



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Departamento de Electroenergética.

Trabajo de Diploma.

Título: Modernización y Automatización de Subestaciones Eléctricas.

Autor: Yuliet Santoyo Jacomino

Tutor: Dra. Ing. Marta Bravo de las casas

Curso 2004-2005

“Año de la alternativa bolivariana para las América”

Santa Clara 2005

CON SU ENTRAÑABLE TRANSPARENCIA





UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Departamento de Electroenergética.

Trabajo de Diploma.

Título: Modernización y Automatización de Subestaciones Eléctricas.

Autor: Yuliet Santoyo Jacomino

Tutor: Dra. Ing. Marta Bravo de las casas

Prof. Titular, Dpto. de Eléctrica

Facultad de Ing. Eléctrica. UCLV.

Curso 2004-2005

“Año de la alternativa bolivariana para las Américas”

Santa Clara 2005

CON SU ENTRAÑABLE TRANSPARENCIA





Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Eléctrica autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del autor

Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Eléctrica autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del autor

Firma del Jefe de departamento

**Firma del Responsable de
Información Científico-
Técnica**

Pensamiento

“LA VIRTUD ES EL CONOCIMIENTO Y SOLO SI SE TIENE SE PUEDE
DIVISAR EL BIEN.”

SOCRATES.

TAREA TÉCNICA

- 1-**Estudio de las protecciones digitales principalmente de las compañías Siemens y Team Arteche.
- 2-**Realizar estudios sobre los sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA).
- 3-**Estudio de los múltiples protocolos de comunicación implementados sobre los sistemas integrados de protección y control en la automatización de procesos.
- 4-**Variantes para lograr la comunicación completa en estos sistemas de protección y control integrados por IED's con diferentes protocolos comunicación.

RESUMEN

Este trabajo desarrolla aspectos fundamentales relacionados con la automatización de una subestación eléctrica a partir de la tecnología digital. Las nuevas protecciones digitales dan una gama muy amplia de posibilidades, entre las cuales se encuentra la de comunicarse entre ellas y varios equipos de la subestación. Es posible la comunicación entre estas protecciones eléctricas a través de redes de trabajo implementadas sobre la base de múltiples protocolos. Un sistema de automatización completo necesita de varios elementos conectados a través de una red de trabajo desde los niveles más altos hasta los que se encuentran directamente relacionados con el proceso a controlar. Para esto es necesario también programas de supervisión y control encargados de comunicarse con los dispositivos de campo y controlar el proceso de forma automática desde la pantalla de un ordenador. Estos programas llamados SCADA son tratados en este trabajo de forma general. También se tratan algunos proyectos desarrollados por Siemens y Team Arteche.

La Siemens desarrolla una comunicación entre unidades SIPROTEC 4 y entre estas y las de diferentes fabricantes basada en el protocolo Ethernet sobre la base del estándar IEC 61850. Por su parte Team Arteche desarrolla el denominado sistema integrado de protección y control SIPC aumentando en fiabilidad y disminuyendo costo, utilizando diferente protocolo de comunicación y en sus últimas versiones dando la posibilidad de seleccionar el mismo de acuerdo con el equipamiento que exista en la subestación para una buena comunicación.

ÍNDICE GENERAL

Introducción.....	1
Capítulo 1.....	3
1. Generalidades.....	3
1.1. Control mediante PC.....	3
1.2. SCADA.....	3
1.2.1. Funciones principales.....	4
1.2.2. Funciones más específicas.....	4
1.2.3. Prestaciones.....	4
1.2.4. Requisitos.....	5
1.2.5. Módulos.....	5
1.2.6. Componentes hardware.....	6
1.2.7. Ejemplos de software.....	6
1.3. Interfase de comunicación.....	6
1.3.1. Interfase OPC.....	7
1.3.2. Arquitectura OPC.....	7
1.4. Características de la tecnología OPC.....	7
1.4.1. Wing tag como cliente OPC puro.....	8
1.5. Redes Industriales.....	10
Capítulo 2.....	12
2. Integración con unidades Siprotec 4.....	12
2.1. Introducción.....	12
2.2. Sobre el estándar IE 61850.....	13
2.3. Comunicación.....	13
2.4. Uso del EM-Moduls en unidades de SIPROTEC 4.....	16
2.5. Diseño de los módulos de Ethernet.....	16
2.5.1. Diseño del conector.....	18
2.6. Integración en la red.....	19
2.6.1. Los parámetros de red.....	19
2.6.2. La visualización de los parámetros de red.....	20
2.7. Estructura de la red.....	21
2.7.1. Sincronización de tiempo.....	22
2.8. El uso de los switches externos.....	22
2.8.1. Las características de los switches.....	22
2.8.2. Ajustes de switch.....	23
2.9. Los ajustes de la redundancia.....	26
2.9.1. La forma en que trabaja.....	26
2.10. Las declaraciones conformables del IE 61850.....	26
2.10.1. Definiciones del modelo de referencia ISO/OSI.....	26
2.11. La parametrización.....	27
2.11.1. Puntos de salidas para la parametrización.....	27

2.11.2. La parametrización del la red.....	28
2.12. Información adicional.....	30
2.12.1. La sincronización de tiempo.....	30
2.13. Localización de fallas extremas.....	30
2.14. Los datos técnicos.....	31
Capítulo 3.....	33
3. Sistema Integrado de Protección y control SICP.....	33
3.1. Características del SICP.....	33
3.2. Funciones del SICP.....	34
3.3. Arquitectura del SICP.....	35
3.3.1. Consola de operación.....	36
3.3.2. Unidad de control de la subestación UCS.....	36
3.3.3. Comunicaciones internas.....	37
3.3.4. Comunicaciones externas.....	38
3.3.5. Telecarga.....	40
3.3.6. Unidades de control local UCL's.....	40
3.4. Sistema redundante.....	41
3.4.1. Interfase hombre-máquina.....	42
3.4.2. Fuente de alimentación UCS.....	42
3.4.3. UCS.....	42
3.4.4. Sistema de comunicaciones.....	43
3.5. Red de comunicaciones de fibra óptica.....	44
3.5.1. Descripción funcional.....	44
3.5.2. Características técnicas.....	44
3.6. Consola de operación y protecciones.....	45
3.7. Aplicaciones.....	47
3.7.1. Subestación MAT/AT.....	48
3.7.2. Subestación Media Tensión MT.....	49
3.7.3. CILCR-centros de repartos.....	51
3.7.4. CILCT-centros de transformación.....	52
3.7.5. Mini SCADA para pequeñas subestaciones.....	53
3.7.6. Automatismos de la UCS.....	55
3.7.7. Automatismos de la distribución.....	57
3.8. Funciones.....	58
3.9. PL50-SC control de seccionalizador.....	59
3.10. Automatismos seccionalizados.....	60
3.11. Multitrans autorregulador /bat.de condensadores.....	60
Conclusiones.....	62
Referencias bibliográficas.....	63
Anexo 1.....	64
Anexo 2.....	68
Anexo 3.....	73

INTRODUCCIÓN

La técnica de la protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) ha experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años, debido al incremento del nivel de los requerimientos que los sistemas imponen a su protección, así como a las posibilidades que brinda la base electrónica disponible para el desarrollo de nuevos tipos de relés multifuncionales que hasta el momento no eran posible de obtener con la tecnología existente.

Debido a la evolución de estos relés de protección y a su funcionamiento sobre soportes completamente digitales se ha facilitado y ampliado los sistemas de comunicaciones con cada uno de ellos, en automatizaciones completas de procesos en la práctica puede ser verdaderamente difícil aprovechar el potencial de la comunicación de las protecciones digitales. Es posible hoy en día aprovechando estas ventajas, controlar una serie de procesos desde largas distancias sin necesidad de encontrarse físicamente relacionado con este. Para lograr un control completo de procesos son necesarios varios elementos los cuales en su conjunto forman una parte indispensable para que el sistema trabaje según los requerimientos.

Tanto localmente como en el centro de control, se requiere un software capaz de procesar el gran volumen de información procedente de todos los puntos controlados. A estos sistemas de procesamiento de información y adquisición de datos se les denominan SCADA, los cuales han evolucionado gradualmente hasta llegar en la actualidad a grandes pantallas que muestran el diagrama monolineal de todo el sistema y la información en tiempo real, de todos los parámetros requeridos para la operación. Estos sistemas también constan de una o varias computadoras en el puesto del administrador de la red (despachador) para realizar las funciones de control y acceder a la información detallada sobre cualquier elemento del sistema, alarmas o eventos específicos.

En cada instalación existen habitualmente varios relés, no siempre del mismo tipo, además de otros equipos de automatismo y registro normalmente asociados a las protecciones; lo lógico es pues, montar una red local de comunicaciones que permita el acceso a todos estos elementos.

Las complicaciones surgen cuando existen equipos de diferentes fabricantes, pues cada fabricante ha desarrollado su propio sistema de comunicaciones con sus relés. Tanto el enlace físico como los protocolos y programas de gestión del sistema son, en general propietarios, y no existe compatibilidad con los otros sistemas de comunicación.

Las primeras soluciones al problema ocasionado por la incompatibilidad entre protocolos de comunicaciones han consistido en agrupar equipos según su protocolo y situar un conmutador en la salida del módem remoto. Mediante un software específico se llama al conmutador y una vez establecida la conexión, se selecciona el grupo de relés con los cuales se quiere comunicar. Se trata de una conmutación física, ya que para cada grupo de relés se requiere un puerto dedicado.

De acuerdo con esta problemática se pretende en este trabajo desarrollar los siguientes puntos:

- Desarrollar algunos aspectos generales relacionado con los programas SCADA para la supervisión de procesos.
- Tratar el proyecto elaborado por Team Artech para la automatización de subestaciones eléctricas.
- Examinar la integración lograda con unidades Siprotec 4 a través de un módulo Ethernet y sobre el estándar IEC 61850.

Para dar cumplimiento a estos puntos el trabajo se ha estructurado en tres capítulos.

En el primer capítulo se desarrollan aspectos generales del SCADA relacionados con sus funciones principales, componentes y ejemplos, así como otras características.

En el segundo capítulo se exponen temáticas relacionadas con las características del estándar IEC 61850 y su flexibilidad con unidades Siprotec 4 y otros fabricantes. También se tratan las posibilidades del EM100 -Modul y la parametrización a través de DIGSI 4.

En el tercer capítulo se puede ver todo un sistema integrado de protección y control, flexible para la asimilación de Dispositivos electrónicos inteligentes, IED's de diferentes fabricantes y de un modo muy económico.

Para ello se realizó una revisión bibliográfica de los siguientes aspectos:

Capítulo 1

CAPITULO 1

1- Generalidades.

1.1 Control mediante PC.

El PC se está estableciendo en un gran número de campos (oficinas, casa, industria, etc.). Las tareas automatizadas de control y visualización que se efectuaban con PLC (controladores lógicos programables o autómatas) se están realizando con sistemas de control basados en PC, utilizando tarjetas de expansión o de adquisición de datos.

Ventajas.

-Procesamiento de datos, visualización trabajo en red.

Desventajas.

-Tiempo real, seguridad, robustez.

- Por lo que se suelen utilizar junto a los PLC, a más alto nivel, utilizando tareas de monitorización y control.

1.2 SCADA.

SCADA proviene de las siglas de Supervisory Control and data acquisition (adquisición de datos y supervisión de control).

Es una aplicación software de control de producción, que se comunica con los dispositivos de campo y controla el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador.

.Proporciona información del proceso a diversos usuarios: operadores, supervisores de control de calidad, supervisión mantenimiento, etc.

Los sistemas de interfaz entre usuario y planta basados en paneles de control repletos de indicadores luminosos, instrumentos de medida y pulsadores están siendo sustituidos por sistemas digitales que implementan el panel sobre la pantalla de un ordenador.

.El control directo lo realizan los controladores autónomos digitales y/o autómatas programables y están conectados a un ordenador que realizan las funciones de diálogo con el operador, tratamiento de la información y control de la producción utilizando el SCADA.

Esquema básico de un sistema de Adquisición, supervisión y control.

Ver la figura 1 del anexo 1.

1.2.1 Funciones principales.

Adquisición de datos: Todo el sistema se alimenta con los datos obtenidos de las variables de campo. Los datos pueden ser visualizados en forma gráfica o numérica. Se podrá consultar el estado actual de cualquier parámetro y compararlo con mediciones anteriores. O sea, que este medio permite recoger, procesar y almacenar la información recibida.

Supervisión: Para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.

Control: El sistema dará el control de las variables de funcionamiento de un equipo o planta. Permite modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.) o bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.

1.2.2 Funciones más específicas.

Transmisión: De información con dispositivos de campo y otros PC.

Base de datos: Gestión de datos con bajos tiempos de acceso.

Presentación: Representación gráfica de los datos. Interfaz del operador o HMI (Human Machine Interface).

Explotación: De los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.

1.2.3 Prestaciones.

Un paquete SCADA debe de ofrecer las siguientes prestaciones:

- **Posibilidad de crear paneles de alarma**, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- **Generación de históricos de señal de planta**, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- **Ejecución de programas**, que modifican la ley de control, o incluso el programa total sobre el autómeta, bajo ciertas condiciones.
- **Posibilidad de programación numérica**, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador, y no sobre la del autómeta, menos especializado, etc.
- Con ellas, se pueden **desarrollar aplicaciones** basadas en el PC, con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco e impresora, etc.

Además todas estas acciones se llevan a cabo mediante un **paquete de funciones**, en el cual se llevan a cabo todas estas acciones, incluye zonas de programación en un lenguaje de uso general como C o Pascal, aunque actualmente se está imponiendo VBA (Visual Basic for Applications), lo cual confiere una potencia muy elevada y una gran versatilidad.

1.2.4 Requisitos.

Un SCADA debe cumplir varios objetivos:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

1.2.5 Módulos.

Los módulos o bloques software son los siguientes:

- Configuración.
- Interfaz Gráfico del Operador.
- Módulo de Proceso.
- Gestión de Archivo de Datos.
- Comunicación.
- **Configuración:** permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- **Interfaz gráfico del operador:** Tanto desde la operación local (mediante paneles monitores), como en la aplicación mediante PCs, el énfasis del sistema SICS/SCADA está puesto en la forma de interacción entre el operador o usuario y el equipo bajo control lo que le proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos.
- **Módulo de proceso:** ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas. La programación se realiza por medio de bloques de programas en lenguaje de alto nivel (como C, Basic, etc.).
- **Gestión y archivo de datos:** Se encarga del almacenamiento y procesamiento ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

- **Comunicaciones:** se encarga de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión. Esta computadora puede a la vez pertenecer a una red, dentro de la cual será posible acceder a los datos generados por el sistema. Los métodos de comunicación pueden ser: cableado de red estándar (UTP), fibra óptica, redes inalámbricas locales, radioenlaces, microondas, telefonía, Internet, etc.

1.2.6 Componentes hardware.

- Un SCADA está formado por:
 - Ordenador Central o MTU (Master Terminal Unit).
 - Ordenadores Remotos o RTU's (Remote Terminal Units).
 - Red de comunicación.
 - Instrumentación de campo

1.2.7 Ejemplo de software SCADA.

Algunos de los programas SCADA, o que incluyen SCADA como parte de ellos, son:

- **Aimax**, de Design Instruments S.A.
- **CUBE**, Orsi España S.A.
- **FIX**, de Intellution.
- **Lookout**, National Instruments.
- **Monitor Pro**, de Schneider Electric.
- **SCADA InTouch**, de LOGITEK.
- **SYSMAC SCS**, de Omron.
- **Scatt Graph 5000**, de ABB.
- **WinCC**, de Siemens.

1.3 Interfase de Comunicación.

- Permite al PC acceder a los dispositivos de campo.
 - **Drivers Específicos.** Utilizar el driver específico al bus de campo.
Ver la figura 2 del anexo 1.
 - **Drivers OPC.** Utilizar un driver genérico OPC que cada fabricante proporciona.
Ver la figura 3 del anexo 1.

1.3.1 Interfase OPC

- **OPC** (OLE for Process Control) de Microsoft es un interfaz con componentes de automatización, proporcionando un acceso simple a los datos. La **Fundación OPC** está formada por: Siemens, Fisher, Intuitive, OPTO 22, Intellution, Rockwell, etc.
- Las aplicaciones que requieren servicios, es decir datos, desde el nivel de automatización para procesar sus tareas, los piden como clientes desde los componentes de automatización, quienes a la vez proveen la información requerida como servidores. La idea básica del OPC está en normalizar la interfase entre el servidor OPC y el cliente OPC independientemente de cualquier fabricante particular.
- Los servicios prestados por los servidores OPC para clientes OPC por medio de interfase OPC típicamente implican la lectura, cambio y verificación de variables de proceso. Mediante estos servicios es posible operar y controlar un proceso. Los servidores OPC apoyan el nexo de tales aplicaciones a cualquier componente de automatización que esté en red por medio de un bus de campo o Ethernet Industrial.

1.3.2 Arquitectura OPC.

Ver la figura 4 del anexo 1:

1.4 Característica de la tecnología OPC.

COM y DCOM son un conjunto de programas de computadora que Microsoft incorpora en su Sistema Operativo Windows para expandir y habilitar la capacidad de compartir DATOS entre 2 o más distintos programas que se ejecutan en la misma computadora o en diferentes computadoras. En Mayo de 1995 se crea la Fundación OPC por un grupo de expertos que aprovechan esta capacidad de intercambio de información entre 2 o más programas de computadora diferentes. Esta fuerza constituida por cinco empresas, Intellution, Opto-22, Fisher-Rosemount, Rockwell Software y Intuitiv Software, logra visualizar y proyectar el uso de COM y DCOM en el campo de las comunicaciones industriales e introducir así un Estándar de comunicación entre PLCs de distintos fabricantes llamándolo OPC (Ole for Process Control). Ole para el Control de Procesos. OPC, como estándar de comunicación, promueve que cada fabricante de PLC integre la tecnología COM/DCOM en sus programas que acceden al mismo PLC. Actualmente este organismo mundial se encarga de establecer y regular los parámetros que rigen a este concepto de comunicación. OPC se ha transformado en los estándares más divulgados para aplicaciones industriales bajo entorno

Microsoft Windows. Cada fabricante de PLC necesita comunicar su dispositivo con computadoras que vigilen los procesos de campo. Por lo tanto, debe diseñar y ofrecer al mismo tiempo el software especializado (Servidor OPC) que irá a cumplir este trabajo.

Servidor OPC.

Un “**Servidor OPC**” es un programa de computadora que interroga al PLC para obtener los valores de las variables, que en su momento le son solicitados por otro programa llamado “**Ciente OPC**”. Estos Servidores OPC son desarrollados por la misma compañía fabricante del PLC, o por otras compañías que han obtenido la forma secreta (protocolo) de comunicarse con esos PLCs.

Todos los Software's SCADAS (software's para el diseño de pantallas de monitoreo/control, para la supervisión distribuida y la administración centralizada de la información) tienen integrada la tecnología OPC necesaria para comunicar los Datos del PLC a los programas "**Cientes OPCs**". Algunos ejemplos de estas herramientas de desarrollo son: Monitor Pro, OPC Factory Server, WinCC, Simatic Net, RS View, RS Linkx, InTouch de Wonderware, CUBE, FIX, Aimax, Lookout, SCADA, SYSMAC SCS, Scatt Graph 5000 y muchos otros más. Generalmente son herramientas muy robustas, pesadas, herméticas y rígidas. Tales herramientas no tienen métodos flexibles para comunicarse con la propia base de datos de su empresa. A través de WinTag como interfase intermediaria se puede facilitar la comunicación, su integración se muestra en la figura 4.

Para el desarrollo y diseño de las pantallas de monitoreo/control, existe una alternativa mucho más cómoda, flexible y abierta. Se trata de utilizar un “**Simple Comunicador OPC**” que hace el trabajo de puente entre el PLC y WinTag, mientras que WinTag hará lo mismo pero entre el "**Comunicador OPC**" y la propia Base de Datos de su compañía.

1.4.1 WinTag como cliente OPC puro.

WinTag es una Interfase Intermediaria que se sitúa entre un “**Servidor OPC**” y la propia “**Base de datos de su empresa**”. Es la herramienta ideal para Centros de Cómputo y Oficinas de Monitoreo que desean guardar las Variables del PLC dentro de sus propias Bases de Datos, y que a partir de ahí, desean diseñar sus propias pantallas de supervisión utilizando para ello su herramienta de desarrollo favorita (Visual Basic, C++, FoxPro, Delphi, etc.). WinTag fue diseñada bajo los estándares del concepto OPC. Integra en sí

mismo toda la tecnología OPC necesaria para comunicarse con cualquier Servidor OPC. WinTag posee las 2 funciones Cliente/Servidor:

- 1) Es Cliente cuando depende de un Servidor OPC para obtener los valores de las variables del PLC. Es 100% compatible con los Servidores OPCs de los fabricantes de PLCs más importantes del mundo. Envía peticiones al Servidor OPC para que este indague sobre el valor de una Variable del PLC. Es decir, WinTag interroga al Servidor OPC y este busca la respuesta dentro del PLC.
- 2) Es Servidor porque una vez que obtiene los valores de las Variables del PLC, tiene la capacidad de enviarlas a diferentes Bases de Datos (Lo que no hace un Servidor OPC común).

La formula del éxito.

PLC + Servidor OPC + WinTag = Tags en su propia Base de Datos.

A través de la interfase WinTag es posible capturar las variables del PLC y mantenerlas en tablas de su propia Base de Datos para luego calcular proyecciones, análisis, estadísticas, gráficos referencias e históricos. La interfase WinTag permite centralizar toda la información proveniente de planta en su propia Base de Datos, abriendo las posibilidades de manipular los datos, diseñar su propio SCADA y monitorear desde distintas computadoras de la red o remotamente.

Buscando soluciones.

Para monitorear los procesos de la instalación desde cualquier punto de la red, y aún desde Internet, sin necesidad de adquirir más licencias de software's herméticos que no dan la oportunidad de manipular las variables del PLC se muestra una sencilla solución a través de la interfase "Servidor WinTag" referida anteriormente en la misma computadora donde se ejecuta su Servidor OPC. Esta Interfase se encargará de sacar los Tags (hacen referencia a variables del PLC) y llevarlos a la propia Base de Datos de su empresa (**Oracle, SQL Server, SyBase, DB2, Informix, InterBase, Access, FoxPro, dBASE, Páradox, Excel, etc.**) A partir de ahí, usted podrá utilizar la herramienta complementaria "TagsMonitor" para diseñar de manera muy fácil y dinámica, sus propias pantallas similares a las de su proyecto WinCC, las cuales podrá observar desde cualquier computadora de su empresa.

1.5 Redes Industriales.

- La automatización industrial inicialmente dio lugar a islas automatizadas que eran equipos (Autómatas, controles numéricos, robots, ordenadores, etc.) aislados entre sí.
- La integración de las islas automatizadas dio lugar a las redes industriales.
- Niveles de las Redes Industriales:
 - Nivel de bus de campo.
 - Nivel LAN.
 - Nivel LAN/WAN.
- **Nivel de bus de campo.** Nivel de red más próximo al proceso y se encarga de la integración de pequeños automatismos (autómatas compactos, multiplexores de E/S, controladores PID, equipos de medida, etc.). Suelen formar células de fabricación.
- **Nivel de LAN.** Nivel superior al anterior que enlaza las células de fabricación. Está formado por autómatas de gama alta y ordenadores para control de calidad.
- **Nivel de LAN/WAN.** Nivel más próximo al área de gestión, que integra los niveles anteriores en una estructura de fábrica o múltiples factorías. Está formado por ordenadores y redes de ordenadores.

Ver la figura 5 del anexo 1.

-Bus de Campo.

El bus de campo constituye el nivel más simple y próximo al proceso dentro de la estructura de comunicaciones industriales. Los buses de campo más recientes permiten la comunicación con buses jerárquicamente superiores y más potentes.

Hay diversos buses según fabricantes y agrupaciones de éstos, siendo los más extendidos los siguientes:

- **Modbus Modicon:** Marca registrada de GOULD INC. Define un protocolo de comunicación de topología maestro-esclavo. Su principal inconveniente es que no está reconocido por ninguna norma internacional.
- **BITBUS:** Marca registrada por Intel. De bajo costo y altas prestaciones. Intel cedió a dominio público el estándar, por lo que se considera un estándar abierto. Está reconocido por la normativa IEC 118. Se trata de un bus síncrono, cuyo protocolo se gestiona completamente mediante el microcontrolador 8044.

- **Profibus:** Impulsado por los principales fabricantes alemanes. El protocolo es un subjuego de MINIMAP. Está caracterizado por ser un estándar abierto y bajo norma DIN 19.245.
- **S-BUS:** No es un bus de campo propiamente dicho, sino un sistema multiplexor/demultiplexor que permite la conexión de E/S remotas a través de dos pares de cables trenzados.
- **FIP (Factory Instrumentation Bus):** impulsado por fabricantes y organismos oficiales franceses.

O sea se puede llegar a la conclusión que SCADA es una solución para monitorear y/o controlar equipamiento de planta o producción. El control puede ser automático o iniciado por comandos del operador. La toma de datos se lleva a cabo mediante adquirentes (usualmente PLCs), que recorren secuencialmente un conjunto de sensores.

Esto se realiza usualmente a alta velocidad.

Una computadora ejecuta el software del sistema, barriendo el conjunto de PLCs, normalmente a una velocidad menor. Los datos son almacenados y procesados para detectar alarmas o condiciones particulares. En caso de existir una condición de alarma, se visualiza y, eventualmente, el sistema puede generar una respuesta automática. Los datos recibidos pueden ser de 3 tipos: analógicos (números reales), que se muestran en gráficos de tendencias; digitales (on/off) que pueden tener asociadas alarmas; y pulsos (por ejemplo revoluciones de un motor), que normalmente se cuentan o acumulan. La interfaz principal con el operador es un display gráfico (mímico) que muestra una representación de la planta o el equipo controlado en forma esquemática. Los datos “vivos” se visualizan como imágenes sobre un fondo estático. A medida que los datos cambian, estas imágenes se actualizan. Por ejemplo, una válvula se puede ver abierta o cerrada.

Un sistema puede contener muchas pantallas, pudiendo el operador seleccionar cualquiera de ellas en cualquier momento.

Capítulo 2

Capítulo 2

2-Integración con unidades Siprotec 4.

2.1 Introducción.

Esta sección proporciona una introducción al EN100-Modul, al protocolo del IEC 61850 puesto en ejecución sobre su base, y a su uso conjuntamente con las unidades. SIPROTEC 4 de Siemens.

El uso de los equipos de protección en instalaciones eléctricas a través de los tiempos se convirtió en un elemento más como parte del desarrollo general de la ingeniería eléctrica. Eran inicialmente electromecánicos pero posteriormente fueron ocupando su lugar las nuevas tecnologías de la electrónica. Este desarrollo fue acompañado por avances extensos en telecontrol, que no es más que el control de las instalaciones eléctricas a grandes distancias. Esto hizo necesario la definición de los protocolos de telecontrol. Estos protocolos estaban a un cierto grado muy especializados en su aplicación, alcance y dirección de la información. Los primeros relés de protección numéricos de hace 20 años se implementaban sobre algoritmos más complejos para la protección y extensos volúmenes de datos. Las tecnologías actuales permitieron optimizar la administración de los sistemas de potencia, presentando alta calidad en la detección de las averías permitiendo la clarificación comprensiva incluso de averías complicadas. La subestación y el control de sistema de energía también se desarrollaron rápidamente con el uso de la tecnología digital. Esto permitió la adquisición de volúmenes de datos localmente, es decir en la instalación eléctrica, visualizarlos, y hacerlos disponibles para posteriores procesamientos. Hoy, estos grandes volúmenes de datos de sistemas de potencias se procesan generalmente en los ordenadores personales. Un problema que permanecía, sin embargo, era la variedad de protocolos de la transmisión, a menudo específica a una región. Por otra parte, la conversión a partir de un protocolo a otro no es siempre posible porque el alcance y la dirección de la información se diferencian de un protocolo a otro. Dado el aumento de la concentración del control de los equipos eléctricos de potencia, esta variedad de protocolos se fue convirtiendo en un gran obstáculo y, sobretodo, un factor de costo. Esto ha conducido a un número de procesos de estandarizaciones internacionales. Estos procesos tienen como objetivo el uso de protocolos y procedimientos basados en Ethernet,

implementados en comunicaciones de oficinas, establecimiento y en redes locales de PC. La solución de este obstáculo era el uso extenso de Ethernet en la ofimática, con una gama de productos ya disponible de menor costo. Como resultado de estos progresos y de la experiencia se desarrolló el protocolo IEC 61850. Tiene la ventaja de estar basado en una transmisión estándar. El elemento más importante es la definición de datos en la forma de objetos con un nombre único y un comportamiento definido. Esto asegura interoperabilidad entre los dispositivos de diversos fabricantes.

2.2 Sobre el IEC 61850.

El estándar IEC 61850 se pone en ejecución en un módulo de Ethernet, aunque existen también otros protocolos y módulos para las unidades de SIPROTEC 4. El IEC 61850 es el primer y único estándar que permite que usuarios individuales puedan comunicarse sobre el mismo nivel o entre niveles diferentes, usando todos los mismos protocolos. La topología de bus es altamente flexible, incluso usando la topología de anillo se pueden lograr sistemas redundantes. El uso de TCP/IP permite transmitir otros servicios como por ejemplo servicios Web, todo esto a través de la misma red de conmutación para asistencia remota. La gran ventaja de IEC 61850 radica en la estandarización de funciones y servicios. Esto permite la interoperatividad entre IED's de diferentes fabricantes. El uso de Ethernet es muy provechoso en este sentido ya que es la plataforma más cómoda para la comunicación entre computadoras en una red de área local. En la cabina de control pueden ser conectados los IED's a interruptores individuales a través de pares de cables trenzados implementado en una topología de anillo. De esta forma puede ser agregada una nueva IED en algún momento determinado, o también alguna conexión existente de un IED puede ser retirada evitando una interrupción en la comunicación con las otras partes del sistema.

2.3 Comunicación.

A cada dispositivo le es asignada una dirección IP específica con la cual puede direccionarse por todos los usuarios de la red. A través de los routers se pueden acceder a estos dispositivos de cualquier parte de la red e incluso comunicarse desde otras redes de trabajo diferentes.

Con IEC 61850 se pueden distribuir funciones arbitrariamente a diferentes IED's. Para este propósito fueron definidos los llamados nodos lógicos. La función para una aplicación específica es elaborada usando estos nodos.

Cada nodo lógico tiene diferentes interfases, que regulan los datos de entrada y de salida. El estándar IEC 61850 tiene más de 90 nodos explícitamente descritos.

Por ejemplo, se tiene el nodo PDIS que controla la protección de distancia; la CSWI para el control de interruptores o switches, etc.

Tomando el ejemplo de un alimentador simple se puede demostrar como la función de una aplicación específica es designada por la función de un nodo lógico. La réplica de dos desconectores, un circuito de un interruptor de alto voltaje y hasta la corriente y voltaje de fase de un transformador pueden representarse por un nodo lógico.

En los grupos de nodos lógicos estándares de acuerdo con los aspectos funcionales de los dispositivos lógicos, en este caso, "control" y "protección", se pueden incluir dispositivos lógicos opcionales como: "adquisidores de medición de valores" y "recogedor de fallas".

Por ejemplo, una unidad SIPROTEC 4 multifunción usualmente posee varias unidades lógicas diferentes.

Las unidades lógicas requeridas para una aplicación completa pueden distribuirse sobre un número diferente de unidades físicas.

IEC 61850 complementa IED's de diferentes fabricantes, pudiendo ser combinados en una estación simple y comunicada con cualquier otra.

La clave para el intercambio de datos en configuraciones de diferentes fabricantes es un lenguaje de descripción estandarizado. Para este propósito fue desarrollado el SCL, de las siglas en inglés (The Substation Automation Configuration Description Language).

Pero la pregunta de cómo es la comunicación de la estación implementada, significa como las IED's individuales intercambian información. Esto es de forma simple, cada nodo lógico contiene precisamente objetos de datos definidos. Por ejemplo, en el caso del nodo XCBR incluye la función de un circuito de interruptores de alto voltaje con sus modos operacionales o las posiciones de switch.

Con unidades SIPROTEC 4 es posible desarrollar un nuevo tipo de comunicación, siendo estas de una versión 4.5 o mayores. Para lograr comunicación mediante una red de trabajo entre varias IED's de diferentes fabricantes se configura toda la red por medio de DIGSI 4. Este permite integrar IED's de diferentes fabricantes sobre la base de IEC 61850, con diferentes funciones en una subestación particular. Ver la figura 6 del anexo 2. Esta figura

muestra una red con topología bus, pero para una mejor capacidad suelen usarse topología de anillo.

Usando el configurador del sistema se puede acoplar dos objetos de datos de diferentes nodos lógicos y el intercambio de información es cuidadosamente completado.

Desde el punto vista técnico para la implementación de un sistema de comunicación completo en una subestación, es importante utilizar para el controlador central una unidad estación SICAM PAS, la cual soporta operaciones paralelas de más de un protocolo. Los dispositivos existentes pueden ser conectados a través de un acoplador mini-star o hubs series a la unidad estación SICAM PAS.

Ver la figura 7 del anexos 2.

Si es necesario se puede expandir la configuración existente con nuevas unidades Siprotec, versión 4.5 o mayores. Equipadas con el módulo EM100 estas unidades se comunican abiertamente con cada una de las otras sobre la base de IE 61850. También es posible conectar directamente la DIGSI PC a través del mismo bus Ethernet.

Unidades implementadas sobre IEC 60870-5-103 también pueden ser conectadas vía Ethernet usando hub series pero reemplazando estas por unidades nuevas se logra garantía en el servicio, se pueden conectar a la unidad estación SICAM PAS a través de Ethernet e IE 61850.

Para estructuras redundantes en la comunicación es preciso usar una estructura de anillo.

A continuación se muestra un ejemplo con dos alimentadores y un acoplador, ver figura 8 del anexo 2.

En este ejemplo los dos conectores del acoplador deben cerrar antes que los dos desconectores en el alimentador 1 se cierren. Tan pronto como ambos desconectores en el alimentador 1 son cerrados un dispositivo de distribución chequea si con seguridad satisficieron estos requisitos.

Una unidad SIPROTEC 4 es asignada a cada uno de los alimentadores y acopladores respectivamente, comunicándose a través de Ethernet entre ellas y otras unidades.

El chequeo de los dispositivos de distribución requiere el intercambio de indicaciones entre las unidades participantes las cuales son las relacionadas con, what triggers them y donde son transmitidas. Esto se define separadamente para cada unidad usando la matriz unidad

de DIGSI siendo la mejor opción crear un nuevo grupo de información. Con esto las indicaciones requeridas son agrupadas para proveer una mejor visualización.

2.4 Uso del EN-Modul en unidades de SIPROTEC 4.

EN100-Modul se puede utilizar en todas las unidades de SIPROTEC 4 de Siemens como se mencionó anteriormente.

Los módulos están disponibles con dos conectadores RJ45. La interfaz física siempre se duplica para permitir las estructuras redundantes. Una de las dos interfaces es siempre activa mientras que la otra interfaz se supervisa de forma pasiva. Si ocurre una avería en la interfaz activa, el intercambio a la otra interfaz se realiza en una cuestión de milisegundos.

Los módulos se integran en el sistema de parametrización de DIGSI como el protocolo del IEC 61850, para poder hacer los ajustes necesarios allí. Para integrar unidades de SIPROTEC 4 en una red, la red entera debe ser apropiadamente parametrizada. Esta parametrización se lleva a cabo usando el sistema de configuración, el cual es parte de DIGSI.

2.5 Diseño de los módulos de Ethernet.

Esta sección describe el diseño mecánico del EN100-Modul, incluyendo el diseño de las interfases.

-Diseño mecánico.

El módulo con el interfaz RJ45 para la instalación interna.

El diseño mecánico del módulo EN100 con las interfaces eléctricas para la instalación interna no es un procedimiento complejo. Este módulo está instalado la interfaz del sistema (puerto B) de la CPU y se fija a la placa madre del dispositivo. Ambos conectadores son accesibles desde la parte posterior del dispositivo, donde están conectados con la red vía un conector RJ45.

-El módulo con el interfaz eléctrico para el montaje superficial.

El módulo con el interfaz eléctrico para el montaje superficial tiene un interfaz posterior diferente. Todos los cables que conectan se traen hacia fuera vía un conector de 15-pole DSUB para la conexión a la unidad. Los cables RJ45 no se pueden conectar directamente con el módulo. Los cables de Ethernet están conectados con las interfaces RJ45 de la unidad de la tapa de la consola. Las conexiones en la unidad de la consola no son diferentes

de las del módulo para la instalación interna. Las indicaciones del LED tienen los mismos significados en ambos módulos.

-Los componentes del módulo.

El módulo es un solo componente para la instalación en las unidades de la gama de SIPROTEC 4. No se requiere ninguna otra instalación de hardware. Sin embargo, aparte del hardware real del módulo, se deben establecer otras condiciones antes del uso. Estas condiciones son: “soportes lógico inalterable versión V4.60 o más avanzada. Los dispositivos contienen ya los soportes lógico inalterable en la entrega. El soporte lógico inalterable asegura compatibilidad entre el dispositivo y el EN100- Modul. Los dispositivos con una versión más vieja de los soportes lógicos inalterables se pueden poner al día para hacer la funcionalidad del EN100-Modul disponible en dispositivos existentes.

El dispositivo contiene ya el software V1.00 del módulo en la entrega. El software pone la función del IEC 61850 en ejecución. El software del módulo es también actualizable. Se actualiza usando el software de parametrización de DIGSI.

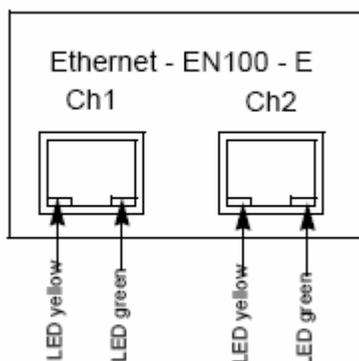
En el caso del software de parametrización de DIGSI, versión V4.60 y más avanzada es necesario para fijar el módulo y para parametrizar la red entera se hace con el configurador del sistema.

No se requiere ningún otro componente para la operación del módulo.

2.5.1 Diseño del conector.

Conectores para la interfase eléctrica en la versión para la instalación interna.

El módulo se puede reconocer por su panel delantero, es decir por las dos entradas RJ45 en la parte posterior del dispositivo. La figura siguiente se muestra una vista del módulo instalado, según lo considerado de la parte posterior del dispositivo.



Vista de un módulo EN100 con interfaz RJ45.

La función de los LEDs.

La entrada de cada uno de los dos canales Ch1 y Ch2 tiene un LED amarillo y uno verde para indicar el estado del canal. El LED amarillo indica el índice de la transmisión del acoplamiento. Si el LED está encendido, la transmisión es de 100 Mbps, si no es 10 Mbps. El LED verde indica que el acoplamiento está para arriba en la capa de transmisión de datos. El LED verde cambia por intervalos con cada telegrama recibido.

Conectores para la interfase eléctrica en la versión para la tapa que monta el conector.

El conector del módulo con la interfaz eléctrica para el montaje superior consiste en un conector de 15-pole DSUB en el centro del panel de metal. No hay displays en la parte posterior del módulo. Este conector es una interfaz interna. No es visible cuando el dispositivo está en la cubierta superior. La unidad de la tapa de la consola de la cubierta superior del montaje tiene los mismos conectores que el módulo para la instalación interna.

Ethernet - EN100 – E

Ch1 Ch2

LED amarillo.

LED verde

LED amarillo

LED verde

2.6 Integración en la red.

Esta sección describe la integración de los dispositivos en una red. Describe aspectos especiales de redes, de la selección de direcciones, de los ajustes de interruptor en detalle.

2.6.1 Los parámetros de red.

La dirección máquina es una dirección transparente que se almacena permanentemente en el módulo.

Es un identificador mundial único para el módulo. Eso significa que los dispositivos se pueden integrar en cualquier red. El usuario puede ver la dirección máquina pero no puede cambiarla.

Dirección IP: La dirección IP es también un identificador único para un acoplamiento para una conexión TCP/IP. Es un número 32-bit-wide. La dirección IP se asigna durante la

configuración de una red en una estación. Puede ser fijado vía DIGSI durante la parametrización del dispositivo y puede también ser fijado en el configurador del sistema. Una excepción para esto es la operación en una red con un servidor DHCP.

Máscara de subred: Esta máscara se debe fijar según el esquema de dirección de la red.

Dirección SNTP: Esta dirección es también una dirección de TCP/IP con la cual se puede acceder al servidor de tiempo en la red para asegurar la sincronización de tiempo exacta de todos los dispositivos.

Direcciones multicast: Estas direcciones se requieren en la conexión con el protocolo GOOSE para formar las listas receptoras del multicast y define acoplamientos de uno con otros dispositivos. Se asignan automáticamente durante la parametrización de la red en el configurador del sistema dependiendo de las interconexiones hechas y son totalmente transparentes para el usuario. No pueden ser fijados en el dispositivo por sí mismo.

Dirección en la entrada: Ésta es la dirección IP de la entrada. Se requiere siempre para acceder a una dirección fuera del LAN de la estación. Puede ser fijada solamente vía DIGSI.

DHCP: DHCP se utiliza para evitar tener que fijar los parámetros antedichos individualmente. Si se activa DHCP, los ajustes son proporcionados por un servidor de DHCP en la red. Las únicas excepciones son las mac address y Multicast address. Esta función requiere que un servidor DHCP sea accesible en la red.

2.6.2 La visualización de los parámetros de red.

La visualización en el dispositivo.

Los parámetros de las interfases se pueden ver en la visualización del dispositivo. Esto se hace incorporando el menú de funcionamiento de la visualización inicial a través de la clave del menú. Allí las visualizaciones son accesibles vía parámetro - Setup/Extras - IP-Configuración - Sistema-SST.

La visualización incluye:

- Dirección IP
- Máscara de subred
- Dirección en la entrada

Se muestran los ajustes con los cuales el dispositivo está funcionando y constituyen el sistema de parámetro del dispositivo. Los ajustes se pueden cambiar solamente a través del sistema de parametrización de DIGSI.

Observe por favor el caso especial siguiente. Si la asignación de la dirección a través de DHCP se activa vía configurador de DIGSI/System, la dirección 0, 0, 0, 0 será mostrada para la dirección IP, la máscara de subred, y la dirección en la entrada. En este caso, DIGSI no almacena una dirección en el sistema de parámetro. Es asignado por el servidor de DHCP. La visualización de los parámetros del dispositivo a través de un navegador de Internet o de un buscador o browser.

Las visualizaciones de las opciones de configuración de las tarjetas de red son accesibles vía interfaz del Ethernet si el dispositivo se selecciona en el navegador de Internet. En ese caso, una vista delantera del dispositivo aparece en el lado derecho de la ventana del browser. Usando el ratón, usted puede operar el dispositivo de una manera similar al hardware verdadero. El lado izquierdo de la ventana del browser muestra información adicional directamente accesible de la unidad de protección. Para la información adicional, vea el manual del dispositivo.

2.7 Estructura de la red.

Estructura simple: Los dispositivos IEC61850 se integran en una red. Esto siempre requiere de switches.

Un switch es un dispositivo al cual los dispositivos están conectados vía dos o más conexiones. Forma el hub en el centro de una topología en estrella. Los switches se pueden interconectar para producir redes de diversos tamaños. Como se muestra en la figura 9 del anexo 2, donde una unidad de SIPROTEC 4 está conectada con cada puerto de un switch.

El acoplamiento mostrado es un acoplamiento de Ethernet. Los módulos tienen dos conectores de los cuales solamente uno es activo por momento. La selección del conector es detectada automáticamente por el módulo.

Estructura doble: Los módulos EN100 tienen dos interfaces eléctricas y pueden comunicarse vía dos cables de Ethernet, pero no simultáneamente. El segundo canal es un recurso de seguridad. Esto da lugar a las estructuras de la red mostradas en la figura 10 del anexo 2, que ilustra la conexión de dos acoplamientos a diversos puertos del switch. Los dos acoplamientos se supervisan para su conexión. Esto permite la generación y la salida de un mensaje si un acoplamiento está quebrado. Este mensaje debe ser encontrado en el

almacenador intermediario de mensaje y se puede encaminar a los contactos, LEDs, o en el redactor de la lógica (CFC).

Si el acoplamiento activo, es decir los datos que transmiten del acoplamiento entre el dispositivo y el switch, está quebrado, la interrupción se detecta y se señala como se declaró anteriormente. Cuando se detecta una interrupción, la interrupción al segundo canal se realiza inmediatamente de modo que el intercambio de datos pueda casi continuar sin la interrupción. La señal de la interrupción entonces se transmite a través del canal espera.

Falla del switch.

Si ambos acoplamientos están conectados con los puertos en switches diferentes, la falla de un interruptor no interrumpe la conexión con el amo. Todos los dispositivos con un acoplamiento activo a través de un switch fallado cambian al segundo acoplamiento que esté conectado con otro switch y la operación puede continuar.

2.7.1 Sincronización de tiempo.

Sincronización de tiempo a través de SNTP

Las unidades de SIPROTEC 4 requieren la sincronización de tiempo que permitan la grabación cronológica correcta de acontecimientos. Los dispositivos equipados con el protocolo IEC61850 son capaces de la sincronización de tiempo a través la red. Soporta el protocolo de SNTP, según lo prescrito por el estándar.

Servidor de tiempo en la red.

Para poder utilizar la sincronización de tiempo vía Ethernet según SNTP, debe haber un servidor de tiempo en la red que puede mantener las varias peticiones de tiempo de los dispositivos, según lo definido en el protocolo de SNTP. Los servidores de tiempo son accesibles a través de una dirección IP. Esto se debe fijar durante la parametrización en DIGSI usando el configurador del sistema. Si no hay servidor de tiempo, la sincronización de tiempo se debe asegurar de una manera diferente.

Otras opciones para la sincronización de tiempo.

Además de este protocolo de sincronización, otras características de las unidades de SIPROTEC 4 pueden también utilizarse. La activación se realiza con el sistema de parametrización de DIGSI. Si se ha activado tal método, la sincronización de tiempo por medio de la red de Ethernet no se realiza y cada dispositivo se debe fijar para el método

elegido de la sincronización de tiempo. La información de tiempo necesaria para el protocolo IEC61850, entonces es provista por el dispositivo al módulo de la comunicación.

2.8 El uso de los switches externos.

Los switches son usados para construir redes de Ethernet son necesarios para poder utilizar las unidades de SIPROTEC 4 con el protocolo IEC61850. Esta sección se ocupa solamente de los switches externos.

2.8.1 Las características de los switches.

Los switches son realmente nodos en la red, es decir varios dispositivos están conectados con un nodo para comunicarse entre si. El acoplamiento de cada dispositivo al hub es siempre un acoplamiento de punto a punto. Está hasta el switch para manejar los mensajes de entrada y de salida. Los interruptores tienen la misma estructura. Tienen varios puertos para los cables de la red que conectan. Los puertos se diseñan para diversos medios dependiendo del fabricante y del tipo, algunos incluso con las interfaces eléctricas y ópticos mezclados. Eso afecta no solamente los conectadores sino también la implementación básica como puerto óptico o eléctrico. Los switches tienen generalmente otra interfaz que se puede utilizar para hacer ajustes de switches internos especiales. Un switch es accesible no solamente mediante esta interfaz sino también mediante cualquier puerto de Ethernet. Una dirección IP propia de un switch es fijada por medio de este interfaz especial.

2.8.2 Ajustes de switch.

Esta sección se ocupa de los ajustes generales del switch. Para una información específica, refiera por favor a los switches de Ruggedcom. Estos switches se recomiendan y han pasado por importantes pruebas. Los ajustes se pueden aplicar análogos a otros switches si usted no utiliza el switch del fabricante recomendado.

-El interfaz con el switch.

Los switches tienen un interfaz especial (generalmente RS-232 pero también Telnet vía una dirección IP especial) para fijar sus parámetros con los cuales se puede conectar un terminal o una PC con un programa terminal. Los comandos y los ajustes son diferentes de fabricante a fabricante. Los manuales proporcionan la información. Éstos son solo los ajustes más importantes.

-La dirección IP, máscara de subred.

Esta dirección IP asegura el acceso al interruptor por sí misma. El ajuste no es importante si hay solamente un switch en la red. Sin embargo, si se utiliza más de un switch, cada switch debe tener asignado una dirección IP diferente cuando es activado. Si no, la red puede no funcionar. La máscara de subred se asocia a esta dirección y se debe fijar según el esquema de dirección.

-Passwords.

Los passwords se deben fijar en un switch de modo que las personas no autorizadas no puedan cambiar los ajustes de los interruptores. ¡Precaución! El password del administrador se debe cambiar para prevenir el acceso a través de un password general. La función de la red no requiere que se fije un password.

-La estación de mando del SNMP.

Este ajuste no es necesario sino se menciona porque los switches se pueden supervisar por una estación. En ese caso, todos los acontecimientos en el switch se comunican a la estación de supervisión a través de un trap1. Estos acontecimientos son principalmente interrupción de una línea (estado del acoplamiento) y cambios a los ajustes de interruptor.

-MAC management.

Estos ajustes resultan de la función de un interruptor. Si las estaciones señalan su presencia en el puerto de un switch2, su dirección máquina se asigna a este puerto. Si el interruptor tiene que transmitir un telegrama, se basa en esta dirección que ahora se almacena internamente en el interruptor. De esa forma, se retransmiten paquetes por esta dirección siempre al dispositivo accesible mediante este puerto. Si se interrumpe una línea, los paquetes todavía se comunican a este puerto por un cierto tiempo y se pasan encendido a otro puerto en el cual el dispositivo esté conectado posiblemente vía su segundo interfaz.

-Tiempo de envejecimiento:

El tiempo de envejecimiento resulta del control de la máquina. Si no se establece ningún acoplamiento dentro de este tiempo o no son detectados tráficos de telegramas, se suprime la dirección máquina. Los telegramas a este nodo se pueden ahora pasar encendido a otro puerto en el cual el dispositivo señale su presencia por medio de su segundo interfaz. Si un dispositivo se desconecta de un puerto y se conecta con otro, este tiempo de envejecimiento expirará antes de que el dispositivo sea accedido en el puerto nuevo. Esta respuesta es eliminada por una función de supervisión del estado del acoplamiento y un FEFI de modo

que este tiempo no sea el que determina el tiempo tomado por el EN100-Modul a los canales del interruptor en el acontecimiento de una interrupción.

-Indicación de la avería distante (FEFI):

FEFI es un ajuste especial de interruptores. Una rotura de la línea se puede detectar solamente en la línea de recepción. El estado de acoplamiento de los cambios de línea si se detecta una rotura de la línea, conduciendo a la cancelación de la mac address asignado al puerto en el interruptor. La falla de la línea de recepción se puede detectar solamente en el receptor desde el punto de vista del interruptor, es decir por el interruptor, que entonces bloquea inmediatamente la línea de transmitir y señala la pérdida de conexión al dispositivo. El FEFI que fija en el extremo del interruptor señala la detección de la avería sobre la línea de recepción en el interruptor, que entonces responde de la misma manera. No hay tiempo de envejecimiento en este caso. Las direcciones de máquina se olvidan inmediatamente y el intercambio se realiza en un rato mucho más corto.

-Dirección máquina estática:

Hay casos en los cuales un dispositivo conectado a un interruptor puede recibir telegramas pero no pueden transmitirlos. Según el principio antes dicho, nunca recibiría telegramas porque, no pudiendo transmitir, nunca sería registrado en el puerto del interruptor. En este caso, una dirección máquina se puede fijar permanentemente en el interruptor. El cliente puede requerir la asignación permanente de un dispositivo a un puerto. La conexión de una unidad de SIPROTEC no requiere tal ajuste.

-Prioridades: cada interruptor en el anillo tiene cierta prioridad que se fija idénticamente para todos los switches¹. Esta prioridad se asocia con la mac address dentro de los interruptores, dando por resultado diversas prioridades en cualquier caso. La prioridad más baja define la división lógica del anillo. Allí, los telegramas se toman del anillo. La prioridad más alta marca el interruptor de la raíz. Si los telegramas se inyectan y se escogen apagado allí, ambas líneas lógicas deben de longitud igual.

-La prioridad uniforme: como la dirección máquina generalmente no se conoce, el punto divisorio del anillo lógico se establece aleatoriamente en el anillo, que puede dar lugar a líneas lógicas de diversas longitudes y conducir a una mayor carga de la red y en la rama más larga. Es recomendable seleccionar la prioridad para tomar cuenta de esto. Las

ventajas son que las prioridades no tienen que ser fijas. La adición y extracción de los interruptores es también posible sin cambiar ajustes.

2.9 Los ajustes de la redundancia.

2.9.1 La forma en que trabaja.

Módulo con interfase eléctrica. La redundancia es importante para la confiabilidad de un sistema de comunicación entero. El principio básico con el módulo EN100 con la interfaz eléctrica es que ambas interfaces RJ45 están conectadas con dos puertos diferentes de los interruptores usados. Se activa un canal y funciona como el canal activo por el módulo, el segundo se supervisa para la conexión. Si el acoplamiento del canal activo se interrumpe, el intercambio al otro interfaz es automático. Este proceso es totalmente transparente al usuario. El canal activo se puede considerar solamente en el almacenador intermediario de mensaje. Un mensaje relevante se genera en intercambio.

2.10 Las declaraciones conformables del IEC 61850.

Esta sección describe conformidad con el IEC61850. No describe el estándar entero sino solamente las piezas en las cuales hay una opción en los servicios.

2.10.1- Definiciones del modelo de referencia ISO/OSI

Para alcanzar intercambio de datos estable, toda la comunicación se basa en el modelo de referencia (OSI/IEC 7498-1) para una función de múltiples capas de comunicación. La figura 11 del anexo 2 muestra las siete capas definidas allí. Esta sección sobre el uso de la aplicación ISO (perfil A) y los perfiles del transporte (perfil T) describe los varios perfiles del apilado. Un perfil de la ISO A es un sistema de especificaciones y declaraciones con respecto a las tres capas superiores del ISO/OSI se refieren al modelo (es decir el uso, presentación, y capas de sesión). El perfil T es un sistema de especificaciones y de declaraciones con respecto a las cuatro capas más bajas (es decir transporte, red, transmisión de datos, y capas físicas).

Los perfiles A y T se pueden combinar de varias maneras para formar diversos tipos de servicios y de artículos de información que puedan ser intercambiados. Los servicios del

IEC61850 son mostrados en cuatro diferentes combinaciones de los perfiles. Estas cuatro combinaciones se utilizan para:

- Servicios Cliente/servidor.
- Los servicios de dirección GOOSE/GSE.
- Servicios GSSE.
- Sincronización de tiempo
- Servicios para el muestreo del valor medido.
- Capa de aplicación.
- Capa de presentación.
- Capa de sección.
- Capa de red.
- Capa de ajuste de datos.
- Capa física.
- Capa de transporte.
- Perfil A.
- Perfil T.

2.11 La parametrización .

La parametrización en DIGSI, y en el configurador del sistema se describe sin detallar. Para explicaciones más detalladas, refiera por favor a los manuales de DIGSI y la ayuda en línea en DIGSI, especialmente, al del configurador del sistema, que proporciona la información muy detallada.

2.11.1 Puntos de salida para la parametrización.

Los módulos IEC61850 se deben proveer con información especial para la parametrización. Esta información se almacena en el sistema de parámetros del dispositivo y se pone a disposición el módulo.

-El almacenaje del ajuste de parámetro.

El ajuste de parámetro dentro del dispositivo se almacena en dos porciones. No es así en los otros protocolos adicionales, el almacenaje de los parámetros del módulo se realiza solamente en el módulo. Una referencia al chequeo de consistencia esta contenida en el sistema de parámetros del dispositivo que se almacena en el dispositivo. Durante el funcionamiento del dispositivo, el sistema de parámetros del dispositivo primero se activa

para los módulos IEC61850 y entonces el módulo se enciende. Durante el funcionamiento del módulo, se hace un cheque de consistencia. Si esto se termina con éxito, el módulo se enciende y proporciona correctamente el interfaz.

-La información en el sistema de parámetro.

El sistema de parámetros contiene extensa información, tales como los elementos particulares para los dispositivos SIPROTEC 4 para los cuales los elementos del protocolo IEC 61850 se utilizan. El usuario no tiene ninguna parte en este proceso. El usuario puede verlo pero no puede modificarlo. Sin embargo, los dispositivos de diferentes funciones, tipos y alcance, tienen diferentes configuraciones. El segundo gran grupo de parámetros se refiere a los ajustes proporcionados por DIGSI. Se hacen en conexión con el bloque de parametrización de los "protocolos adicionales". Otro grupo de parámetros se refiere a los ajustes que se pueden cambiar directamente en el dispositivo. Éstos no se pueden almacenar en el sistema de parámetro sino tomar de la memoria permanente interna del dispositivo. Sin embargo, es generalmente innecesario fijar estos parámetros en el dispositivo porque se contienen generalmente en el sistema de parámetro y se almacenan automáticamente en la memoria del dispositivo.

2.11.2. La parametrización de la red.

Este bloque de parámetros describe los ajustes que se refieren a la red entera IEC61850 dentro de una subestación. Estos ajustes son especialmente relevantes para la parametrización del tráfico de datos usando el GOOSE. Los parámetros ellos mismos se ocultan al usuario. La parametrización de la red se realiza con el configurador del sistema cuya ayuda se puede consultar para obtener información detallada.

-La descripción de los elementos de IEC vía archivo ICD.

El protocolo IEC61850 representa los elementos necesarios de las unidades de SIPROTEC 4 externamente. Estos elementos están contenidos en un archivo ICD en conformidad con el estándar. Este archivo está contenido en el sistema de parametrización de DIGSI y es esencial para la integración de los dispositivos en una red. Igual para los dispositivos de otros fabricantes. Para éstos, también, tiene que existir una descripción en un archivo de ICD si van a ser integrados en una red. Los archivos de ICD se pueden importar y exportar por DIGSI, que son necesario para la integración de dispositivos de otros fabricantes y de las unidades de SIPROTEC 4 en las redes de Siemens.

-La descripción de la estación a través de los archivo de SCD.

Una estación completa formada por varios dispositivos. Pueden también incluir una unidad principal. Estos componentes tienen varios puentes de comunicaciones entre ellos que deban ser parametrizados. La descripción de todos los dispositivos, y sus ajustes e interrelaciones se agrupan juntas en el archivo de descripción de la estación. El archivo por sí mismo es creado y procesado usando el configurador del sistema. El configurador del sistema se activa de la estación de control de DIGSI y se integra en el sistema de parametrización de DIGSI. Los archivos de SCD se pueden también importar y exportar allí.

-La parametrización del dispositivo.

La parametrización de un sistema completo de protección y control de una subestación se realiza en varios pasos. El primer paso es parametrizar los dispositivos con DIGSI. Esta parametrización incluye diferenciar las señales los parámetros de protección y el ruteo de las señales al interfaz de sistema. Las cartas de CFC también son parametrizadas aquí. Al final de este paso, se tiene una unidad de protección completamente parametrizada.

-La parametrización de la estación.

La parametrización de la estación se realiza solamente después de la parametrización del dispositivo. Un configurador del sistema se utiliza para hacer esto. Esto se incluye en el sistema de parametrización de DIGSI. Como parte de la parametrización de la estación, los archivos de ICD de cada dispositivo se importan y la estación completa está montada usando la información que contienen. La distribución de las direcciones del IP y direcciones multicast así como máscaras de subred se realiza en el configurador del sistema. También se utiliza para producir y para parametrizar la comunicación entre los dispositivos, es decir el acoplamiento de objetos de un dispositivo a los de otros dispositivos. Esto define y dirigen flujos de información entre los dispositivos. Solamente después de la terminación de la parametrización de la estación se fijan los parámetros generados para los dispositivos individuales. Éstos ahora contienen los acoplamientos con otros dispositivos en la red y entonces es que se logra una funcionalidad completa de la estación. La información para la parametrización de la estación se puede exportar en un archivo de SCD.

-La parametrización usando DIGSI:

La parametrización de dispositivos de las unidades de SIPROTEC 4 se realiza con el sistema de parametrización de DIGSI. Además, un configurador del sistema se integra en el DIGSI que permite que usted haga los ajustes referentes a la red.

2.12 Información adicional.

Esta sección describe características especiales de los dispositivos de SIPROTEC 4 referente a la puesta en práctica de IEC 61850 o del módulo de Ethernet.

2.12.1 La sincronización de tiempo.

Los dispositivos SIPROTEC 4 tienen varias opciones para la sincronización de su reloj interno. Para la sincronización de tiempo de tales dispositivos, solamente se permite el método de la sincronización del NTP de Ethernet. Una consecuencia de esta restricción es que los sistemas con un bus de estación para IEC 61850 requieren siempre un servidor de SNTP.

Sincronización de tiempo Ethernet NTP.

Este método de la sincronización se recomienda para los dispositivos con un interfaz de sistema según IEC 61850; la sincronización se hace sin esfuerzos adicionales usando la red de Ethernet. Además de los servidores favorecidos del NTP proporcionados por diversos fabricantes como dispositivos, las soluciones del software (servidor de NTP/SNTP) se pueden también poner en ejecución en la PC individual o industrial.

2.13 Localización de fallas extremas.

El tema de esta sección es la localización de fallas con el interfaz de Ethernet. Primero, aquí están los puntos esenciales que pueden prevenir el funcionamiento correcto.

Ningún acoplamiento establecido. Si el dispositivo no conecta, primeramente chequea la instalación. ¿El acoplamiento al interruptor se ha establecido correctamente y se han utilizado los cables correspondientes? El cable correcto se ha utilizado para un acoplamiento directo con la PC? ¿El interruptor está funcionando correctamente y hay un voltaje de fuente aceptable? El funcionamiento correcto de un acoplamiento se puede considerar por el estado LED del acoplamiento.

La dirección IP. ¿Una dirección IP se ha fijado en el dispositivo? Si este ajuste no se ha hecho y no hay tampoco servidor de DHCP en la red, no será posible establecer un

acoplamiento. Para validar la dirección IP es posible ejecutar un llamado a través de la red a la dirección IP del dispositivo.

La máscara de subred. ¿La máscara de subred se ha fijado correctamente? La máscara de subred resulta del esquema de dirección usado en el segmento de red.

La extensión de MLFB. ¿Ha sido correctamente fijada la extensión MLFB en DIGSI? Si no, el módulo no está parametrizado y no funciona.

Un acceso remoto imposible. ¿Ha sido correctamente fijada la dirección de entrada en el dispositivo? Si no está correcto, no será posible tener acceso a un dispositivo a través de dos o más redes.

No hay sincronización de tiempo vía Ethernet. ¿Hay un servidor de tiempo en la red y cuál es su dirección? ¿La dirección se ha fijado correctamente en el dispositivo? ¿Ha sido correctamente parametrizado el dispositivo para el uso de la sincronización de tiempo vía Ethernet?

2.14 Los datos técnicos.

Esta sección resume los datos técnicos del EN100-Modul. Porque los módulos están instalados en los dispositivos de SIPROTEC 4, los datos de cada dispositivo según lo indicado en los manuales aplican además del módulo los datos técnicos dados abajo.

El consumo de energía.

El consumo de energía del módulo EN100 con el interfaz RJ45 es hasta 2,2 W para un voltaje de la fuente de 5 V. El voltaje de la fuente viene directamente del tablero de la CPU del dispositivo de SIPROTEC 4.

Los conectadores. El módulo con el interfaz eléctrico están conectados con la red de Ethernet a través de dos conectadores RJ45. La conexión al dispositivo se establece a través de un conector propietario.

Tarifa de la transmisión. Ambas interfaces trabajan con un índice de transmisión de 100 Mbps.

Tiempo de intercambio. El tiempo de intercambio a la segunda conexión cuando ocurre una falla del acoplamiento es no más de 10ms.

Protocolo. El protocolo es puesto en ejecución a IEC61850, parte 8.1. Se basa en el protocolo de TCP/IP y de MMS.

Interfase RJ45. En el caso de la versión con más de una interfase RJ45, ambas no son operables al mismo tiempo. El acoplamiento se establece automáticamente en la detección de la conexión con un switch/partner. El segundo acoplamiento sigue siendo inactivo hasta que se interrumpe el acoplamiento activo. El acoplamiento en la segunda conexión entonces se reanuda automáticamente. El canal inactivo se supervisa para el estado del acoplamiento.

Capítulo 3

CAPITULO 3

3- Sistema Integrado de Protección y Control SIPC.

3.1 Características del SIPC

El SIPC es la solución ofrecida por TEAM ARTECHE para la automatización integral de Subestaciones Eléctricas de acuerdo a las necesidades de cada instalación y cliente, aportando la solución mas económica, bien con sistemas de redundancia para subestaciones de Muy Alta Tensión (MAT) y Alta Tensión (AT), bien compartiendo recursos con los equipos de protección y eliminando la consola para la instalación de centros de reparto y/o transformación.

El principal objetivo del SIPC es la optimización de los recursos disponibles en la instalación a través de la aplicación de los siguientes conceptos:

Un equipo por posición.

Recogida de la información próxima al elemento donde se genera, lo cual supone un ahorro considerable en cableado.

Con un único terminal de posición se realizan todas las tareas de protección, mando, supervisión, medida, automatismos y comunicaciones, eliminando gran cantidad de elementos o equipos auxiliares.

Un único sistema multifuncional

Disponibilidad directa de la información proveniente de las protecciones, los convertidores de medida, los contadores y demás equipos existentes en la subestación, sin necesidad de cableado externo adicional.

Una única interfase por subestación

Centralización en un único sistema de la gestión y transmisión a otros niveles jerárquicos de la información recogida y generada por todos los IEDs (eventos, alarmas, informes de fallo, registros oscilográficos, medidas, etc.), sin necesidad de otros equipos o sistemas auxiliares.

Función RTU (Unidad Remota de Telecontrol) con capacidad de emulación de múltiples protocolos.

Admite múltiples consolas locales y/o remotas.

Un sistema flexible y modular.

El uso de distintos módulos enchufables permite la adaptación del sistema a cualquier tipo de subestación.

Disponibilidad de potentes herramientas de software para la configuración de bases de datos de subestación, diseño de consolas gráficas de supervisión y mando, generación de históricos de operación y mantenimiento, programación de automatismos, etc.

Un sistema seguro.

Los módulos de protección y control son totalmente independientes, asegurando que no exista ningún tipo de interferencia entre los mismos.

Redundancia opcionales en módulos de fuentes de Alimentación, UCS y en los enlaces de comunicación.

Sistema integral de autodiagnóstico, detección automática de fallo y generación de alarmas por fallo interno.

Un sistema abierto.

El SIPC es un sistema abierto capaz de ser integrado y/o integrar equipos y/o sistemas de otros fabricantes mediante la emulación de los protocolos más habituales en telecontrol SCADA y en IED's.

Topología multipunto entre UCS e IED's (TCP's, protecciones, medidores y otros IED's): estrella óptica.

Emulación de gran número de protocolos de telecontrol /SCADA.

Sincronización horaria vía GPS o telecontrol/SCADA.

Todo ello convierte al SIPC en una solución óptima para la automatización de instalaciones eléctricas: Es flexible y adaptable a las necesidades de cualquier tipo de subestación.

3.2 Funciones del SIPC.

El conjunto de elementos y funciones englobadas dentro del SIPC, debe entenderse como una optimización de los recursos disponibles en la instalación para:

Recogida de la información próxima al elemento donde se genera, lo que supone un ahorro considerable en cableado frente a las soluciones clásicas.

Ejecución de automatismos, lo que permite reducir de forma importante el número de relés auxiliares de la instalación, y por tanto su cableado.

Disponibilidad directa de las protecciones sin necesidad de cableado externo adicional.

Centralización a través de un único sistema de la gestión y transmisión a niveles superiores de una gran cantidad de información adicional como oscilos, informes de faltas, etc., sin necesidad de otros equipos o sistemas auxiliares.

Sencilla y rápida modificación de automatismos, lógicas, bloqueos, cableados, etc.

El Sistema Integrado de Protección y Control (SIPC) de TEAM ARTECHE, es un sistema digital distribuido que realiza las siguientes funciones:

- Recogida de estados y alarmas con el tiempo de cambio de estado.
- Ejecución de mandos locales o a distancia (salidas digitales).
- Medidas digital directa de los parámetros de la Red Eléctrica.
- Recogida de contadores.
- Recogida de medidas de tipo analógico (temperaturas, presiones,..)
- Automatismos programables por usuarios, tanto para posición, como globales.
- Protección de cada posición eléctrica (sobreintensidad, Sobre/Subtensión, Distancia, Diferencial de transformador, Direccional de fases y neutro, etc.), que incluyen también funciones de control.
- Sincronización general de hora y fecha, con precisión del ms., mediante conexión a un único reloj GPS externo.
- Visualización en forma grafica de toda la instalación desde consola tipo PC.
- Tratamiento de eventos y alarmas en Consola, con posibilidad de listados selectivos e impresión local.
- Ejecución de mandos desde la Consola.
- Tratamientos de históricos, con recogida de datos periódicas (medias, máximos, mínimos, distribuciones,...), y formateos de datos con posibilidad de impresión.
- Emulación simultanea de uno o varios protocolos para comunicación con centros de telecontrol externos.
- Comunicación a distancia con centros de análisis de incidencias y de mantenimientos.

3.3 Arquitectura del SIPC

El SIPC esta formado por seis tipos de elementos:

- Consola de operación
- Unidad de Control de la Subestación (UCS)
- Comunicación interna

- Comunicación externa
- Telecarga
- Unidades de Control Local (UCL's)

3.3.1 Consola de operación.

La consola de operación es un PC en el que se ejecuta el software SIPCON, el cual permite realizar el control local de toda la instalación, a través de:

- Pantallas graficas para la visualización de estado de los elementos de la subestación, incluyendo información analógica de los parámetros de la Red.
- Pantallas de listados de alarmas y eventos ordenados por tiempos de ocurrencia, con posibilidad de listados selectivos y su impresión.
- Botones para la ejecución de mandos, por el sistema de Selección-Ejecución, y con la presentación clara de las posibles causas de bloqueo.
- Acceso a las pantallas de protecciones, para ver estado, medidas, informes de faltas, oscilos, e incluso con posibilidad de modificar ajustes de las mismas .Este acceso se puede realizar sin abandonar las pantallas de control.
- Recogida de información histórica, tanto de estados, como de medidas, con posibilidad de incluir funciones estadísticas (media, máximo, mínimo, distribución de frecuencias, etc.).
- Presentación de datos históricos, con formato configurable, que permite mostrar diferentes tipos de informes, incluyendo “trendings”, tablas duraciones de señales, contajes, etc.

3.3.2 Unidad de control de la subestación UCS.

La UCS esta diseñada con un HW específico, preparado para soportar las adversas condiciones de perturbación electromagnéticas que existen en las Subestaciones Eléctricas, y que realiza las siguientes funciones:

- Recogida de toda la información de las unidades de posición (TCP's y otros IED's), incluyendo entradas digitales, analógicas, medidas y alarmas.
- Transferencia de los mandos recibidos desde los centros de telecontrol y consolas local y remota a cada una de las unidades de posición.
- Archivo local de eventos y alarmas.
- Capacidad de comunicación simultánea con:

- Hasta 5 canales para comunicación interna con múltiples IED's y diferentes protocolos.
- Hasta 3 canales para comunicación con centros de de telecontrol (SCADA's).
- Hasta 5 canales para conexión de consolas (HMI), ya sea local o remotas, a través de modem LTC.
- Automatismos a nivel de subestación (ERAS, H, deslastre de cargas, etc.)
- Sincronización de todas las IED's con resolución de un ms., a partir de señales GPS o de los mensajes de telecontrol.
- Envío de la información recogida a las consolas locales y remotas, oficinas técnicas de análisis de incidencias, centros de mantenimiento, centros de telecontrol, SCADA,..
- .Posibilidad de redundancia en fuentes de alimentación, UCS, y en las comunicaciones con IEDs o con los Centros de Telecontrol /SCADA.

3.3.3 Comunicaciones internas.

Bus interno.

Las comunicaciones internas entre la UCS y las UCL's, están basadas en un protocolo abierto según la norma IEC-870-5, y realizada mediante enlaces con fibra óptica, a 38.400 baudios.

La utilización de enlaces con fibra óptica, permite que la comunicación se realice con un nivel de error muy bajo, a pesar de que las subestaciones tengan un nivel de perturbaciones electromagnéticas muy elevado .Ello, junto a la utilización del protocolo con un alto nivel de seguridad, permite realizar un trasvase de información libre de errores entre los equipos. Por otra parte, la disponibilidad de estrellas ópticas que disponen de mecanismos de seguridad contra fallos, permite que la red de comunicaciones opere con un alto nivel de eficiencia y disponibilidad.

Por el mismo cable de fibra óptica, el protocolo permite además el trasvase de información de control (estados, alarmas, medidas, contajes, mandos), el paso de la información de protecciones, como son los eventos, informes de falta, oscilogramas y, ajustes.

Esta última información solo se envía a petición de operador desde una consola local o a distancia, estableciendo en este caso una conexión transparente con la protección que se desea interrogar.

La UCS dispone de hasta 5 conexiones independientes para conectar con las UCL's, necesitando cada una de ellas una red de fibra óptica independiente, permitiendo la exploración simultánea de 5 UCL's, y por tanto, la reducción de los tiempos de refrescamiento de las señales en la UCS por debajo de un segundo 1s.

Conexiones con otros equipos.

Cualquiera de las 5 puertas disponibles para conexión con las UCL's pueden modificarse para que admitan otros protocolos para conectar con IED's de otros fabricantes.

También es posible disponer en las UCL's una puerta con un protocolo específico de otros fabricantes, para la conexión de otros IED's.

Con la combinación de ambos métodos de conexión, se dispone de un sistema muy potente, para la conexión a multitud de tipos de IED's de forma simultánea.

Existen ya una gran cantidad de protocolos emulados entre ellos:

- IEC 870-5-103
- DNP3.0-Nivel2
- IEC 870-5-101
- MODBUS-RTU
- SEL-ACII

3.3.4 Comunicaciones externas.

El SIPC, a través de la UCS permite la comunicación con los siguientes elementos:

- Puestos Centrales de Telecontrol.
- Centros de análisis de incidencias y mantenimientos.
- Sistema de sincronización horaria (GPS).
- Consola de Configuración (telecarga).

Puestos centrales de telecontrol.

La UCS permite la conexión simultánea de hasta 3 Puestos Centrales de Telecontrol, con el mismo protocolo o con protocolos distintos.

Cada una de las conexiones pueden ser simple o redundante, y la información enviada o recibida a través de esta conexión es libremente configurable de forma independiente para cada una de ellas.

Existen una gran cantidad de protocolos emulados, entre los que se encuentran:

- IEC-870-5-101(Varios perfiles)

- DNP3.0 (Niveles2 y 3 con varios perfiles)
- TRW2000
- GESTEL (síncrono y asíncrono)
- SISTEAM-C8
- SAP20 (Fase I y II)
- SASP20 V4.1
- HARRIS MICROPLEX 5000
- INDACTIC 2033
- PID 1
- PROCOME

Centros de análisis de Incidencias y de mantenimiento.

La UCS permite la conexión a distancia, a través de línea telefónica conmutada (LTC), de una o varias consolas de operación.

Mediante esta consola se puede acceder a toda la información disponible en la subestación, desde entradas, alarmas, medidas, acceso a toda la información de faltas, oscilogramas históricos y ajustes.

La información se presenta en pantalla con las mismas posibilidades que la consola local, y permite conocer el estado de la subestación, así como todas las incidencias que han ocurrido, incluyendo la información oscilográfica, y además tiene la posibilidad de modificar ajustes de la protección a distancia, evitando la necesidad de desplazarse a la subestación.

Sistema de sincronización horaria (GPS).

La hora del SIPC, esta localizada en el módulo CPU Maestro de la UCS. A partir de este módulo, la hora se distribuye al resto de las CPU's de la UCS y a todas las UCL's. Este reloj se puede sincronizar de varias formas, ya sea manualmente desde la consola de operación, o desde cualquiera de los protocolos de Telecontrol conectados a la UCS.

Para los casos que sea necesario una gran precisión, la UCS dispone de una conexión directa desde el módulo CPU maestro a una unidad GPS externa, lo que permite conseguir una precisión global en toda la subestación del orden de ms.

3.3.5 Telecarga.

La telecarga es una de las grandes herramientas implementadas dentro del SIPC, la cual permite el envío a distancia, mediante módem, de la configuración de la UCS, UCL's y hasta dos consolas locales así como la monitorización y la modificación de parámetros a distancia.

Ver la figura 12 del anexo 3.

Esta utilidad permite modificar a distancia la configuración de cualquier posición de la instalación de la consola local, incorporar las señales en una instalación, etc.

Dentro de la UCS no solo se cambiarían las bases de datos, sino que también se cambiaría cualquier automatismo que este implementado. En definitiva, se puede realizar cualquier cambio de configuración que no implique hardware.

Dentro de los TCP's, se puede modificar la configuración de la parte de control, como modificar o ampliar las señales, los automatismos y se podrá configurar el display.

Dentro de las consolas locales, los cambios son totales a nivel de modificar la consola, sus bases de datos de ingeniería y el CAD.

El envío de la configuración o monitorización de UCS o UCL se realizará desde el configurador SIPCON/A-W, a través de una consola remota conectada a cualquiera de los dos canales del módulo master IB0011 o IB0013, o por los canales 1,2 y 4 del PCP (IB21xx) y el envío de la configuración de las consolas locales se realizará desde una tercera consola remota que puede ser la mencionada u otra. Los requisitos son:

- Configurador SIPCON/A-W versión K o posteriores.
- Versión de firmware: IB0011 version1 o posteriores e IB2011 versión D o posteriores.
- Versión AG de funciones y tablas, o posteriores.
- Consola de supervisión SIPCON/M versión AA o posteriores.

3.3.6 Unidades de control local UCL's.

Dentro del Sistema Integrado de Protección y Control, cada posición eléctrica (Líneas, Transformadores, Baterías de Condensadores, etc.), es controlada por Unidades de Control Local.

Estas UCL's, dependiendo del nivel de tensión de la posición, y de su importancia pueden estar formados por una o varias unidades.

Cada una de esas unidades puede estar formada por solo control, solo protección o control y protección juntos.

En instalaciones muy sencillas, se pueden instalar UCL's que sean equipos de protección, realizando además funciones de control.

Según el tipo de equipamiento utilizado, se pueden llegar a controlar subestaciones de transmisión de MAT, o simples centros de transformación o reparto de MT y BT.

Las funciones que realizan las UCL's son:

- .Recogida del estado de la posición y asignación de fechas y hora hasta el ms.
- .Recogida de las medidas y contajes de la posición
- .Ejecución de los mandos provenientes de la UCS
- .Mando local con visualización de estado y medidas
- .Automatismos locales programables (enclavamientos, bloqueos, regulación de tensión, etc.)
- .Protección de la posición
- .Medida de Calidad de Servicio

TEAM ARTECHE dispone diferentes tipos de UCL's, como son:

- Equipos TCP, con diferentes configuraciones que permiten incluir Control, Automatismos, protección y Medidas.
- Equipos PL300, relés de protección multifunción que pueden realizar pequeños automatismos, mando sobre interruptor, medida de parámetros de la Red Eléctrica y asignación de fecha y hora a la entrada (ms).
- Relés de Protección, como la serie PD (Protección Diferencial de Transformador y Generador), la serie PZ (relés de Protección compactos).
- Equipos de medida, como los equipos Multitrans, que miden todos los parámetros de la Red Eléctrica, y equipos RCS, de medida de la Calidad de Servicio.

Además de los equipos propios, el SIPC de TEAM ARTECHE permite la conexión de equipos de otros fabricantes ya sea mediante la conexión directa (por disponer de un protocolo abierto), o a través de la emulación de sus protocolos.

3.4- Sistema redundante.

El SIPC de TEAM ARTECHE permite diversos niveles de redundancia, de forma que se pueda ajustar las necesidades de seguridad de una instalación, con el coste de los equipos.

Los posibles equipos que permiten redundancia son:

- Interfaz Hombre-Maquina
- F.A .UCS
- UCS
- Sistema de comunicaciones

Cada una de estas redundancias son independientes entre si, por lo que se puede utilizar cualquier combinación de las mismas, según las necesidades de la instalación.

3.4.1 Interfase hombre-máquina.

Una UCS permite la conexión de hasta 5 Interfases Hombre-Maquina, uno de los cuales normalmente se utiliza para la conexión a distancia con el centro de análisis de protección y con el Centro de mantenimiento.

Las otras 4 permiten disponer de varios puestos de operación independientes, situados en diferentes locales de la instalación, o de 1 o 2 Puestos de Operación redundantes (formadas por 2 consolas), de forma que todas las operaciones se puedan realizar independientes, en cualquiera de las consolas.

Ver la figura 13 del anexo3.

3.4.2 Fuente de alimentación UCS

En el chasis de la UCS, mostrada en la figura 14 del anexo 3 se puede incluir una segunda fuente de alimentación redundante, que actúa como respaldo de la principal.

Cualquier anomalía en una de las dos fuentes, es detectada por el HW de la UCS, y se puede enviar a cualquier Puesto de Operación o de Telemando.

3.4.3 UCS

El SIPC permite conectar en paralelo dos UCS's, de manera que una de ellas lleva el control del SIPC, y la segunda permanece en vigilancia, supervisando el correcto funcionamiento de la primera.

Ver la figura 15 del anexo 3

Una de las UCS's se configura como "principal " y la otra como "reserva" , de forma que al arrancar simultáneamente, la "Principal" pasa a " Activa" y la "Reserva " a " Pasiva".

Existen una comunicación entre ambas UCS's a través entradas y salidas digitales, por medio de la cual, se efectúan los pasos de "Activo" a "Pasivo" y viceversa, mediante un procedimiento controlado.

La UCS “Pasiva”, además de supervisar el estado de la UCS “Activa”, vigila la comunicación de ésta con la UCL’s actualizando su base de datos para cuando se produzca la conmutación poder tomar el control rápidamente.

Las comunicaciones de la UCS con las consolas y los puertos de telecontrol pasan a través de un conmutador RS232C, el cual conecta las comunicaciones a la UCS “Activa”. El control del conmutador lo realiza la UCS “Principal”. La UCS “Principal” controla las comunicaciones únicamente en el caso en que se encuentra “Activa”. En cualquier otro caso las comunicaciones son controladas por la UCS “Reserva”.

Cuando la UCS “Activa” detecta un problema en su HW/SW, o se le desconecta la alimentación, o señala el problema de la UCS “Pasiva”, de forma que se arranca un proceso de conmutación para que la UCS “Pasiva” pase a “Activa” y viceversa, avisando del cambio hacia las Consolas y Puestos Centrales de Telecontrol.

Si la UCS “Pasiva” detecta un problema de su HW/SW o se le desconecta la alimentación, o señala el problema a la UCS “Activa”, la cual a su vez lo envía a las Consolas y a los Puestos Centrales de Telecontrol.

Los fallos de HW/SW que se detectan en la UCS son:

- Fallos de comunicación con todas las UCL’s
- Defecto en los módulos de E/S de comunicación con la otra UCS.
- Estado anómalo del conmutador RS232C
- Fallo del match-dog (cubre fallo de CPU, memorias, programas)
- Fallo de la alimentación del equipo

3.4.4 Sistema de comunicaciones.

La comunicación entre UCS y UCL’s se puede duplicar, de forma que el envío de información entre el equipos se pueda realizar a través de dos canales independientes.

Ver la figura 16 del anexo 3.

La UCS es la que selecciona por cual de los dos canales comunica con cada UCL, y ésta contesta por el canal que ha recibido la petición.

La UCS envía mensajes por ambos canales a todas las UCL’s, por lo que es capaz de detectar cualquier problema que se presente en ambos canales, avisando hacia la Consola y Puestos Centrales de Telecontrol.

3.5 Red de comunicaciones de fibra óptica.

La red de comunicaciones de fibra óptica permite el intercambio de de datos entre la UCS y las diferentes UCL's dentro del Sistema Integrado de Protección y Control (SIPC).

Ver la figura 17 del anexo 3.

Esta red, soporta velocidades de transmisión de hasta 64kb, y con una tasa de errores mínima, incluso dentro de los ambientes con alto nivel de perturbaciones electromagnéticas de las subestaciones eléctricas.

3.5.1 Descripción funcional.

La red de comunicaciones de fibra óptica esta formada por tres tipos de elementos:

- Estrella óptica que permite la conexión de múltiples UCL's a una misma UCS. Estos equipos pueden ser conectados en cascada, reduciendo la longitud de los cables de fibra óptica.
- Conversor RS232C-F.O., que permite la conexión de equipos con interfase RS232C a la red de fibra óptica entre los diferentes equipos de la red.
- Cable de fibra óptica, que realiza la interconexión física, entre los diferentes equipos de la red. Existen diferentes tipos de cables que dependen del tamaño y tipo de la fibra.
 - Cristal multimodo 62,5/125mm
 - Plástico 1mm de bajas pérdidas
 - Silica 200mm (HCS)

La fibra óptica de plástico y la de silica se utilizan con los mismos transmisores y receptores.

La red de comunicación de fibra óptica es una red de tipo maestro –esclavo, en la cual solo un equipo esta transmitiendo, la que la hace ser un sistema determinista, en el que se conoce los tiempos de refrescamiento de los diferentes tipos de información, permitiendo mensaje de sincronización horaria con resolución menor que el ms.

Los equipos disponibles permiten que la red se pueda duplicar, por lo que junto con los sistemas de detección de fallos incluidas en las estrellas ópticas, permite disponer de una red de gran seguridad y alta fiabilidad.

3.5.2 Características técnicas.

Transmisión óptica ----- LED

Receptor óptico	-----	Fotodiodo PIN
Longitud de honda de trabajo	-----	Cristal Ic=820mm
Plástico Ic = 660mm		
BER	-----	<=10-9
Fibra óptica cristal multimodo	-----	62.5/125 μm
Fibra óptica plástico	-----	1mm plástico
200 μm silica		

Pérdidas según el tipo de Fibra.

	Máximas pérdidas permitidas	Pérdidas Km.	Pérdidas conexión
Cristal 62.5/125 μm	8db	4db	0.5db
Plástico 1mm	24.7db	190db	2.8db
Silica 200μm	22db	10db	2.8db

Los valores contemplan el rango de temperatura de -10 grados Celsius a +55 grados Celsius.

La distancia máxima de transmisión viene dada por:

$$I = PP - PC - ME / \alpha$$

PP - Pérdidas permitidas en el enlace

PC - Pérdidas inserción de conexiones adicionales.

ME - Margen envejecimiento .Se deben considerar 3 db

Alfa - Atenuaciones del cable en db-Km.

Distancia máxima alcanzable.

Cristal 62.5/125 μm	-----	1,2 Km.
Plástico 1mm	-----	115 Km.
Silica 200μm	-----	1,9Km

3.6 Consola de operación y protecciones.

La consola de operación y protecciones es la parte del SIPC que permite de forma económica la supervisión y mando de la subestación dentro de un Sistema Integrado de Protección y Control (SIPC). Para ello dispone de páginas graficas que presentan de forma clara el estado de la subestación, y permite la ejecución de mandos de forma fácil y rápida, indicando las causas de bloqueos, si existen.

Esta misma consola, permite acceder a todas las funciones de las Protecciones y Automatismos existentes en la instalación, ya sea a nivel informático (estado, eventos, faltas, oscilografía), como a nivel operativo (ajustes).

El SIPC permite la conexión simultánea de hasta 5 Consolas, que pueden actuar de forma independiente, y que una de ellas se pueden conectar a distancia través de línea telefónica conmutada, de forma que centros de análisis de incidencias, de mantenimiento o de telecarga puedan acceder a distancia o de forma inmediata, a todos los datos del sistema, incluida toda la información de las protecciones.

La consola esta soportada por el software de aplicación SIPCON, ejecutable en un ordenador tipo PC o similar, bajo entorno WINDOWS.

La Consola permite las siguientes funciones:

- **Función Supervisión y mando:** Esta función permite la supervisión y el mando local de toda la instalación.
- **Función CAD.** La función CAD permite el diseño e las pantallas graficas en un entorno WINDOWS para el control y supervisión de la instalación, presentación de medidas, automatismos, alarmas, etc.
- **Función Ingeniería.** La función ingeniería permite definir las bases de datos de la instalación, tanto para pantallas de supervisión y mando, como para automatismos, tablas de telemando, etc.
- **Función Ajustes de Automatismos.** En este apartado de la consola, se permite la creación de páginas especiales para controlar los ajustes de los automatismos que se diseñen en el SIPC.
- **Función Informes.** Esta parte de la consola permite configurar los informes que se deseen a partir de los datos históricos almacenados en el disco.
- **Función Seguridad.** Esta función permite la gestión de los usuarios de la consola, y de los derechos que posea cada usuario.
- **Función Parámetros Generales.** Esta función permite configurar los parámetros internos de la consola.
- **Función Selección de Instalaciones.** Esta función permite que la consola pueda controlar diferentes instalaciones.

- **Función de protecciones.** Desde esta función, se puede ver y modificar todos los datos de los diferentes relés de protección que existen en la instalación. Permite la organización de todos los relés de una Instalación en una base de datos.

La consola solo puede comunicar con un relé a la vez, y permite mientras se mantiene la comunicación, refrescar de forma continua el estado, traer la información de eventos, faltas oscilos y recoger los ajustes de la protección, pudiendo guardarlos en disco o modificarlos.

- **Función Programación de Automatismos.** Esta función permite la configuración de la UCS y de los TCP's, permitiendo la inclusión funciones estándar, como protocolos, telecontrol, protocolos de IED's, funciones de I/O, etc., o programar el automatismo mediante un lenguaje sencillo, con posibilidad de verificación de funcionamiento y corrección de errores.

3.7 Aplicaciones.

El SIPC es un sistema muy flexible, capaz de adaptarse tanto a grandes subestaciones MAT/AT, con redundancia de UCS y comunicación, como a sistemas muy pequeños como Centros de Transformación con equipos muy económicos, y eliminando la consola de operación.

El rango de operación alcanza todo tipo de instalaciones, y además se adapta a la disposición física de los elementos, pudiendo instalar las UCL's tanto en armarios centralizados, como en el frontal de las celdas, como en cajas intemperie próximas al equipamiento a controlar.

Adjunto se incluyen diferentes ejemplos de tipos de instalaciones y posibilidades:

- .Subestación MAT/AT
- .Subestación MT
- .Centro de Reparto
- .Centros de transformación
- .Mini SCADA para pequeñas subestaciones
- .Automatismos de la UCS
- .Automatismos de la distribución

3.7.1 Subestación MAT/AT.

Debido a la importancia de este tipo de instalaciones, se eligen configuraciones para el SIPC redundantes, de forma que el fallo de un equipo no afecte a otras partes de la instalación.

La relación aportada en cada caso, depende de la relación coste/seguridad deseada.

UCS.

En los casos de mayor exigencia se utiliza redundancia de UCS, comunicaciones, consolas y F>A de la UCS. Pero según cada caso, se puede eliminar una o varias de estas redundancias.

Cada una de las UCS's se suministra con varias CPU's y varios enlaces de salida serie para conexión con uno o varios puestos centrales de telecontrol independientes, una conexión a MODEM LTC para los centros de Análisis de Incidencias y de Mantenimiento, y una o varias conexiones hacia las UCL's, lo que permite mantener los tiempos de refresco de la información en la UCS por debajo de los 500ms.

La composición de la UCS típica es:

- ✓ 2x FA redundante
- ✓ 1x CPU Maestra
- ✓ 5x CPU esclavas
- ✓ 1x 12 ED
- ✓ 1x 8-SD

UCL's.

En el equipamiento de cada posición, se prefiere separar la protección de la parte de control, de forma que el fallo de una de estas, no afecte a la otra.

La conexión de la protección hacia la UCS, se realiza ya sea de forma directa o a través del equipamiento de control. El primer caso aumenta el cableado de F.O., pero da mayor seguridad.

Automatismos.

El SIPC se suministra con diferentes tipos de automatismos, que pueden ser tanto a nivel de posición, y por lo tanto cargado en el IED (Bloqueos, regulador de transformador, automatismo de baterías de condensadores, etc.), como a nivel de toda la subestación, y por

tanto cargado en la UCS (Reposición automática de servicio, automatismo de la hora, aislamiento de tierras resistentes, etc.)

Instalación.

El montaje de los diferentes equipos de control y de las protecciones, es muy variado, adaptándose a cualquier configuración, como instalación en armario de intemperie, un armario por posición, varias posiciones en un armario, etc.

Por lo que respecta a la UCS, la cual suele ser redundante, se suministra montada y cableada, dentro de un armario metálico (2000x800x800mm), con puerta de cristal transparente conteniendo:

- ✓ 2 UCS's en chasis de 19'.
- ✓ 1 UCL para la recogida de información de los servicios auxiliares formados por un TPC en chasis de 19'.
- ✓ 2 estrellas ópticas para la comunicación de la UCS con las diferentes IED's.
- ✓ 1 unidad GPS para sincronización de la UCS y a partir de ella, todo el SIPC.
- ✓ Espacio para los módems de comunicaciones para la conexión hasta el exterior.
- ✓ Automatismos para la distribución de la alimentación auxiliar, y los bornes de salidas necesario para la conexión de los elementos exteriores.

Ver las figuras 18 y 19 del anexo 3.

3.7.2 Subestación Media Tensión (MT).

En este tipo de instalaciones tiene gran importancia el costo de la misma, por lo que no se suelen realizar configuraciones redundantes, aunque si se realizan normalmente la redundancia de F.A. en UCS.

UCS.

La UCS se suministra con varias CPU's y varios enlaces de salida serie para conexión con uno o varios puestos centrales de telecontrol independientes, una conexión a módems LTC para los centros de análisis de incidentes y de mantenimiento, y una o varias conexiones hacia los IED's, lo que permite mantener los tiempos de refresco de la información de la UCS por debajo de los 500ms.

La composición de la UCS típica es:

- ✓ 2x FA redundantes
- ✓ 1x CPU Maestra

- ✓ 3x CPU Esclavas

UCL's.

El equipamiento de cada posición depende de la importancia de la misma, utilizando equipos independientes para protecciones y control de las posiciones de entrada y equipos mas compactos en las posiciones de salidas, pudiendo llegar a situar en estas posiciones unidades de protección que incorporan funciones de control, lo que permite disponer de soluciones muy compactas y económicas.

Automatismos.

El SIPC se suministra con diferentes tipos de automatismo, que pueden ser tanto en nivel de posición, y por tanto cargado en el IED (Bloqueos, regulador de transformador, automatismo de batería de condensadores, etc.), como a nivel de toda la subestación, y por tanto cargando en la UCS (Reposición automática de servicio, automatismo de la hora, aislamiento de tierras resistentes, etc.)

Instalación.

El montaje de los diferentes equipos de control y de las protecciones, es muy variado, adaptándose a cualquier configuración, como instalación en armario de intemperie, un armario por posición, varias posiciones en un armario, etc.

Por lo que respecta a la UCS, la cual suele ser redundante, se suministra montada y cableada, dentro de un armario metálico (2000x800x800mm), con puerta de cristal transparente conteniendo:

- ✓ 1 UCS's en chasis de 19"
- ✓ 1 UCL para la recogida de información de los servicios auxiliares formado por un TPC en chasis de 19"
- ✓ Un ordenador Industrial con pantalla incorporada en el propio armario, con la función consola de operación.
- ✓ 1 estrella óptica para la comunicación de la UCS con las diferentes IED's.
- ✓ 1 unidad GPS para sincronización de la UCS con las diferentes IED's.
- ✓ Espacio para los módems de comunicaciones para la conexión hacia el exterior.
- ✓ Automáticos para la distribución de la alimentación auxiliar las bornes de salidas necesarios para conexión de los elementos exteriores.

Ver las figuras 20 y 21 del anexo 3.

3.7.3- CILCR-centros de reparto.

El SIPC para centros de reparto se basa en el SIPC de subestaciones, eliminando aquellos elementos que encarecen el sistema, pero aprovechando su funcionalidad.

Se supone de los siguientes equipos:

- ✓ PL-300 CR, Protección PL-300 de centros de reparto, es el elemento básico de medida, control y protección para posiciones eléctricas en CR's. Su funcionalidad permite la eliminación de todos los reles auxiliares así como cualquier elemento auxiliar de medida y protección utilizadas habitualmente en las celdas de distribución.
- ✓ UCS-CR, Unidad Central de control del centro de transformación. Esta unidad controla el centro y comunica con el despacho central de la compañía. Mediante cualquiera de los protocolos emulados.

Las funciones de la PL-300 CR son las siguientes:

- ✓ **Protección.**
 - Protección de sobreintensidad de tres fases (3x50/51).
 - Protección de sobrecorriente de neutro (50N/51N).
 - protección de desequilibrio en intensidades de fase (46).
 - Protección de fase abierta (46FA).
 - Supervisión de interruptor.
 - Vigilancia de los circuitos de sierre y disparo.
 - Imagen térmica (49).
 - Fallo de interruptor (50 BF).
- ✓ **Automatismos.**
 - Reenganchador (79).
 - Muelles destensados.
 - Enclavamientos, a nivel de la posición.
 - Bloqueo de cierre.
 - Bloqueo de apertura.
- ✓ **Medidas**
 - Medida de intensidades en fases y neutro.
 - Medida de tensiones simples y compuestas.
 - Medida de potencia activa y reactiva.

- Medida de energía activa y reactiva.
- Medida de factor de potencia.
- Máxímetro de intensidad.
- ✓ **Adquisición de datos**
 - Lectura ED's con indicación de fecha y hora de activación.
 - Registro cronológico de sucesos.
 - Registro cronológico de faltas.
 - Registro histórico de medidas máximas y mínima.
 - Registro osciloperturbográfico.

Las funciones de la UCS-CR son las siguientes:

- ✓ Recogida y almacenamiento de la información de estados, alarmas y medidas de todas las posiciones PL-300 CR.
- ✓ Ejecución de mandos provenientes de telecontrol o automatismos de la propia UCS
- ✓ Conexión serie para puestos central de telecontrol, con emulación de protocolos.
- ✓ Conexión serie para red telefónica conmutada, para tratamiento de protecciones (eventos, faltas, oscilos, ajustes, etc.).
- ✓ .Automatismo de transferencia de alimentadores.
- ✓ Centralita de 16 alarmas directas y de 64 mediante display gráfico.

3.7.4- CILCT-centros de transformación.

El SIPC para centros de transformación se basa en el SIPC de subestaciones eliminando aquellos elementos que encarecen el sistema, pero aprovechando su funcionalidad.

Está compuesta de los siguientes equipos:

- ✓ PL-50CT, unidad PL-50 de centros de transformación es el elemento básico de medida y control para posiciones eléctricas en CT.Su funcionalidad permite la eliminación de todos los reles así como cualquier elemento auxiliar de medidas utilizados habitualmente en las celdas de distribución.
- ✓ UCS-CT, Unidad Central de control del centro de transformación.Esta unidad controla el centro y comunica con el despacho central de la compañía.Mediante cualquiera de los protocolos emulados.

Las funciones de la PL-50CT son las siguientes:

- ✓ Detención de paso de falta.

- ✓ Detención de presencia de tensión.
- ✓ Lectura de ED's con indicación de fecha y hora de activación.
- ✓ Medida de intensidad y tensión de una fase.
- ✓ Medida opcional de la tensión de batería (Vcc de alimentación).
- ✓ Automatismos de muelles destensados.
- ✓ Mandos sobre el interruptor (abrir y cerrar).
- ✓ Realización de hasta 6 lógicas diferentes de dos niveles.
- ✓ Visualización en display de la intensidad o tensión, y de la tensión de batería (opcional).

Las funciones de la UCS-CT son las siguientes:

- ✓ Concentrador óptico de los equipos PL-50CT del Centro de Transformación.
- ✓ Emulación de remota de telecontrol.
- ✓ Seccionalizador.
- ✓ Transferencia de línea.

3.7.5- Mini SCADA para pequeñas subestaciones.

El Sistema Integrado de Protección y Control (SIPC) permite comunicar un SIPC central con SIPC's secundarios situados en diferentes subestaciones vía Red Telefónica Conmutada (RTC) o vía Radio.

Este sistema se utiliza para la supervisión y mando de varias subestaciones de pequeño tamaño, desde un único puesto central, además de ser un posible concentrador de datos hacia uno o varios puestos centrales de telecontrol.

El SIPC central mantiene una base de datos actualizada con el estado de las unidades de control Local (UCL's) de cada una de las subestaciones. De esta forma desde la consola del SIPC central, se controla el estado de varias subestaciones simultáneamente.

Desde la consola del SIPC central se puede realizar mandos de control o tratamientos de protecciones sobre cualquier UCL de cualquier subestación.

En el SIPC central debe instalarse una UCS con las conexiones a los periféricos que se considere necesario (consolas, centros de mantenimiento o análisis de protecciones, GPS, Puestos Centrales de Telecontrol, comunicaciones con las UCL's).

Esta UCS puede recibir de forma directa la información de las UCL's situadas en el mismo lugar físico.

En cada uno de los SIPC's secundario, situados en las subestaciones remotas, es necesario instalar una UCS secundaria, que centraliza la información de todas las UCL's de la subestación.

Esta UCS no permite la conexión de consolas locales.

Los sistemas de comunicación que pueden utilizarse para comunicar el SIPC central con las secundarias son:

- ✓ Radio: puede ser de forma directa o a través de repetidor.
- ✓ Línea telefónica conmutada (LTC): en este caso se utiliza la red de telefonía fija o móvil (GSM) para la comunicación.

Es necesario introducir en el SIPC central un número de teléfono para cada SIPC secundario, y en este, el número de teléfono del SIPC central, para llamarla espontánea.

- ✓ Línea directa: este tipo de comunicación es como si las UCL's estuviesen situada a corta distancia, y no hace falta la UCS secundaria.

En una misma UCS central se pueden utilizar varias de estas comunicaciones de forma simultánea, pero por diferente canal, ya que los tiempos de respuesta y la forma de comunicación es distinta para cada una de ellas.

El sistema permite tres tipos de comunicación entre las UCS central y cada una de las secundarias, las mismas son: periódica, espontánea, a petición del operador (las dos últimas para el caso de comunicación por LTC).

Periódica.

En este caso, a iniciativa del SIPC central, este va comunicando de forma cíclica con todos las SIPC's secundarias, recogiendo toda la información de estados, medidas y controladores de cada una de las UCL's.

Esta exploración cíclica se activa de acuerdo con un tiempo programable, distinto para cada tipo de comunicación, siendo obviamente mayor para LTC, que para radio, en la cual puede ser permanente.

El sistema conoce todas las UCL's que pertenecen a una subestación, y las interroga a todas de forma consecutivas, ahorrando llamadas telefónicas en el caso de LTC.

Espontánea (Solo para LTC).

En el caso de que una UCL de subestación secundaria detecte un cambio de estado, genera automáticamente una llamada espontánea hacia el SIPC central, a través del SIPC secundario.

Una vez establecida la comunicación, la UCL envía información del cambio o cambios detectados, y el SIPC central, aprovechando la comunicación, recoge toda la información de cambios de estado, medidas y contadores de todas las UCL's conectadas a este SIPC secundario.

Esta opción, reduce los costos de llamada y conexión en redes LTC, ya que avisa de forma inmediata de las incidencias ocurridas, sin tener que hacer una exploración cíclica muy frecuente.

A petición del operador (Solo para LTC).

Cuando un operador desea realizar un mando sobre una UCL cualquiera, o comunicar con la protección asociada a la misma, es necesario establecer previamente la comunicación con dicha UCL, ya que no existe un diálogo permanente.

Para ello, primero el operador debe solicitar desde la consola, la conexión con el SIPC secundario que incluye la UCL con la que se desea operar.

Una vez el SIPC central consigue realizar la conexión, avisa al operador de forma gráfica, con la que este puede realizar la operación u operaciones necesarias (enviar mandos, recoger eventos y oscilos de la protección, leer o modificar los ajustes, etc.)

Una vez el operador ha finalizado las tareas deseadas, puede forzar la desconexión de forma manual, o deja que el SIPC central corte la comunicación de forma automática, tras un tiempo preestablecido, sin que el operador realice ninguna acción.

3.7.6- Automatismos de la UCS.

El SIPC es la propuesta realizada por TEAM-ARTECHE, para la automatización integral de subestaciones eléctricas de acuerdo a las necesidades de cada instalación o cliente. La ejecución de automatismos permite reducir de forma importante el número de relés auxiliares de una instalación, y como consecuencia también su cableado. A continuación se describen algunos ejemplos.

Tierras resistentes.

Este automatismo realiza una búsqueda ordenada de tierras resistentes en una barra de MT (ejemplo: fuga en un aislador), teniendo en cuenta el estado de las posiciones implicadas.

Una vez detectada la sobretensión homopolar asociada a este fenómeno, el automatismo abre uno por uno los interruptores de posición cerrados de la siguiente manera:

- ✓ Si la sobretensión no desaparece al abrir un interruptor, este se vuelve a cerrar y se abre el siguiente.
- ✓ Si la sobretensión desaparece al abrir un interruptor, significa que esta es la tierra que ha producido la tierra resistente.

Este automatismo tiene como objetivo, transferir tensión entre líneas de distribución ante una falta de tensión en el alimentador activo.

En esta situación, pueden darse dos situaciones diferentes:

1. **Interruptor AB cerrado, alimentación por línea A.** Si se detecta una falta de tensión en la línea alimentadora, el automatismo abre el interruptor de dicha línea y cierra el de la otra, para que el sistema siga con tensión.
2. **Interruptor AB abierto, alimentación por ambas líneas:** Si se detecta una falta en alguna de las dos líneas, el automatismo abre el interruptor de dicha línea y cierra el interruptor AB, alimentándose el sistema por la línea en las que no existe la falta.

Cuando la falta desaparece, el automatismo tiene la opción de quedarse como está o de restablecer la situación inicial.

Ver la figura 22 del anexo 3.

Deslastre de carga.

Este automatismo va eliminando cargas cuando detecta que el transformador esta sometido a una sobrecarga, con el fin de que éste no resulte dañado, debido a los efectos derivados de la misma.

Cuando se detecta una sobrecarga en cualquiera de los transformadores, el automatismo irá abriendo los interruptores de las líneas asociadas al mismo dejándolas fuera de servicio en orden de menor a mayor prioridad, hasta que el transformador deje de estar sobrecargado.

Para el caso en que el interruptor de acoplamiento AB este cerrado, el deslastre actuará en toda la barra. En caso de que este abierto, solo actúa en las líneas que cuelguen de la parte de la barra en la que se ha detectado la sobreintensidad.

Reposición de servicio.

El objetivo de este automatismo es de proveer a una subestación de la capacidad de reponer el servicio ante una falta de tensión general, sin la intervención de ningún operador.

Cuando se detecta una falta total de tensión en barras, el automatismo envía la orden de abrir todos los interruptores que se encuentren cerrados en ese momento. Una vez abiertos, cuando se recupere tensión en la línea alimentadora, el automatismo ira cerrando ordenadamente los interruptores que estaban cerrados ante de su actuación. De esta forma, se restablece la situación inicial.

Si después de cerrar algunos de los interruptores, se detectara una nueva falta de tensión, el sistema indicará que hay un fallo en línea o en barra, asociándolo a dicho interruptor y lo bloqueara. A continuación el automatismo volverá a comenzar, dejándolo fuera del mismo.

El automatismo permite varias opciones de configuración de cada interruptor, que son:

- ✓ Energización de barras.
- ✓ Energización de líneas.
- ✓ Acoplamiento de tensiones.
- ✓ Línea en reserva a barras.
- ✓ Línea en reserva a línea.

El automatismo esta preparado para manejar configuraciones de hasta dos niveles de tensión con 1 o 2 barras por nivel.

3.7.7- Automatización de la distribución.

Una de las características más del sistema integrado de protección y control de Team-Arteche es su capacidad de integración de elementos remotos con capacidad de comunicación como pueden ser reconectores y órganos de corte en red.

Esta capacidad permite que el SIPC actúe como concentrador de datos previo para el sistema SCADA de distribución. De esta forma, se racionaliza el sistema de comunicaciones del cliente y se homogeneiza la fuente de datos.

Dependiendo de la estrategia elegida, se podrá concentrar la información de todos los datos de los reconectores y órganos de corte asociados a un alimentador, en la UCL de ese mismo alimentador. Esto presentará la ventaja adicional de poder tomar decisiones automáticas en función de los datos reportados por los elementos asociados a dicho

alimentador. De esta forma se descarga el trabajo del personal involucrado en la explotación de la red de distribución.

Otra de las ventajas añadidas por esta característica es la extensión del control local de subestación más allá de los límites de esta, facilitando una información más completa a los operadores sobre el estado de la red que depende de dicha subestación, y permitiendo su operación desde la propia consola de control de subestación.

Adicionalmente, esta estrategia permite el filtrado temprano y el preprocesado de los datos que recibe el SCADA, con lo que mediante este tipo de soluciones es factible aliviar el trabajo del puesto central mediante el suministro de información ya elaborado previamente por el sistema.

Además de lo citado anteriormente, otras de las aportaciones del uso de este tipo de sistemas como concentradores de la información es su capacidad de emular distintos protocolos. Esto resolverá el problema de interconectar reconectores u órganos de corte en red de diversos suministradores. De esta forma el sistema queda así homogeneizado desde el puntote vista de la información, haciendo más fácil su operación, ya que el usuario no precisa conocer específicamente el tipo de equipo con el que esta interactuando.

Entre los diversos protocolos emulados por el sistema, se pueden destacar los siguientes:

IEC 870-5-101, DNP3.0 Nivel 2, IEC 870-5-103, MODBUS RTU.

Los canales elegidos para realizar la interconexión con los equipos remotos pueden ser diferentes, incluso dentro del mismo sistema, dada su flexibilidad.

Pueden escogerse diferentes soportes para la comunicación, como pudieran ser:

- ✓ Enlaces directos de fibra óptica.
- ✓ Enlaces de radios.
- ✓ Enlaces telefónicos GSM u otros sistemas de telefonía móvil.

3.8- Funciones.

- Mando de posiciones.
- Función de RTU.
- Recogida de señales.
- Automatismos.
- Relés de protección.
- Medida.

- Comunicación radio o GSM.
- Detección paso de falta.
- Presencia de tensión.
- Restablecimiento de servicio.
- Recogida de eventos.
- Alarmas.
- Sincronizador por GPS.
- Comunicación otros sistemas de control.

A continuación se muestran algunos ejemplos de la automatización de la distribución:

- ✓ PL50 SC –Control de seccionalizador.
- ✓ Automatismo Seccionalizador.
- ✓ Multitrans-Autorregulador/Batería de condensadores.

3.9- PL50-SC control de seccionalizador.

La PL-50 SC supone el salto definitivo al control, medida y telecontrol de los parámetros y el funcionamiento de los seccionalizadores. La PL-50 SC surge de la necesidad que se refleja en las compañías eléctricas de automatizar y telecontrolar todos los elementos de distribución para poder mejorar la red de distribución y la fiabilidad de aprovisionamiento de sus clientes.

Ver la figura 23 del anexo 3.

Este equipo incluye las siguientes funciones:

- ✓ Detección de paso de falta. (2 fases y neutro).
- ✓ Detector presencia de tensión.
- ✓ Automatismo seccionalizador.
- ✓ Conexión a Puesto Central de Telecontrol.
- ✓ Mando directo del seccionalizador.
- ✓ Paso automatismo activo o manual.
- ✓ Paso a local o telemando de la posición mediante entrada externa.
- ✓ Medida de Tensión entre fases e intensidad de línea.
- ✓ Medida de la tensión de batería.
- ✓ Registro de eventos y alarmas con fechas y hora de actuación.
- ✓ Sincronización horaria del equipo desde Telecontrol.

- ✓ Visualización de la intensidad y Tensión de línea y de la Tensión de batería.
- ✓ Autodiagnóstico.

3.10- Automatismos seccionalizados.

Este automatismo implementado en los CILCT, y en los equipos PL50-SC, se utiliza para reducir los tiempos de corte de tensión de los clientes en caso de falta, de forma que el número de clientes afectados sea el menor posible.

Este automatismo actúa de forma coordinada con los interruptores de cabecera de las líneas de MT. Estos dispositivos disponen de hasta 4 reenganches, son lentos, y permiten que los elementos seccionalizadores que disponen de este automatismo desconecte la parte de la línea que esté más cerca de la falta.

Para que funcione el automatismo, los elementos seccionalizadores disponen de un detector de paso de falta y un detector de presencia de tensiones. El primero permite detectar las faltas que pasan por el elemento, y el segundo permite detectar las faltas que pasan por el elemento, permitiendo abrir el seccionalizador cuando comprueba que no hay tensión en la línea.

El automatismo funciona programando el número de veces que un seccionalizador debe ver el paso de falta, antes de realizar la maniobra de apertura. En el caso que existan tres seccionalizadores en la línea, el más cercano al interruptor se le programará 4 pasos de faltas y el más lejano 2.

De esta manera, si la falta está al final de la línea, al 2do paso de falta, abrirá el seccionalizador mas alejado.

Si la falta está entre el seccionalizador intermedio y el más lejano, el intermedio y el más lejano, el intermedio abrirá el 3er paso de falta, ya que el más lejano no verá la falta.

Si la falta esta entre el seccionalizador más cercano al interruptor y el intermedio, el primero abrirá el 4to paso de falta, ya que los otros no verán las faltas.

Si el número de seccionalizadores es menor de 3, se utiliza la numeración más alta, así si son 2, se programa para 4 y 3 pasos de falta, y si es uno, se programa para 4 pasos de faltas.

Ver la figura 24 del anexo 3.

3.11- Multitrans autorregulador /bat.de condensadores.

El multitrans es un multimedidor digital de precisión desarrollado por TEAM ARTECHE para su integración en sistemas de medidas, protección y control de redes eléctricas. Se

aplica para autorreguladores y baterías de condensadores colocados en postes a la intemperie, realizando con dicho equipo las siguientes medidas:

- ✓ Tensión simples, media y por cada fase.
- ✓ Tensiones compuestas, media y pro cada fase.
- ✓ Intensidades, media y por cada fase.
- ✓ Potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente.
- ✓ Energía activa y reactiva en ambas direcciones.
- ✓ Factor de potencia, medio y por cada fase.
- ✓ Frecuencia.
- ✓ Máxímetro de intensidad.
- ✓ Contador de energía activa y reactiva.
- ✓ Curva de carga, con medias de potencia activa, reactiva, Intensidad media y tensión compuesta media en intervalos programables.
- ✓ Distorsión en tensiones (porcentajes de armónicos).
- ✓ Desequilibrio de tensiones e intensidades, se da en % de la relación de módulos entre componentes de secuencia inversa y directa.
- ✓ Distorsión en intensidades (porcentajes de armónicos).
- ✓ Información de huecos, microcortes, cortes de tensión y sobretensiones.
- ✓ Memoria no volátil.
- ✓ La comunicación se realiza mediante MODEM GSM.

Ver la figura 25 del anexo 3.

CONCLUSIONES

De acuerdo con lo desarrollado en este trabajo, es evidente que la extensa variedad de protocolos de comunicación constituye un obstáculo a la hora de la integración en un mismo servicio con IED's de diferentes fabricantes, ya que cada protocolo se basa en un número muy particular de rutinas a seguir. A pesar de esto se logra desarrollar sistemas lo más universal posible que permitan un entendimiento claro con estos elementos propios de cada fabricante.

Para lograr esto Team Artech se ha basado en la emulación de los protocolos más habituales en telecontrol SCADA y en IED's.

Siemens por su parte ha logrado aprovechando las ventajas de Ethernet, como la plataforma más cómoda para la comunicación entre computadoras en una red de área local y también con el uso del configurador DIGSI 4, el trabajo entre varias IED's de diferentes fabricantes. Toda esta integración sobre la base de IE 61850.

Estos sistemas integrados de protección y control aportan un sin número de beneficios tales como:

- Reducción del tiempo de detección y solución de fallas en el equipamiento así como su detección precoz.
 - Reducción del costo de mantenimiento de los equipos de protección y control.
 - Reducción del costo en cableado de los circuitos secundarios.
 - Disminución del tiempo de interrupción minimizando sus consecuencias.
 - La toma de decisiones rápidas basada en la información precisa recibida en tiempo real.
 - Acceso local y remoto a toda la información de la subestación.
 - Permite el diagnóstico de todos los equipos de la subestación.
 - Acceso remoto a datos tales como: energía transferida o consumida, estado de operación de interruptores, selección completa de mediciones, registros secuenciales de eventos, supervisión de transformadores, localización de fallas, registros oscilográficos, etc.

Recomendaciones

1. Utilizar para el sistema integrado de protecciones mediciones y control una arquitectura distribuida que facilite la incorporación de nuevos elementos sin dificultades apreciables.
2. Diseñar la red global del SEN de tal forma que la información de las subestaciones sea llevada a los centros de control intermedios donde se filtra y se transfiere al centro de control del SEN solo la necesaria para la operación óptima en tiempo real.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1]<http://www.teamarteche.com/castellano/sipc.asp>

[2]SIEMENS. (1996)LSA 678. Aparatos Digitales de protección.

[3]SIEMENS (1998) Economical Power Automation, Even for Small Substations. SICAM
PCC. Catálogo de SIEMENS.

[4]SIEMENS (1998). Protection and substation control system. Volumen 3.0.

[5]SIEMENS (1998.)Telecontrol and
automation technology in one system SICAM RTU.

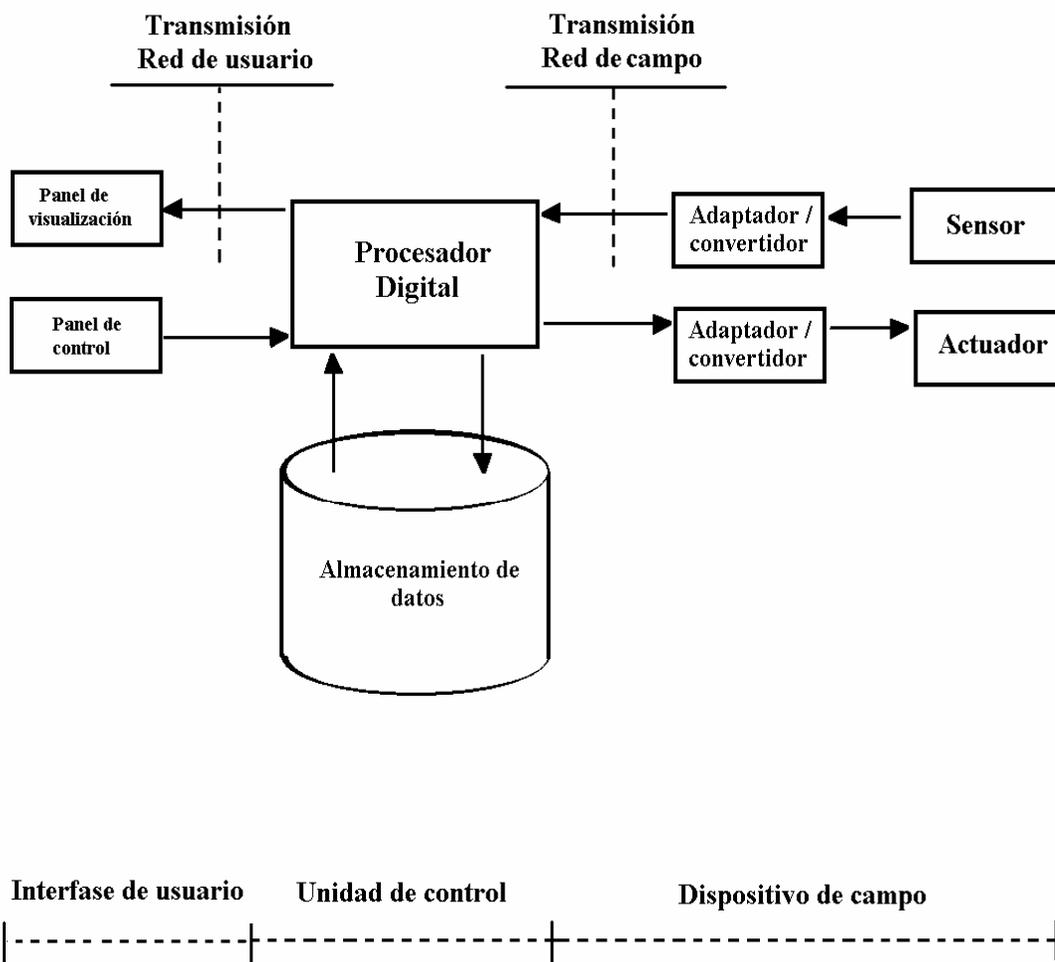


Figura 1: Esquema básico de un Sistema de Adquisición, supervision y control.

SCADA

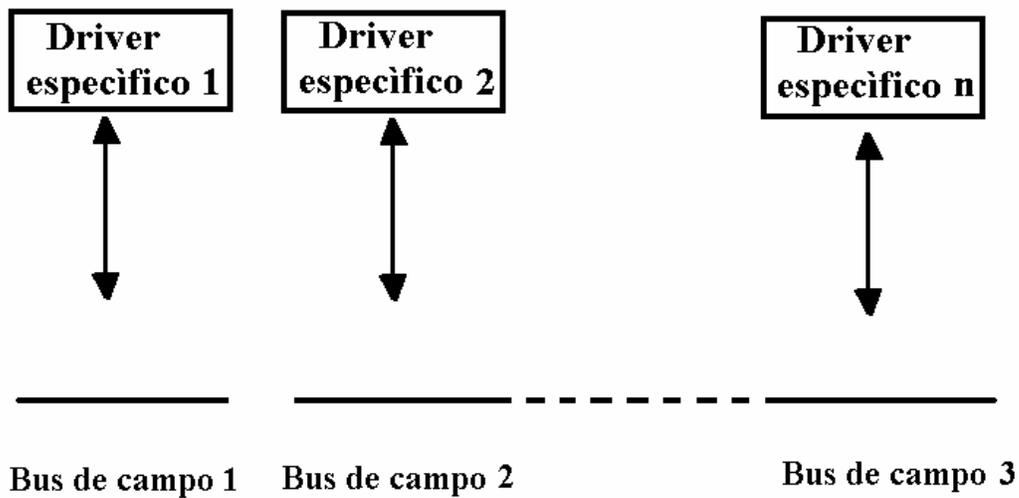


Figura 2: Esquema de driver específicos

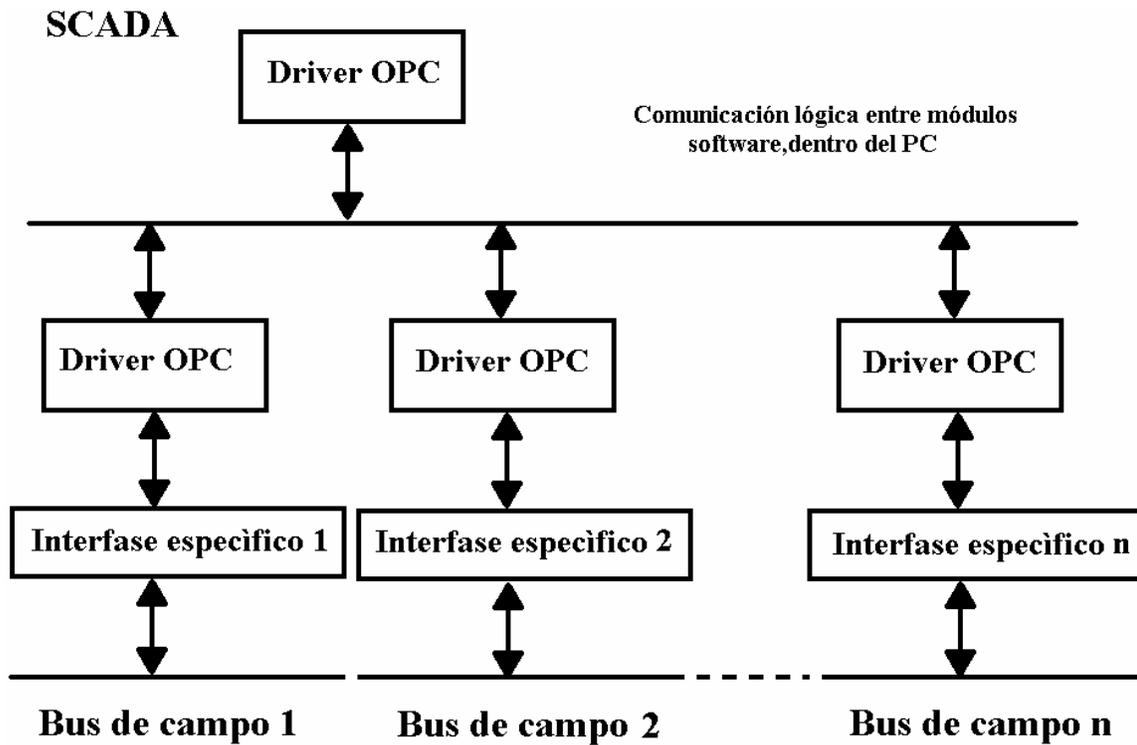


Figura 3: Esquema de driver OPC.

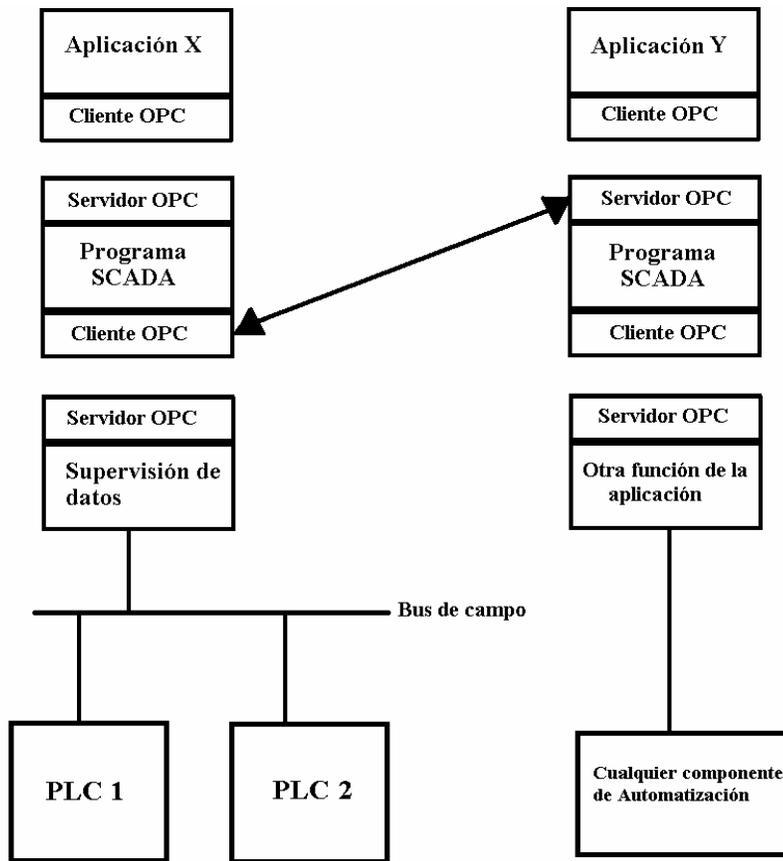


Figura 4: Esquema de la arquitectura OPC.

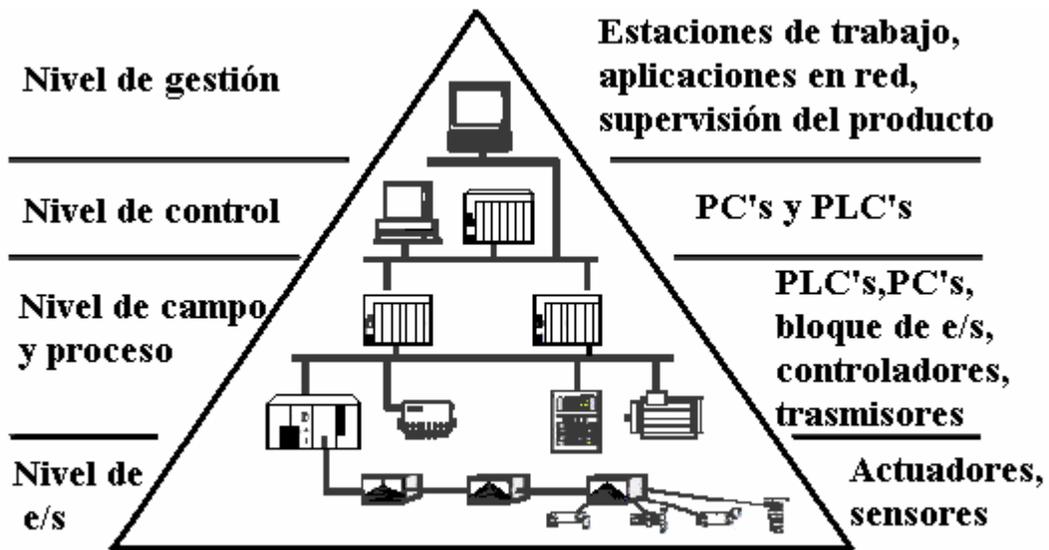


Figura 5: Niveles de bus de campo

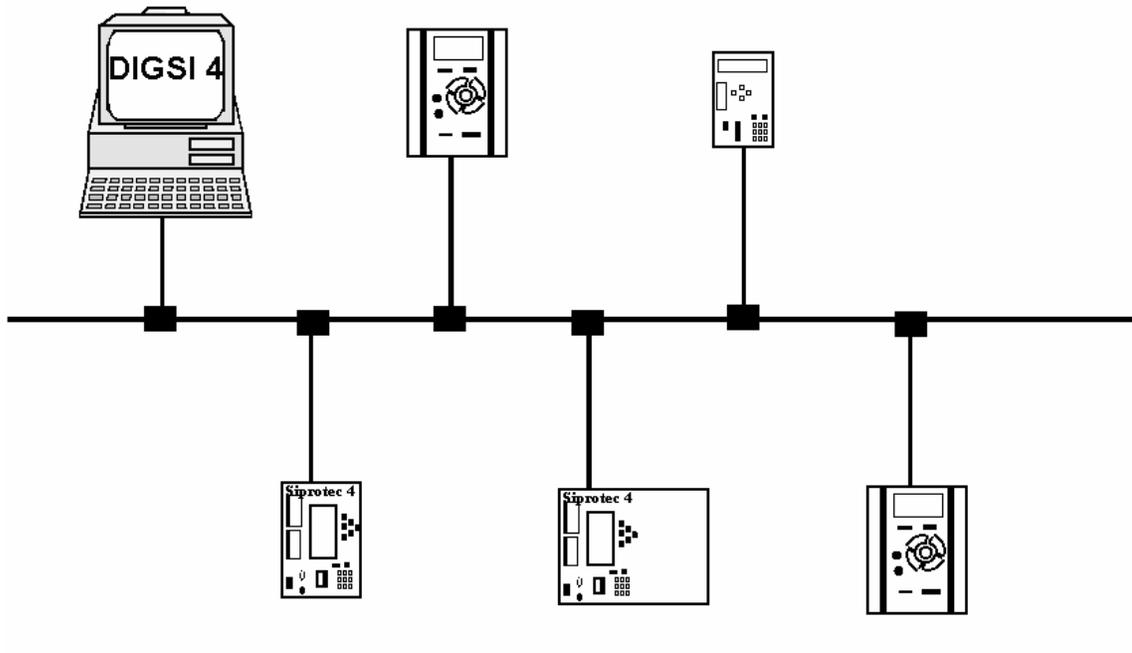


Figura 6: Integración de IED's de diferentes fabricantes sobre la base de IE 61850

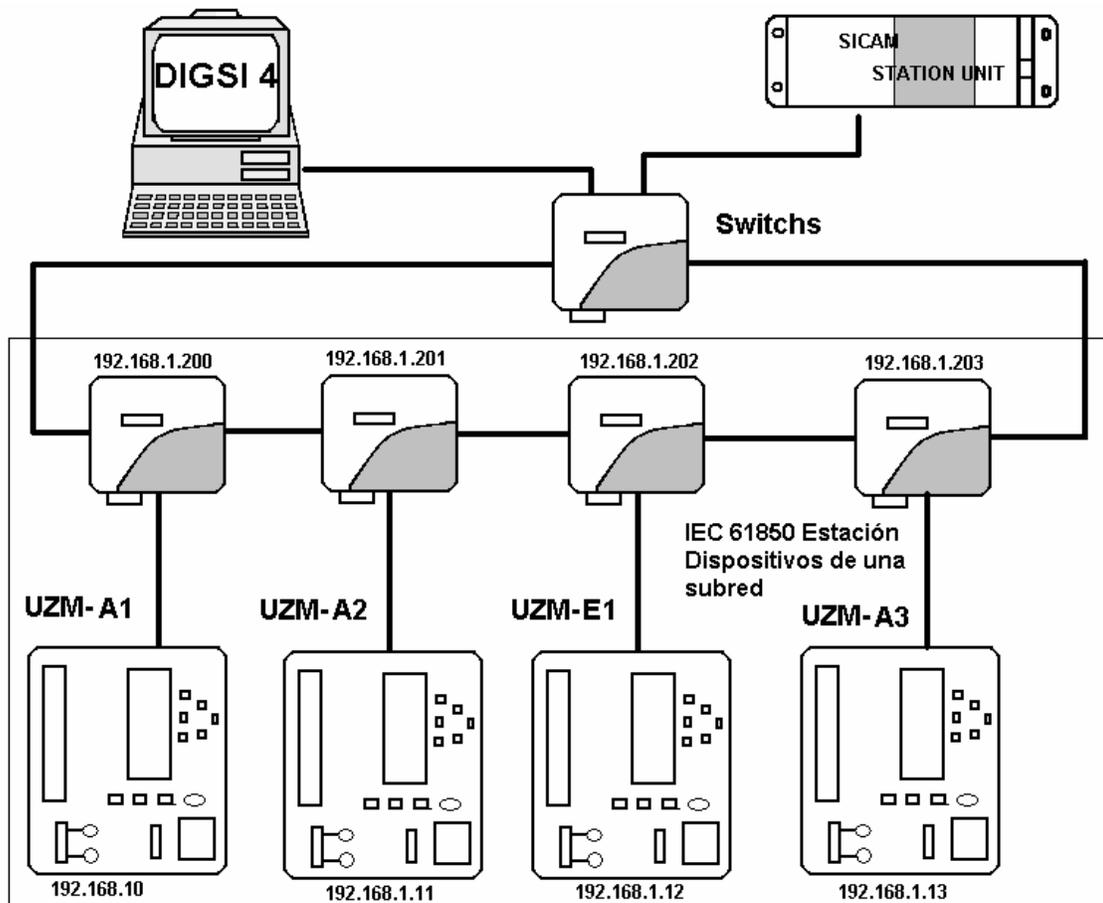


Figura 7: Conexiones mediante switches de varios IED's usando SICAM como procesador.

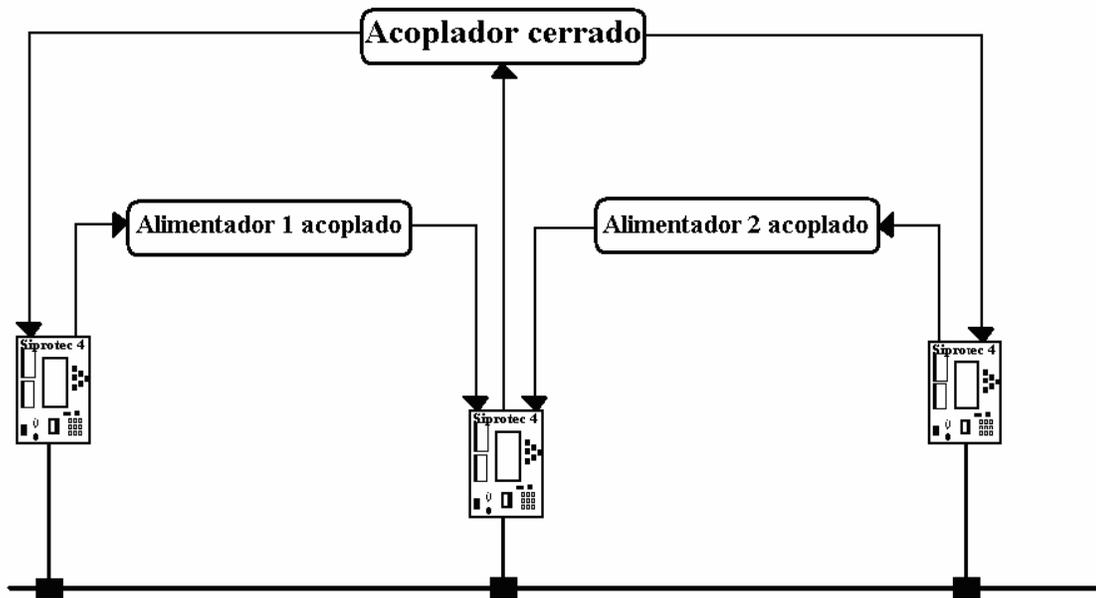
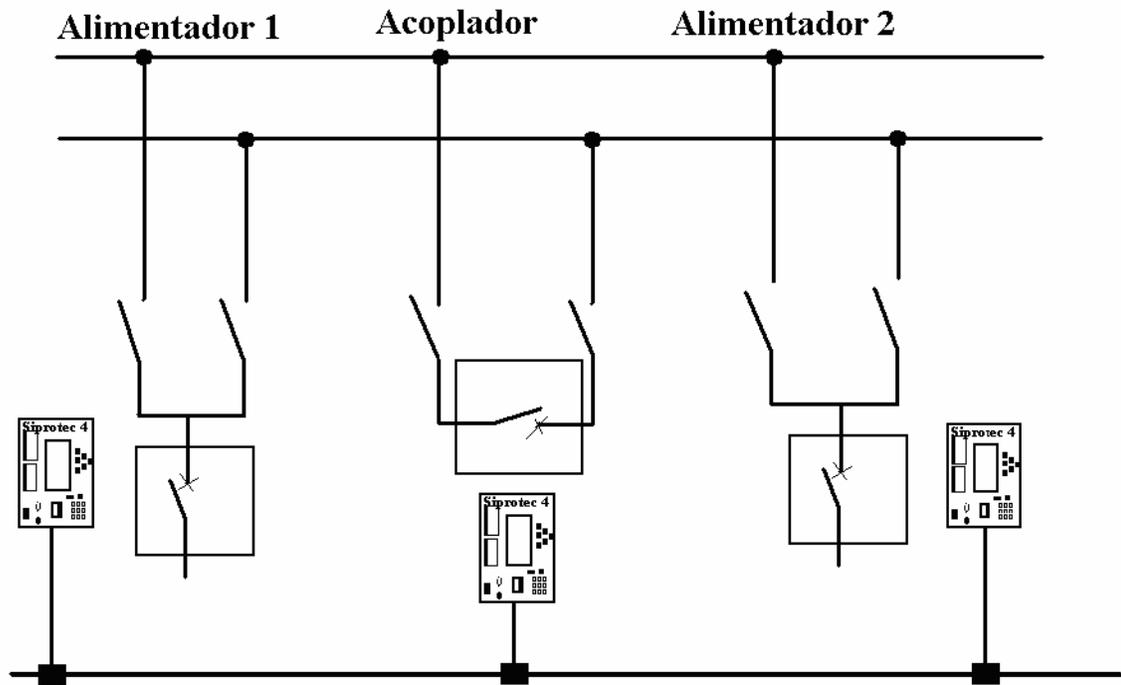


Figura 8: Ejemplo práctico de dos alimentadores y un acoplador.

Network

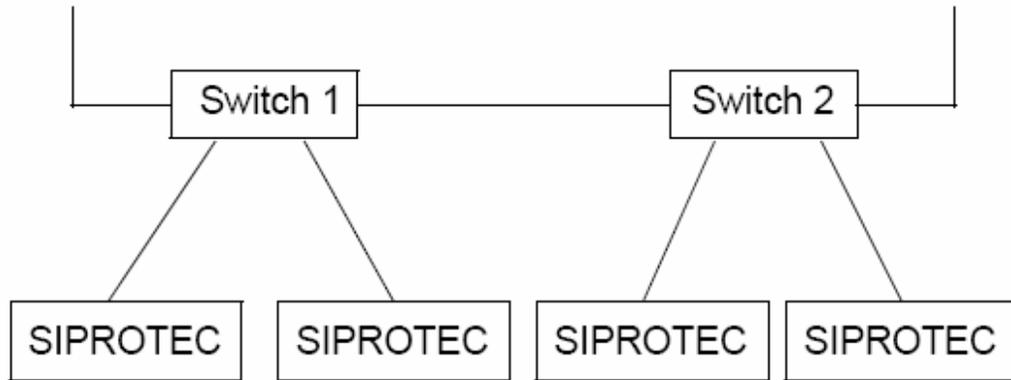


Figura 9: Conexión de switches para generar redes de diversos tamaños

Network

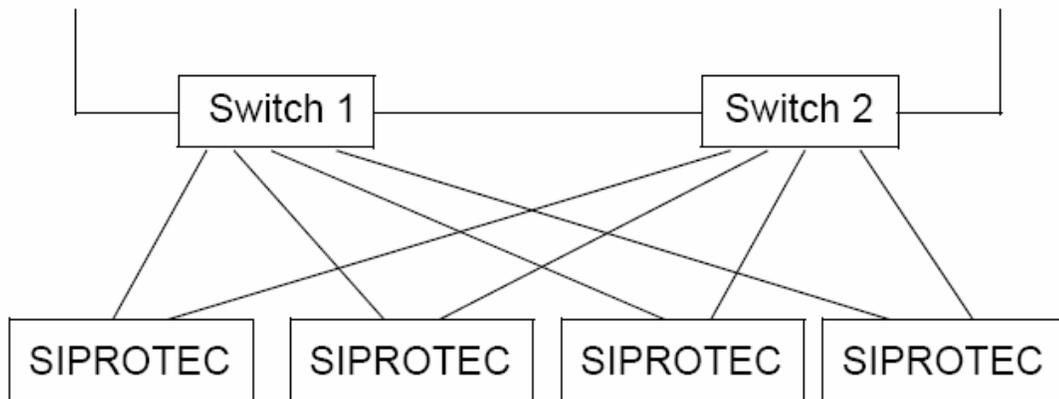


Figura 10: Conexión de dos acoplamientos a diversos puertos del switch

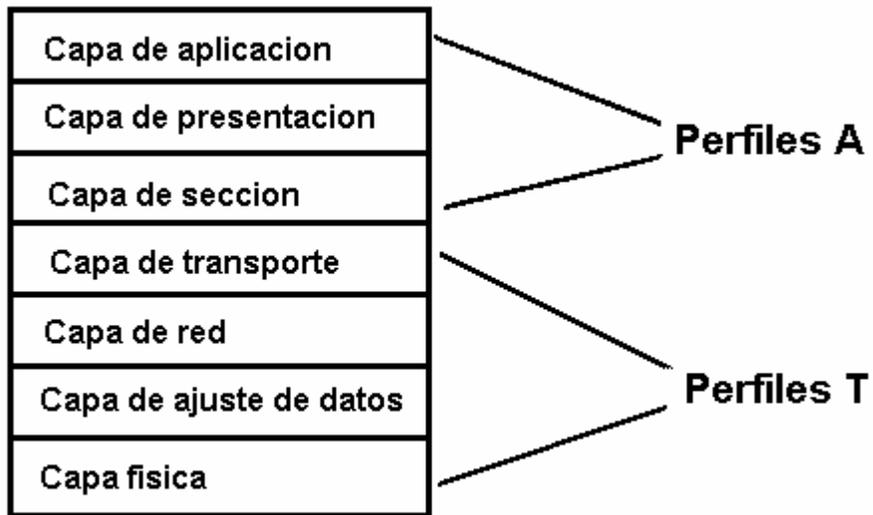


Figura 11: Las múltiples capas de comunicación.

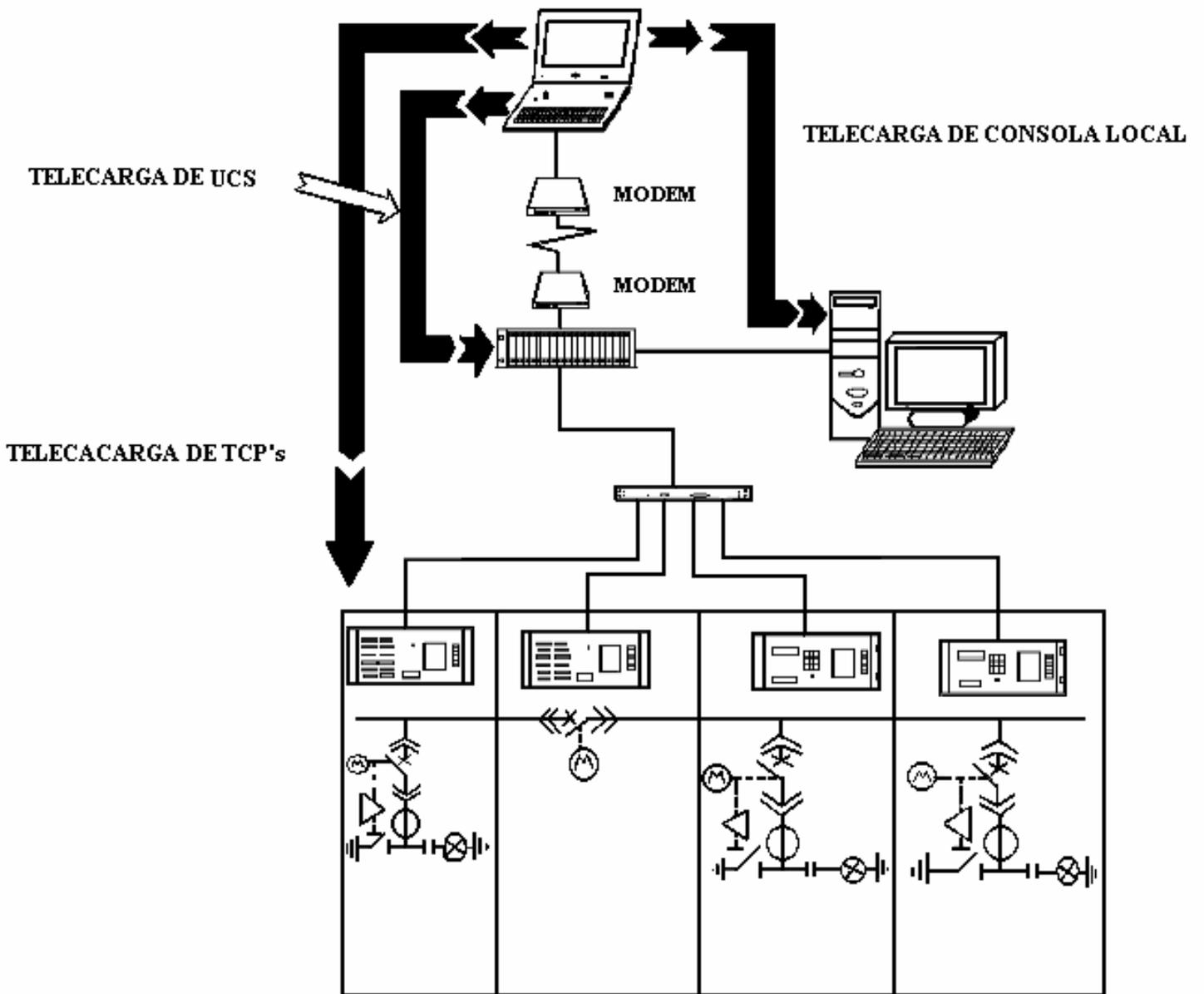


Figura 12: Envío a distancia, mediante módem, de la configuración de la UCS, UCL's.

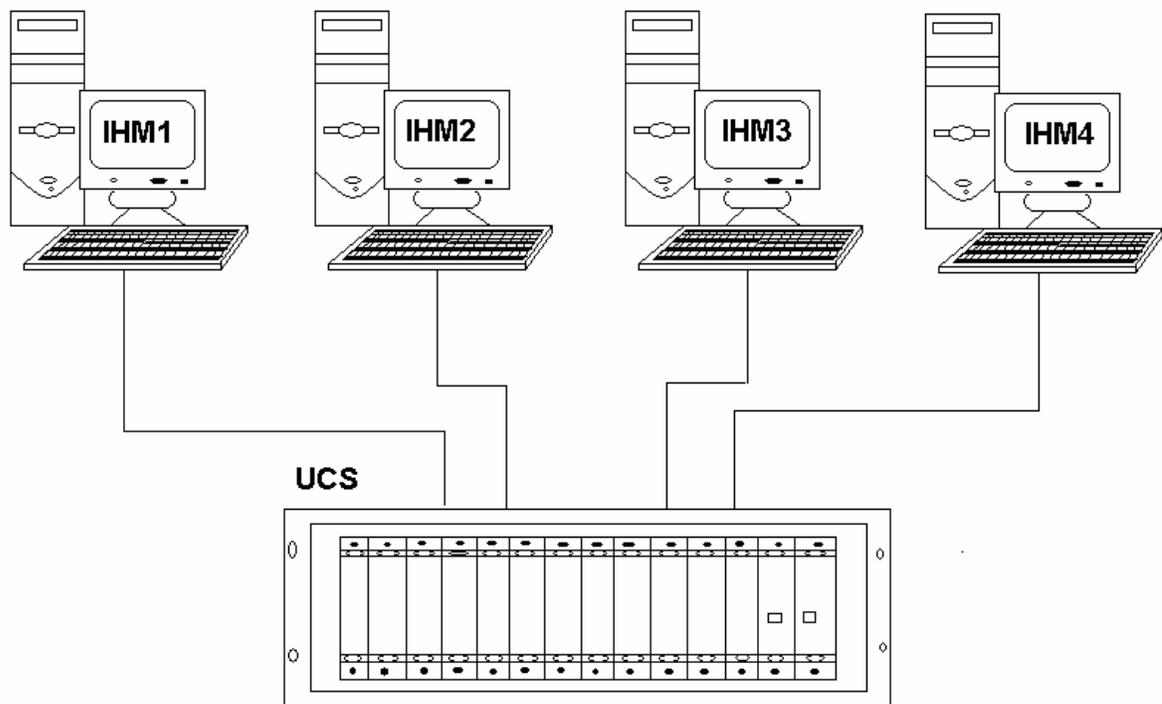


Figura 13: Interfases hombre-máquina conectada a una UCS.

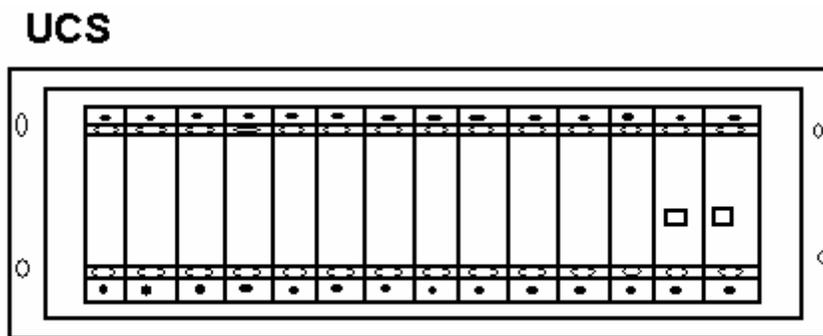


Figura 14: Chasis de la UCS.

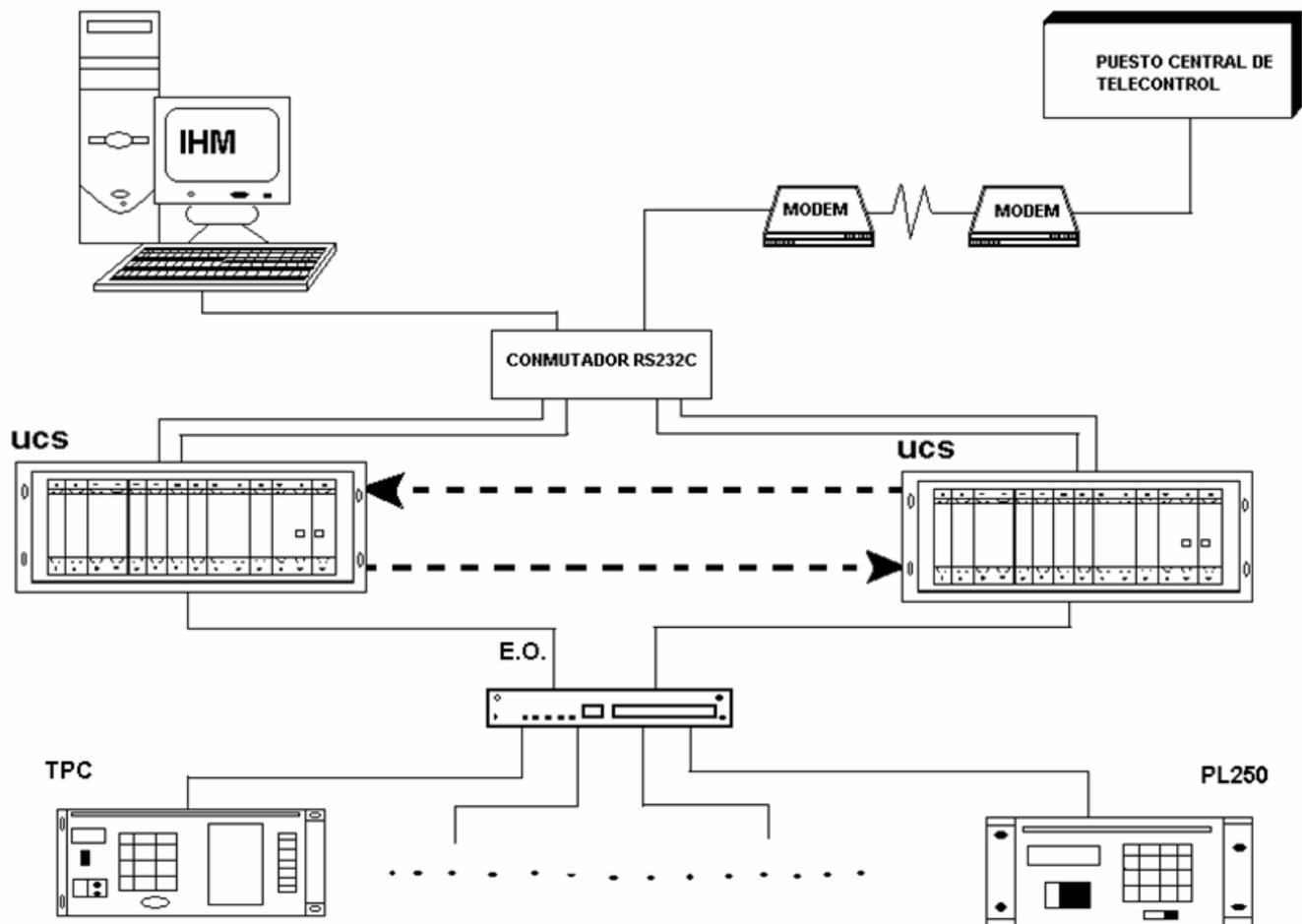


Figura 15: Conexión en paralelo de dos UCS's.

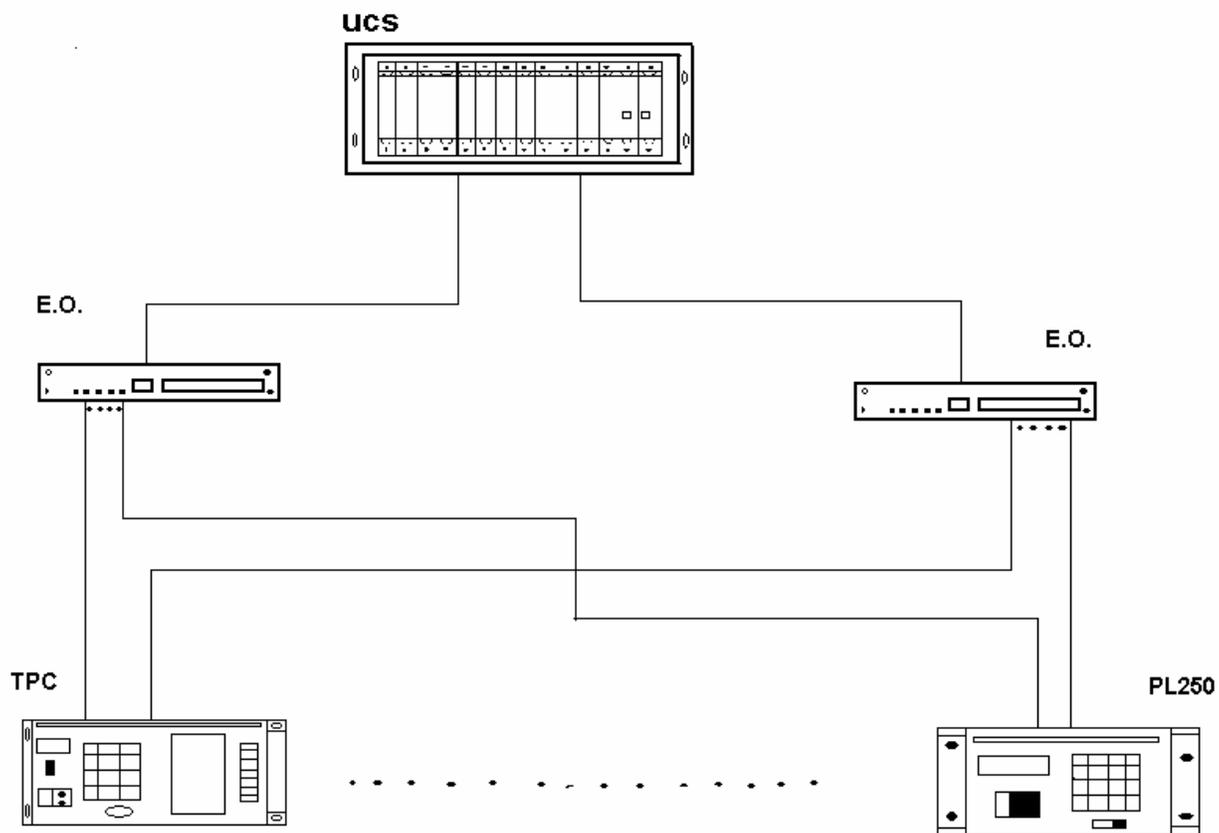


Figura 16: Envío de información a través de dos canales independientes.

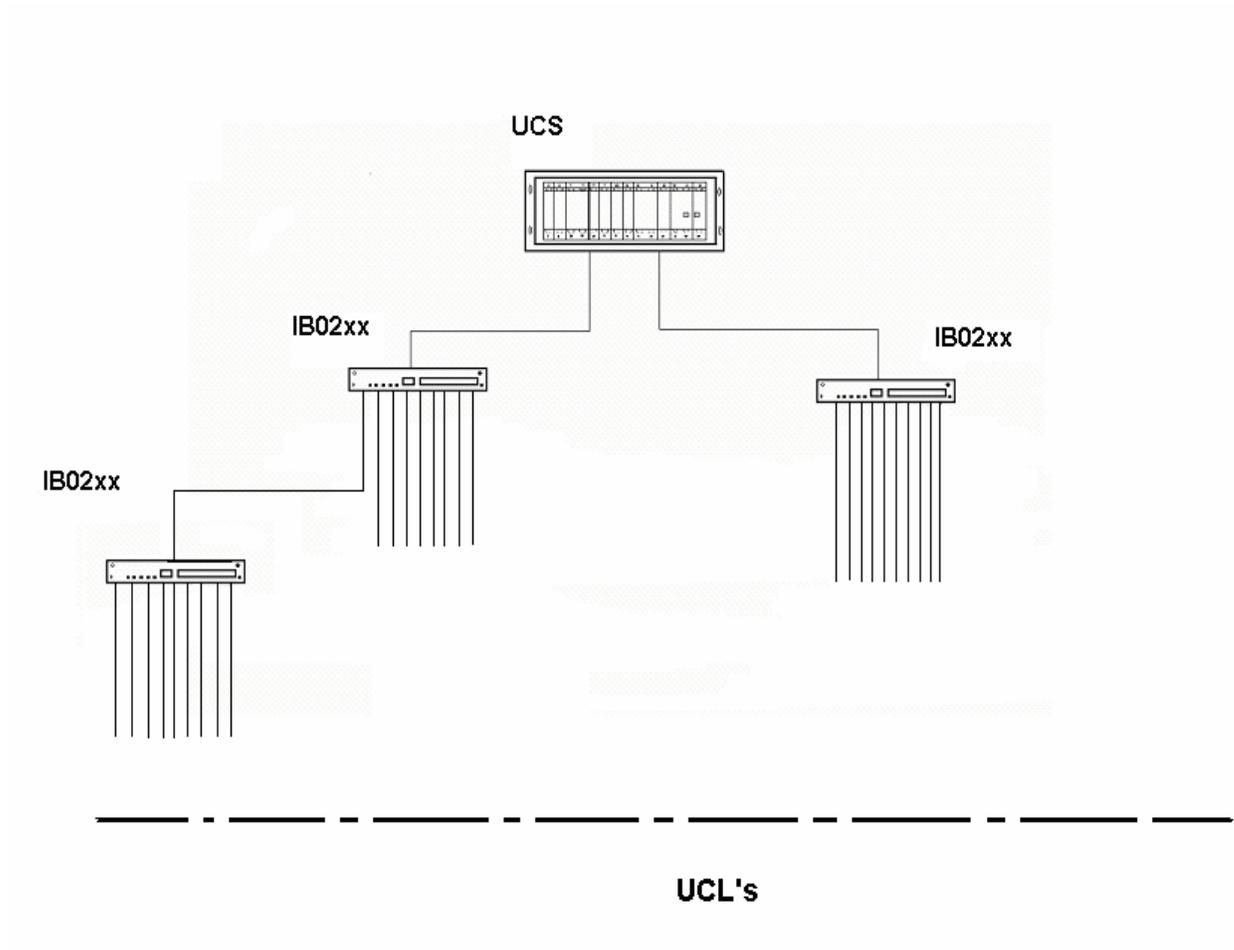


Figura 17: Elementos que comunica la red de comunicación por fibra óptica.

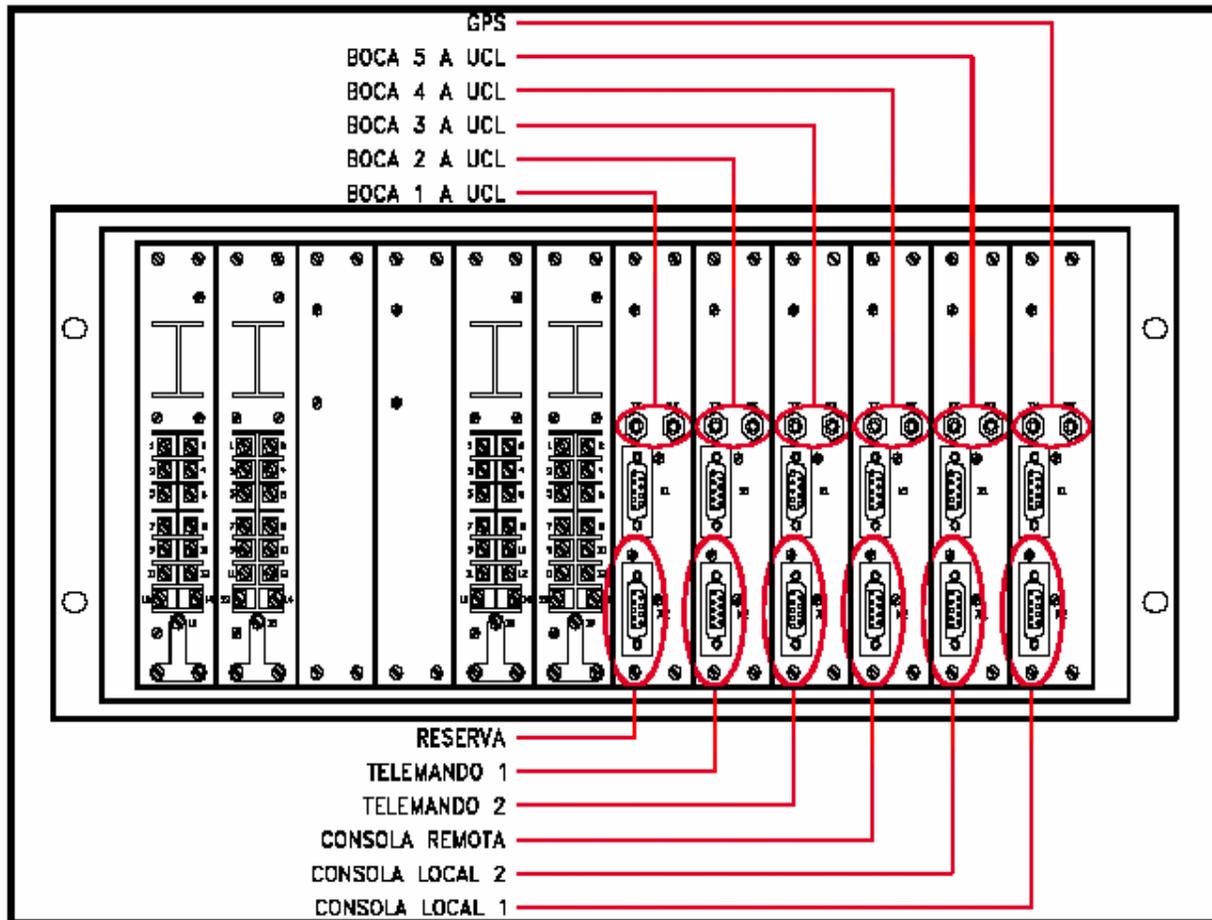


Figura 18: Vista trasera del chasis de la UCS.

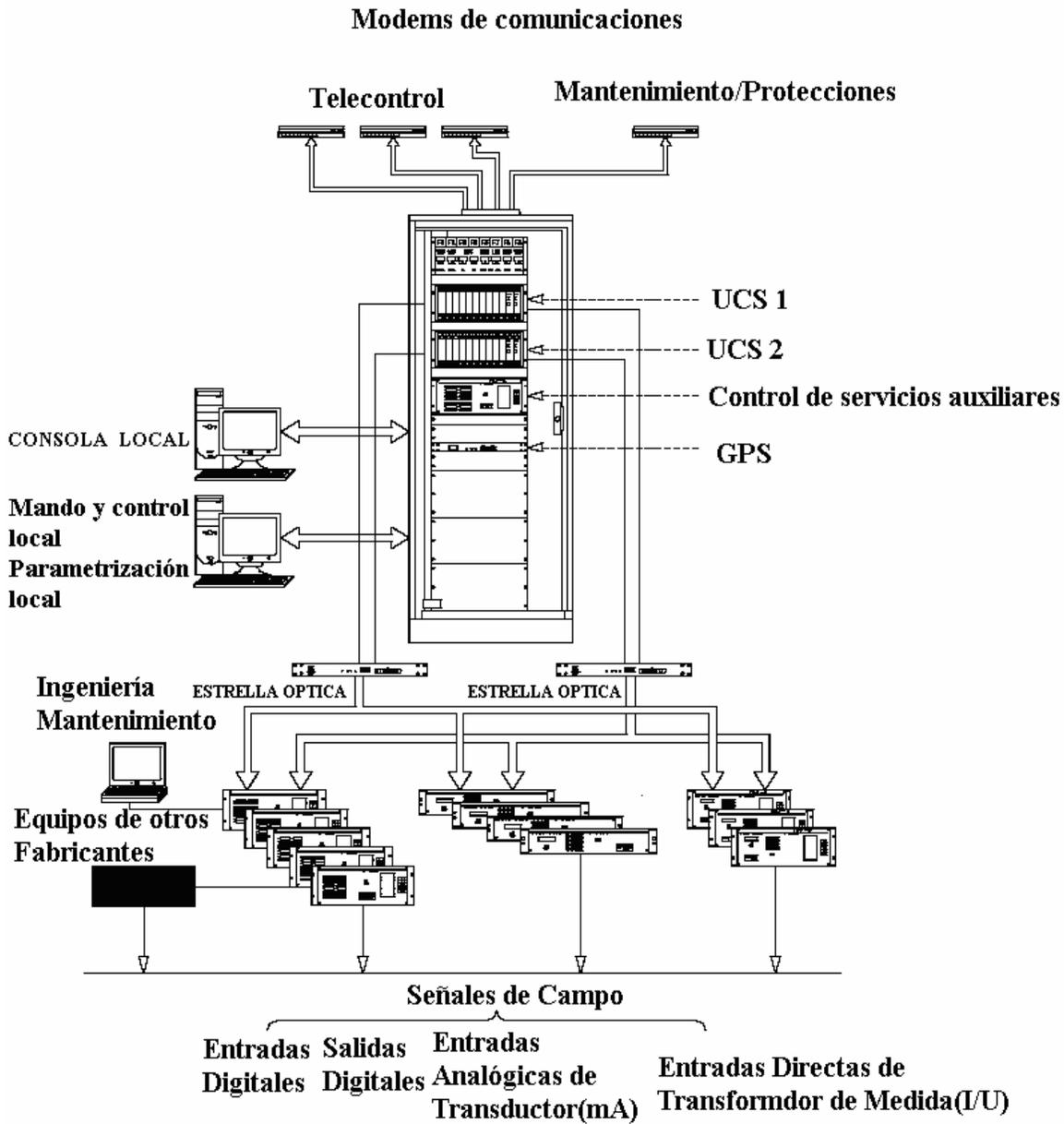


Figura 19: Esquema general de la subestación.

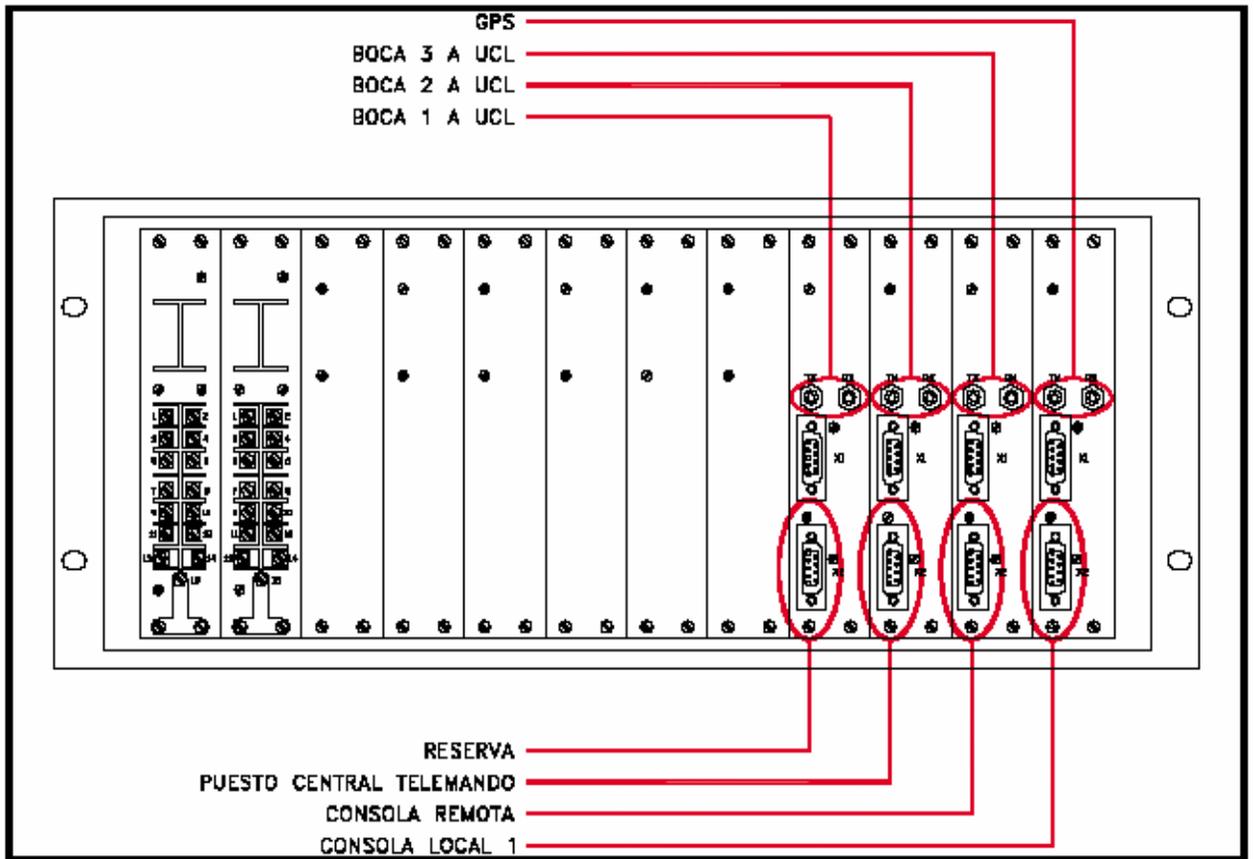


Figura 20: Vista trasera del chasis de la UCS.

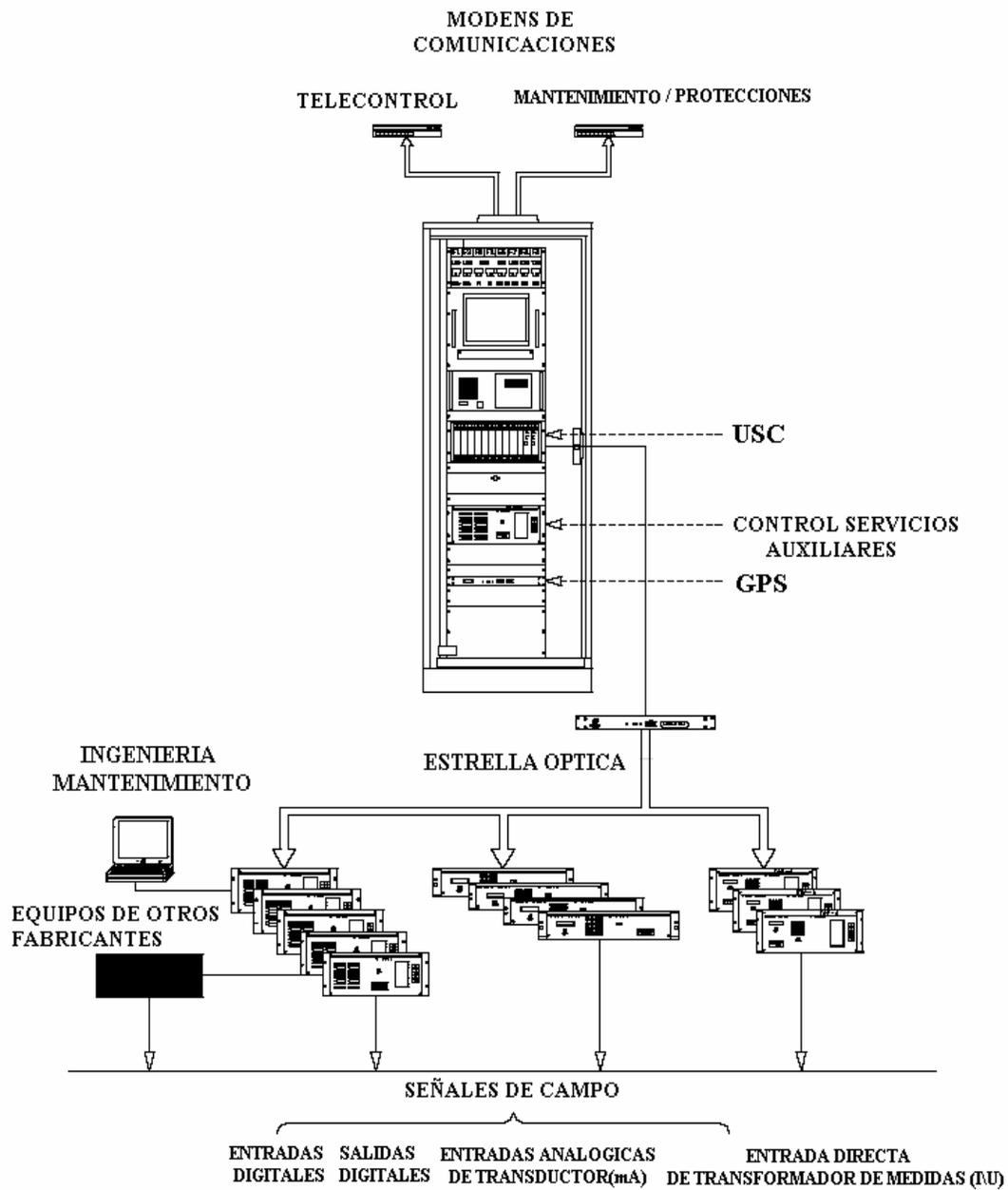


Figura 21: Esquema general de la subestación.

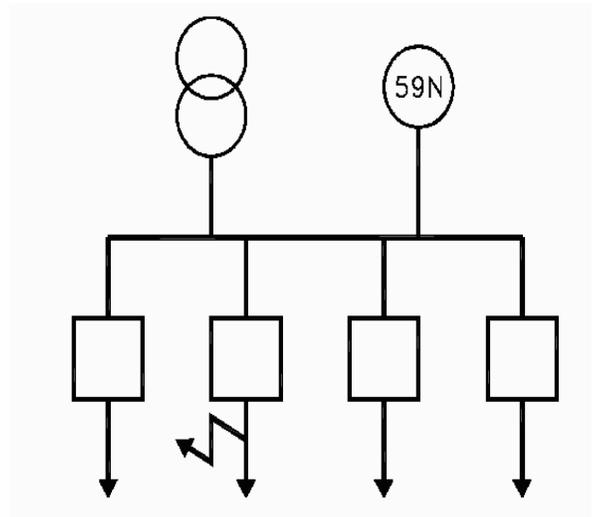
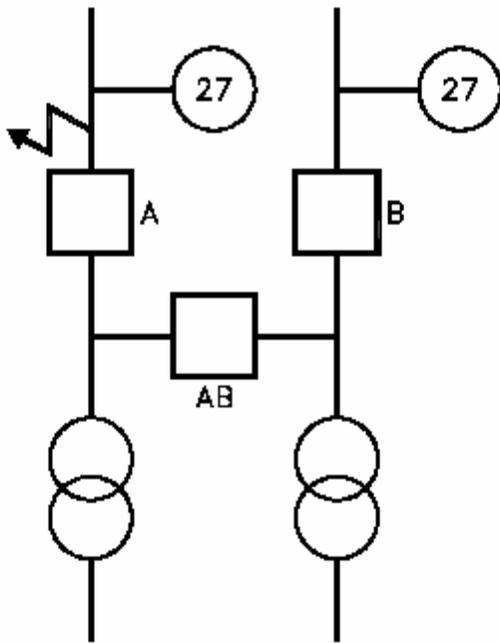
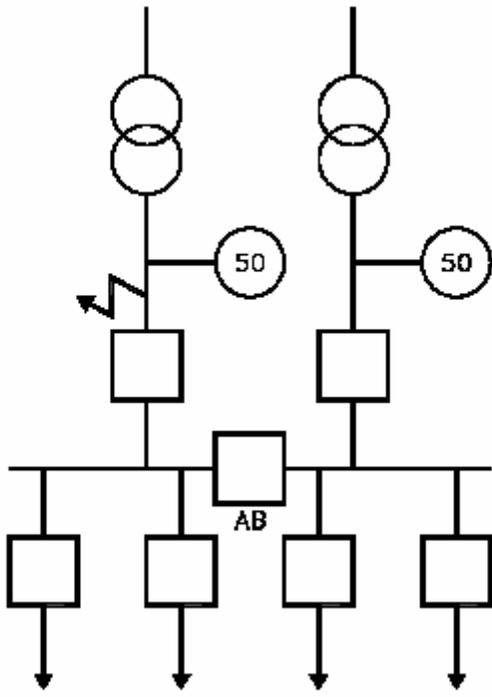


Figura 22: Esquema para el estudio de tierras resistentes.

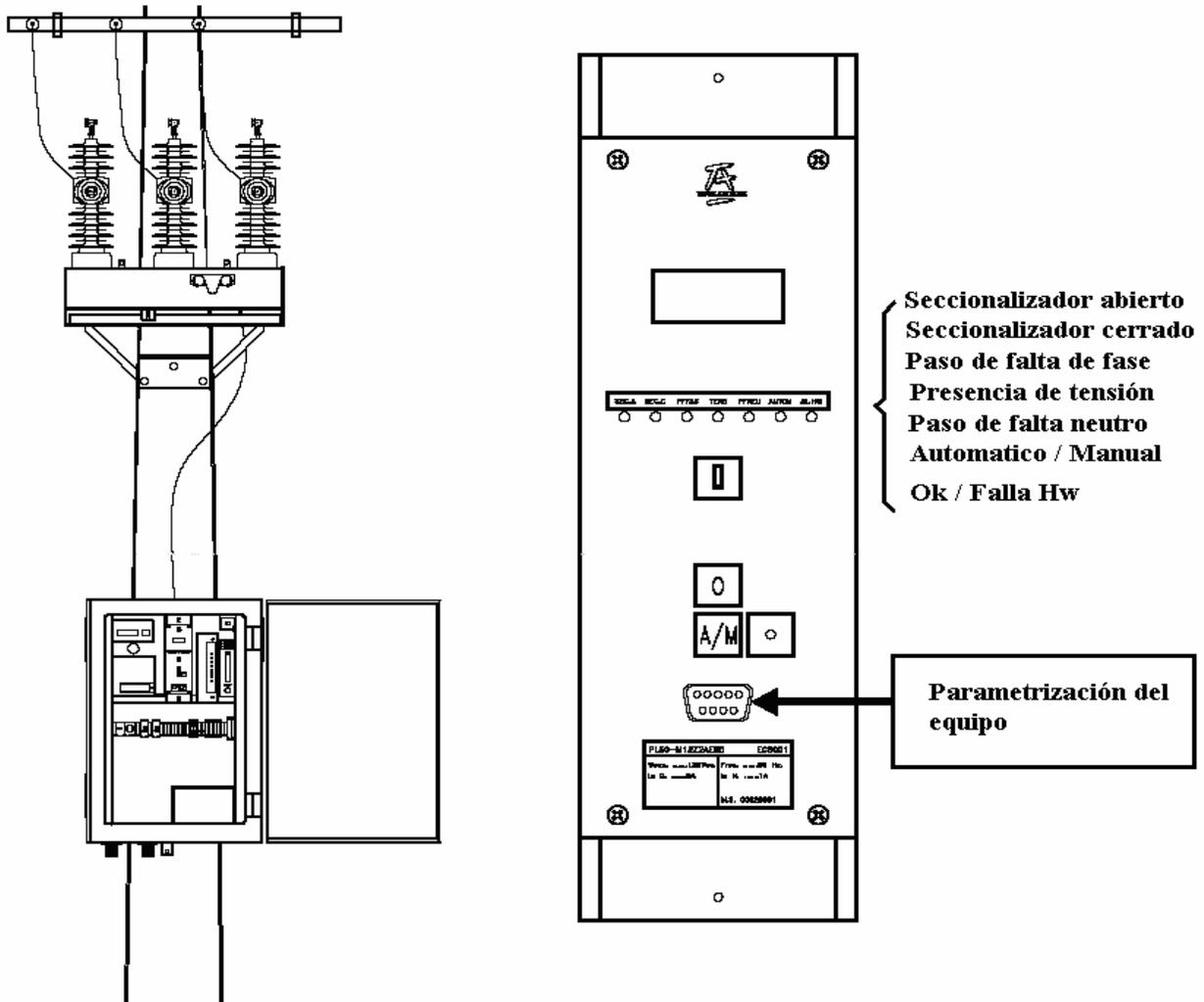


Figura 23: Vista de la PL50-SC

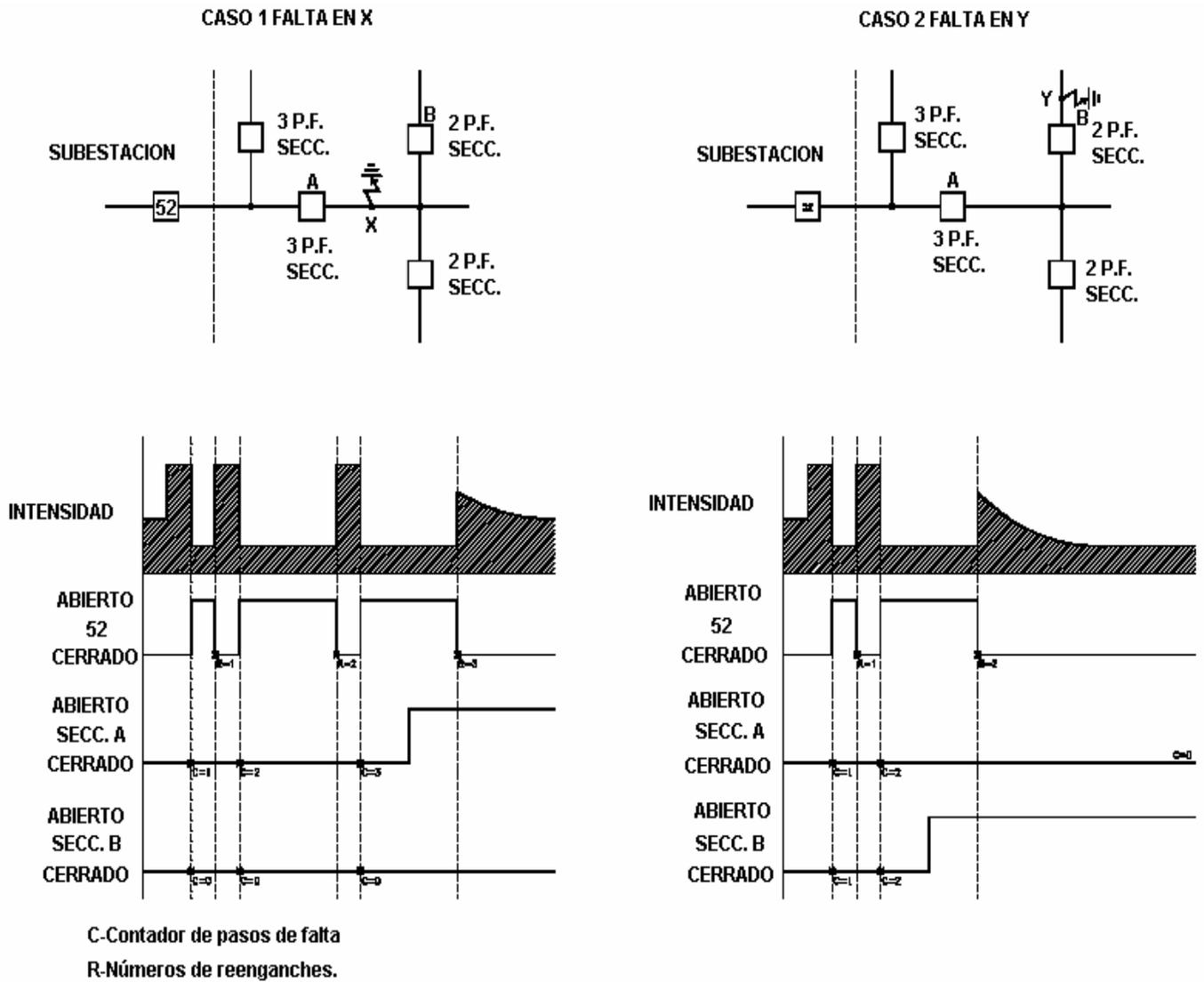


Figura 24: Comportamiento del automatismo seccionalizador.

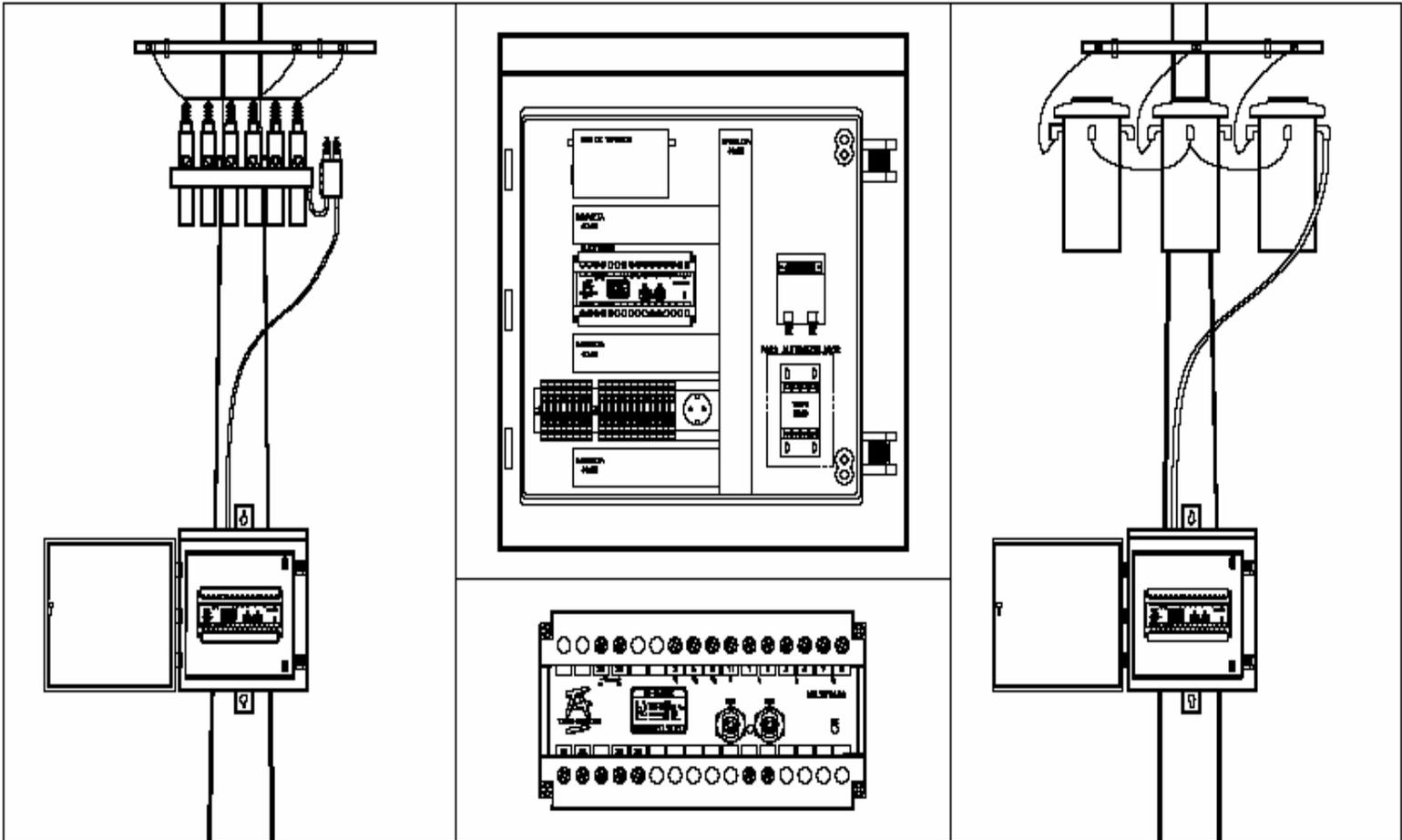


Figura 25: Vista de la ubicación del MULTITRANS.

MULTITRANS

El MULTITRANS ha sido concebido especialmente para su utilización en las medidas de magnitudes eléctricas en instalaciones de generación, transporte distribución de energía eléctrica.

El gran numero de parámetros que mide, junto con la comunicación hacen del MULTITRANS una solución simple y económica, perfectamente integrable con los sistemas SCADA .RTUs, PLC, s, Control Integrado (SIPC) u otros equipos relacionados.

El MULTITRANS, mide los valores instantáneos de corrientes en las fases del sistema de potencia y a partir de ellos calcula digitalmente el conjunto de medidas eléctricas.

El MULTITRANS, soporta cualquier esquema de conexión y de forma digital adapta el calculo al esquema seleccionado.

Los datos calculados quedan disponibles, para ser interrogado con los sistemas de control y procesamiento de datos, curva de carga, registro de huecos, sobretensiones etc.

El MULTITRANS, se presenta en dos soluciones constructivas:

MULTITRANS en caja forma constructiva normalizada DIN-CENELEC para montaje en perfil DIN EN 50002 o sobre panel.

MULTITRANS insertado en TCP: El MULTITRANS esta integrado en una tarjeta incorporada al TCP, para medida de posiciones de media y alta tensión.

Características.

- ✓ Multimedidor, todas las medidas en un único equipo
- ✓ Un único equipo para cualquier aplicación
- ✓ Calculo digital de las medidas
- ✓ Comunicación digital: RS485, FOP, FOC o bus interno (para MULTITRANS en TCP)
- ✓ Compatibles con sistemas de control y procesamiento de datos (SIPC, RTUs,...)
- ✓ Precisión en las medidas, clase 0,2%
- ✓ Económico
- ✓ Ahorro en equipos y cableado
- ✓ Fácilmente manejable por sus pequeñas dimensiones
- ✓ Alta calidad, larga vida útil
- ✓ Cumple las más importantes normas nacionales e internacionales.

Comunicaciones.

El MULTITRANS ha sido concebido como un equipo especialmente versatile, desde el punto de vista de la comunicación .Es capaz de comunicar con distintos sistemas SCADA, RTUs, PLC's y con los Sistemas Integrados de Protección y Control (SIPC) soportando para ello distintas interfases físicas de comunicaciones y el protocolo de comunicación PROCOME.

El MULTITRANS dispone de un Puerto de comunicación que puede ser: F.O.de cristal, F.O de plástico, RS485 o bus interno (para MULTITRANS incorporado en TCP). La disponibilidad de distintas interfases físicas permite en cada caso el empleo del soporte de comunicación mas adecuado, bus eléctrico, estrella óptica, anillo óptico simple o doble.

La aplicación SIPCON, para PC en entorno WINDOWS, permite de forma sencilla y clara el diálogo con el equipo, en forma local o remota, tanto para acceder a la información almacenada como para realizar los ajustes de parámetros correspondientes.