con un convertidor óptico/RS485.

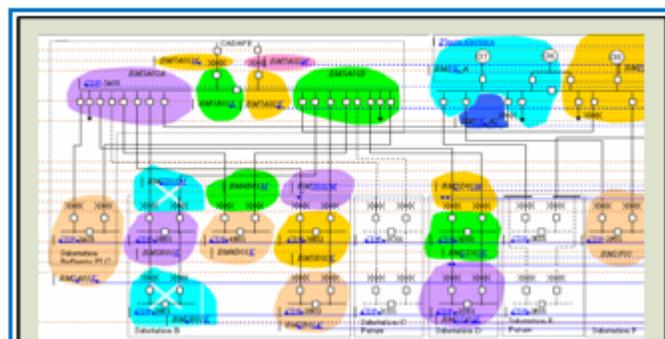


Figura 5.7. Diagrama de distribución de los Bay modules. <sup>[17]</sup>

### **5.11.2. Gateway (puerta de enlace que enviara las señales al bunker en JOSE).**

Un gateway es suministrado para realizar la comunicación con el Centro de Despacho (Bunker) ubicado en la localidad de JOSE. El protocolo usado es DNP3.0.

#### **5.11.2.1. Hardware description**

La configuración de hardware para las PC's (IHM local y remoto, así como las adquisiciones) es la siguiente:

Computador Personal:

- PC Industrial (19" rack mounted PC).
- Alimentación 110/250V 250W / 24VDC - 10W.
- Pentium Processor >900 MHz.
- >60 Gb Hard Disk.
- 256 Mb DRAM.
- 3.5" floppy disk drive 1.44Mo.
- Puerto Paralelo (para impresora).
- 2/4 puertos seriales.

- Tarjeta Ethernet.

Periféricos:

- ICMH\_EFI.P tarjeta de comunicación EFIP.

#### **5.11.2.2. Enlace de comunicación**

El DNP 3.0 es un protocolo maestro-esclavo (el gateway responde únicamente a peticiones proveniente del Centro de Despacho) y usa una comunicación ethernet asíncrona en modo half duplex.

Especificación del puerto ethernet de comunicación con el switch es:

- RJ45.
- Data: 8 bits, paridad par, 1 bit de stop.
- Velocidad de transmisión: hasta 100 Mbps.

El gateway esta conectado al Centro de Despacho a través de un Switch. El gateway cuenta con dos puertos seriales de comunicación.

La configuración para el envío de información es serial por lo que se necesitara de unos convertidores de medios para la conexión con el switch ethernet y para la adaptación a la red de 10 Mbps.

#### **5.11.2.3. Sincronización del tiempo**

- Las computadoras de adquisición sincronizan en anillo EFI.P con su propia referencia y consecuentemente todos los equipos de comunicación (BM, relés).
- La referencia es dada por el GPS. Un receptor GPS es suministrado para decodificar la señal GPS y entregar la referencia a las PC's.
- La adquisición realiza un broadcast del tiempo de referencia a todos los equipos conectados a EFI.P.
- Una alarma es generada cuando la sincronización GPS no es recibida correctamente.

En caso de que no exista una computadora de adquisición presente, el Gateway tiene la capacidad de sincronizar el sistema con su propio reloj interno, asegurando el correcto estampado del tiempo cuando ocurra un evento.

#### **5.11.2.4. Procedimiento para el envío de las señales a través del gateway localizado en la subestación eléctrica "A"-RPLC**

El presente procedimiento tiene como finalidad explicar todas las actividades para el envío de información mediante el Gateway del Sistema PSCN3020 Valcor de la Refinería Puerto la Cruz para comunicación a nivel superior con el Centro de Despacho Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui.

Las pruebas de funcionamiento del Gateway implican la verificación del correcto monitoreo y control de señales digitales y analógicas a nivel del Centro de Despacho. Esto se hará directamente simulando señales a nivel del BM y comparando

señales analógicas con su valor en los medidores o despliegue en la Consola de Control del Sistema PSCN3020.

El nuevo gateway sería instalado en la S/E “A” RPLC, tomando en cuenta que en ésta se encuentran los bay module (BM) asociados al sistema de transmisión troncal (230kV y 34,5kV) y que se dispone del espacio físico en uno de los gabinetes existentes.

#### **5.11.2.4.1. Definiciones**

- **Gateway:** Es el equipo que concentra información de un sistema para ser transmitida a un equipo maestro de nivel superior utilizando un protocolo de comunicación como es, por ejemplo, DNP3.0, Modbus, Harris, etc.
- **Sistema PSCN3020:** Es un sistema de monitoreo, control y supervisión de subestaciones eléctricas.
- **Red EFI.P:** Red de fibra óptica del Sistema PSCN3020 con protocolo de comunicación propietario EFI.P.

#### **5.11.2.4.2. Secuencia de tareas para la realización del envío de las señales del gateway**

El trabajo comprende la puesta en servicio del Gateway DNP3.0 del Sistema PSCN3020 Valcor de la Refinería Puerto la Cruz. La ejecución de las diferentes actividades contempladas, se realizará según la secuencia que se detalla a continuación:

- Se debe abrir la computadora industrial que servirá como Gateway e instalar físicamente la tarjeta EFI.P con la dirección adecuada.
- Se debe instalar el software Windows NT 4.0 en la PC destinada a trabajar como Gateway. Se requieren CDs de instalación del software, monitor, teclado y mouse para la PC Gateway.
- Instalar la configuración del Gateway en el mismo: Copiar la configuración previamente hecha en el Gateway y compilarla.
- Instalar en las Consolas del Sistema PSCN3020 la configuración actualizada:

Se debe instalar, en las tres consolas de control y en las computadoras de adquisición del Sistema PSCN3020, una nueva configuración. Para poder hacer esto, es necesario detener todas las consolas, lo que implica dejar las subestaciones totalmente sin barrido de eventos/alarmas y sin monitoreo ni control de equipos de campo. Lo anterior se explica a detalle a continuación:

- ✓ La nueva configuración será, primeramente, instalada exclusivamente en la Consola principal PE\_OWS1 y la Adquisición principal PE\_EWS1. En caso de errores gráficos o de otra índole, se hará una compilación de la base de datos y, mientras tanto, se dejará corriendo el resto del Sistema PSCN3020 con la configuración anterior, es decir, el resto del Sistema quedaría operacional.
- ✓ Una vez teniendo una configuración que funcione correctamente en la Consola principal PE\_OWS1 y la Adquisición principal PE\_EWS1, se continuará con el cambio de configuración en la Consola secundaria PE\_OWS2 y la

Adquisición de respaldo PE\_EWS2. El restablecimiento del Sistema con ambas consolas funcionando correctamente puede requerir reiniciar el Sistema más de una vez. En sí, ambas consolas estarían fuera de servicio simultáneamente.

- ✓ La consola R\_OWS3 ubicada en la S/E “A” podría estar fuera de servicio después de haberse iniciado el procedimiento de actualización de configuraciones. Todo esto sin considerar problemas inesperados como, por ejemplo, falla de hardware.
- ✓ Ya que durante dicho procedimiento las subestaciones eléctricas quedarán sin monitoreo y sin control desde las Consola de Control PSCN. Se deben, entonces, solicitar los permisos pertinentes y se debe estar preparado para hacer control a nivel de patio de seccionadores e interruptores en caso de ser necesario, sin poder confiar al 100% durante ese tiempo en los enclavamientos calculados por los módulos de bahía.
- Cambiar direcciones EFIP en los Módulos de Bahía:
- Con la finalidad de otorgar la nueva dirección EFIP al nuevo Gateway es necesario modificar la dirección en los Bay Modules (BM) pertinentes.
- Una vez que se haga el cambio de configuración en las Consolas y las Adquisiciones, la información de los BMs y las protecciones conectadas a su red de protocolo correspondiente no estará disponible a nivel de las Consolas mientras que no haya concordancia en las direcciones.

- Se debe actualizar, por lo tanto, la configuración de los Módulos de Bahía pertinentes para tomar en cuenta los cambios de direcciones.
- Actualizar dirección de los Módulos de Bahía en la configuración del Gateway existente:
- Al igual que en el resto del Sistema, es necesario actualizar la dirección de los BMs en la configuración del Gateway existente ya que, antes de hacerlo, la información correspondiente a los BMs adecuados y todas las protecciones de su red de protocolo correspondiente quedarán indisponibles en el Gateway.
- Para hacer esto, es necesario sacar de barrido al Gateway para compilar la configuración actualizada y después reiniciarlo.
- Es necesario entonces informar al Centro de Despacho sobre dicha acción y solicitar los permisos correspondientes.
- Para este punto se requiere monitor, teclado y mouse para la PC Gateway.
- Conectar el Gateway nuevo a la red de fibra óptica EFI.P:

Aprovechando que el Sistema PSCN3020 estará abajo durante la actualización de la configuración y de las direcciones EFI.P, abrir la red de fibra óptica en el punto seleccionado e incorporar el Gateway a la misma.

- Conectar el Gateway al medio de transmisión hacia la maestra del Centro de Despacho del Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui:

Conectar el cable serial entre el Gateway y el medio de transmisión hacia la maestra del Centro de Despacho del Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui. Se requiere un cable serial con características determinadas por el medio de transmisión a la maestra. A partir de aquí no se puede definir la duración específica de las acciones por separado.

- Establecer comunicación con la maestra en el Centro de Despacho del Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui:

Mediante la configuración de parámetros de comunicación en el Gateway, establecer una comunicación mínima con el Centro de Despacho de San Tomé.

- Hacer pruebas preliminares de transmisión de valores digitales y analógicos:
  - ✓ Como paso intermedio, se checa que la maestra reciba valores digitales y analógicos de parte del Gateway sin que se verifique la validez de los mismos.
  - ✓ Esta actividad se realiza en conjunto por el encargado de la maestra en el Centro de Despacho, y el encargado en la refinería Puerto la Cruz.
- Validar la correcta transmisión de señales digitales a nivel superior:
  - ✓ Se deben validar una a una las señales digitales enviadas al Centro de Despacho del Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui. El encargado del procedimiento estará autorizado de simular o generar dichas señales. Se recomienda simular señales digitales mediante inyección directa a las entradas de tarjeta de los Módulos de Bahía.

- ✓ El ingeniero encargado de la maestra en el Centro de Despacho deberá verificar la correcta recepción de las señales.
- ✓ Por su parte, el ingeniero encargado en la S/E “A” estará a cargo de corregir la configuración del Gateway en caso de error de transmisión.
- ✓ Validar la transmisión correcta de señales analógicas a nivel superior:

Comparando con las mediciones en la Consola de Control, verificar, una a una, que la información analógica recibida en el Centro de Despacho sea correcta. Esta actividad se realiza en conjunto por el encargado de la maestra en el Centro de Despacho, y por los supervisores en la refinería Puerto la Cruz.

- Verificar el arranque automático del Gateway:

El encargado de la puesta en servicio debe verificar que al encender al Gateway, éste arranque automáticamente con el usuario adecuado y se lance, sin necesidad de intervención humana, la aplicación del Gateway, reestableciéndose la comunicación con la maestra del Centro de Despacho.

### **5.12. Medio de comunicación para el envío de señales del Gateway al centro de despacho**

En esta parte de la investigación se procedió al cálculo del enlace de comunicaciones para el tramo RPLC – JOSE. En el capítulo IV se determinó que el enlace de comunicaciones está basado en un sistema de fibra óptica del tipo monomodo como medio de transmisión.

Cabe destacar que el tendido de fibra óptica entre RPLC-JOSE ya esta en proceso, en tal sentido se dispondrá de un par de hilos de fibra óptica para el envío de las señales punto a punto. A continuación se citan algunas de las características más resaltantes de la fibra óptica a implantar. A continuación una tabla con todas las especificaciones de la fibra óptica de tipo monomodo a instalar según la norma G. 652:

**Tabla 5.2. Especificaciones de la fibra óptica según la norma G. 652**

La fibra a utilizar en cada uno de los enlaces es de tipo monomodo, debido a que este tipo de fibra es usado para enlaces de larga distancia. La fibra también será monomodo según la Norma G.652 de dispersión estándar, que se caracteriza por tener una alta dispersión para 1550 nm (aprox. 18 ps.nm/Km) pero la atenuación es más baja para grandes distancias.

<b>Atenuación en las fibras</b>	La atenuación máxima que debe poseer la fibra óptica es de 0.25 dB/Km	<b>Resistencia a la compresión</b>	El cable de fibra óptica deberá soportar cargas lineales por el orden de 1600 Kilo Nw por Km en el tendido aéreo
<b>Velocidad de transmisión</b>	Se propone una velocidad mínima de 155 Mbps	<b>Radio de curvatura</b>	El radio de curvatura deberá ser 10 veces el diámetro del cable de fibra óptica
<b>Longitud de onda</b>	La longitud de onda a utilizar es de 1550 nm (tercera ventana) a lo largo de todo el enlace	<b>Soporte a la torsión</b>	El cable de fibra deberá soportar torsiones a $\pm 360^\circ$ .
<b>Atenuación por macroflexión</b>	Deben cumplir las siguientes condiciones de emplazamiento: 100 Vueltas, 75 mm de diámetro, pérdidas (1550nm) < 0.05 dB	<b>Temperatura del cable</b>	El cable de fibra óptica deberá soportar una temperatura entre $-60^\circ\text{C}$ a $85^\circ\text{C}$ de calentamiento y de $-10^\circ\text{C}$ a $85^\circ\text{C}$ de humedad
<b>Dispersión cromática</b>	18 ps.nm/Km	<b>Identificación del cable</b>	El cable deberá estar plenamente identificado en relación al tipo de cubierta (cable para planta interna y cable para planta externa)
<b>Diámetro del campo modal</b>	El diámetro nominal de campo de modo deberá estar por el orden de $10.2 \mu\text{m} \pm 1.0 \mu\text{m}$ . para el enlace	<b>Tipo de Empalmes</b>	En todos los tramos serán usados empalmes por fusión, el número de empalmes en cada tramo dependerá de la distancia del enlace y la longitud de fabricación de la fibra, la cual en este caso es de 4 Km. . La pérdida de empalme por unidad de longitud esta entre 0.1 dB /Km y 0.025 dB/Km.
<b>Diámetro de revestimiento interno</b>	El diámetro de revestimiento interno es de $125.0 \mu\text{m} \pm 1.0 \mu\text{m}$ de desviación	<b>Distribuidor de Fibras Ópticas</b>	Cada Subestación está dotada de un equipo "Patch Panel" con capacidad máxima para 24 hilos de fibra en un gabinete de 19". 48 Cables de conexión ó patch cords (24 para cada subestación). 2 Conectores tipo FC / PC roscables para conexión con el equipo óptico y 48 conectores ST para cada patch panels. 2 Fan Out Kits para conectar la terminación de los cables de fibra con los patch panels.

Seguidamente se calculan las pérdidas totales del enlace óptico, tomando en cuenta en los cálculos otros parámetros que no influyen en las atenuaciones pero sumados pueden hacerse notar. Estas pérdidas son las que se dan por fallas en la fabricación de la fibra y por la temperatura a la que pueda estar sometido el cable. En la tabla 5.3 se refleja la suma de todas estas pérdidas.

**Tabla 5.3. Cálculos de las Pérdidas del enlace de fibra óptica. Fuente propia**

<b>ENLACE DE FIBRA ÓPTICA ENTRE RPLC y JOSE</b>		
<b>CÁLCULO DE PERDIDAS DEL ENLACE</b>		
Nº de Kilómetros en recorrido	70,0	Km
Tipo de fibra	monomodo	
Tasa de velocidad	STM-1 (155,52 Mbps)	
Longitud de onda	1550 nm	
Dispersión cromática por kilómetro	18 ps/nm/Km	
Dispersión cromática del enlace	0 ps/nm	
Penalización por Disp. Cromática	0 dB	
Pérdidas intrínsecas en la Fibra por Km	0,3	dB
Total de Pérdidas intrínsecas		<b>17,5</b>
Nº de Empalmes por todo el Recorrido (Cada 4 Km)	18,0	Und
Empalmes Extras	1,0	Und
Pérdidas Máximas Por Empalmes	0,1	dB
Total pérdidas por empalmes		<b>1,9</b>
Nº de Conectores ST-PC Met. (Fan Out Kit)	2,0	Und

**Tabla 5.3. Cálculos de las pérdidas del enlace de fibra óptica. Fuente propia  
(continuación)**

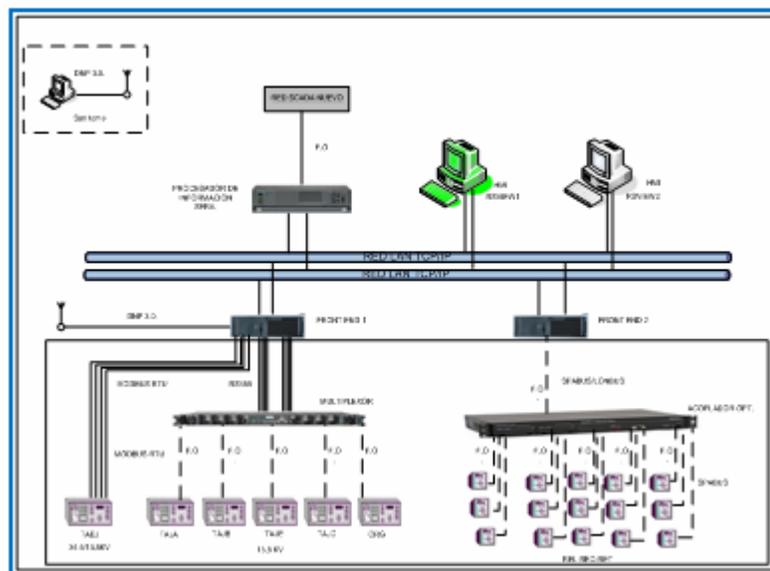
Nº de Conectores ST-PC/FC-PC (Patch Cords)	2,0	Und					
Pérdidas Máximas por Conectores	0,3	dB					
Total Pérdidas por Conectores	1,2					dB	
Margen de Diseño (20 Empalmes o 6 Conectores)	2,0					dB	
Otro Tipo de Pérdidas (Macroflexión, Temperatura, Microflexión, etc)	0,020					dB	
Total de Pérdidas en Recorrido	22,6					dB	
Potencia Del Transmisor Láser (Min/Nom/Max)	-5,0	-2,0	0,0		dBm		
Potencia De entrada al receptor (Min/Nom/Max)	-27,6	-24,6	-22,6		dB		
Rango Dinámico del receptor (Min/Max)	-10,0	-34,0	-10,0	-34,0	-10,0	-34,0	dBm
Total de Margen de Pérdidas Restantes Por Debajo de Saturación / Por encima de Nivel Min. Sensibilidad	17,6	-6,4	14,6	-9,4	12,6	-11,4	dB

Como se puede observar en la tabla 5.2, la parte inferior representan las características del equipo. La potencia del transmisor láser y la potencia recibida por el receptor son valores intrínsecos del equipo. El rango dinámico es el rango de tolerancia de atenuación del equipo calculado en base a los datos característicos del equipo y en el total de pérdidas del recorrido. El margen de Pérdidas totales representa las pérdidas que va a percibir el equipo y como se puede observar en los cuadros azules, la potencia de entrada al receptor del enlace se encuentra dentro de la ventana de trabajo del equipo, lo que significa que los equipos funcionarán adecuadamente para este enlace.

Las características del equipo electro-óptico seleccionado para el enlace de fibra óptica se describirán en el Capítulo VI (especificaciones Técnicas de los Equipos).

### 5.13. Nueva arquitectura de SCADA en la subestación eléctrica TAEJ

En la figura 5.8 se muestra la nueva configuración del SCADA en la S/E TAEJ que se encargara de la supervisión y control de los relés de protección cuyos protocolos de comunicación son Modbus Serial y LonBus/SPaBus respectivamente.



**Figura 5.8. Nueva Arquitectura de SCADA en la S/E TAEJ. Fuente propia**

La Arquitectura del sistema de control numérico esta conformada:

- Interfaz Humano Maquina.
- Recolector de información de campo.
- Base de datos relacional.
- Servidor web.

- Enlace para la supervisión y control desde Despacho de Carga San Tome y Despacho de Carga del Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui.

#### **5.13.1. Interfaz humano maquina (2 consolas)**

- Sistema Operativo Windows NT. Las consolas de operación estarán basadas en el sistema operativo Windows XP.
- Herramientas para creación de despliegues y definición de alarmas y eventos.

#### **5.13.2. Recolector de información de campo (2 servidores)**

Driver de comunicación para protocolos:

- Modbus Serial Maestro: utilizado por los relés de 34,5 KV y 13,8 KV en Subestación TAEJ.
- Lonbus o Spabus: utilizado por los relés de 115 KV en Subestación TAEJ.
- IEC-870-5-101 o DNP 3.0 esclavo: utilizado por el sistema Ranger en Despacho de Carga San Tome y también por el Nuevo SCADA en el Centro de Despacho del Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui.

#### **5.13.3. Base de datos relacional**

Bases de datos RDBMS con interfaces abiertas SQL.

### **5.13.3. Servidor web**

Servidor HTTP de código abierto Apache.

### **5.13.4. Enlace para la supervisión y control desde despacho de carga San Tome y despacho de carga del complejo petroquímico petrolero José Antonio Anzoátegui**

Serial es el medio de comunicación y de configuración de fácil integración con el Centro de Despacho de Carga San Tome mediante el protocolo de comunicación DNP 3.0. Ethernet va a ser el medio de comunicación para la integración con el Despacho de Carga del Complejo Petroquímico Petrolero José Antonio Anzoátegui mediante el protocolo de comunicación DNP 3.0.

### **5.13.5. Protocolos de comunicación a través de la red**

Para supervisar y controlar la operación se conectarán los relés multifunción de protección en una red Ethernet TCP/IP y enviarán todas las palabras de estados usando el protocolo de comunicación Modbus TCP/IP y Modbus RTU. Los relés de protección diferencial serán interrogados usando Modbus TCP/IP y RTU y los medidores de calidad de energía usando Modbus TCP/IP y RTU.

El envío de señales analógicas y digitales a través de la red Ethernet, esta a cargo de los Recolectores de Información, los cuales son los encargados de enviar dichas señales utilizando el protocolo Modbus TCP/IP sobre la red.

#### **5.14. Nueva propuesta de SCADA a implantar en el complejo petroquímico petrolero José Antonio Anzoátegui**

##### **5.13.1. Sistema SCADA**

El sistema previsto esta dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Capacidad de puntos a ser procesados < 150.000.
- Máximo 300 GB de capacidad de almacenamiento de archivos HIS.
- Sistema planeado con requerimientos de redundancia.

La gráfica muestra la configuración del sistema propuesto (figura 5.9).

Los Servidores y las Estaciones de trabajo están basados en el sistema operativo Microsoft Windows Advance Server y Windows Server. Ellos se encuentran conectados a la Red de Area Local (LAN).

Las funciones del SCADA están corriendo en un par de servidores redundantes de alto rendimiento. Cuando una falla es detectada en el servidor principal, el servidor que está en hot-stand-by toma el control en pocos segundos automáticamente. Esto es



La interfaz gráfica de usuario (GUI) será full-graphic y cumpliendo con las normas y direccionamientos de MS WINDOWS.

La configuración propuesta está basada en soluciones estándares, las cuales provee los siguientes beneficios:

- Periodo de implementación predecible.
- Alta confiabilidad y disponibilidad del sistema.
- Capacidad de aprovechar actualizaciones en curso.
- Desarrollo de aplicaciones, asegurando la posibilidad de actualizaciones a las últimas versiones de software sin la pérdida de los datos ingresados bajo la versión anterior de software.
- Expansión y escalabilidad futura del sistema SCADA con aplicaciones EMS.

Todos los componentes del sistema de control de la red se comunican vía LAN que puede ser una red simple o redundante. Para el caso específico de la propuesta a PDVSA, se utilizará una red LAN redundante. Todos los dispositivos conectados a esta red LAN (capaz de manejar 1000 Mbits) utilizan el protocolo SNMP (Protocolo de Administración de Red Simple) a excepción de los subsistemas de impresión.

Ambas redes LAN del sistema SCADA serán realizadas con cableado STP Nivel 6 (conexiones capaces de manejar velocidades de hasta 100 Mbps). La conexión entre los dos “switches” asociados a cada LAN, se hará mediante un enlace de fibra óptica certificado para una comunicación de 1.000 Mbps.

### **5.14.2. Hardware del sistema SCADA**

El sistema SCADA estará compuesto por los siguientes equipos:

#### **5.14.2.1. Servidores**

Dos (2) Servidores de última generación en configuración redundante y en hot stand by que integrarán las siguientes funciones:

- Sistema de Aplicación SCADA (RTS servidor de tiempo real SCADA; PSOS real time data base).
- Common Front End (CFE) para realizar la comunicación con los Concentradores de datos de las subestaciones (CDS).

Dos (2) Servidores de última generación en configuración redundante y en hot stand by que integrarán las siguientes funciones:

- Sistema de Información Histórica ó History Information System (HIS). (AAS advance application server).
- Sistema de almacenamiento de datos de respaldo constituido por una unidad de almacenamiento externa de cinta de 72 GBytes de capacidad.

Un (1) Arreglo de discos externos en configuración RAID el cual será utilizado para el almacenamiento de la información histórica. Este arreglo de discos estará conectado a ambos servidores históricos para garantizar la redundancia de este

subsistema. El arreglo de discos tendrá una configuración RAID 1 para asegurar la duplicidad de los datos y garantizar la redundancia requerida. Todos los equipos asociados tendrán fuente de alimentación redundante. Adicionalmente, el sistema cuenta con un buffer de almacenamiento de la data histórica el cual reside en los servidores destinados al SCADA garantizando que ningún dato se perderá en caso de falla simple en el sistema.

Dos (2) Servidores de última generación en configuración redundante y en hot stand by que integrarán las siguientes funciones:

- Sistema de comunicaciones para intercambio de mensajes e información a través del protocolo ICCP con otros CCR.

Un (1) Servidor de última generación en configuración redundante y en hot stand by que integrarán las siguientes funciones:

- Servidor del sistema de desarrollo (PDS).

Este equipo albergará toda la funcionalidad del sistema SCADA y podrá ser utilizado para actividades tales como el desarrollo y evaluación de nuevos modelos de base de datos, desarrollo y prueba de nuevas aplicaciones, etc.

#### **5.14.2.2. Interfaz de usuario**

Los equipos de interfaz de usuarios a suministrar son los siguientes:

- Dos (2) Consolas de Operación (HMI) basadas en Estaciones de Trabajo (Work Stations) con tres (3) monitores cada una de tecnología LCD, de 20 “ (UI Client).

- Una (1) Consola de Ingeniería (HMI) basada en Estacione de Trabajo (Work Station) con tres (3) monitores cada una de tecnología LCD, de 20 “ (UI Client).
- Dos (2) impresoras láser en blanco y negro.
- Una (1) impresora láser a color.

#### **5.14.2.3. Red LAN y misceláneos**

Para el subsistema de Red se utilizarán los siguientes equipos:

- Dos (2) Firewall (Hardware, Software) con para interfaz del SCADA con la red Corporativa de PDVSA. Los firewalls ofrecidos cumplen cabalmente con las siguientes características:
  - ✓ Autenticación para el usuario: el firewall mantiene reglas de construcción de contraseñas (passwords) tales como longitud mínima, inclusión de caracteres no alfanuméricos y periodo máximo de validez.
  - ✓ Control de Acceso: basado en la identidad del usuario, se proveen diferentes niveles de acceso incluyendo ninguno, sólo de lectura, leer/escribir y ejecutar.
  - ✓ Falseamiento (spoofing) de IP: El equipo protege contra ataques de intrusos que configuran sus máquinas con direcciones IP falsas de la LAN del Sistema.
  - ✓ Prevención de Servicio Denegado (DoS): el firewall protege contra ataques para denegar servicios (excediendo el tamaño de buffers, llenando del disco del

firewall, excediendo el tamaño de archivos de registro) que resultan en el rechazo de paquetes donde estos ataques pueden ser reconocidos.

- ✓ Filtro de Paquetes: Screening router utilizado para restringir el acceso basado en las direcciones IP de origen y destino.
  - ✓ Inspección de Estado: El firewall permite determinar qué números de puerto se están usando en las diferentes conexiones abiertas en el sistema. Cuando una conexión cierra, el acceso al puerto por esa conexión cesa hasta que otro usuario autorizado establezca una nueva conexión.
  - ✓ Servidores Proxy: el firewall incluye aplicaciones proxy adecuadas (HTTP, FTP, Telnet, TCP), las cuales permiten controlar el acceso a la Internet para cumplir los requisitos de desempeño y seguridad.
  - ✓ Traducción de Dirección de la Red (NAT): el firewall es capaz efectuar NAT para permitir esconder (de una vista externa) las direcciones IP usadas en la LAN interna del Sistema.
  - ✓ Notificación: todos los intentos de intrusión son almacenados, notificando a los usuarios del Sistema.
- Red redundante de Área Local LAN categoría 6 para la sala del SCADA, sistema de manejo y configuración.
  - Un (1) subsistema estándar de Tiempo y Frecuencia GPS para la sincronización de los equipos del sistema SCADA.

#### **5.14.2.4. Equipamiento adicional para el centro de control**

Se suministrarán los siguientes elementos adicionales para el Centro de Control: Sistema de alimentación de respaldo (UPS) para el SCADA de 10 KVA con una autonomía de una hora con características true on line doble conversión de que incluye:

- By pass de estado sólido.
- Red de transferencia.
- Transformador de aislamiento.
- Dos interruptores adicionales
- Powermeter.
- Rack de baterías para una hora de autonomía a plena carga.

#### **5.14.3. Requerimientos de la plataforma del SCADA**

Este sistema SCADA está basado en una plataforma de sistemas abiertos por lo que cumple con los requerimientos de:

- El sistema está compuesto por componentes y equipos completamente estándares en la industria de los PC, que no requieren de ninguna modificación específica para adaptarse al SCADA.

- Funcionalidad distribuida, donde los paquetes funcionales de software pueden ser distribuidos en los componentes de Hardware para un rendimiento y disponibilidad escalable. El sistema sigue un modelo cliente / servidor por medio de interconexión en redes. El software de aplicación del SCADA deberá ser transportable.
- Los sistemas a suministrar para el Centro de Control, son de fácil actualización tanto en hardware como software, de tal manera que se podrán acomodar a las necesidades futuras de PDVSA, sin que se necesite realizar cambios mayores.
- Las actualizaciones del sistema SCADA se logran mediante interrupciones mínimas en la operación del sistema.
- El SCADA logra cubrir los requerimientos de bajo esfuerzo de mantenimiento gracias a los tiempos cortos de entrega dada su estructura modular, bajos costos en trabajos de configuración y adaptación así como en los requerimientos de gestión y mantenimiento de base de datos vía los sistemas IMM (Information Model Managers). La utilización de una plataforma Windows, provee una reducción adicional de costos en los campos de la administración de los sistemas y entrenamiento.
- La arquitectura del SCADA está basada en MS Windows y cumple con los estándares internacionales establecidos para la integración IT. Esto permite el uso de componentes de aplicaciones de terceros y la integración en ambientes IT. Adicionalmente el SCADA provee interfaces abiertas y herramientas eficientes para la integración de funciones específicas. Entre los estándares para sus interfaces se encuentran entre otros:



- Interfaces abiertas basadas en componentes Microsoft como ODBC (Open Database Connectivity), OLE (Object Linking and Embedding) and OPC.
- Conectividad con herramientas Microsoft vía OLE (por ejemplo con EXCEL).
- Bases de datos RDBMS con interfaces abiertas SQL.
- Utilización de estándares internacionales de protocolos de transmisión como IEC 60870-5, IEC 61850 y IEC 60870-6.
- Common Information Model (CIM).
- Protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-104, DNP 3.0, Modbus, Courier, Lonbus, Spabus.
- Protocolo de comunicaciones ICCP.

#### **5.14.5. Sistema operativo**

El Sistema SCADA está basado sobre el sistema operativo Windows 2003 Advance Server. Las consolas de operación e ingeniería estarán basadas en el sistema operativo Windows XP.

#### **5.14.6. Software de soporte y aplicaciones**

El sistema SCADA está diseñado en conformidad con las normas internacionales vigentes para sistemas de control y utiliza herramientas de soporte estándar en la industria.

#### **5.14.7. Red de área local (LAN) redundante**

La Red de Área Local (LAN) utiliza el protocolo Ethernet con perfiles seleccionados de OSI (Open Systems Interconnection) y el protocolo de comunicación (TCP/IP).

#### **5.14.8. Protocolo ICCP**

El servicio de comunicación con otros centros de control, incluido en los servidores ICCP proporcionará los datos en tiempo real e histórico para el intercambio de datos con otros Centros de Control. Este enlace de datos usará el protocolo de comunicación ICCP TASE2 para comunicación entre Centros de Control.

#### **5.14.9. Base de datos**

Para la definición, población y acceso de la base de datos se usará ORACLE con interfaces SQL como Sistema de Manejo de Bases de Datos Relacional (RDBMS).

#### **5.14.10. Interfaz gráfica de usuario**

La interfaz gráfica de usuario (GUI) será full-graphic con las normas y direccionamientos de MS WINDOWS. Esta interfaz esta basada en vectores y soporta definición de capas y vistas. Tiene la capacidad de importar información gráfica de formatos estándar.

La interfaz con el usuario en lo concerniente a despliegues, diálogos con el operador (registros, alarmas, instrucciones, mensajes) estará en idioma español.

#### **5.14.11. Criterios generales**

##### **5.14.11.1. Objetivos del sistema SCADA**

El sistema SCADA esta orientado para cumplir con las siguientes necesidades:

- Suministrar la plataforma de control base para la Supervisión y Control de las Subestaciones de Transmisión/Distribución.
- Suministrar las aplicaciones de SCADA, Sistema de Información Histórica y aplicaciones de programación, configuración.
- Conexión por un canal redundante ICCP a otros Centros de Control para enviar datos de las principales variables del sistema Eléctrico.

##### **5.14.11.2. Arquitectura de control**

La solución integrada propuesta operará con varios niveles de control, estructurados en forma de niveles jerárquicos. Estos niveles jerárquicos de mayor a menor los cuales se han descrito anteriormente en este capítulo, son los siguientes:

- Nivel 3: Sistema del SCADA ubicado en el Centro de control de Distribución de PDVSA.
- Nivel 2: Concentradores de datos de la subestación u otros equipos inteligentes futuros que operen bajo el protocolo EC-60870-5-104, DNP 3.0. Estos equipos ó sistemas se localizan típicamente en las Subestaciones ó en las proximidades de cada equipo supervisado y/ó controlado. Estos dispositivos, además de recolectar los datos para los niveles superiores y efectuar los comandos provenientes de los mismos, son los encargados de las acciones de automatización en las Subestaciones y en la Red de eléctrica.
- Nivel 1: Corresponde a los equipos de interfaz y acondicionamiento de señales requeridos para las entradas de estados discretos y valores analógicos y salidas de control. En general, este nivel no forma parte del suministro cubierto en esta propuesta.

El protocolo de Comunicación entre La Estación Maestra y la Unidades Terminales Remotas y/o servidores es el DNP 3.0 (Distributed Network Protocol). Este protocolo abierto y estándar está basado en la norma IEC-870-5.

#### **5.14.12. Descripción de la arquitectura del sistema**

##### **5.14.12.1. Componentes de la plataforma**

El sistema está conformado por los siguientes componentes funcionales:

- Sistema SCADA.

- Sistema de comunicaciones.
- Sistema de información histórica.
- Sistema de configuración y desarrollo.

#### **5.14.12.1.1. SCADA**

El SCADA y sus aplicaciones son las funciones que soportan el planeamiento, supervisión, control y análisis de la operación del sistema de distribución eléctrico de la PDVSA. Su operación está integrada en el dominio de funciones de operación de tiempo real del sistema.

#### **5.14.12.1.2. Sistema de información histórica (HIS)**

El sistema HIS el cual está integrado dentro del ambiente del SCADA es el responsable por el almacenamiento a largo plazo y recuperación de la información producida por el SCADA. El subsistema de adquisición de datos transfiere la información al HIS en una forma cíclica y a solicitud.

#### **5.14.12.1.3. Sistema de desarrollo**

Una de las aplicaciones del SCADA Project Data Management para los ingenieros de soporte de datos y administradores del sistema en el mantenimiento de los datos del SCADA. El sistema provee una interfaz de usuario conveniente para el mantenimiento de los datos de configuración del proyecto así como copias de

seguridad y recuperación de los datos del proyecto (archivos, datos de aplicaciones, datos de entrada de los operadores, etc.).

La aplicación Project Data Management provee las funciones para crear nuevos proyectos y cargarlos en la base de datos del IMM (Information Model Manager) borrarlos, guardarlos y distribuir los proyectos a los demás servidores del sistema. De la misma forma soporta la importación y exportación de porciones del modelo de datos para las tareas de migración de datos a durante los trabajos de actualizaciones de versiones del sistema. La aplicación del SCADA Project Data Management provee las herramientas y la interfaz para la creación de las copias de seguridad del sistema de base de datos (datos de entrada del operador, datos de configuración, archivos, datos de aplicativos, etc.).

#### **5.14.12.2. Requerimientos de arquitectura del SCADA.**

El SCADA está basado en una arquitectura distribuida donde los equipos están conectados a una red local redundante Ethernet (LAN) por cable UTP categoría 6 con una velocidad de transferencia es de 1000 Mbps. Los periféricos son individualmente accesibles por cualquier servidor, y desde cualquier consola del SCADA es posible conectarse lógicamente a cualquiera de los sistemas funcionales. Los servidores del SCADA son redundantes en configuración hot stand by. La base de datos Oracle RDBMS es la base central para la gestión de los datos del Spectrum PowerCC. Esta base de datos relacional gestiona todas las fuentes de datos del modelo de datos del proyecto (información del sistema de potencia e información de los UI) así como datos archivados y datos de las aplicaciones de tiempo real del SCADA. La recuperación de la base de datos Oracle es de vital importancia para la seguridad y consistencia de los datos durante las fases de arranque y reinicio del sistema. El sistema de “clustering” de Microsoft es usado en el sistema SCADA para este fin.

MS-Cluster está basado en dos servidores redundantes operando en una base de datos común (memoria compartida). Esta base de datos compartida es implementada a través de una configuración RAID de discos SCSI. Los clusters son nodos del sistema independientes identificados con una dirección IP única. El proceso interno de operación de estos clusters es transparente para los clientes externos, para quienes el sistema actúa como una fuente única de datos del sistema. Esta arquitectura garantiza que en ningún momento se pierdan datos del proceso.

#### 5.14.12.3. Dimensionamiento del SCADA y requisitos de expansión

A continuación se muestra en la tabla 5.4 todos los equipos de la Plataforma SCADA.

**Tabla 5.4. Equipos pertenecientes al Nuevo SCADA. [18]**

ITEM	DESCRIPCION	INICIAL
1	Servidores (SCADA, CFE)	2
2	Servidores (HIS, incluye un arreglo de discos externo)	2
3	Servidores (ICCP)	2
4	Servidor de desarrollo	1
5	Consolas de operador basadas en estación de trabajo ( 3 Monitores LCD de 20 “, c/u )	2
6	Consolas de ingeniería basadas en estación de trabajo ( 3 Monitores LCD a de 20 “ c/u )	1
7	Impresora láser blanco y negro	2
8	Impresora Láser a Color	1
9	Red LAN, redundante, certificada	1
10	Sistema UPS redundante de 10KVA	1
11	Interfaz con red Corporativa (Firewall)	2
12	Sistema de Sincronización de Tiempo (GPS)	1

El hardware es expansible para necesidades no previstas, con las siguientes características:

- Memoria principal (servidor, estación de trabajo, etc.) podrá ser expandida hasta dos (2) veces la capacidad inicialmente instalada; esta expansión puede ser realizada en sitio.
- Memoria masiva (servidor, estación de trabajo, etc.), podrá ser expandida hasta tres (3) veces la capacidad inicialmente instalada; esta expansión puede ser realizada en sitio.

#### **5.14.13. Redundancia hot-stand-by**

Las características de la redundancia Hot-stand-by son:

- Menores tiempos de conmutación para aplicaciones de tiempo real
- Cada servidor tiene su propio registro local de almacenamiento local representando información consistente y sincrónica de la información del proceso.
- Actualizaciones manuales, marcas y tags son almacenados localmente en el servidor activo y son actualizados en el servidor hot-stand-by.
- El registro local de almacenamiento del servidor en hot-stand-by es actualizado en el arranque desde el servidor activo. Los arranques del servidor hot-stand-by son completamente independientes de la base de datos RDBMS y su disponibilidad.

- La información de proceso de los sistemas de frontera CFE e ICCP son enviados a los dos paquetes funcionales de tiempo real RTS en los respectivos servidores.
- En el sistema SCADA la redundancia hot-stand-by es asignada usualmente a los paquetes funcionales de tiempo real RTS, servicios de comunicación ICCP y aplicaciones avanzadas AAS (HIS).

#### **5.14.14. Redundancia en la base de datos**

Las características en la redundancia en la base de datos son:

- Información consistente y segura en caso de conmutación y recuperación en caso de fallas simples.
- Restablecimiento de funciones críticas de control sin pérdida de datos.
- Los dos servidores PSOS usan una base de datos común, si uno de los servidores PSOS falla el servidor de backup toma automáticamente las funciones de gestión de los datos.

La base de datos Oracle RBMS es la base central para la gestión de los datos del SCADA. Esta RDBMS gestiona todas las fuentes de datos del modelo de datos del proyecto (información del sistema de potencia y información de los UI) así como datos archivados y datos de las aplicaciones de tiempo real del SCADA. La recuperación de la base de datos Oracle y del ASR es de vital importancia para la seguridad y consistencia de los datos durante las fases de arranque y reinicio del sistema. El sistema de “clustering” de Microsoft es usado en el sistema SCADA para este fin. MS-Cluster está basado en dos servidores redundantes operando en una base

de datos común (memoria compartida). Esta base de datos compartida es sostenida a través de un arreglo externo de discos SCSI en configuración RAID 1. Los arreglos externos de discos son nodos del sistema independientes identificados con una dirección IP única. El proceso interno de operación de estos arreglos es transparente para los clientes externos, para quienes el sistema actúa como una fuente única de datos del sistema. Esta arquitectura garantiza que en ningún momento se pierdan datos del proceso. Para dar aún mayor robustez al sistema, Todos los equipos críticos propuestos, incluyendo los arreglos de discos, cuentan con fuentes de alimentación redundante.

Como se mencionó anteriormente Oracle RDBMS gestiona todos los datos (estáticos y dinámicos) de todo el sistema SCADA. Adicionalmente todos los registros de almacenamiento local de los servidores del sistema son almacenados en el DOR (Data Object Repository) en el servidor PSOS. Los registros de almacenamiento local están estructurados de una forma óptima para asegurar un procesamiento en tiempo real así como conmutación y recuperación también en tiempo real dentro de los respectivos servidores.

#### **5.14.15. Redundancia de la LAN**

El SCADA provee redes redundantes de alto nivel tolerante a fallas mediante los adaptadores de red de los servidores conectados a switches inteligentes. Los adaptadores de red son productos comerciales y soportan la conmutación del segundo enlace Ethernet cuando el primer adaptador ha fallado. Una sola dirección IP es asignada a cada par de adaptadores Ethernet y el software controlador gestiona las conmutaciones entre los adaptadores.

#### **5.14.16. Redundancia en interfaz de proceso**

Las fuentes de datos del proceso (CFE e ICCP) están configuradas como redundantes garantizando la adquisición continúa de los datos de campo así como también las conexiones con otros Centros de Control.

#### **5.14.17. Interfaz a CDS y RTUs redundante CFE**

Tanto los Concentradores de Datos de las Subestaciones como las RTU así como los dispositivos futuros que PDVSA desee integrar al sistema SCADA, estarán conectados a través de la red LAN del sistema y se comunicarán utilizando el protocolo DNP 3.0. Los componentes de CFE se activan conforme a la configuración establecida en el sistema. Los dispositivos remotos son configurados como activos dentro del subsistema CFE (Las cargas son repartidas entre los componentes CFE).

Ante la falla de un componente CFE, todos los CDS y RTUs son conmutados al CFE redundante quien asume toda la carga de datos. Al recuperarse el otro CFE todos los CDS y RTUs que estaban activas en este CFE son conmutadas nuevamente y la repartición de carga de datos es nuevamente compartida.

#### **5.14.18. Requerimientos funcionales del SCADA**

Basado en los requerimientos para la operación de la red de PDVSA en esta sección se describen las aplicaciones SCADA propuestas.

#### **5.14.19. Aplicación SCADA**

- Adquisición e Intercambio de Datos.
- Registro de Eventos, Alarmas y Secuencia de Eventos.
- Procesamiento de Datos.
- Control Remoto.
- Coloración y Retiro de Marcas (Tagging).
- Procesamiento de Alarmas.
- Coloreado de la Red.
- Sistema de Información Histórica (HIS).
- Despliegues gráficos de variables de interés.
- Reportes diarios, actuales e históricos.
- Control de la demanda (Curvas, tendencias, etc.).
- Cambios de Estado (COS).
- Secuencia de Eventos (SOE).

#### **5.14.19.1. Adquisición e intercambio de datos (CFE)**

El servidor de comunicaciones Front End (CFE) es la interfaz de proceso basada en un PC para conectar los CDS y las RTUs de diferentes proveedores y bajo el protocolo DNP 3.0 al sistema de control distribuido SCADA. Aunque únicamente forma parte de este suministro, en el nivel de SCADA, el protocolo DNP 3.0, el sistema SCADA cuenta con una variedad de protocolos que están disponibles para PDVSA cuando así lo requiera.

El CFE recibe los datos de campo (estados, medidas adimensionales, medidas en unidades de ingeniería, datos SOE) a través de RTUs, Gateways, servidores, etc. Los datos de las RTUs se encuentran codificados a través de un protocolo específico de transmisión, en nuestro caso DNP 3.0.

Además del protocolo antes mencionado, el sistema SCADA es capaz de operar con los protocolos de comunicación DNP 3.0, IEC 60870-5-104, IEC 61850, ModBus, IEC 60870-5-101 entre otros.

El CFE decodifica el formato de transmisión y procesa los valores recibidos con el fin de estandarizarlos para luego ser procesados por los servidores SCADA.

##### **5.14.19.1.1. Adquisición de Datos**

Existen dos métodos básicos para el control del flujo de datos desde la RTU hacia el CFE:

- Control de transmisión de datos por la RTU: Los datos son enviados por la RTU de manera espontánea como respuesta a cambio o en intervalos cíclicos.

- Control de transmisión de datos por el CFE: Los datos son enviados por la RTU solo bajo el requerimiento del CFE.

El CFE tiene la capacidad para examinar periódicamente los canales de comunicación con las remotas, detectar y registrar condiciones de error.

#### **5.14.19.2. Sistema de comunicaciones entre centros de control**

El nuevo sistema SCADA tiene habilitado otro puerto a través del servidor de comunicaciones entre centros de control para la comunicación bajo el protocolo ICCP (DNP 3.0 o IEC 60870-6 TASE2) con el CND y CCM.

#### **5.14.19.3. Registro de eventos, alarmas y secuencia de eventos**

El área funcional SCADA Processing ha sido especialmente diseñada para proveer las funciones básicas de tiempo real para las aplicaciones SCADA, como son por ejemplo los sistemas de gestión de la base de datos operacional y las interfaces de tiempo real de los distintos paquetes operacionales del sistema SCADA. El SCADA Processing maneja los datos proporcionados por los subsistemas de adquisición de datos (CFE y ICCP), monitorea los cambios, reparte los datos a los demás subsistemas (por ejemplo HIS para el almacenamiento cronológico del SOE) y actualiza la base de datos operacional. Cálculos, combinaciones y procesamientos especiales también son efectuados por esta área funcional.

#### **5.14.19.4. Procesamiento de datos**

El área funcional SCADA Processing provee las funciones para el procesamiento de los datos conforme se describe en las especificaciones del proyecto como son:

- Procesamiento de datos analógicos
  - ✓ Conversión de datos.
  - ✓ Verificación de límites alto y bajo.
  
- Procesamiento de datos de estados.
  - ✓ Manejo de estados de dispositivos de movimiento lento.
  
  - ✓ Procesamiento de Indicaciones de estado.
  
- Procesamiento de datos de acumuladores (RAP).

Los contadores de energía son transmitidos desde las subestaciones a través de las RTUs a la componente RAP del sistema SCADA.

La componente RAP inicia el procesamiento de los valores que están llegando del campo pocos segundos después que el valor esperado llega. La llegada de los valores se realiza de acuerdo al periodo de escaneo predefinido, por ejemplo cada minuto, cada cinco minutos, cada 15 minutos, cada hora, etc.

La componente RAP asume que todos los valores llegan de manera espontánea de acuerdo al periodo de escaneo predefinido por el reloj externo de la subestación.

Si un valor llega demasiado tarde debido a problemas en la transmisión no podrá ser considerado por el procesamiento regular periódico del RAP.

Las medidas obtenidas mediante el uso de los acumuladores podrán ser recuperadas y procesadas con respecto a la conversión de datos, a la verificación de los límites de razonabilidad etc. Las lecturas de MW asociadas con los MWh (Por ejemplo, lecturas de la misma línea) son integradas y usadas como datos de MWh de respaldo. Los valores positivos y los negativos de un punto de datos en MW serán integrados por separado, para producir el cálculo de MWh recibidos y entregados. El cambio de una lectura primaria de MWh a la lectura de respaldo correspondiente no afecta la acumulación histórica de estos datos.

En general, las lecturas de acumulador dentro del componente RAP usan uno de los siguientes medios de respaldo:

- Acumuladores de respaldo, donde exista más de un dispositivo físico.
- Lecturas de respaldo, donde un valor integrado respalde a un medidor físico.

El RAP seleccionará el mejor respaldo en caso de falla del primario. Se establecerá una forma lógica para seleccionar los respaldos en orden de prioridad. Los datos originados en respaldos serán identificados; se avisará al operador cuando una lectura de respaldo va a ser utilizada.

El sistema SCADA suministrará despliegues para mostrar todas las lecturas de MWh y sus correspondientes lecturas de respaldo. El operador podrá tener la opción, a través de procedimientos interactivos en la consola para: entrar manualmente a

reemplazar valores u ordenar el uso de los datos de respaldo en vez de los correspondientes datos del acumulador, que estén malos o no estén presentes.

- Cálculos de datos analógicos en tiempo real.

El área funcional SCADA Processing tiene funciones de cálculo de datos para ser usadas en aquellos cálculos que deben realizarse con la frecuencia cercana a la de barrido. La frecuencia de cálculo será programable y con una asignación a cálculos individuales. Asimismo se puede efectuar cálculos sobre datos analógicos en tiempo real y con las características descritas en las especificaciones.

- Cálculos de datos de estados en tiempo real.

El área funcional SCADA Processing tiene funciones de cálculo de datos que se usan para hacer análisis lógicos frecuentes de estos puntos. En este caso, la frecuencia de cálculo puede ser ajustable por el programador para cada cálculo individual. También, el cálculo de puntos de estado calculados puede ocurrir cada vez que uno de los puntos componentes cambie de estado.

- Datos de ingreso manual.

El área funcional SCADA Processing permite las siguientes acciones sobre los datos de ingreso manual:

- ✓ Los datos de ingreso manual podrán ser mostrados en cualquier despliegue. Ciertos despliegues podrán mostrar solamente Datos de Ingreso Manual.

- ✓ Los mensajes de eventos serán almacenados para registrar cualquier cambio en el ingreso manual de estos datos.
  - ✓ Los puntos de ingreso manual deberán ser presentados en el despliegue y registrados en los reportes, de forma tal que se diferencien de aquellos datos de tiempo real que han ingresado automáticamente.
  - ✓ Los puntos de ingreso manual o telemedidos serán transparentes para los programas de acceso.
  - ✓ Los puntos de ingreso manual serán definibles en la base de datos de forma similar a los puntos de datos de tiempo real.
- Calidad de datos.
  - El estado de calidad de datos para los datos telemedidos incluye la siguiente información en el orden de prioridades indicado:
    - ✓ Datos ingresados manualmente.
    - ✓ Datos desactivados.
    - ✓ Error de telemetría.
    - ✓ Datos buenos.
  - El estado de calidad de datos para los datos calculados incluye la siguiente información en el orden de prioridades que se indica a continuación:

- ✓ Dato incorrecto.
- ✓ Dato correcto.
- Selección de valores fuentes. El área funcional procesamiento SCADA tiene funciones para la ejecución de las siguientes tareas:
  - ✓ Preparación de los valores de datos actuales tanto para valores telémedidos como valores entrados manualmente para próximos procesamientos.
  - ✓ Si una marca de “bloquear” ha sido colocada por el operador se suprimirá la transferencia del valor telémedido.
  - ✓ Cambio de valores (digitales, cambios de TAP o valores flotantes) son detectados y se analiza la calidad de los valores.
  - ✓ Creación de alarmas y eventos dependiendo de la característica de cambio de estado.
  - ✓ Procesamiento de la persistencia de una medida de TAP o estados digitales.
  - ✓ Actualización de banderas apropiadas (por ejemplo estados anormales).

#### **5.14.19.5. Control remoto**

El control supervisorio se encarga de las siguientes funciones:

- Control de Operaciones de dispositivos.
- Procesamiento de enclavamientos.
- Monitoreo de ejecución de control.

#### **5.14.19.6. Coloración y retiro de marcas (Tagging)**

La aplicación SCADA del SCADA tiene la capacidad de realizar marcas de un dispositivo, monitoreado o no monitoreado, a través de los despliegues gráficos. Esta marca representa la acción del operador para llamar la atención sobre un dispositivo representado mediante un símbolo en un despliegue; indicando que el control remoto está para tal dispositivo, ya sea que este modo de operación esté inhibido ó con restricciones. Dependiendo del tipo de marca, el software inhibe el mando del dispositivo asociado.

#### **5.14.19.7. Procesamiento de alarmas**

Mediante esta funcionalidad el operador recibe información del sistema de potencia. Entre la información recibida se tiene:

- Mensajes de Eventos: Estos mensajes no requieren ser reconocidos por el operador. Estos son reportados en el resumen general de eventos.

- Mensajes de Alarmas: Eventos que deben ser considerados por el operador son llamados Alarmas y generalmente requiere reconocimiento del operador. Estos mensajes son reportados en la vista de resumen general de eventos en la vista de resumen de alarmas correspondiente.

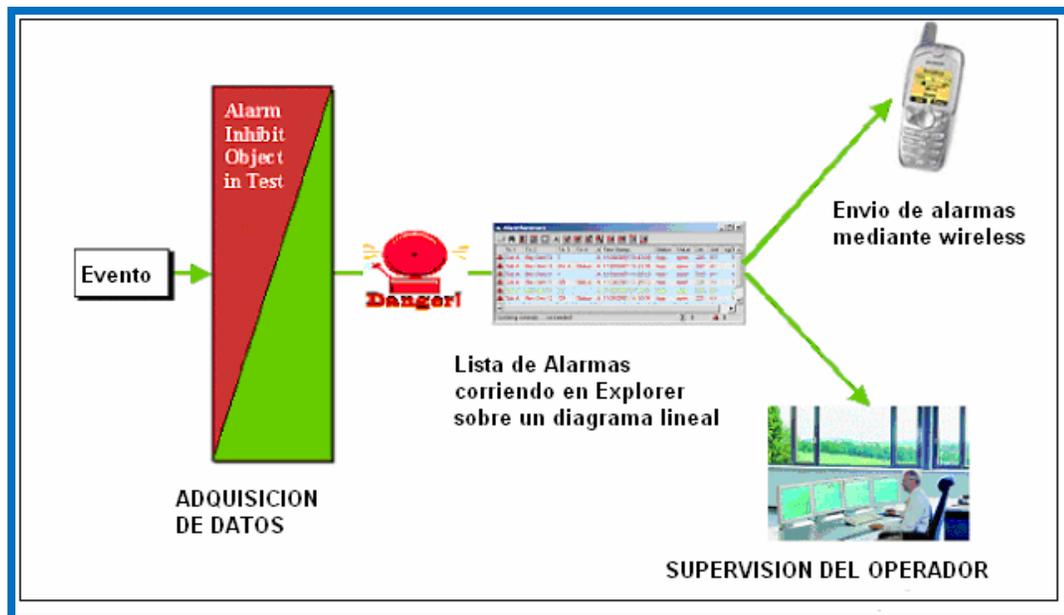


Figura 5.10. Gestión de alarmas. [18]

#### 5.14.19.8. Coloreado de la red

El Procesador de Topología requiere de entradas de medidas digitales consistentes, las cuales son una funcionalidad básica del SCADA, y realiza varios análisis de red basados en la topología.

El Procesador de Topología es activado por cada cambio de estado de un dispositivo de maniobra y por cambios estáticos de topología de red realizados por el Information Model Manager (IMM).

El procesador de topología recolecta la siguiente información de cada equipo conectado en la red:

- Conexiones a fuentes de energía.
- Conexiones a tierra (Seccionadores de tierra cerrados).
- Conexiones a elementos determinantes de grupos de red.

Con esta información básica, el procesador de topología determina los siguientes estados principales de la red para cada fase eléctrica de un tramo de los equipos conductores:

- Energizado.
- Aterrizado.
- Indefinido.
- Desenergizado.
- Energizado incierto.
- Aterrizado incierto.
- Indefinido incierto.

El procesamiento de estado de red esta basado en los siguientes estados de lo equipos de maniobra:

- Información del estado de los equipos de maniobra definiendo una conexión como abierta o cerrada.
- Información del estado de un equipo de maniobra definiendo si una fuente de energía (Generador o Alimentación) esta actualmente suministrando energía.

#### **5.14.19.8.1. Soporte de PC's**

La interfaz de usuario estándar son despliegues basados en Web. Estos despliegues son completamente html por lo que no se requiere instalación alguna del lado del cliente.

Los datos del HIS pueden ser recuperados para su visualización o impresión utilizando los despliegues predefinidos y reportes. Los valores también pueden ser recuperados utilizando archivos de búsqueda específicos.

Los derechos de acceso de los usuarios están basados en los derechos de acceso al Windows (“login”) y pueden ser definidos a nivel de puntos o a nivel de un rango de tiempo por punto.

#### **5.14.19.9. Sistema de información histórica (HIS)**

##### **5.14.19.9.1. Descripción general**

El proceso de almacenamiento de datos y el procesamiento de los datos históricos constituyen un importante factor en sistemas SCADA y de administración de redes de potencia y/o distribución.

El sistema de información histórica (HIS) del SCADA provee la capacidad de almacenar datos históricos tales como valores analógicos y acumuladores, mediciones digitales y alarmas. El uso de una base de datos relacional comercial hace del HIS una solución abierta y permite su integración a lo largo de la empresa.

El HIS puede procesar una gran cantidad de datos, Adicionalmente está diseñado para manejar desde decenas de MB a cientos de GB. El tamaño de HIS está restringido únicamente por el espacio en disco. No hay limitaciones de tamaño impuestas en el sistema.

#### **5.14.19.9.2. Funcionalidad**

El HIS tienen los siguientes componentes:

- Recolección de Datos
- Protección contra la pérdida de datos de tiempo real.
- Archivo de largo plazo (Long-term archiving - LTA).
- Recuperación de datos.
- Interfaz de Usuario.

- Reportes.
- Interfaces externas.
- Modificación de datos.
- Capacidad de cálculo.
- Agregación.
- Fórmula.

La protección contra la pérdida de datos en tiempo real se logra mediante la configuración redundante:

- Arreglo de discos en configuración RAID 1.
- Tecnología de “cluster” con Oracle Fail Safe para interfaz de software redundante.
- Tareas de recolección de datos del SCADA HIS para evitar la pérdida de datos.

El mantenimiento de los archivos de largo plazo (LTA) se maneja a través de la función LTA del HIS. El LTA permite mover los datos del sistema en línea al medio de almacenamiento de largo plazo luego de que se ha alcanzado el período de retención establecido. Esta función también permite la recarga de estos datos a la base de datos relacional.

Las capacidades de realización de cálculos son muy flexible tanto para agregación periódica (mínimos, máximos promedios, etc.) como para fórmulas definidas por el usuario. La función de agregación puede también ser utilizada como un método de compresión para reducir la cantidad de valores primarios “raw values” en la base de datos en línea. Por ejemplo, en vez de mantener 1 año de datos primarios en línea, se podrían mantener 3 meses de datos primarios, 6 meses de valores de cada 5 minutos y agregados y 1 año de valores diarios y agregados.

#### 5.14.19.9.3. Flujo de los datos

El HIS recibe los datos provenientes del sistema SCADA. La configuración de los datos a ser colectados se define a través de la herramienta Information Model Management (IMM), (figura 5.11).

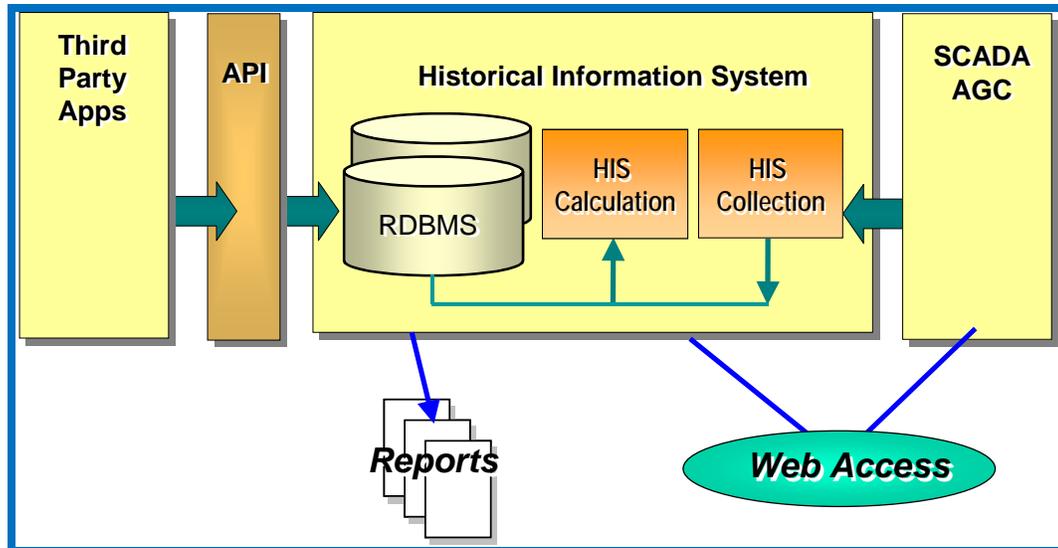


Figura 5.11. Flujo de datos. <sup>[19]</sup>

#### 5.14.19.9.4. Recolección de los datos

El proceso de recolección de datos del HIS recibe los valores del sistema de adquisición de datos tanto por excepción como periódicos.

- La Protección Contra la pérdida de Datos de Tiempo Real (Protection Against Real-Time Data Loss).

La configuración redundante del HIS es de tipo Hot-Stand-by lo cual significa que el HIS puede recolectar los datos de dos servidores (los dos lados del cluster). En caso de falla del servidor primario, el servidor en Standby almacenará los datos recolectados. El servidor primario escribe sobre la base de datos del HIS a menos que esta falle en cuyo caso comenzará a almacenar los datos en archivos temporales. Esto asegura que los datos en tiempo real nunca se pierden.

- Almacenamiento de Largo Plazo (LTA).

El HIS soporta el almacenamiento fuera de línea con el objetivo de minimizar los requerimientos del sistema en línea. Los valores son configurados con un período de retención que determina por cuanto tiempo los datos son retenidos en el archivo en línea. Una vez se pasa este período de retención los datos son borrados o pasados a archivos de almacenamiento de largo plazo que pueden ser copiados a un sistema de almacenamiento externo (ej. CD, DVD, unidades de cinta, etc.). El HIS mantiene una lista de los datos exportados y los nombres de los archivos asociados para su futura recuperación. Los datos son recuperados por nombre del punto y el rango de tiempo y visualizados a través de los mismos despliegues usados para ver los datos en línea. Los datos recuperados son de tipo “read-only”.

#### **5.14.19.9.5. Recuperación de los datos**

Los datos del HIS pueden ser recuperados para su visualización o impresión utilizando los despliegues predefinidos y reportes. Los valores también pueden ser recuperados utilizando archivos de búsqueda específicos.

La interfaz de usuario estándar, una aplicación adicional del SCADA, son despliegues basados en Web. Estos despliegues son completamente html por lo que no se requiere instalación alguna del lado del cliente.

La navegación a través de la interfaz de usuario se realiza ya sea a través de un “árbol colapsable” o a través de botones específicos colocados en la parte superior de los despliegues. La parte superior de los despliegues es estándar en todos para la selección del tiempo, el rango y los puntos.

Los derechos de acceso de los usuarios están basados en los derechos de acceso al Windows (“login”) y pueden ser definidos a nivel de puntos o a nivel de un rango de tiempo por punto.

Los despliegues de usuario son creados mediante la definición del rango de tiempo (relativo o absoluto), la periodicidad de los datos y las lista de los nombre de los puntos. Estos despliegues pueden ser tanto privados (para el usuario que los crea) o compartidos.

#### **5.14.19.9.6. Descarga**

Los despliegues basados en web del HIS soportan la descarga de toda la información de búsqueda (no solo lo que se muestra en el despliegue) al servidor local en el formato “comma-separated values (CSV)”, Microsoft Excel (XLS) y XML.

#### **5.14.19.9.7. Interfaces externas**

El uso de una RDBMS comercial hace del HIS un sistema abierto para su integración a lo largo de la empresa. Programas de aplicación pueden obtener la data del HIS usando los estándares SQL, ODBC, OLE DB, JDBC, PL/SQL, MS ADO y/o MS ADO.NET.

#### **5.14.19.9.8. Modificación de los datos**

Los datos almacenados pueden ser editados por los usuarios autorizados para corregir valores errados. Se coloca una bandera de calidad a todos aquellos datos que son editados para indicar que estos valores han sido cambiados luego de haber sido almacenados. Cualquier dato que depende del valor editado es recalculado.

El HIS mantiene una bitácora con todas las actualizaciones. El usuario, la consola, el viejo valor, el nuevo valor y la marca de tiempo tanto para el valor viejo y el nuevo valor son mantenidos en la bitácora (“audit trail”). Esta bitácora se mantiene en la base de datos.

#### **5.14.19.9.9. Requerimientos de despliegues**

Los despliegues del SCADA ofrecidos como estándar dentro del sistema de control numérico siguen los requerimientos generales de diseño de los despliegues del HMI.

#### **5.14.19.10. Modos de operación**

En la UCM es posible asignar a cada consola un modo específico de operación. Los modos de consola se asignarán a partir de los Despliegues de Asignación de Consolas.

Los modos de consola especificados a continuación serán implantados inicialmente ó según se notifique, y para acceder a cualquiera de ellos, se requerirá de “password”:

- **Modo Configuración ó Programación:** En este modo puede ejecutar todas las funciones de configuración o programador.
- **Modo de Ingeniería:** Puede desplegar las ventanas y pantallas asignadas al Modo o Aplicaciones de Ingeniería.
- **Modo Supervisor.** Puede ejecutar todas las funciones, incluyendo asignar los modos de consola, las áreas de visualización y las áreas de responsabilidad de otras consolas.
- **Modo Operador:** Puede llamar todos los despliegues y ejecutar todas las funciones SCADA de tiempo real y de despacho (Incluyendo el control de los dispositivos del sistema de potencia, el cambio de los límites de operación, la captura

de puntos fuera del barrido, el cambio de sus estados, etc.). Además, el modo operador tendrá funciones según las áreas de responsabilidades seleccionadas.

- Modo de Solo Despliegues: Sólo puede llamar aquellos despliegues asignados a sus respectivas Áreas de Visualización.

El modo de consola en uso deberá indicarse en todos los despliegues del sistema (siempre visible).

#### **5.14.20. Recomendación para el nuevo sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA)**

Se recomienda que el nuevo sistema de control numérico de acuerdo a precedentes de óptimo funcionamiento, realizados anteriormente en la empresa PDVSA, y con resultados realmente importante, se procede a citar en esta propuesta como SCADA a utilizar e implementar el Spectrum Power CC, caracterizado por su programación orientada a objetos, arquitectura abierta y escalable el Spectrum PowerCC ofrece una amplia, poderosa y eficiente base para proyectos de diferentes tamaños, para compañías de generación, transmisión y distribución de energía, así como en el área industrial también.

## CAPÍTULO VI

### ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS EQUIPOS

#### 6.1. Fibra óptica definida

Las especificaciones indicadas a continuación cumplen con la Recomendación Internacional UIT-T G. 652, titulada “Características de un cable de fibra óptica monomodo estándar SM/ST”.

**Tabla 6.1. Especificaciones técnicas del cable de fibra Óptica**

CARACTERÍSTICAS	CABLE DE FIBRA OPTICA MONOMODO	
	HASTA 12 HILOS DE FIBRA	DE 13 A 24 HILOS DE FIBRA
LONGITUD DE ONDA	1500NM	1500NM
DIÁMETRO DEL NÚCLEO	9,1 μM	9,1 μM
DIÁMETRO DEL REVESTIMIENTO	125 μM	125 μM
DIÁMETRO DEL CABLE	12,6 MM	13,5 MM
PESO DEL CABLE	140 KG/KM	160 KG/KM
TIPO DE CABLE	LOOSE TUBE CABLE ARMOED	LOOSE TUBE CABLE ARMOED
COEFICIENTE DE ATENUACIÓN	INFERIOR A 0,35 DB/KM	INFERIOR A 0,35 DB/KM
ERROR DE CONCENTRICIDAD DEL CAMPO MODAL	NO DEBE EXCEDER DE 1 μM	NO DEBE EXCEDER DE 1 μM
LONGITUD DE ONDA DE CORTE DEL CABLE	MÁXIMO 1480 NM	MÁXIMO 1480 NM

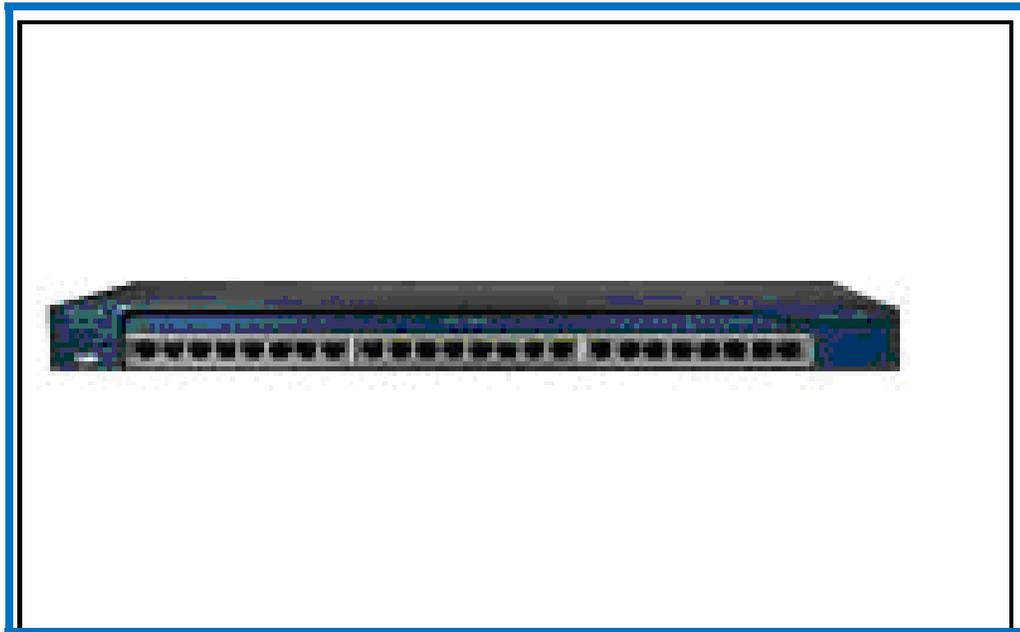
**Tabla 6.1. Especificaciones técnicas del cable de fibra óptica. (Continuación)**

<b>DISPERSIÓN POR MODO DE POLARIZACIÓN</b>	<b>INFERIOR A 0,5 PS/KM<sup>1/2</sup></b>	<b>INFERIOR A 0,5 PS/KM<sup>1/2</sup></b>
<b>ESTRUCTURA DEL CABLE</b>	<b>SOPORTE DIELECTRICO CENTRAL, LAS FIBRAS COLOCADAS DENTRO DE PROTECCIONES HOLGADAS, CINTAS SINTÉTICAS, POLIETILENO, HILADOS DE ARAMIDA, ACERO/COPOLIMERO TERMOSOLDADO Y POR ULTIMO OTRA CUBIERTA DE POLIETILENO.</b>	<b>SOPORTE DIELECTRICO CENTRAL, LAS FIBRAS COLOCADAS DENTRO DE PROTECCIONES HOLGADAS, CINTAS SINTÉTICAS, POLIETILENO, HILADOS DE ARAMIDA, ACERO/COPOLIMERO TERMOSOLDADO Y POR ULTIMO OTRA CUBIERTA DE POLIETILENO.</b>
<b>TRACCIÓN MÁXIMA</b>	<b>170 KG</b>	<b>200 KG</b>
<b>TEMPERATURA DE OPERACIÓN</b>	<b>-20°C A +70°C</b>	<b>-20°C A +70°C</b>

Seguidamente se mostraran las características y/o especificaciones de los diferentes equipos que se recomiendan para la arquitectura de la plataforma de comunicación propuesta, que cumplen con las características pertinentes para este diseño.

## 6.2. Switches catalyst 2950 de cisco system

Los Switches Catalyst 2950 de Cysco System (figura 6.1) son una serie de switches ethernet inteligentes. Una línea de dispositivos de configuración fija, apilables e independientes que entregan conectividad 10/100 y gigabit ethernet para redes de área local, tamaño medio o gran tamaño. Estos switches pueden conectarse a estaciones de trabajos y otros dispositivos de redes, tales como servidores, routers y otros switches.



**Figura 6.1. Switch Catalyst 2950**

Todos los Switches Catalyst de la serie 2950 proveen calidad de servicio (QoS) para protocolo IP, soporte multicast, alta capacidad de actualización para los Gigabit Ethernet para una variedad de medios y pueden realizar rutinas IP dentro del núcleo de la red al combinarse con los Switches de agregación.

En la tabla 6.2 se listan las características e los Switches pertenecientes a la serie Catalyst 2950, cuyo tejido de comunicación es de 8.8 Gbps.

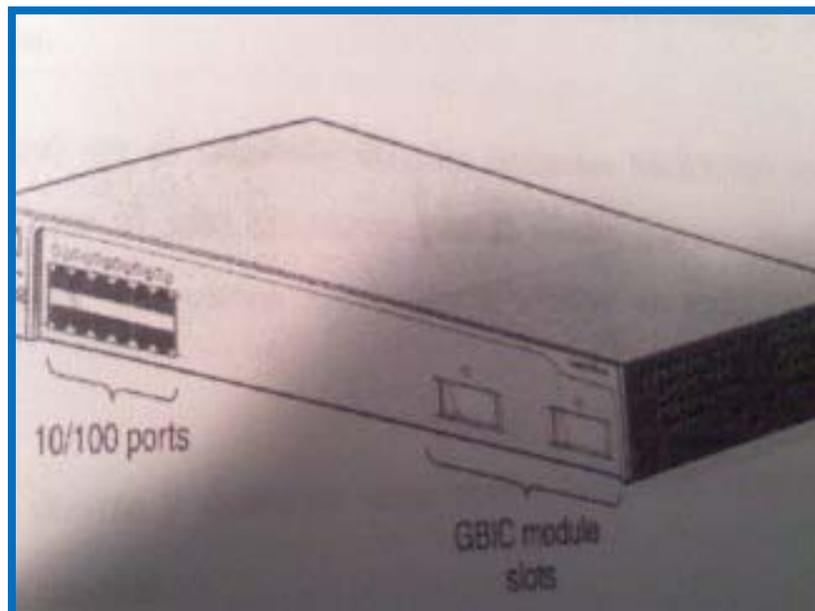
**Tabla 6.2. Características de los Switches pertenecientes a la serie Catalyst 2950. Cysco.**

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
<b>HARDWARE</b>	<p>-SWITCH CATALYST 2950-12: 12 PUERTOS 10/100 ETHERNET.</p> <p>-SWITCH CATALYST 2950-24: 24 PUERTOS 10/100 ETHERNET.</p> <p>-SWITCH CATALYST 2950C-24: 24 PUERTOS 10/100 ETHERNET Y 2 PUERTOS 100BASE-FX.</p> <p>-SWITCH CATALYST 2950G-12-EI: 12 PUERTOS 10/100 ETHERNET Y 2 PUERTOS GBIC.</p> <p>-SWITCH CATALYST 2950G-24-EI: 24 PUERTOS 10/100 ETHERNET Y 2 PUERTOS GBIC.</p> <p>-SWITCH CATALYST 2950G-12-EI-DC: 24 PUERTOS 10/100 ETHERNET Y 2 PUERTOS GBIC CON FUENTE DE ENTRADA DC.</p> <p>-SWITCH CATALYST 2950G-48-EI: 48 PUERTOS 10/100 ETHERNET Y 2 PUERTOS GBIC.</p> <p>-SWITCH CATALYST 2950T-24: 24 PUERTOS 10/100 ETHERNET Y 2 PUERTOS 10/100/1000 ETHERNET.</p> <p>-LOS SWITCHES CATALYST 2950G-12-EI, CATALYST 2950G-24-EI, CATALYST 2950G-24-EI-DC, CATALYST 2950G-48-EI SOPORTAN LOS SIGUIENTES MODULOS GBIC:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ MODULO 1000BASE-SX GBIC: PARA CONEXIONES DE FIBRAS ÓPTICAS QUE NO EXCEDAN 550 M.</li> <li>➤ MODULO 1000BASE-LX/LH GBIC: PARA CONEXIONES DE FIBRAS ÓPTICAS QUE NO EXCEDAN 10 KM.</li> <li>➤ MODULO 1000BASE-ZX GBIC: PARA CONEXIONES DE FIBRAS ÓPTICAS QUE NO EXCEDAN 100 KM.</li> <li>➤ MODULO GIGASTACK GBIC: PERMITE INSTALAR UN PLANO APILADO INDEPENDIENTE DE 1GBPS CON UNA CONFIGURACIÓN EN CASCADA DE 9 SWITCHES MÁXIMOS. SOPORTA UN ENLACE FULLDUPLEX EN UNA CONFIGURACIÓN PUNTO A PUNTO Y HASTA 9 ENLACES HALFDUPLEX EN UN PLANO APILADO. EL CABLE USADO PARA ENLAZAR DOS MÓDULOS GIGASTACK GBIC ES EL CABLE GIGASTACK GBIC, PROPIETARIO DE CISCO, EL CUAL NO DEBE EXCEDER DE 1 M.</li> </ul>

**Tabla 6.2. Características de los Switches pertenecientes a la serie Catalyst 2950.  
Cisco. (Continuación)**

<b>CONFIGURACIÓN</b>	<p>-AUTOINTERCAMBIO DE VELOCIDAD Y DE MARCOS DUPLEX EN LOS PUERTOS 10/100 Y EN LOS PUERTOS 10/100/1000.</p> <p>-SOPORTA ÚNICAMENTE 100MBPS Y MARCOS FULLDUPLEX EN LOS PUERTOS 100BASE-FX.</p> <p>-SOPORTA DIRECCIONES 8192 MAC.</p> <p>-DETECTA ERRORES EN LOS PAQUETES RECIBIDOS, DETERMINA EL PUERTO DE DESTINO, ALMACENA EL PAQUETE EN MEMORIA COMPARTIDA Y DESPUÉS OFRECE EL PAQUETE AL PUERTO DE DESTINO.</p>
<b>REDUNDANCIA DE FUENTE</b>	<p>-CONEXIÓN OPCIONAL A UN SISTEMA DE FUENTE REDUNDANTE CISCO RPS 300, EL CUAL USA CORRIENTE AC DE ENTRADA Y SUMINISTRA CORRIENTE DC DE SALIDA HACIA EL SWITCH.</p>

En la figura 6.2 se ilustra un Switch Catalyst 2950G-12-EI, y en la tabla 6.3 se resumen sus especificaciones técnicas.



**Figura. 6.2. Switch Catalyst 2950G-12-EI. Cisco.**

**Tabla 6.3. Especificaciones técnicas del Switch Catalyst Seleccionado. Cisco**

<b>MODELO</b>	<b>CATALYST 2950G-12-EI SWITCH</b>	
<b>SERIE A LA QUE PERTENECE</b>	<b>SERIE CATALYST 2950 DE CISCO SYSTEM</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DE HARDWARE</b>	<b>12 PUERTOS 10/100 ETHERNET Y 2 PUERTOS GBIC</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DE CONFIGURACIÓN</b>	<b>VER TABLA 6.2.</b>	
<b>REDUNDANCIA DE FUENTE</b>	<b>VER TABLA 6.2.</b>	
<b>TEMPERATURA DE OPERACIÓN</b>	<b>0° A 45° C (32° A 113° F)</b>	
<b>TEMPERATURA DE ALMACENAMIENTO</b>	<b>-25° A 70° C (-13° A 158° F)</b>	
<b>HUMEDAD DE OPERACIÓN</b>	<b>10% A 85% (SIN CONDENSACIÓN)</b>	
<b>REQUERIMIENTO DE FUENTE</b>	<b>VOLTAJE DE ENTRADA AC</b>	<b>100 A 127/200 A 240 VAC, 50 A 60 HZ</b>
	<b>VOLTAJE DE ENTRADA DC</b>	<b>+12 VDC @ 4,5 A</b>
	<b>POTENCIA CONSUMIDA</b>	<b>30 W (MAXIMO) 102 BTU/H</b>

**Tabla 6.3. Especificaciones técnicas del Switch catalyst Seleccionado. Cisco.**  
(continuacion)

<b>PESO</b>	<b>3KG</b>
<b>DIMENSIONES</b>	<b>(4,36*44,45*24,18CM)</b> <b>(ALTO*ANCHO*PROFUNDIDAD)</b>

### **6.3. Módulos de bahía (9100-9200)**

#### **6.3.1. Características físicas**

##### **6.3.1.1. BM9100**

El chasis del BM9100 tiene 19 pulgadas de ancho (483 mm), 4 U (7 pulgadas, 177 mm) de altura y 10 pulgadas (260 mm) de profundidad.

El chasis se fija en armario por medio de 4 tornillos (de 6 mm de diámetro) colocados en ambos lados del chasis al nivel del panel frontal.

##### **6.3.1.2. BM9200**

El chasis del BM9200 tiene 8 pulgadas de ancho (206 mm), 4 U (7 pulgadas, 177 mm) de altura y 9 pulgadas (220 mm) de profundidad.

El chasis se fija en armario por medio de 4 tornillos (de 4,2 mm de diámetro) colocados en ambos lados horizontal del chasis al nivel del panel frontal.

### 6.3.2. Condiciones de entorno

- Temperatura de funcionamiento: -10° C a +55° C.
- Resistencia a la vibración: 10 a 150 Hz, 2g.

Alimentación eléctrica.

**Tabla 6.4. Alimentaciones. Guía Técnica de Bay Module-Areva**

Alimentación	Tensión (en CC o CA)	Consumo máximo
BM9100	24-30V	2 A
	48-60V	1 A
	110-125V	0.5 A
	220-250V	0.3 A
BM9200	24-30V	1.2 A
	48-60V	0.7 A
	110-125V	0.3 A
	220-250V	0.2 A
Alimentación OPN-BUS	24VDC±5%	0.2 A
Alimentación consola (opción)	220 VAC±10%	0.3 A

### 6.3.3. Identificación de los conectores

#### 6.3.3.1. Conectores fijos en el panel trasero

Los conectores fijos se identifican en la Figura 6.3 BM9100 panel trasero y Figura 6.4 BM9200 panel trasero:

- Entrada de la fuente de alimentación principal.

- Entradas y salidas de doble red EFI.P.
- Salida del relé "fallo del equipamiento".

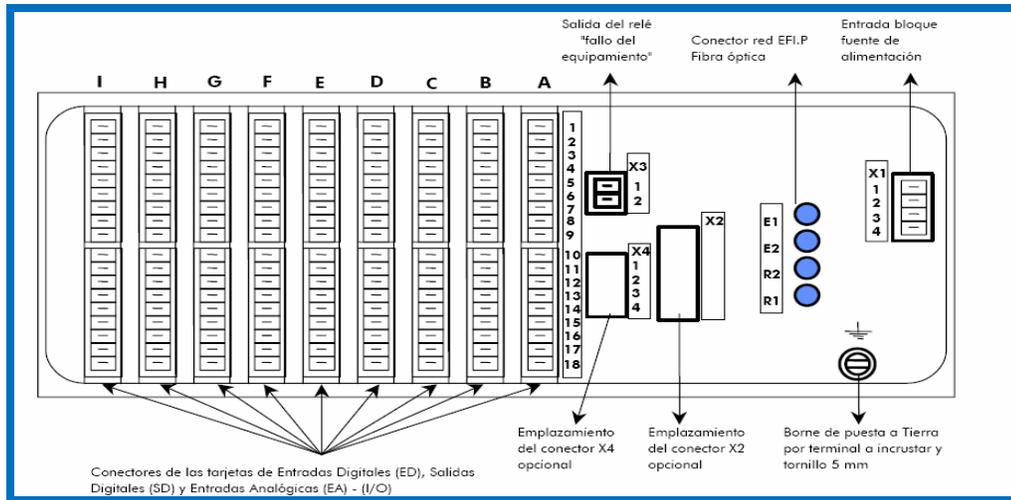


Figura 6.3. BM9100 panel Trasero. Guía Técnica de Bay Module-Areva

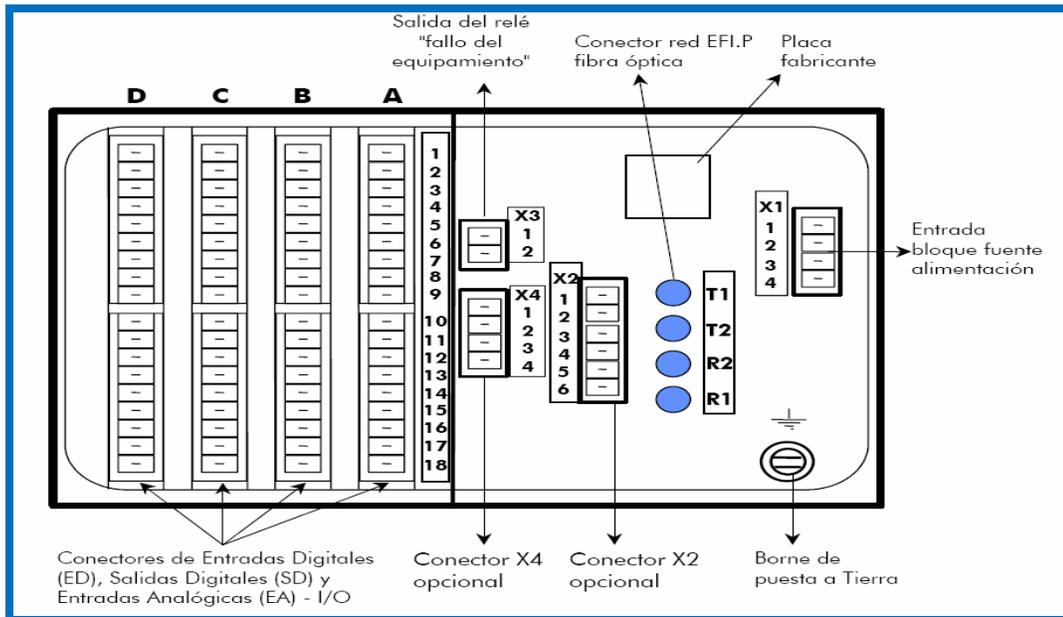


Figura 6.4. BM9200 Panel trasero. Guía Técnica de Bay Module-Areva

### 6.3.3.2. Conectores traseros de Entradas / Salidas (I/O)

El BM9100 tiene 9 emplazamientos para tarjetas de entradas / salidas (I/O). Estos 9 emplazamientos están numerados de A a I comenzando por el de la derecha como lo muestra la Figura 6.3 BM9100 panel trasero.

El BM9200 tiene 4 emplazamientos para tarjetas de entradas / salidas (I/O). Estos 4 emplazamientos están numerados de A a D comenzando por el de la derecha como lo muestra la Figura 6.4 BM9200 panel.

El tipo de cada conector se indica en la parte trasera. Sin embargo, durante una extensión de entradas/salidas, las tarjetas pueden cambiar de emplazamiento. Se debe tener cuidado de anotar en cada emplazamiento el tipo y el número de tarjeta de entradas/salidas:

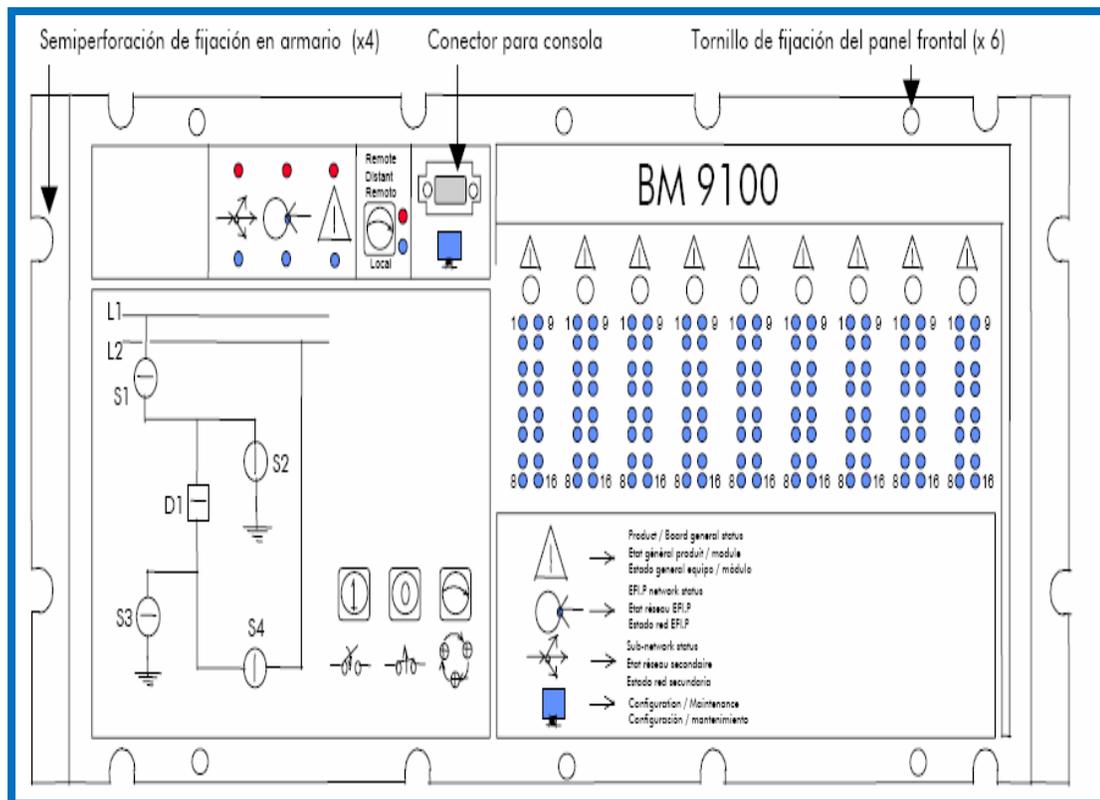
Cada tipo de tarjeta puede se identificar fácilmente como sigue:

- La tarjeta 16 ED se reconoce por los 16 LEDs de su parte frontal o por su número '2059005' serigrafiado en la tarjeta;
- La tarjeta EA se reconoce por la presencia de cuatro tarjetas hembra montada o por su número '2059007' serigrafiado en la tarjeta;
- La tarjeta 16 SD se reconoce por los 16 relés mecánicos montados en la tarjeta o por su número '2059009' serigrafiado en la tarjeta.

Todos los conectores de entradas/salidas son de conexión rápida de tipo FASTON macho. Están asociados a las tarjetas de Entradas Digitales (ED), Salidas Digitales (SD), Entradas Analógicas (EA) instaladas en el chasis.

### 6.3.3.3. Conector del panel frontal

El conector DB-9 puntos hembra de la panel frontal sirve para conectar la consola alfanumérica (ver Figura 6.5 para el BM9100 y Figura 6.6 para el BM9200).



**Figura 6.5. BM9100 panel frontal con ejemplo de la sinopsis de ‘Acoplamiento’.**  
**guía técnica de Bay Module-Areva**

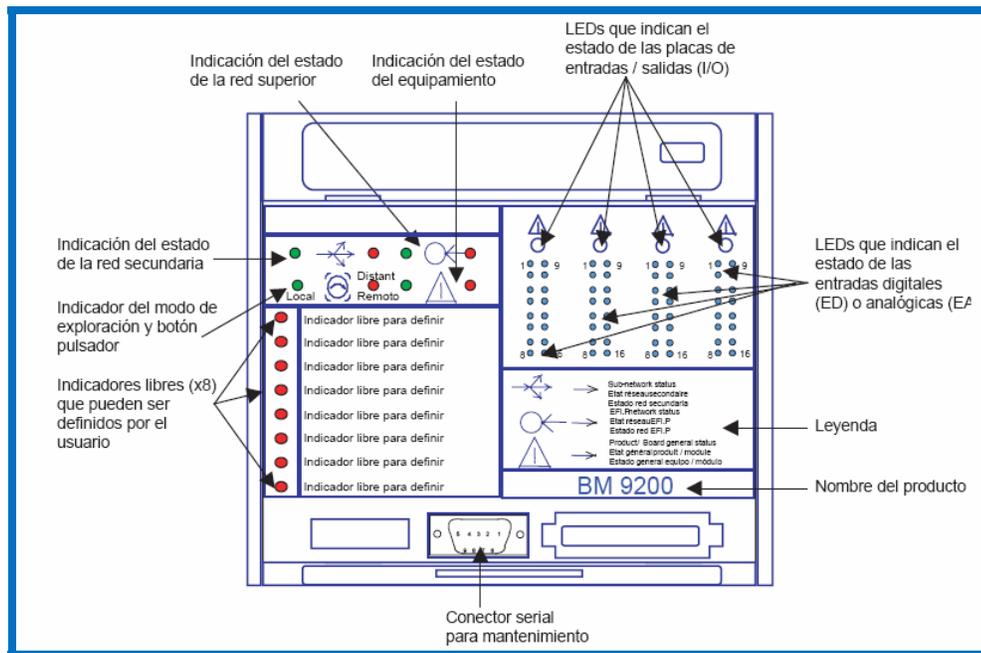


Figura 6.6. Panel frontal del BM9200. Guía técnica de Bay Module-Areva

### 6.3.4. Resumen de especificaciones del bay module 9100-9200

#### 6.3.4.1. Housing

- Dimension: rack 19'' 4U (177 mm ), 260 mm depth.
- Weight: < 15kg.

#### 6.3.4.2. Terminals and connections

- Digital input boards.

- Digital output board.
- Analogue input board.
- Power supply.
- EFI.P board.
- OPNBUS.
- K-Bus.
- MODBUS.
- IEC 60870-5-103.
- Watchdog.

#### **6.3.4.3. Power supply**

- Main power supply voltage : 24 to 220 VDC or VAC (50 / 60 Hz)
- Consumption: < 50W.

#### **6.3.4.4. Digital input cards**

- Maximum number of cards: 6 (BM9100) or 4 (BM9200).

- Number of output relays per card: 16.
- Input voltage: 24, 30, 48, 60, 110, 125, 220 VDC.
- Input current: 10 mA for 24, 30V, 5 mA for 48 to 60V, 2,5 mA for 110 to 125V, 2 mA for 220V.
- Time tagging: 1ms
- State change /s: 10 in continuous flow 288 in avalanche.

#### **6.3.4.5. Digital output cards**

- Maximum number of cards: 9 (BM9100) or 4 (BM9200).
- Number of Digital inputs per card: 16.
- Request /s: 50.
- Setting up current: 30 A during 500 ms.
- Permanent current: 5A AC or DC.
- Breaking current: 0.3 A,  $L/R = 30\text{ms}$ , under 135VDC 5A, in 220VAC 50/60Hz  $\cos \phi = 0.6$ .

#### **6.3.4.6. Analogue input cards**

- Maximum number of cards: 6 (BM9100) or 4 (BM9200).
- Number of Analogue inputs per card: 4.
- Input ranges: 4..20mA, -20..+20mA, 0..20mA, 0..10mA, 10..+10mA, 0..1mA (special daughter board).
- Input impedance: 200 ohm for current > 10Mohm for voltage.
- Time tagging: 20ms.
- 16 bits accuracy: 0.05% at 25°C, 0.1% over the range.
- Threshold: 2 with percentage hysteresis.
- Rejection: 60db at 60Hz for common mode.

#### **6.3.4.7. Sequence control logic**

- Max I/O number: 256.
- Time cycle: 20 ms.

### 6.3.5. Caso de la red K-BUS.

El conector K-BUS posee 6 puntos de conexión. Los bornes de acceso son de tipo FASTON macho.

Cable recomendado: Par de hilos torzal y blindado: Definición estandarte 16-2-2c 16/0.2mm de diámetro, 40 miliohmios/metro por hilo, 171pf/metro entre dos hilos, 288 pf/metro entre hilos y blindaje. No se necesita ninguna polarización para el par torzal. La longitud máxima del cable es de 1 km. La cantidad máxima de relés serie K por red es de dieciséis (16).

Niveles de Tensión de la señal:

- RS485, los niveles en tensión diferencial:
  - ✓ Salida del driver diferencial no cargado =  $\pm 5V$
  - ✓ La sensibilidad del receptor =  $\pm 200mV$ .
- Transmisión: Half Dúplex síncrono.
- Velocidad de transmisión: 64 Kbits/s.
- Codificación de datos: Codificación de modulación de frecuencia FM0.
- Protocolo de comunicación: Courier para protección y control.

Los extremos de la red K-BUS deben estar conectados a las dos resistencias de 150 ohms, una de las cuales se suministra con el equipamiento Bay Module. Las siguientes figuras dan el esquema eléctrico y el ejemplo de conexión.

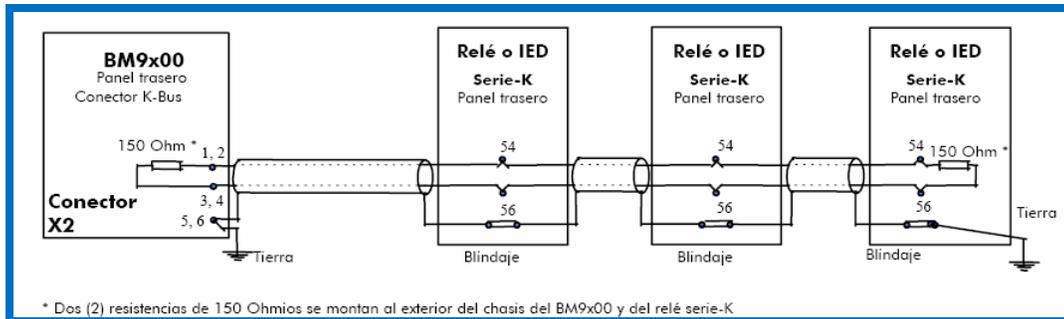


Figura 6.7. Esquema de cableado K-bus con resistencias en los extremos.

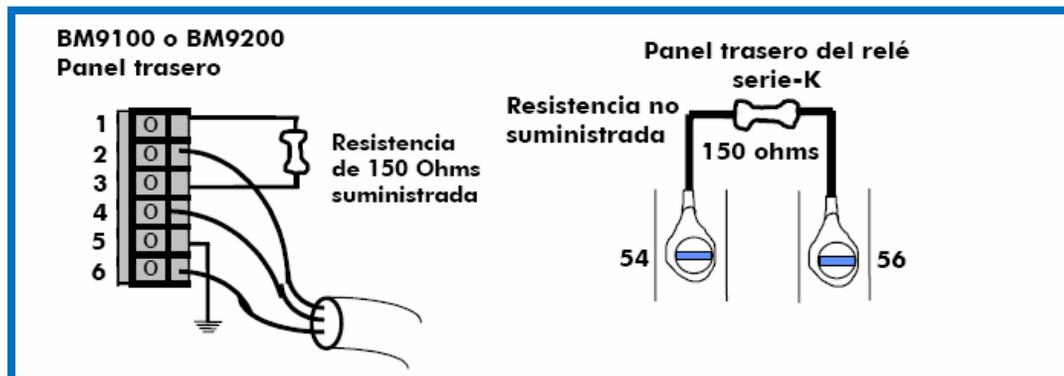


Figura 6.8. Ejemplo de conexión de las resistencias de terminación de la red K-Bus. Guía técnica de bay module-Areva

### 6.3.6. Caso de la red Mod Bus

El conector ModBus posee 6 puntos de conexión o posee 4 puntos de conexión. Los bornes de acceso son de tipo FASTON macho.

Cable recomendado: par de hilos torzal y blindado: Definición estandarte 16-2-2c 16/0.2mm de diámetro, 40 miliohmios/metro por hilo, 171pf/metro entre dos hilos, 288 pf/metro entre hilos y blindaje. No se necesita ninguna polarización para el par torzal. La longitud máxima del cable es de 1 km. La cantidad máxima de relés MODN por red es de dieciséis (16).

Niveles de Tensión de la señal:

- RS485, los niveles en tensión diferencial:
  - ✓ Salida del driver diferencial no cargada =  $\pm 5V$
  - ✓ La sensibilidad del receptor =  $\pm 200mV$ .
- Transmisión: Half Dúplex asíncrona.
- Velocidad de transmisión: 300 a 38400 baudios.
- Protocolo de comunicación: ModBus RTU.

Los extremos de la red ModBus deben estar conectados a las dos resistencias de 120 ohms, una de las cuales se entrega con el equipamiento Bay Module (esta resistencia puede montarse en la tarjeta ModBus al interior del Bay Module, si este último está en uno de los extremos de la red). Las siguientes figuras muestran la red de conexión de Modbus con el BM así como la conexión con las resistencias.

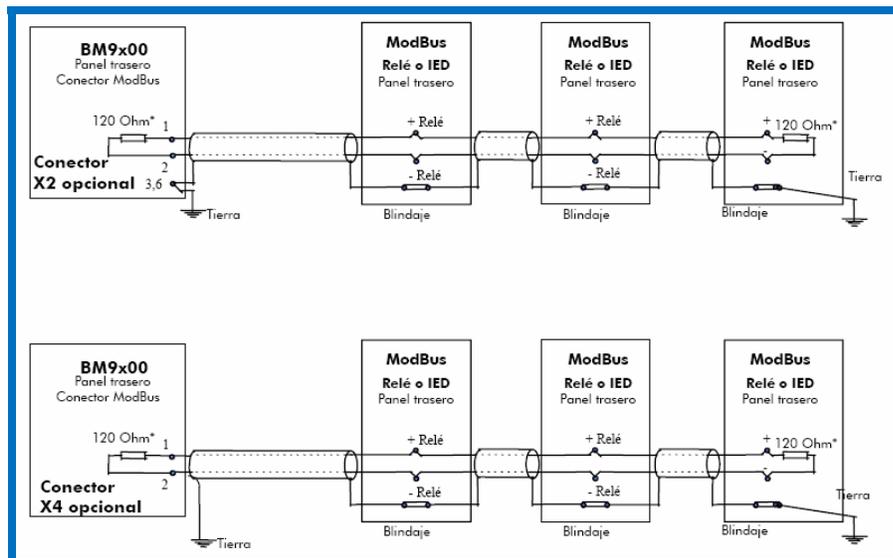


Figura 6.9. Ejemplo de conexión de la red Modbus con resistencias en los Extremos. Guía técnica de Bay Module-Areva

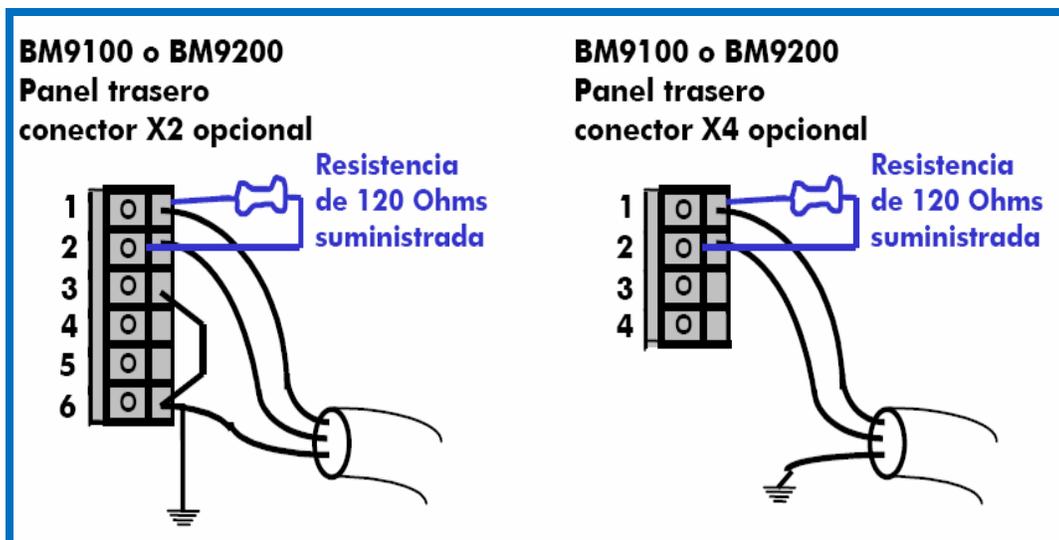


Figura 6.10. Ejemplo de conexión de las resistencias de terminación de la red Modbus. Guía técnica de Bay Module-Areva

### 6.3.7. Conector fibra óptica EFLP

El conector óptico de la red primaria EFLP tiene 4 puntos de conexión (ver Figura 6.3 BM9100 panel trasero y Figura 6.4 BM9200 panel), del tipo bayoneta fibra óptica (ST/ST). La definición es la siguiente:

- E1 o EP: Emisor primario óptico
- E2 o ES: Emisor secundario óptico
- R2 o RS: Receptor secundario óptico
- R1 o RP: Receptor primario óptico.

Características de la Fibra:

- La fibra óptica utilizada es: 6,25/125; 0,85  $\mu\text{m}$  sílica multimodo.
- Flujo real: 3,5 Mbits/segundo.
- Nivel de error:  $10^{-10}$ .
- Cantidad máxima de equipamientos: 240.
- Distancia entre equipamientos: 2000 m.
- Longitud máxima: 26 km.

## 6.4. Multiplexor (TN-1C)

### 6.4.1. Descripción del equipo

El TN-1C de la ABB es un equipo multiplexor add/drop con tecnología SDH la cual posee un nivel STM-1, que es utilizado muy comúnmente para los enlaces de transporte de comunicaciones a través de fibra óptica.

### 6.4.1. Características y beneficios

#### 6.4.2.1. Características

- Tributarios: 63x2Mbits/s, 4x34/45 Mbits/s (VC-3).
- Combinación flexible de hasta 4 tarjetas de tributarios VC-12/VC-3: 16X2 Mbits/s (75 o 120 ohm), 34X45 Mbits/s (75 ohm), 34 Mbits/s (canalizable a 16X2 y VC-12).

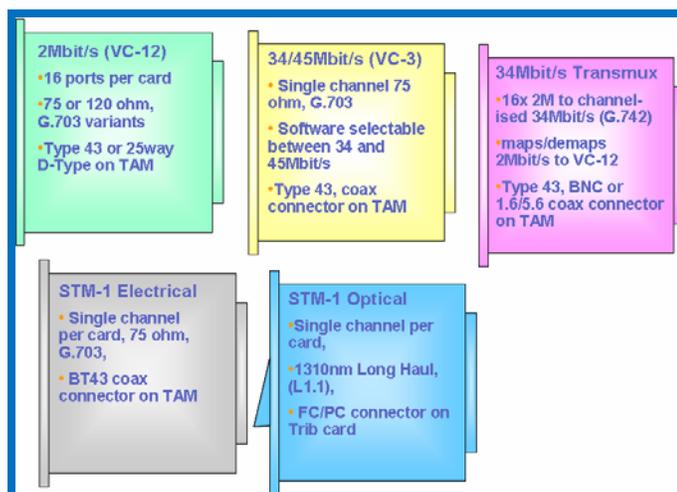
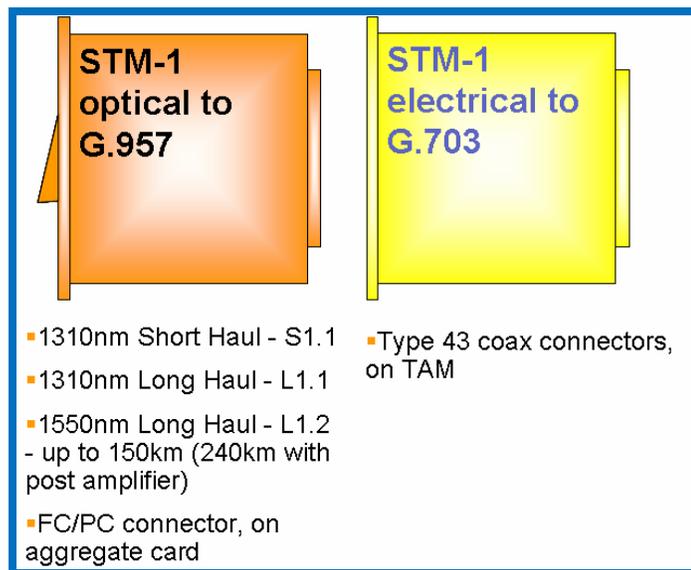


Figura 6.11. Especificaciones de las tarjetas. Guía técnica de TN1-C-ABB

- Tributarios eléctricos- ópticos: 4 x STM-1.
- Módulos de agregados eléctricos o ópticos STM-1: 2X STM-1 módulo de agregado eléctrico o óptico con ALS. (eléctrico o óptico Seleccionable entre long-haul o short-haul).



**Figura 6.12. Especificaciones de los módulos. Guía técnica TN-1C-ABB**

- Configurable por Software.
- Consumo de potencia de 115W para un gabinete totalmente equipado.
- Monitoreo de performance G.826 y monitoreo de fallas.
- Gestión Local y Remota vía EC-1.

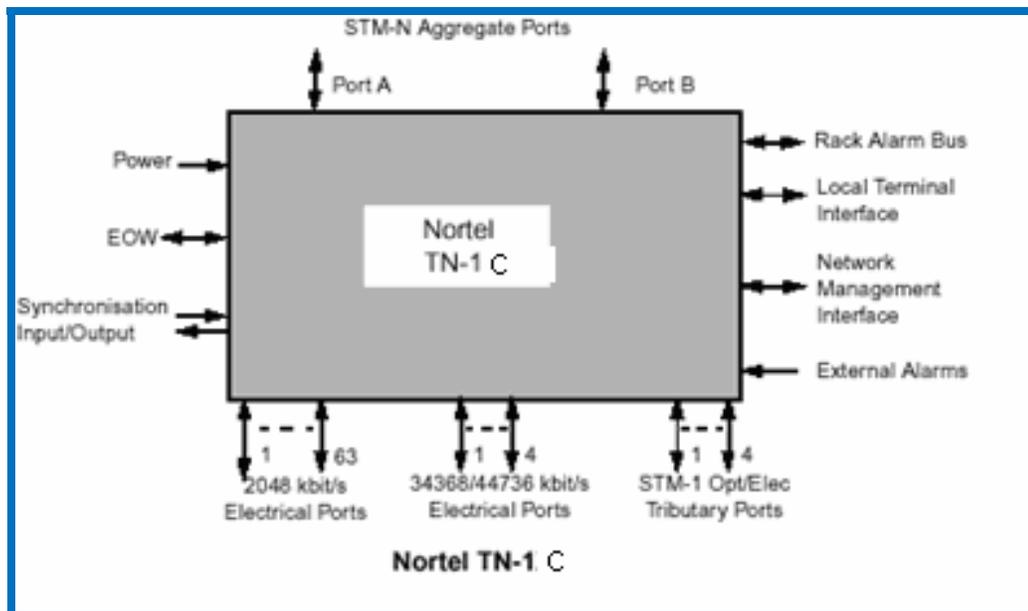
- Servicios protegidos: 1+1 sección de protección del multiplexor (MSP) en interfaces STM-1, Protección 1:4 en tarjetas de tributarios de 2 Mbits/s, auto reversible, protección 1+1 en tarjetas de tributarios de 34/45 Mbits/s.
- Servicios EOW (Engineering Order Wire): Utiliza bytes E1 (RSOH) y E2 (MSOH) en STM-1.
- Trabaja sobre o cadena simple de equipos (sin ramificaciones).
- Hasta 99 nodos.
- Controlado por la unidad interface control Card (ICC) de cada TN-1X.
- Con teléfono Standard DTMF conectado a la ICC vía SIM.

#### **6.4.2.2. Beneficios**

- Gran confiabilidad: funcionalidades protegidas, extensamente probado en campo (28,000 unidades).
- Gran flexibilidad: Múltiples opciones de tributarios, acceso completo al “Payload”.
- Bajo costo de mantenimiento: multiplexor según normas, mínima cantidad de repuestos necesarios.

- Libre distribución de servicios con baja complejidad: crecimiento de servicios TDM, infraestructura de red escalable, Satisface las nuevas demandas de servicios, minimiza la inversión requerida.

En la figura 6.13 se puede observar la estructura de las interfaces externas de este equipo multiplexor.



**Figura 6.13. Estructura de las interfaces. Guía técnica TN-1C-ABB**

**Tabla 6.5. Datos técnicos del TN-1C. Guía técnica TN-1C-ABB**

<b>Datos técnicos del Multiplexor TN-1C</b>	
<b>Especificaciones Generales</b>	<p>Tipo de fibra: Monomodo.            Conector: FC/PC.            Interfaz Optica (STM-1).            Longitud de onda: 1310 nm ó 1550 nm.            Sensibilidad del receptor -35.5 dBm para BER. <math>10^{-10}</math>.            Fuente óptica: díodo Laser.            Capacidad (STM-1): Velocidad de transmisión: 155.52 Mb/s.            Atenuación del equipo óptico: 1300 nm ; 28 dB y a 1550 nm ; 35 Db.</p>
<b>Configuraciones soportadas</b>	<p>Este sistema esta basado para plataforma Windows y puede ser usado con una gran cantidad de topologías tales como punto a punto, anillo, estrella y bus.</p>
<b>Sistema de Alarmas</b>	<p>Todas las alarmas tendrán la estampa de tiempo y se almacenarán.            La mayoría de las alarmas pueden deshabilitarse.            Pueden tener 3 estados: Present, Clear y Masked (ejemplo: no reportada debido a la presencia de otra de mayor nivel).            El operador puede programar el nivel de severidad de cada alarma salvo pocas excepciones.            Alarmas externas: protegidas contra sobre protecciones, la cual se les puede asignar un nombre de hasta 15 caracteres.</p>
<b>Alimentación</b>	<p>Rango de alimentación desde -40 a 75 Vdc.</p>
<b>Ambiente de Trabajo</b>	<p>La temperatura de ambiente que se recomienda es desde +10°C hasta 55°C</p>
<b>Dimensionamiento</b>	<p>Perfecto para rack de 19 `` con dimensiones de 200 mm de alto, 420 mm de ancho y 240 mm de fondo.</p>
<b>Costo</b>	<p>Costo estimado de 25.000 dólares.</p>

## 6.5. Acoplador óptico (RER 111)

La unidad acoplador estrella (RER111) es un dispositivo que permite que diferentes módulos se conecten sobre un bus LON.

Un bus LON es un sistema de comunicación entre varios dispositivos, que están utilizando la red LonWorks <sup>TM</sup> y su correspondiente Protocolo LonTalk <sup>®</sup>. Características de este sistema de comunicación son:

- Velocidad de 1,25 Mbit/s.
- Múltiples medios de comunicación.
- Bajo mantenimiento.
- De múltiples proveedores de equipo.
- Bajos gastos de apoyo.

La unidad de acoplador estrella proporciona un punto de conexión de estrella donde otros dispositivos LON pueden ser conectados. Esto se logra por medio de opción de tarjetas de comunicación, que se encuentran en las nueve (9) ranuras o slots disponibles en la unidad RER 111. Cada opción de tarjeta tiene una función específica dentro del sistema de bus LON.

El estándar de la unidad RER 111 incluye:

- Opcional simple o doble de potencia auxiliar unidades de suministro con la tensión de entrada serie 110...240VAC/DC o 24...60VDC.
- De entrada/salida (I/O) de tarjeta.
- Tarjeta Madre.
- 9 ranuras para tarjetas de opción.

Además la unidad de acoplador estrella tiene hasta 27 puertos de fibra óptica. El acoplador óptico esta conectado a un procesador de comunicación, el cual estará ubicado dentro de la unidad recolectora de información (Front End) que es la que recibe y procesa la información para luego enviarla a través del bus TCP/IP al nivel superior.

El bus entre bahías LON es un bus activado por evento ("event driven"): cada dispositivo conectado a él, puede enviar espontáneamente mensajes al bus. En algunos casos se utilizara convertidor de protocolos para aquellos dispositivos de bahía que no cuenten con el protocolo Lonbus.

En la tabla 6.6 se muestran las características del cable de fibra óptica para la conexión con el equipo óptico. Y en la tabla 6.7 se presentan algunas especificaciones de la unidad de acoplador estrella.

**Tabla 6.6. Especificaciones de la conexión de fibra óptica. Guía técnica  
RER111**

	<b>Núcleo de fibra: vidrio</b>	<b>Núcleo de fibra: plástico</b>
<b>Conector del cable</b>	Conector ST	Conector snap-in
<b>Diámetro del cable</b>	62.5/125um	1mm
<b>Longitud max. Del cable</b>	1000 m	20 m
<b>Longitud min. Del cable</b>	1 m	1m
<b>Atenuación</b>	3-3.8 dB/Km	0.15-0.23 dB/Km
<b>Longitud de onda</b>	820-900 nm	660 nm
<b>Potencia transmitida</b>	-13 dBm	-13 dBm
<b>Sensibilidad del receptor</b>	-24 dBm	-20 dBm

**Tabla 6.7. Data técnica del acoplador óptico. Guía técnica RER111-ABB**

<b>Supply voltage</b>	
Power supply module voltage range: SPGU 240 A1 - Rated voltage	$U_n = 110/120/230/240$ VAC $U_n = 110/125/220$ VDC $U = 80...265$ VAC/DC
- Operative range SPGU 48 B2 - Rated voltage - Operative range	$U_n = 24/48/60$ VDC $U = 18...80$ VDC
Power consumption when all option cards installed	<16 W
<b>Fault Relays:</b>	
Terminal numbers	X2/1-2, 3-2, 4-2, 5-2
- Nominal voltage	250 VAC/DC
- Continuous current carrying capacity	5 A
- Make and carry for 0.5 s	10 A
- Make and carry for 3 s	8 A
- Breaking capacity for dc, when the control circuit time constant L/R < 40 ms, at 48/110/220 V dc control circuit voltage	1 A/0.25 A/0.15 A
- Contact material	AgCdO <sub>2</sub>
<b>Disturbance tests</b>	
High frequency interference test according to IEC 60255-22-1 - common mode - differential mode	2.5 kV, 1 MHz 1.0 kV, 1 MHz
Fast transient test according to IEC 61000-4-4 and IEC 60255-22-4, class IV	4 kV
Electrostatic discharge test according to IEC 61000-4-2 and IEC 60255-22-2, class III - contact discharge - air discharge	6 kV 8 kV
<b>Environmental conditions</b>	
Specified ambient service temperature range	-10...+55°C
Transport and storage temperature range	-40...+70°C
<b>Climatic environmental tests</b>	
Dry heat test according to IEC 60068-2-2	+55°C
Dry cold test according to IEC 60068-2-1	-10°C
Damp heat test according to IEC 60068-2-30	RH = 93%, 55°C, 6 cycles
Degree of protection by enclosure of the device case according to IEC 60529	IP 20

## 6.6. Recolectores de información

El MiCOM C264 combina las características de diversos dispositivos y funciones digitales discretos. Su gran rendimiento se amplía gracias a la entrada/salida modular. Este diseño permite al usuario simplificar su diseño e instalación, mejorar la precisión y la calidad, así como aumentar la eficacia mediante la reducción de costes y espacio en el cableado, la realización de pruebas, el mantenimiento y la administración.

El MiCOM C264 ofrece módulos de comunicación incorporados para cada aplicación con múltiples protocolos e interfaces estándar. Cada puerto se comunica con un protocolo específico que incluye IEC 60870-5-101, MODBUS, Spabus, DNP3.0, etc. y puede utilizarse como dispositivo maestro o esclavo. Alto rendimiento y arquitectura modular y ampliable para cada aplicación. A continuación se muestra un diagrama del recolector de información.

Algunas de las funciones generales del recolector de información son:

- Adquisición y procesamiento de datos (E/S) analógicos y digitales.
- Control y supervisión de dispositivos conmutación.
- Diseñado para utilizar sin interposición de relés y transductores.
- Panel de indicaciones y alarmas configurable e integrado.
- Enclavamiento y funciones automáticas conformes a IEC 61131-3.

- Funciones de medición.
- Protocolos de comunicación normalizados y propios.
- Carga de perfiles.
- Almacenamiento de eventos, contadores y medidas.
- Descarga local o a través de acceso remoto de la configuración.
- Gateway IED.
- 

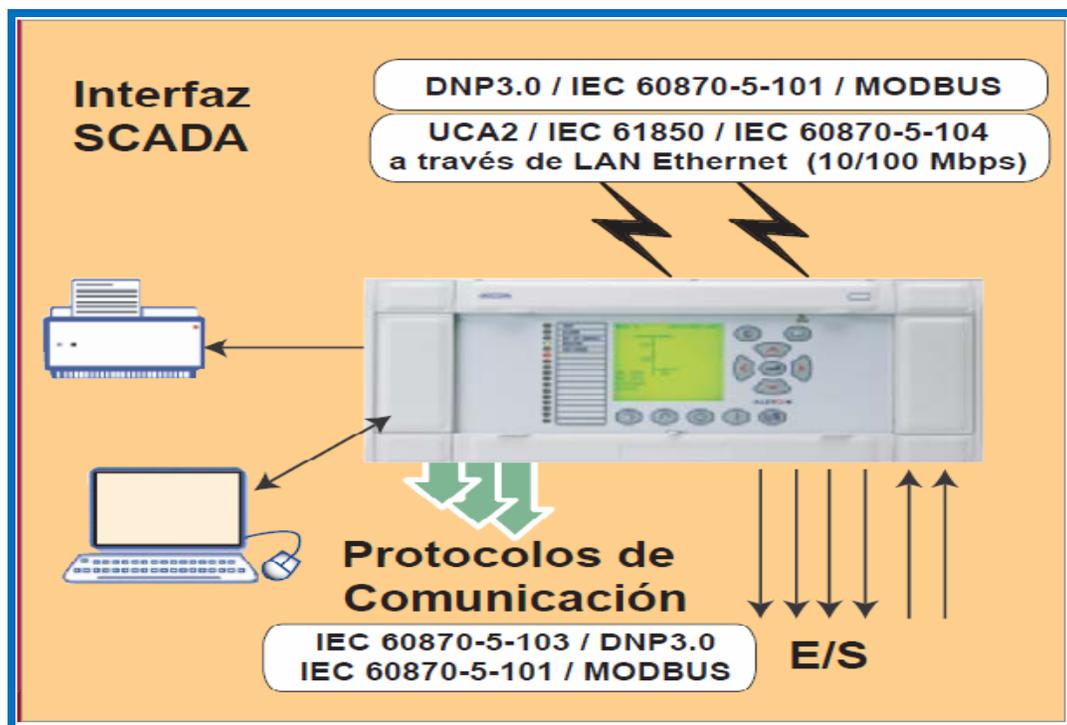


Figura 6.14. Conexiones del recolector de información C264. Guía técnica  
MCAD`s-Areva

**Tabla 6.8. Datos Técnicos del MCAD. Guía técnica MICOM**

<b>ESPECIFICACIONES GENERALES DEL RECOLECTOR DE INFORMACIÓN O MCAD</b>	
<b>PANEL DE CONTROL:</b>	<b>LCD GRÁFICA GRANDE (OPCIONAL). PANTALLA 72 X 72 MM (OPCIONAL). INDICADORES 17, 12 LIBRES CONFIGURABLES. BOTONES (12): 7 PARA OPERACIONES-5 PARA CONTROL (OPCIONAL).</b>

**Tabla 6.8. Datos Técnicos del MCAD. Guía técnica MICOM (continuación)**

<b>PROCESADOR:</b>	<b>PROCESADOR DE POWER PC DE 32 BITS. DETECTOR AUTOMÁTICO DE FALLOS INTERNO. RELOJ 80 MHZ. RAM 16 MBYTES. FLASH 2 MBYTES. SRAM 256 KBYTES. ETHERNET 10/100BASE-FX Ó 10/100BASE-TX. 2 INTERFACES SERIE AISLADAS RS232/422/485 Ó 4 INTERFACES SERIE AISLADAS RS232/422/485 (OPCIONAL). INTERFAZ IRIG-B.</b>
<b>TARJETA DE ENTRADAS DIGITALES (16 DI):</b>	<b>16 ENTRADAS AISLADAS ÓPTICAMENTE CON UN COMÚN PARA 2 DI. UN 24, 48/60, 110/125, 220/250 VDC.</b>
<b>TARJETA DE SALIDAS DIGITALES (10 DO):</b>	<b>8 SALIDAS NO + 2 SALIDAS NO/NC, <math>U_N \leq</math> 250 VDC / 230 VAC, CIERRE: 70 VA / W, RUPTURA: 30 VA / W.</b>
<b>TARJETA DE ENTRADA ANALÓGICA:</b>	<b>4 ENTRADAS ANALÓGICAS AISLADAS PARA MEDIDAS DE TRANSDUCTORES. CORRIENTE: <math>\pm 1 / 2 / 5 / 10 / 20</math> MA. TENSIÓN: <math>\pm 1 / 2,5 / 5 / 10</math> V.</b>

**Tabla 6.8. Datos Técnicos del MCAD. Guía técnica MICOM (continuación)**

<b>TARJETA DE AI SIN TRANSDUCTOR:</b>	<b>TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (4CT). PRESTACIONES: 1A Ó 5A (IN), 0,1 VA A 1 A , &lt;0,5 VA A 5ª, 4 I<sub>N</sub> EN CONTINUO, 30 I<sub>N</sub> DURANTE 3 SG. ± 0,2% PRECISIÓN EN EL INTERVALO 0 A 1,6 I<sub>N</sub>. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN (4VT). PRESTACIONES: 63,5 A 440V (VN), &lt;0,1 VA A 130 VAC, 1,5 V<sub>N</sub> EN CONTINUO, 2,0 V<sub>N</sub> DURANTE 10 SG. ± 0,2% PRECISIÓN EN EL INTERVALO 0,2 A 1,5 VN.</b>
<b>LAN:</b>	<b>UCA2, IEC 60870-5-104 LAN NODO COMO 10/100BASE-FX Ó 10/100BASE-TX.</b>
<b>PROTOCOLOS SCADA ESTÁNDAR:</b>	<b>IEC 60870-5-101, SPABUS, DNP3, MODBUS, ETC.</b>
<b>INTERFACES:</b>	<b>ÓPTICA / RS232 / RS422 / RS485.</b>
<b>PROTOCOLO IED ESTÁNDAR:</b>	<b>IEC 60870-5-103, DNP3.0, MODBUS</b>

Funciones PLC:

- Aplicaciones integradas:
  - ✓ Supervisión del interruptor.
  - ✓ Enclavamientos.
  - ✓ Supervisión del transformador.
  - ✓ Regulación de tensión.
  - ✓ Reenganchador automático.

- ✓ Comprobación del sincronismo para el acoplamiento.
- Aplicaciones de usuario:

Herramienta de software ISaGRAF PLC conforme a IEC 61131-3:

- ✓ Diagrama de funciones secuencial (SFC).
- ✓ Diagrama de Bloques de Funciones (FBD).
- ✓ Texto Estructurado (ST).

### **6.7. Gateway**

Este Gateway debe cumplir con las siguientes especificaciones técnicas para el mejor funcionamiento del sistema de la plataforma tecnológica de automatización. La siguiente tabla muestra las características fundamentales del gateway que se requiere para instalación en la S/E A-RPLC (tabla 6.9).

### **6.8. Unidad de control de procesamiento central**

La RTU560 puede adaptarse a las aplicaciones más severas de la estación, pero en general la funcionalidad de la RTU se agrupa en las siguientes aplicaciones:

- Control remoto.
- Pasarela de Comunicaciones.

- Automatización de Subestaciones.

Control remoto:

- Uno de las tareas principales de la aplicación de control remoto es supervisar y controlar la planta. Esta supervisión y control se hace posible en la RTU560 proporcionando una conexión por cableado a la planta o a través de la recogida de datos de IEDs.
- Estos datos se transfieren al sistema de control de nivel superior. El sistema del control actuará sobre estos datos y puede transferir las órdenes necesarias a la RTU560 para controlar su planta. La RTU560 utiliza una arquitectura de multi-procesador para lograr un procesamiento de datos de alto rendimiento.
- La plataforma escalable, junto con los componentes E/S modulares, garantiza la más alta flexibilidad a las diferentes aplicaciones. El Interfase E/S binario directo de hasta 110-220 V DC no requiere ningún relé de interposición adicional.
- Los requerimientos de comunicaciones con varias sub-RTUs, IEDs y centros del control se cubren con las avanzadas capacidades de comunicación. Las funciones PLC, de acuerdo con IEC 61131-3, permiten al usuario la configuración de la funcionalidad de automatización sin utilizar productos adicionales o modificaciones de la estación.

**Tabla 6.9. Data técnica del gateway.**

Topic	Feature	Description		
Communication	Serial	4 Serial Ports (1 RS-485/RS-422 Port, 2 RS-232)		
	Network	1 Ethernet 10/100 Base-T Controller on Board.		
	Maintenance	Ethernet Port can also be used for maintenance and diagnostics		
Software Configuration	Database	Off-line creation via Windows utility, loaded through network or configuration and maintenance port		
	Protocol	Selectable By Channel		
	Master/Slave Mode	Selectable By Channel		
	RTU/ Point Counts	Capacity for up to 10,000 points and multiple devices		
	Diagnostics	Online Diagnostics over Ethernet Interface		
Applications	Protocol Translator	Add new protocol capabilities to existing devices		
	Multi-Port Gateway	Allow multi-host access on different protocols to a single-ported RTU/IED/PLC		
	Data Concentrator	Concentrate Data from Serial channels and send through Ethernet LAN/WAN circuit or One Serial Channel		
	Network Transport	Enables Ethernet Access to your RTU/PLC/IED.		
	Pass Through Port	Pass-Through Port allows your IED Configuration Software to communicate through the Converter to the IED without any modification.		
Hardware	Processor	>900 Mhz processor.		
	Power	24 VDC, Max 10 Watt Consumption		
	Temperature	-10°-60° Operating -25° to 85° Storage		
	Humidity	95% RH		
	Activity LED's	Activity LED's for communication and Ethernet Channels are provided		
	Mounting	Wall Mounting / DIN RAIL Mounting Optional		
	RAM	256 MB RAM		
	FLASH	16 MB Flash		
Protocol Support	DNP3 Serial	IEC 60870-5-104	IEC 60870-5-102	UCA2.0
	DNP3 Network	Modbus RTU/ASCII	DLMS/IEC 62056	GE SRTP
	IEC 60870-5-101	Modbus TCP	ABB RP570/571	ABB SPA
	IEC 61850	IEC 60870-5-103	IEC 60870-6 / TASE.2	Alstom Courier

Pasarela de comunicaciones:

- La RTU560 con sus sofisticadas capacidades de comunicación también puede usarse como una pasarela de comunicaciones. Una pasarela cambia un protocolo de comunicaciones a otro. Típicamente, a nivel de estación, puede haber muchos protocolos de comunicaciones empleados, desde el IEC60870-5-103, SPABUS hasta el nuevo estándar IEC61850.
- A nivel de red, se emplean diferentes protocolos de comunicaciones, los que se emplean típicamente son IEC60870-5-101, IEC60870-5-104 (TCP/IP), por ejemplo DNP3.
- La RTU560, cuando funciona como pasarela de comunicaciones, convierte los protocolos de la estación a los protocolos de red, y viceversa. Con la transferencia de las funciones de comunicaciones centralizadas a nivel de estación, se puede utilizar el ancho de banda más eficientemente, y reducir el número de líneas de comunicaciones al mismo tiempo.

La RTU560 soporta muchos protocolos de comunicaciones de telecontrol internacionales y de terceros. Debido a la interfase interna estandarizada para el sistema y la información del proceso, la integración de un nuevo protocolo se logra fácilmente.

La RTU560 está capacitada para comunicarse con diferentes niveles jerárquicos de un sistema de control de redes. A nivel de estación, la RTU560 puede comunicar con otras RTU's o con cualquier otro dispositivo electrónico inteligente (IED).

Para las comunicaciones con otras RTUs e IEDs tales como relés de protección, unidades de control local, etc., están disponibles, entre otros, los siguientes protocolos:

- IEC 60870-5-101-104.
- IEC 61850.
- DNP 3.0
- SPA-Bus.
- Modbus.

La conexión de las respectivas líneas de comunicación puede llevarse a cabo de las siguientes formas:

- Enlaces directos con interfases RS 232-C (comunicación local).
- Transmisión a frecuencia de voz sobre líneas de telecomunicaciones arrendadas, líneas privadas con modems de ancho de banda estrecho, u onda portadora sobre líneas de energía.
- Enlaces radio.
- Modem telefónico.
- Cables de fibra óptica.

- Redes de comunicaciones digitales.

A continuación se muestran algunos datos técnicos del equipo:

#### Puntos del proceso configurables

El número global de puntos por RTU560 es aproximadamente 5.000, incluyendo las E/S cableadas y la información de los IEDs y subRTUs. Mayor volumen de datos es posible, pero se requiere una petición especial.

#### Tarjetas E/S

##### Entradas binarias 23BE23

Entradas: 16, aisladas ópticamente  
Voltaje de entrada: 24 ... 60 V DC

##### Salidas binarias 23BA20

Salidas: 16, relé polo simple  
Máximo voltaje de operación: 60 V DC

Capacidad de conmutación: 40 VA (L/R=30 ms)

##### Entradas analógicas 23AE23

Entradas: 8 entradas diferenciales  
Rango de entradas: 2/5/10/20/40 mA unipolar, bipolar o cero vivof +/-2 V DC, 0...20 V DC

Precisión: < 0,1%  
Resolución: 12 bits + signo

##### Salidas analógica 23AA20

Salidas: 2, galvánicamente aisladas  
Intensidad de salida: 2,5/5/10/20 mA unipolar y bipolar, 4 ... 20 mA

##### Entradas binarias 23BE40

Entradas: 16, aisladas ópticamente  
Voltaje de entrada: 110 ... 220 V DC

##### Salidas binarias 23BA40

Salidas: 16, relé polo simple  
Máximo voltaje de operación: 220 V DC

Capacidad de conmutación: 50 VA (L/R=40 ms)

##### Interfase directo CT/VT

Intensidad de entrada: 3x 1/5 A  
Voltaje de entrada: 3x 100/110/120 V AC  
Precisión: 0,2%  
Salidas: diferentes valores calculados

#### Tarjetas de comunicaciones

##### Unidad de comunicación 560CMU02

Ethernet: 100Mbit/s, 100 BaseT  
Interfases Serie: 2 x RS 232C y 1x RS 485

##### Unidad de comunicación 560CMU04

Ethernet: 100Mbit/s, 10/100 BaseT  
Interfases Serie: 4 x RS 232C o RS 485  
1 x MMI RS 232C

#### Modems

FSK Modem 23WT25: FSK Modem, canales CCITT 50 ... 2400 bit/s  
V.23 Modem 23WT23: CCITT V.23, 1200 bit/s 2/4 cableado, semi o full duplex 9600 bit/s  
FSK Modem 23WT24: FSK Modem, canales CCITT 50 ... 2400 bit/s 2/4 cableado, semi o full duplex 9600 bit/s  
Acoplador óptico 23OK24: 2 canales de fibra óptica a varios interfases serie. Distancia máxima 2.600 m

#### Tarjetas reloj tiempo real

Tarjeta GPS 560RTC01: con antena externa  
Tarjeta DCF 77 560RTC02: con antena externa  
Tarjeta IRIG-B 560RTC03: con receptor externo

#### Tarjetas de alimentación

Tarjeta de Alimentación 560PSU01, 44.3 W: 24 ... 60 V DC or 110 ... 220 V DC - 20% / + 15%  
Tarjeta de Alimentación 560PSU02, 85 W, para operación redundante: 48 ... 220 V DC - 20% / + 15%

#### Mecánicas

Tipo tarjeta RTU: Estándar Europeo (3HE, 160 x 100)  
Subrack de comunicaciones 560CSR01: Rack 19", max. 8 CMU + 2 x FA + RTC max. 2 x RTU560  
No. de 560CSR01: Subrack E/S para marco pivotante 23ET23: Rack 19", max. 19 x tarjetas E/S + FA  
Subrack E/S panel de montaje 23TP21: Rack 19", max. 19 x tarjetas E/S + FA max. 28 x RTU560  
Subracks E/S: Subrack RTU560D 1x CMU + max. 8 x tarjetas E/S 560MPR01: Alimentación integrada, voltaje de entrada 24 V DC

#### Declaración CE

Inmunidad EMC: EN 50082-2: 1995  
Emisión EMI: EN 50081-2: 1993  
Seguridad: EN 60950: 1999

#### Condiciones ambientales

Temperatura: - 10 ... + 55 °C  
Humedad relativa: 5 ... 95 % no condensación

## 6.9. CONCLUSIONES

1. La subestación principal TAEJ-JOSE se encuentra desatendida y sin visualización local del estado de sus equipos y del sistema, por tanto se creó una arquitectura de automatización de subestación basada en niveles que sirva para supervisión y control en sitio del sistema eléctrico.
2. La utilización de un gateway en la subestación A-RPLC permitirá el envío de datos de las variables eléctricas de los equipos de campo hacia el CCR, para la integración RPLC-JOSE.
3. La unidad de procesamiento central ubicada en la subestación TAEJ permitirá una comunicación con el CCR (SCADA central) a través del protocolo de comunicación DNP 3.0.
4. Los criterios para el diseño de la arquitectura de la plataforma de comunicación están basados en: redundancia, escalabilidad, expandibilidad y modularidad del sistema.
5. Las características que se mencionaron para el desarrollo de un SCADA central se basaron en una tecnología abierta, redundante y con requerimientos de control distribuido, lo cual garantizará menores costos, optimización de horas hombre y un mejor mantenimiento del sistema eléctrico.
6. Los protocolos de comunicación (Modbus, DNP) que se utilizaron en esta propuesta son los más utilizados y con más aplicación práctica en la empresa debido a la configuración abierta para su programación en la red.

7. La creación de la plataforma tecnológica de comunicación permitirá la integración de las subestaciones eléctricas a un Despacho de Carga (CCR) con las configuraciones necesarias tanto en hardware como en comunicación y de esta manera optimizar el sistema.
8. La configuración del sistema de comunicación será vía serial, pudiéndose lograr a futuro una comunicación con configuración ethernet debido a la arquitectura abierta y modular del sistema.
9. Se escogió el uso de estándares de protocolos de comunicación abiertos para gestión de red, tales como: Oracle, html, SQL, ICCP, etc. (algunos son gratuitos).
10. Se seleccionó el uso de fibra óptica debido a la distancia existente entre RPLC y JOSE, aunado al hecho de que dicho medio es inmune a transferencias electromagnéticas, ruidos debido a equipos de campo y de líneas de alta tensión; también por la confiabilidad y seguridad para el envío de datos.
11. Se seleccionó el uso de estándares abiertos, tales como la norma Ethernet, el protocolo TCP/IP, el estándar OPC, la tecnología Modbus, DNP 3.0, etc., para lograr una plataforma de aplicación compatible con el mayor número posible de equipos.
12. El diseño SCADA que se propuso, es modular, escalable y abierto; el cual prevé el uso de estándares de protocolos de comunicación abiertos (nacionales e internacionales) tales como: IEC 61850, IEC 60870.
13. El diseño permite la integración de nuevas tecnologías, compatible e interoperable con diferentes fabricantes. Aunado a esto se busca la unificación de tecnologías nacionales con soporte técnico nacional.

**14.** La arquitectura de la plataforma de comunicación se desarrollo mediante niveles jerárquicos para la automatización de subestaciones permitiendo una óptima gestión de supervisión y control del sistema eléctrico.

**15.** El número de variables a supervisar y controlar en el sistema es totalmente configurable; ya que el software del SCADA permite al operador establecer el tipo, cantidad y rango de cada uno de los parámetros a inspeccionar durante el proceso. Teniendo como un mínimo de variables a supervisar de: 7 señales de entrada analógica y 2 señales digitales de salida (comando abrir/cerrar), las señales digitales de entrada (estado de equipos y/o circuitos) serán configurables dependiendo de las exigencias y necesidades.

**16.** Se seleccionó el uso de switches Ethernet para la integración del CCR (Bunker)-subestación A-RPLC-subestación TAEJ-JOSE, los cuales permiten añadir y gestionar ancho de banda en todos los niveles de una red LAN y WAN, y eliminan colisiones

## **6.10. RECOMENDACIONES**

**1.** La ejecución de este proyecto originará un mejor desempeño del sistema de Supervisión y Control de subestaciones a nivel Oriental, generará menores costos, optimo mantenimiento y seguridad del sistema.

**2.** Utilizar esta plataforma de comunicación con sistema SCADA permitirá un optimo desempeño de control ante la ocurrencia de una falla y así poder actuar en un tiempo real para la seguridad del sistema eléctrico.

3. La instalación en cuanto hardware y comunicación de este diseño generará alta confiabilidad y disponibilidad del sistema, el cual permitirá al operador ajustar desde consola parámetros, intervenir el relé, bajar históricos y eventos de los diferentes recolectores de información.
4. Se recomienda el uso de convertidores de medios y convertidores de protocolos para establecer la comunicación con cualquier canal y para transmitir los datos. De esta manera se evitan costos adicionales.
5. Se necesitan conmutadores para concentrar la información de cada subestación principal y en cuarto de control central y así evitar el alto nivel de tráfico al enviar los datos de los circuitos.
6. Adiestrar a los operadores de consolas del cuarto de control central sobre los detalles de funcionamiento del nuevo sistema SCADA correspondiente al sistema eléctrico de los circuitos a integrar en esta sala, con el propósito de familiarizarlos con el software y configuración de los diagramas unifilares y diferentes variables analógicas y digitales en el sistema.
7. Adiestrar al personal de automatización y telecomunicaciones desde el inicio de la instalación de la plataforma propuesta en el conocimiento de los cambios tecnológicos y de procesos a realizar y darles a conocer su responsabilidad dentro del sistema.
8. Evaluar la tendencia hacia estándares, como lo es el protocolo de comunicación IEC 61850, ya que este estándar está marcando un gran desempeño en la actualidad, es novedoso y posee numerosas ventajas y bondades sobre los demás protocolos con pocos límites sobre los niveles de automatización de subestaciones.

9. Proseguir con los trabajos de renovación, modernización y actualización de las distintas subestaciones eléctricas, equipos y protocolos de comunicación dentro de los diferentes niveles jerárquicos de automatización de subestaciones eléctricas en el Complejo Refinador Oriente para asegurar que las condiciones operativas de la empresa sean las mas adecuadas y reducir al mínimo el riesgo al personal, operaciones, instalaciones, comunidad y ambiente.

## 6.11. BIBLIOGRAFÍA

[1] García, C. (2002). **Plataforma Tecnológica para Centralizar las Operaciones Automatizadas de las Unidades de Procesos de la Refinería Puerto La Cruz.** Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, Puerto La Cruz.

[2] Sánchez, J.(2004). **Diseño de una Red de Telecomunicaciones para soportar las tendencias de Automatización Industrial.** Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, Puerto La Cruz.

[3] Vasquez, E. (2006). **Propuesta de un Sistema de Monitoreo Remoto de los Parámetros de Funcionamiento y Protección en Equipos Asociados a los CCMs de AMERIVEN.** Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, Puerto La Cruz.

[4] González, D. (2007). **Proponer un Sistema de Monitoreo a los Circuitos de Distribución de Alta Tensión en Planta Eléctrica de la RPLC.** Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, Puerto La Cruz.

[5] PLC Services S.A (2002). **Integración Total (Protección, Automatización, Comunicación)**, [en línea]. Venezuela. Disponible en:  
[http://www.plcservices.com.ve/index\\_archivo/espanol/principal.htm](http://www.plcservices.com.ve/index_archivo/espanol/principal.htm) [2008, 10 de enero].

[6] **Transmisión de Datos (Capítulo V)** (2000), (pp. 223-322) [en línea]. Venezuela.

Disponible en:

<http://www.serbi.ula.ve/serbiula/libros-electronicos/Libros/trasmisiondedatos/pdf/CAPITULO%20V.pdf> [2008, 10 de enero].

[7] Ramírez, I. (2007). **Telecomunicaciones I**, [en línea]. Venezuela. Disponible en:

[http://www.une.edu.ve/~iramirez/te1/disertaciones\\_3.htm#fib2](http://www.une.edu.ve/~iramirez/te1/disertaciones_3.htm#fib2) [2008, 13 de enero].

[8] Montero, D. Barrantes, D. y Quiróz, J (2004). **Introducción a los Sistemas de Control Supervisor y de Adquisición de Datos (SCADA)**, [en línea]. Costa Rica:

Universidad de Costa Rica. Disponible en:

[http://www.infopl.net/Documentacion/Docu\\_SCADA/infPLC\\_net\\_Introduccion\\_Sistemas\\_SCADA.html](http://www.infopl.net/Documentacion/Docu_SCADA/infPLC_net_Introduccion_Sistemas_SCADA.html) [2008, 15 de enero].

[9] Distefano, M. (2000). **Comunicaciones en Entornos Industriales**, [en línea].

Universidad Nacional de Cuyo. Disponible en:

<http://fing.uncu.edu.ar/catedras/archivos/electronica/tema12r.pdf> [2008, 15 de enero].

[10] Grau, J. (2000). **Sistema de comunicaciones Industriales**, [en línea].

Disponible en:

<http://www.infopl.net/Documentacion/documentacion.htm#COMUNICA> [2008, 16 de enero].

[11] Romero, E. (2007). **Redes de Comunicaciones Industriales**, [en línea].

Venezuela: Caracas. Disponible en: <http://neutron.ing.ucv.ve/revista-e/No4/RCI.html> [2008, 16 de enero].

[12] GE Power Management, “**Substation Automation UR Applications 1 Course Ver. 2.2**, GE Power Management”, (2000).

[13] Guía referencial de S/E A de PDVSA. **Arquitectura y Funcionamiento del Sistema de Supervisión Automatizado PSCS**, (2004).

[14] Clarke, G., Reynders, D. y Wright, E. (2004). **Practical Modern SCADA Protocols** (1ª Ed.). Londres: Gran Bretaña.

[15] Behrouz, A. DeAnza, C. (2004). “**Transmisión De Datos y Redes de Comunicaciones**”. (2da Edición). Editorial Mc Graw Hill.

[16] Hernández R., Elicio y Contreras C., Carlos (2002). **Sistemas de Control en Subestaciones de Alta Tensión del Control Convencional al Control Numérico**.

[17] **Capítulo 5 Especificaciones Técnicas Sistema de Control para la Planta Eólica del Valle Central** [en línea]. Disponible en: [www.bcie.org/spanish/licitaciones/getfile.php?id=312](http://www.bcie.org/spanish/licitaciones/getfile.php?id=312) /-.

[18] Chigne, D. (2006). *Diseño de los Sistemas de Control, Protección, Medición y señalización de la Subestación Los Bordonos 114 Kv/13,8 Kv. Trabajo de Grado, Ingeniería Eléctrica. Universidad Simón Bolívar, Venezuela.*

[19] **Teleprotección de subestaciones** [en línea]. Disponible en: [www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/42a80a9be6207.pdf](http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/42a80a9be6207.pdf) -

[20] Wayne, T. (2004). “**Sistemas de comunicaciones electrónicas**”. (2da Edición). Editorial Pearson Prentice Hall.

[21] Stallings, W. (2004). **“Comunicaciones y redes de computadores”**. (7ma Edición). Editorial PEARSON PRENTICE HALL.

[22] Enrique Serrano. (2008). **“Redes de Internet, Fibra óptica, Par trenzado y SDH” Trabajo de investigación Universidad de Oriente.**

[23] Corporación Mc Graw Hill. (1998). **“Medios de transmisión”**. Disponible en: [http://platea.cnice.mecd.es/~jmarti2/mat\\_redes/ch07.ppt](http://platea.cnice.mecd.es/~jmarti2/mat_redes/ch07.ppt).

[24] Escuela Técnica Superior de Ingeniería en Telecomunicación de Colombia. (2006) **“Características de las Fibras ópticas”** Disponible en: [www.teleco.upct.es/Docencia/Asignaturas/103113008/Tema1/Documentacion/fibraoptica.pdf](http://www.teleco.upct.es/Docencia/Asignaturas/103113008/Tema1/Documentacion/fibraoptica.pdf).

[25] Empresa Fabricante de conectores. (2008). **“Imágenes de tipos de conectores”**. Disponible en: [www.radioptica.com/Fibra/tipos\\_conectores\\_opticos.asp](http://www.radioptica.com/Fibra/tipos_conectores_opticos.asp).

[26] Corporación Cisco. (2006). **“Redes Cisco NetWorking Modulo II”**.

[27] T. SHAW, W. **“Cybersecurity for SCADA Systems”**, Editorial PennWell Books, Estados Unidos (2006).

[28] WILSON, R.; NORTH-COTE, J. **“Control and Automation of Electrical Power of Distribution Systems”**. Editorial CRC Press, Estados Unidos (2006).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO**

<b>TÍTULO</b>	<b>PROPUESTA DE UNA PLATAFORMA DE TELECOMUNICACIONES PARA LA CENTRALIZACION DE OPERACIONES DE SUPERVISION Y CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DEL CRO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>BETANCOPURT R., HOOVER J.</b>	<b>CVLAC: 16.854.349</b> <b>E MAIL: <a href="mailto:hoover1984@hotmail.com">hoover1984@hotmail.com</a></b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

SEÑALES

SUPERVISION

CONTROL

COMUNICACIONES

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Eléctrica

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El objetivo de esta investigación es desarrollar una propuesta de comunicaciones que permita crear un centro de operaciones (Centro de Control Maestro) a través de un enlace de fibra óptica entre RPLC y JOSE, de manera que se pueda ofrecer mejores servicios eléctricos a los procesos de producción de la empresa, así como también crear un enlace de comunicación redundante seguro y confiable. Para lograr este objetivo se desarrollaron una serie de análisis de los sistemas de comunicación que se utilizan en PDVSA a nivel oriental, así como los equipos y sistemas que se encuentran en subestación, en donde se obtuvieron características fundamentales que dieron origen a la creación de las especificaciones técnicas de diseño. De igual modo se estudio el sistema de control existente en ambas subestaciones eléctricas principales (subestación A-RPLC y subestación TAEJ-JOSE) con la idea de conocer el funcionamiento del sistema y las bondades que ofrece. Dichas subestaciones eléctricas son las que se seleccionaron para enviar reportes a este nuevo centro de control maestro debido a la importancia que acarrearán para el sistema eléctrico y por consiguiente para el proceso de la empresa.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
<b>PEÑA, BERNARDO</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS X</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
<b>SERRANO, ENRIQUE</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JUX</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
<b>URIBINA, ALBERTO</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JUX</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
<b>LENIN GONZÁLEZ</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TUX</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

<b>2009</b>	<b>04</b>	<b>13</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Supervisiondevariable.doc	Aplication/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H I J K L M  
N O P Q R S T U V W X Y Z . a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z . 0 1 2 3 4 5 6 7  
8 9.

ALCANCE

**ESPACIAL:** Servicios Técnicos/Refinería de Puerto La Cruz (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** 1 AÑO (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

INGENIERO ELECTRICISTA

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

PREGRADO

**ÁREA DE ESTUDIO:**

INGENIERIA ELECTRICA

**INSTITUCIÓN:**

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NUCLEO ANZOATEGUI

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****DERECHOS**

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

**“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”**

**AUTOR**

---

**Hoover Betancourt****TUTOR**

---

**Ing. Bernardo Peña****JURADO**

---

**Ing. Enrique Serrano****JURADO**

---

**Ing. Alerto Urbina****POR LA SUBCOMISION DE TESIS**

---

**Prof. Jefe de Subcomisión**