



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**AUTOMATIZACIÓN DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO
ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A N:

**ERIC HERNÁNDEZ QUINTANA
MIGUEL ANGUEL CARRANZA AVILA**

DIRECTOR DE TESIS: DR. RICARDO GARIBAY



*Ciudad Universitaria, México D.F. Febrero del
2006.*

Dedicatoria.

**Doy gracias a dios por haberme permitido realizar uno de
mis más grandes sueños.**

Agradezco a mis papás Gloria Quintana Juárez y Pedro Hernández Hernández, fuente de energía y tenacidad, a quienes admiro y respeto profundamente, porque gracias a ustedes debo lo que soy, gracias por tanto amor, los quiero mucho.

Agradezco a Violeta F. Mendoza Arroyo, compañera de estudios y amor de mi vida, por enseñarme a cuidar lo bonito de una relación, siempre te llevo en mi mente y en mi corazón.

A mi bebé Eric Ieshoa Hernández Mendoza, porque esperaba con ansias abrazar tu cuerpecito y decirte lo mucho que ya te veníamos queriendo, esperando que estés tan orgulloso de mí como yo lo estoy de ti.

A mi hermana Wendy Hernández Quintana, la mejor amiga del mundo, gracias por enseñarme los colores de la vida y a Lucerito Mancera Hernández por ser la bebé más bonita que he conocido.

A la familia Mendoza Arroyo por encausarme a vivir de una manera linda y tranquila, gracias por su apoyo y comprensión.

Agradesco profundamente a la Universidad Nacional Autónoma de México y a sus ingenieros, por haberme permitido estudiar en dicha institución.

Agradezco al Ingeniero Ricardo Garibay por su valiosa ayuda y atenciones, para la realización de este trabajo de tesis.

Índice desglosado

Página

Prologo	4
Introducción	5
Objetivo	7

Capítulo 1.

Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia12

1.1	Tipología de Subestaciones Eléctricas	13
1.2	Nomenclatura	13
1.3	Voltaje por colores	14
1.4	Identificación de la Subestación	14
1.5	Identificación del Equipo	14
	□ Tensión de Operación.	
	□ Tipo de equipo.	
	□ Número Asignado al Equipo.	
	□ Tipo de Dispositivo.	
1.6	Parámetros Eléctricos	28

Capítulo 2.

Generalidades, Normas, Medición y Monitoreo en las Subestaciones Eléctricas de Potencia30

2.1	Subestación Eléctrica de Potencia	31
2.2	Niveles de control de las Subestaciones	32
2.3	Calidad y Normas de Suministro de Sub. Eléctricas de Potencia ..	34

Capítulo 3.

Automatización de Subestaciones Eléctricas.....36

3.1	Estado del arte de la protección y la Automatización de Subestaciones Eléctricas.....	37
	□ Desarrollos recientes	
	▪ Funciones de la protección.	
	▪ Dispositivos DEÍ's combinados de protección y control.	
	▪ Pruebas controladas por computadora.	
	□ Práctica actual en la protección.	
	▪ Protección de Sistemas Transmisión.	
	▪ Protección de Transformadores.	
	▪ Protección de Buses.	
	□ Estado y tendencias de la automatización de subestaciones	
	▪ Práctica actual	
	▪ Tecnología de Internet.	
	▪ Subestaciones altamente integradas	
3.2	Dispositivos Electrónicos Inteligentes	44
	□ Control	
	▪ PLC's	

□	Medición	
▪	Registradores de disturbios	
▪	Unidades de Medición de fasores.	
□	Protección.	
▪	Relevadores de protección.	
▪	Funciones adicionales.	
▪	Extrayendo información	
▪	Identificación de los datos y la información proveniente de los relevadores de protección y dispositivos de monitoreo	
▪	Indicadores del relevador	
3.3	Medios Físicos	52
□	RS – 232	
□	RS – 485	
□	Fibra Óptica.	
□	Sistema de Posicionamiento Global (GPS).	
3.4	Redes de los DEÍ's	59
□	Topologías de las redes.	
□	Configuración en Bus	
□	Configuración en anillo.	
□	Configuración en Estrella.	
□	Configuración Mixta en Estrella/Bus	
3.5	Protocolos de Comunicación	65
•	¿Qué es un Protocolo de Comunicaciones?	
•	Necesidades de Comunicación.	
□	Anatomía de un Protocolo de Comunicaciones.	
▪	Modelos de protocolos y capas.	
▪	El modelo de referencia OSI (Open System Interconnect).	
□	Niveles de Compatibilidad:	
▪	Interconectividad.	
▪	Interoperabilidad.	
▪	Intercambiabilidad.	
□	Ejemplos de protocolos	
▪	DNP v3.0	
▪	Modbus UTR'S	
▪	Profibus	
▪	Ethernet	
▪	Comparación entre protocolos	
□	Tendencias	
▪	Nuevas arquitecturas	
▪	UCA 2.0 (UTILITY COMMUNICATIONS ARCHITECTURE)	
▪	IEC 61850	
3.6	Red de comunicaciones local de la subestación	78

Capítulo 4.

Fundamentos de los Sistemas SCADA.88

4.1	Concepto de SCADA/HMI en Subestaciones Eléctricas de Potencia.....	89
4.2	Arquitectura de SCADAS/HMI en Subestaciones Eléctricas de Potencia.	95

4.3	Concepto de DCS (Sistema de Control Distribuido).....	97
4.4	Diferencias entre SCADAS Y DCS.....	101
4.5	Flujo de Información de los Sistema SCADA.....	102
4.6	Necesidad de un Sistema SCADA.....	103
4.7	Funciones.....	103
4.8	Desarrollo de las partes de un Sistema SCADA.....	104
4.9	¿Que es OPC?.....	107

Capitulo 5.

Conclusiones.....	109
Definiciones.....	111
Abreviaturas.....	123
Bibliografía.....	126

Prologo:

La protección y el control de las subestaciones se ha sometido a cambios dramáticos desde la llegada de los poderosos micro-procesadores y la comunicación digital. Las unidades multifuncionales y comunicativas inteligentes para alimentadores, denominadas DEÍ's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) han reemplazado las conglomeraciones tradicionales de instrumentación de panel mecánico y estático, Los dispositivos de protección, monitoreo y control combinado y los sistemas de automatización de subestaciones integrados en la red local (LAN) son ahora el estado del arte.

Hoy en día, donde los sistemas de comunicación están teniendo grandes avances, donde la distancia entre la fuente de información y el analista se acorta, donde la globalización obliga a tener costos de producción baja para poder competir, el disponer de información de manera rápida y confiable es vital para tomar las decisiones correctas. Operación, mantenimiento y planeación de los sistemas eléctricos son las áreas que se ven beneficiadas en la implementación de un **“Sistema Eficiente de Administración de Energía Eléctrica”**.

Los sistemas de adquisición de datos conectados en línea a los sistemas eléctricos, son una herramienta indispensable para conocer la operación del sistema. Las lecturas en tiempo real se actualizan de manera continua y, de esta manera, en condiciones normales de operación, pueden tomarse medidas correctivas cuando se detecten situaciones como: bajo factor de potencia, bajo factor de carga, altos consumos momentáneos de potencia, manejo del sistema de potencia en base a pérdidas en las líneas o defasamiento angular entre dos puntos de referencia etc.

Por otro lado, también es posible registrar eventos transitorios y fallas, siendo posible de ésta manera realizar un análisis bien fundamentado sobre el origen de dichos fenómenos, como son la localización de una falla a distancia, o el análisis global de un disturbio. Un buen sistema de adquisición y registro de datos es esencial no solamente para las grandes compañías suministradoras, sino también para las industrias, en ocasiones, el contar con estos registros permite determinar responsabilidades en el caso de daño a equipos.

Introducción:

La competencia creciente ha forzado a las empresas eléctricas a ir hacia la administración de activos ahorrando costos, con una nueva estrategia de riesgo:

- Las centrales generadoras, y las líneas llevan más carga, hasta sus límites térmicos y de estabilidad.
- Las centrales existentes se operan hasta el término de su tiempo de vida y no son reemplazadas antes por otras de mayor capacidad.
- La redundancia y el respaldo para seguridad del sistema son proporcionados sólo en casos de carga industrial eléctrica.
- La reparación se basa en eventos preventivos y reemplaza el mantenimiento correctivo.

Considerando este ambiente cambiante, la protección y el control de los sistemas de potencia enfrentan nuevos retos técnicos y económicos. Los sistemas secundarios modernos deberán permitir cargas mayores en el sistema a menor costo de inversión y de operación, sin comprometer la confiabilidad del sistema.

La introducción de la tecnología ha jugado un papel decisivo en la caída mundial de los precios de las nuevas tecnologías, sin embargo esta caída de precios se ha compensado por la reducción en los costos de producción, lo cual se ha logrado principalmente mediante el dimensionamiento correcto del tamaño del producto, la normalización, etc. Ya que la reducción de precio a un margen de función comparable solo podía lograrse con la nueva generación DEÍ's altamente integrados.

En el caso de control de subestaciones, la comparación de costo entre tecnología electromecánica y digital con frecuencia se ha discutido en forma muy controvertida. Sin embargo, la evaluación de costo de ciclo total de vida recientemente realizada parece confirmar el uso económico en la mayoría de los casos. Es decisiva la posibilidad de racionalizar y automatizar la operación de subestaciones y ahorrar en personal de operación en sitio.

Esto es redituable en particular en países industrializados con alto costo de personal.

La protección con relevadores y el control con DEÍ's sirven además como unidades de adquisición de datos para control de sistemas de potencia y monitoreo de calidad de la energía. Mediante el uso de sistemas de información de área amplia, los datos pueden hacerse disponibles a todos los participantes involucrados. Esto se está haciendo cada vez más importante para satisfacer la demanda de información.

El propósito de la presente tesis es la de hablar de la estructura de un sistema de medición **(con fundamento en un Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos)** que puede ser instalado en una Subestación Eléctrica y como es que concentra toda la información importante que proporcionan los dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's) llámense, relevadores de protección, multimedidores, unidades de terminales remotas (UTR) o unidades de terminales maestras (UTM). El sistema toma la información, la analiza y clasifica, e informa a los diferentes niveles involucrados por diferentes medios de comunicación.

Se expone como cada subestación puede estar interconectada a una estación maestra en tiempo real y de esta manera estar en posibilidades de analizar en forma global el comportamiento del sistema eléctrico completo en condiciones normales o cuando ocurren disturbios.

La automatización de una subestación eléctrica ayuda a la mejor administración del sistema de energía puesto que facilita:

- ❑ La comunicación con diferentes tipos y marcas de dispositivos electrónicos Inteligentes (DEI's) a través de protocolos de comunicación.
- ❑ Calcular la eficiencia global.
- ❑ Capturar eventos.
- ❑ Localización de fallas.
- ❑ Reportes automáticos de fallas, condiciones anormales, facturación, demandas, calidad de energía vía e-mail o localizador de personas.

El enfoque de la presente tesis es el de detallar los puntos mencionados y la manera de llevarlos a cabo para poder tener una subestación eléctrica automatizada y controlada.

Objetivo:

Analizar el estado del arte de la automatización en Subestaciones Eléctricas, los principios fundamentales, cómo está conformado el sistema de operación físicamente y cuales son las prácticas ingenieriles empleadas, para obtener un mayor rendimiento, así como una máxima confiabilidad en el sistema eléctrico.

Los sistemas de protección y control que a la fecha se encuentran en subestaciones eléctricas tienen el problema y la desventaja que pueden ser activadas accidentalmente o por equivocación, además de tener sistemas de protección electromecánicos grandes y estorbosos.

A raíz de este problema, actualmente se han dado mejoras en este tipo de sistemas, desarrollando elementos que faciliten la operación, rendimiento, espacio y calidad.

Se busca exponer y describir los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's), como están diseñados para ofrecer al operador de una subestación la posibilidad de supervisar y controlar los procesos propios de la misma, "estrictamente en tiempo real", lo que significa que el sistema reacciona, en un 100%, a los eventos externos dentro de un tiempo especificado para cada tipo de evento ocurrido.

Describir además como es que el sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en ingles) en conjunto con más equipo especializado, especialmente diseñado para poder analizar, procesar y comunicar la información proveniente de equipos de instrumentación, es utilizado para diagnosticar y tomar decisiones y poder presentar los resultados en las pantallas para facilidad de operación.

CAPITULO 1.

Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia.

CAPITULO 1.

Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.1 Tipología de Subestaciones Eléctricas.

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo (una sola línea), todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos, se representan mediante símbolos y el diagrama trifilar nos muestra un arreglo a más detalle de la disposición eléctrica de componentes con referencia del arreglo físico en las tres fases del sistema, incluyendo los arreglos de conexiones de generadores, bancos de transformación, transformadores de corriente, etc.

El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo. La elección del diagrama unifilar de una subestación, depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema, es decir subestaciones de transmisión, subestaciones de distribución, etc.

1.2 Nomenclatura.

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, la **nomenclatura** para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme en toda la Republica Mexicana. Deberá además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

Será obligatorio el uso de la nomenclatura en la operación.

Las áreas de control se podrán identificar por los números siguientes:

1. Área Central.
2. Área Oriental.
3. Área Occidental.
4. Área Norte.
5. Área Noroeste.
6. Área Noreste.
7. Área Baja California.
8. Área Peninsular.

1.3 Voltaje por colores.

Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores.

VOLTAJE POR COLORES.

400	[KV]	Azul
230	[KV]	Amarillo
de 161 hasta 138	[KV]	Verde
De 115 hasta 60	[KV]	Morado Magenta
de 44 hasta 13.2	[KV]	Blanco
menor a 13.2	[KV]	Naranja

Este Código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, diagramas unifilares y monitores de T.V.

1.4 Identificación de la Subestación.

La identificación de la estación se hará con la combinación de tres letras y es responsabilidad de cada área de control asignarla, evitando que se repita esta identificación dentro del área. La nomenclatura de las estaciones se definirá por las siguientes normas:

- ❑ La abreviatura del nombre de la instalación más conocida, por ejemplo: Querétaro, QRO.
- ❑ Las tres primeras letras del nombre, por ejemplo: Pitirera, PIT.
- ❑ Las iniciales de las tres primeras sílabas, por ejemplo: Mazatepec, MZT.
- ❑ Para los nombres de dos palabras, se utilizarán las dos primeras letras de la primer palabra, y la primera de la segunda palabra, o la primera letra de la primer palabra y las dos primeras letras de la segunda palabra, ejemplo: Río Bravo, RIB. Pto. Escondido, PES.
- ❑ Se tomarán otras letras para evitar repeticiones en el caso de agotarse las posibilidades anteriores.

1.5 Identificación del Equipo.

La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los alimentadores de

distribución (radiales) con voltajes de 34.5 KV y valores inferiores, conservan la nomenclatura de cuatro dígitos.

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo con su función, se hará de izquierda a derecha.

- ❑ Primero: Tensión de operación.
- ❑ Segundo: Tipo de Equipo.
- ❑ Tercero y Cuarto: Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinado del 0 al 9 del cuarto dígito.
- ❑ Quinto: Tipo de dispositivo.

Tensión de Operación.

Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

TENSIÓN EN [KV]		
<u>DESDE</u>	<u>HASTA</u>	<u>NÚMERO ASIGNADO</u>
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

Tipo de Equipo.

Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo con lo siguiente:

NUMERO	EQUIPO
1	Grupo generador-transformador (unidades generadoras)
2	Transformadores o autotransformadores.
3	Líneas o alimentadores.
4	Reactores.
5	Capacitores.
6	Equipo Especial.
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de Interruptor y medio.
9	Esquema de interruptor de enlace entre barras

Número Asignado al Equipo.

El tercero y cuarto carácter definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al 99.

Tipo de Dispositivo.

Para identificarlo se usa el quinto carácter numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

NUMERO	DISPOSITIVO
1	Interruptor.
2	Cuchillas a barra uno.
3	Cuchillas adicionales.
4	Cuchillas fusibles.
5	Interruptor en gabinete blindado.
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras.
7	Cuchillas de puesta a tierra.
8	Cuchillas de transferencia.
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, generador, reactor, capacitor)

Las barras se identifican en la forma siguiente:

B1 Tensión en [KV]
B2 Tensión en [KV]
BT Tensión en [KV]

Todo el equipo se identificará por el código alfanumérico precedido por la abreviatura de la instalación de que se trate, excepto para líneas, las cuales se identifican además con las abreviaturas a la cual llega dicha línea.

Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación, son los siguientes:

- ❑ Continuidad de servicio.
- ❑ Versatilidad de operación.
- ❑ Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- ❑ Cantidad y coste del equipo.

Con base en lo anterior, a continuación se describen los diagramas unifilares más utilizados en subestaciones, siguiendo un orden creciente de complejidad.

Diagrama con un solo juego de barras.

- Es el diagrama más sencillo. En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores están conectados al único juego de barras.
- En caso de operar la protección diferencial de barras, esta desconecta todos los interruptores, estando la subestación completamente desenergizada.
- El mantenimiento de los interruptores se dificulta porque hay que dejar fuera parte de la subestación.

- Es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo y, por lo tanto, es el más económico.

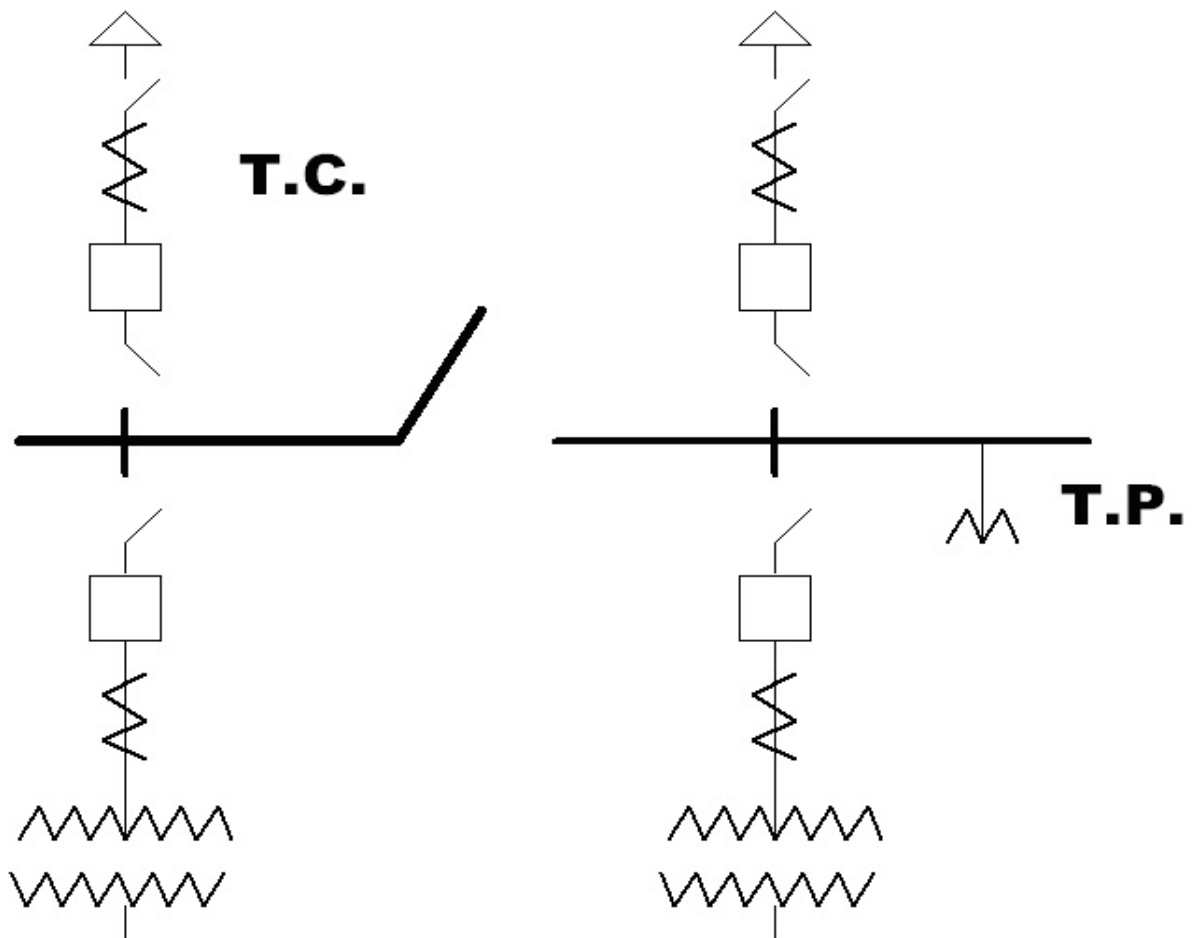


Figura1.1 Diagrama de conexiones con un solo juego de barras colectoras

Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras de transferencia.

- Es una alternativa del caso anterior, en la cual las barras de transferencia se utilizan para sustituir, a través del interruptor comodín, cualquier interruptor que necesite mantenimiento.

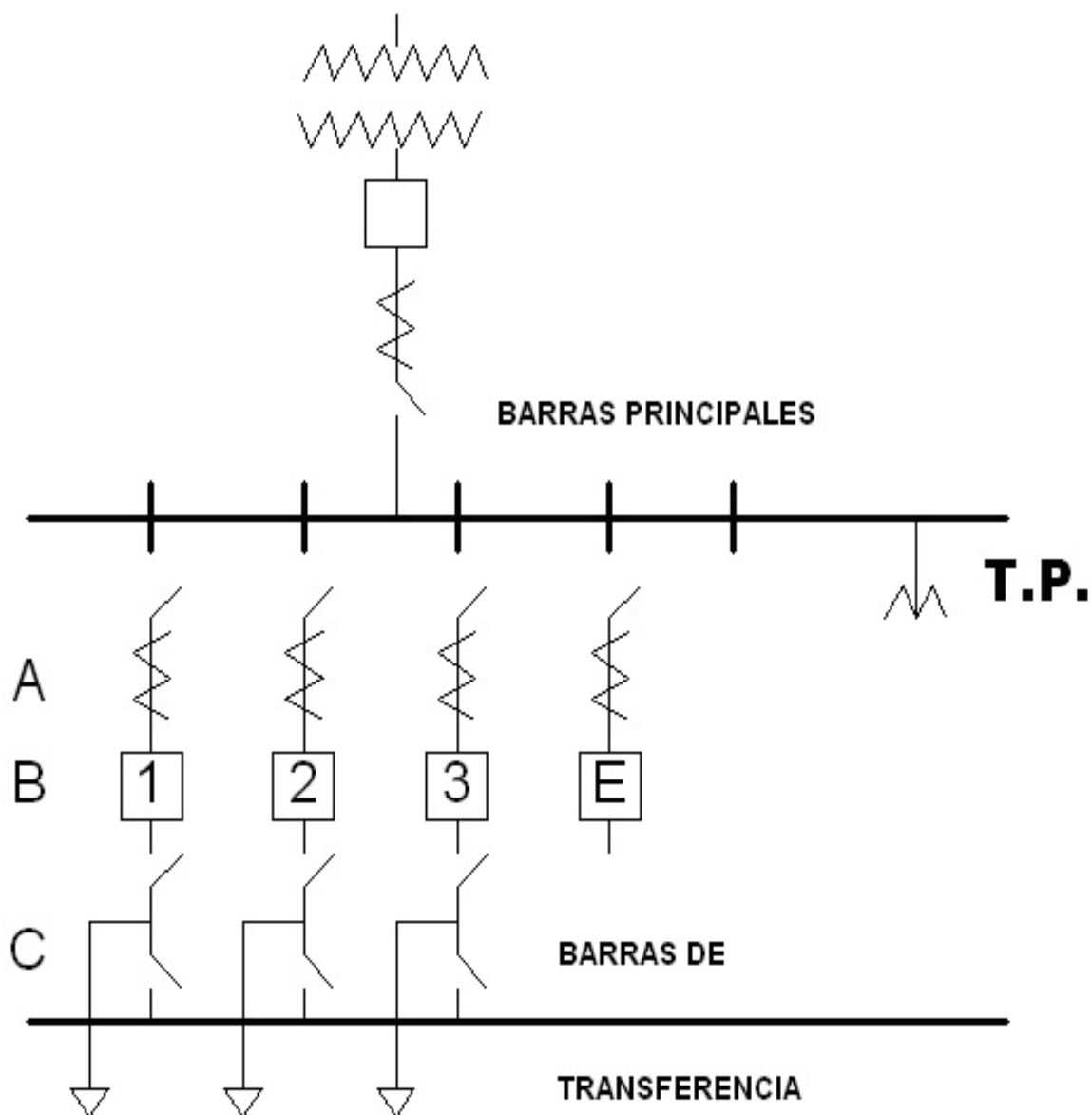


Figura 1.2 Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares variantes A y B.

Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares variantes A y B.

- En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores se conectan a las barras principales y se obtiene una buena continuidad de servicio.
- Los arreglos con interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras en el equipo.
- Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor por el comodín, sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconectar líneas o bancos de transformadores.
- La cantidad de equipo necesario es mayor, así como su costo.

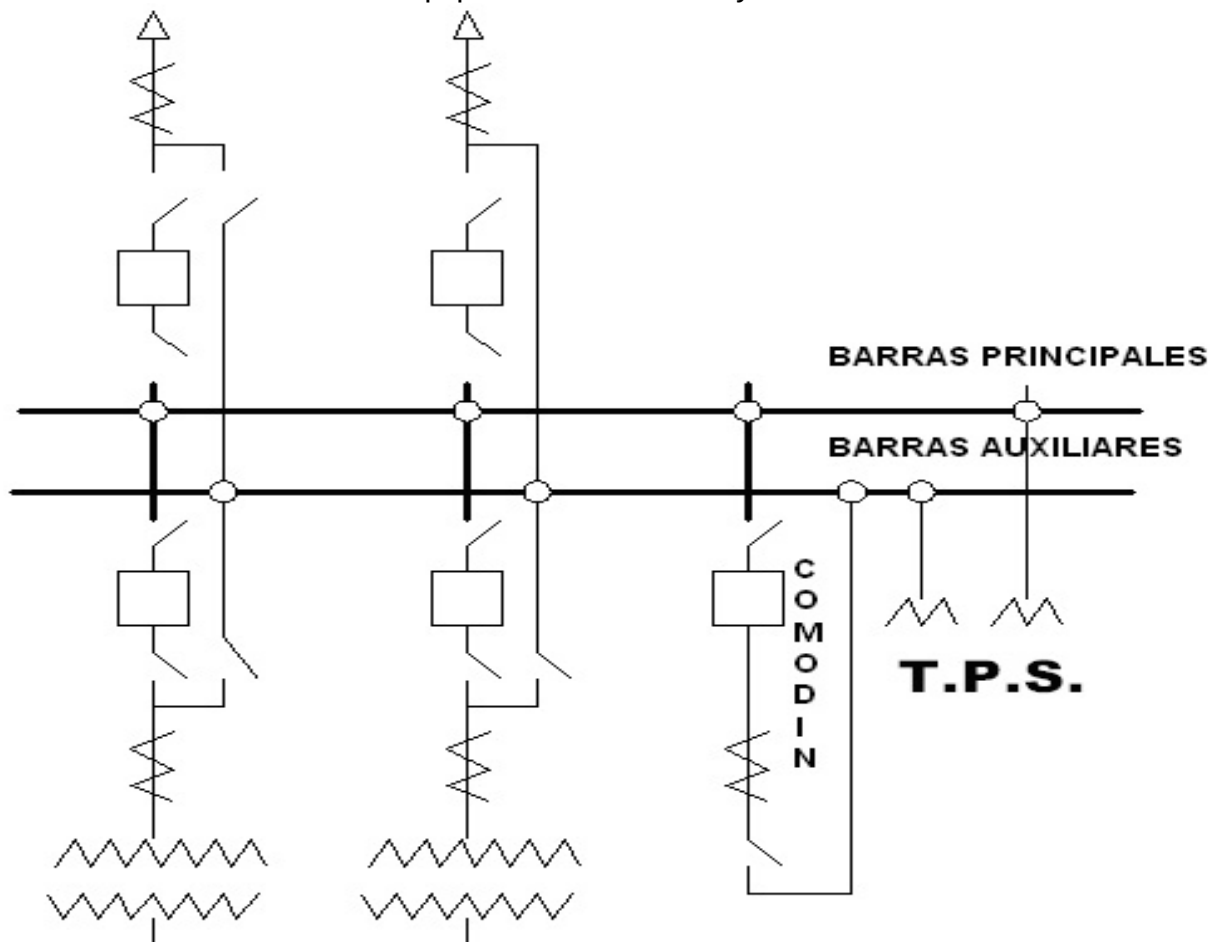


Figura 1.3 A Diagrama de conexiones con un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares (variante A).

- Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente.
- La subestación, en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de una falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando. La subestación trabaja a media capacidad.
- Para dar mantenimiento a cada interruptor, se necesita desconectar el circuito correspondiente, lo cual representa una desventaja para este diagrama.

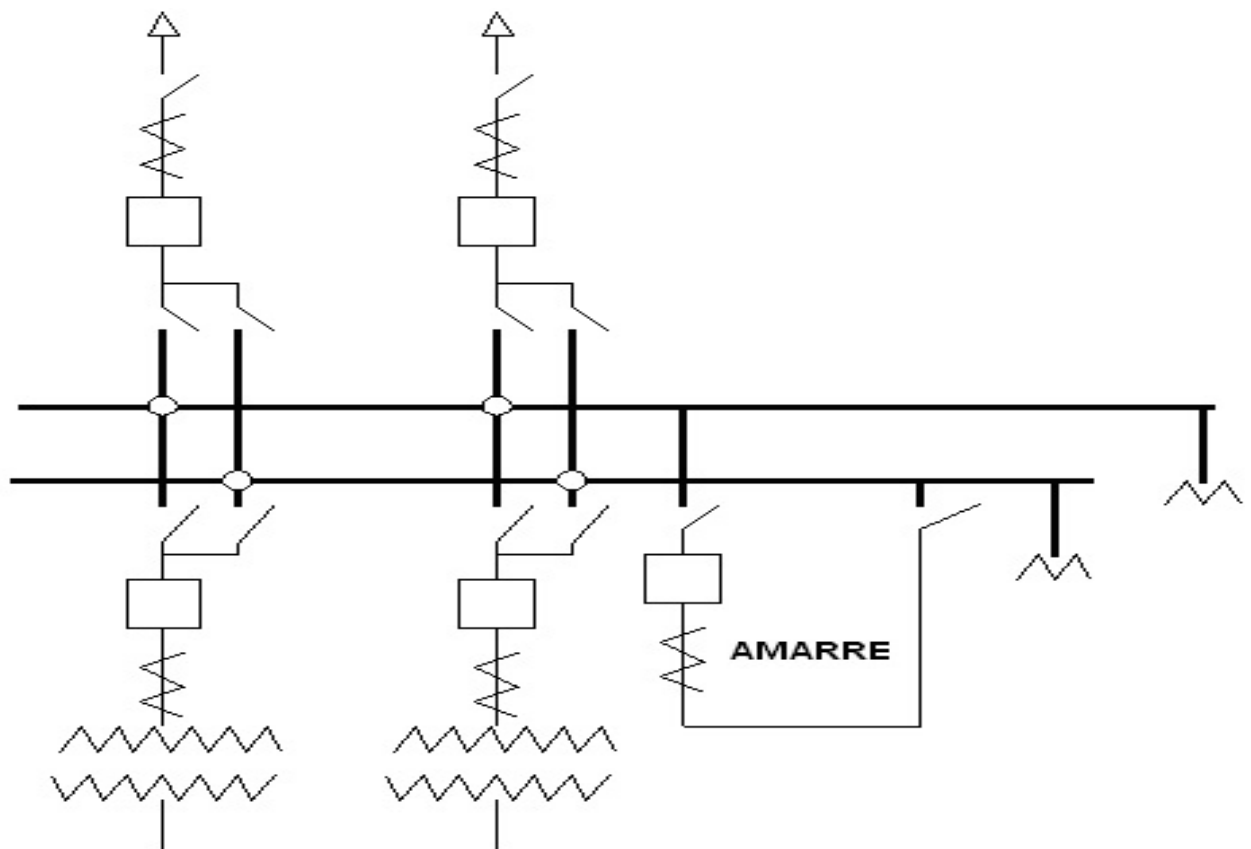


Figura 1.5 Diagrama de conexiones con doble juego de barras colectoras o barra partida.

Diagrama con triple juego de barra.

- Se utiliza en subestaciones en donde el corto circuito es muy alto.
- Desde el punto de vista de continuidad es igual al caso anterior.
- La operación con tres barras permite disminuir la magnitud de las corrientes de cortocircuito en la subestación sin tener que cambiar los interruptores por otros de mayor capacidad interruptiva.

- Para dar mantenimiento a cada interruptor también se requiere desconectar el circuito correspondiente.
- Con relación al número de cuchillas, la cantidad se incrementa un poco más de un 30%.

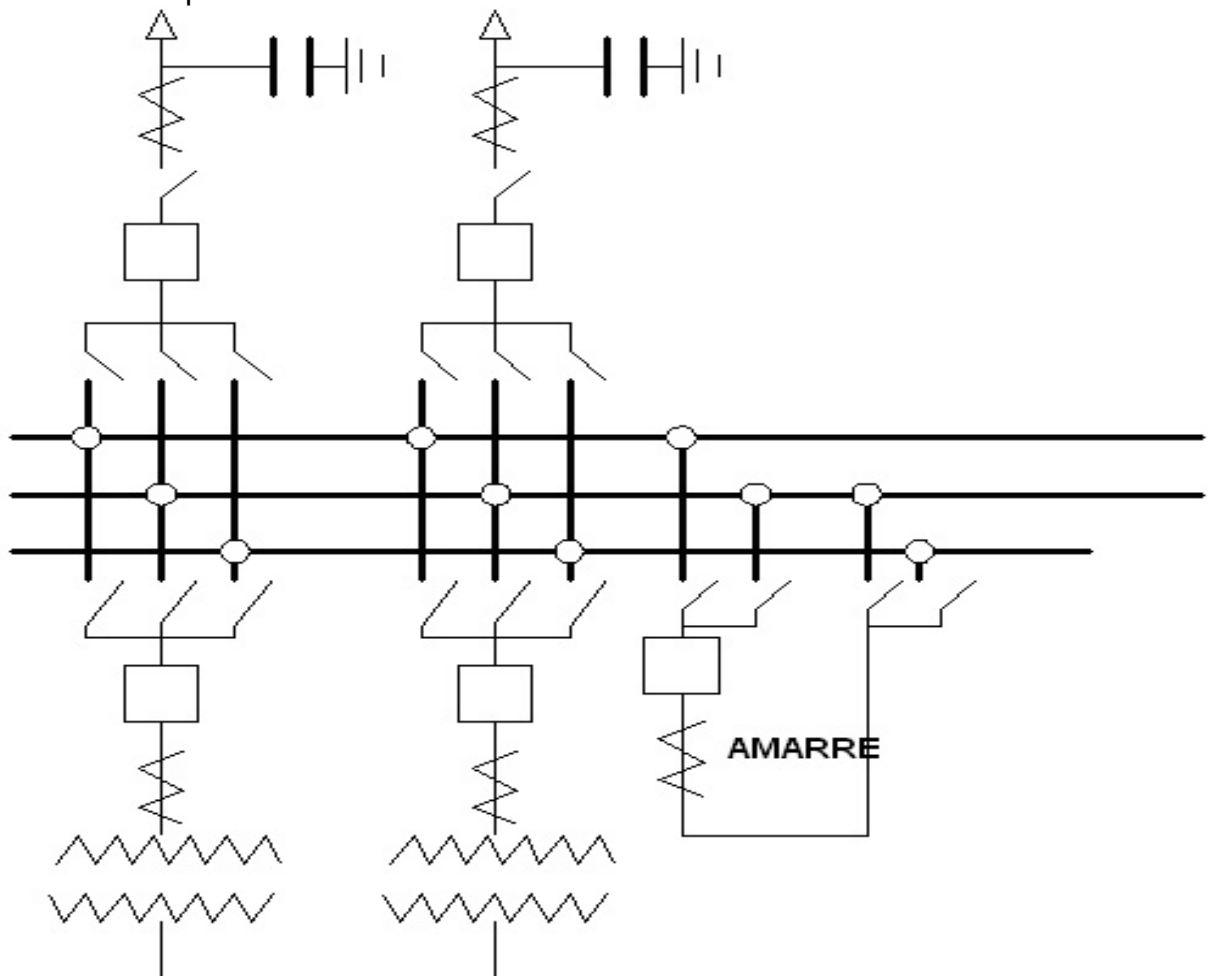


Figura 1.6 Diagrama de conexiones con triple juego de barras colectoras

Diagrama con doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares.

- Cada juego de barras tiene su protección diferencial independiente para evitar, en caso de una falla en éstas, la desconexión total de la subestación.
- Los juegos de barras principales permiten que la mitad de las líneas y transformadores se conecten a un juego y la otra mitad al otro. Las barras auxiliares sirven para que el interruptor comodín pueda sustituir la operación de cualquier interruptor de circuito.
- Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor, sustituyéndolo por el interruptor comodín sin alterar la operación de la subestación.

- Con relación al número de cuchillas, la cantidad se incrementa un poco más de un 50%.

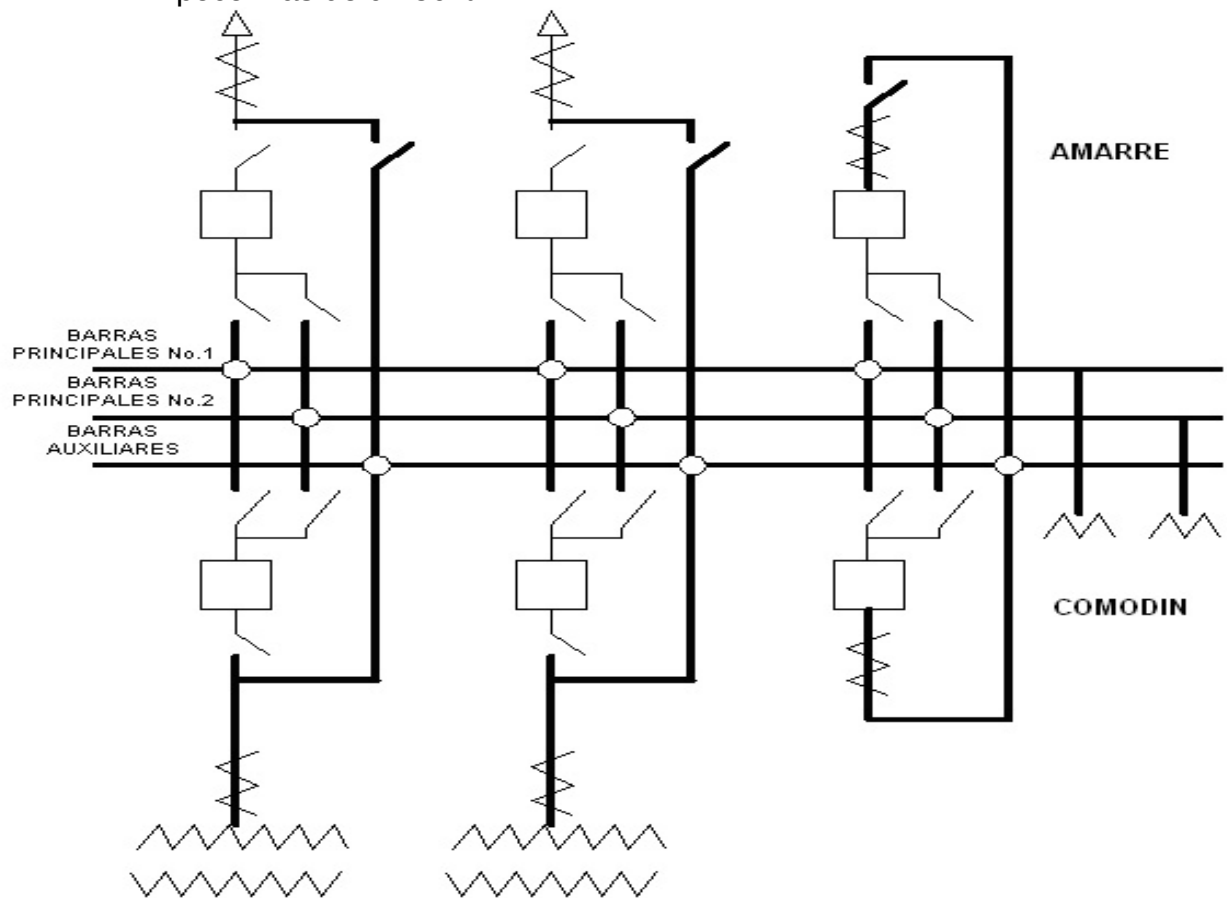


Figura 1.7 Diagrama con juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares.

Diagrama con triple juego de barras.

- Se utiliza mucho en la salida de 23 [KV] de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble. También se utiliza en subestaciones de 230 [KV].
- Permite la perfecta continuidad de servicio, aún en el caso de que salga de servicio cualquier transformador de línea.
- Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda reestablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea, la carga se pasa al otro transformador o línea, o se reparte entre los dos adyacentes. En caso de haber más de dos transformadores, se puede usar un arreglo con doble anillo.

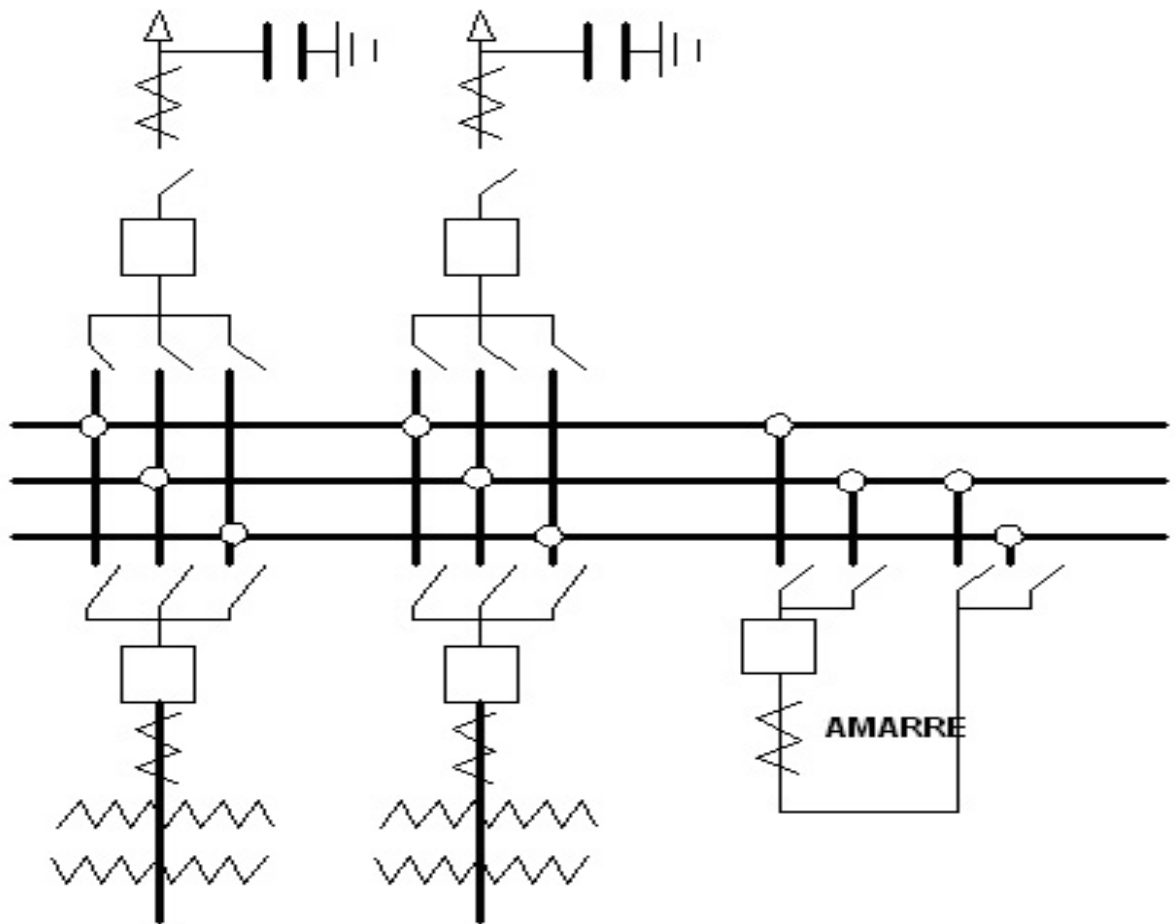


Figura 1.8 Diagrama con triple juego de barras colectoras

- Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo sin energía, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.
- Prácticamente requiere el mismo equipo que el primer caso de barra sencilla, con la ventaja de que se ahorra la protección de barras.

Diagrama con arreglo de interruptor y medio.

- Este arreglo se utiliza mucho en las áreas de alta tensión de las subestaciones de gran potencia, sobre todo en aquellas de interconexión, que forman parte de un sistema en anillo.



- 15

de línea o cable de un lado, y del otro, una conexión a un transformador.

- Se puede efectuar la reparación de cualquier interruptor en el momento que se necesite, sin afectar la continuidad de servicio. En este caso, comparado con el de doble barra más barra auxiliar, requiere una cantidad ligeramente mayor de interruptores, aunque una cantidad bastante menor de cuchillas lo que al final de cuentas representa un costo total menor. Como inciso aparte de este diagrama, se puede observar que el arreglo en anillo se puede convertir fácilmente en arreglo de interruptor y medio, de acuerdo con las tres etapas ilustradas a continuación.

Diagrama con arreglo de doble interruptor.

- Escasamente utilizado por su alto costo, aunque tiene un incremento de confiabilidad relativamente mayor que en los casos de anillo o interruptor y medio.
- Se consideran semejantes al caso del interruptor y medio.
- Es el caso en el que se requiere mayor número de interruptores y cuchillas, por lo que se considera el más caro de los diagramas discutidos.

Diagrama con arreglo de doble cuchilla.

- Se empieza a utilizar en sistemas de tensión ultra alta, en subestaciones en SF6. Equivale al diagrama de doble interruptor pero utilizando cuchillas, lo que hace más barata la instalación.

1.6 Parámetros Eléctricos.

La capacidad de una subestación se fija considerando la demanda actual de la zona en [KVA], más el incremento en el crecimiento obtenido por extrapolación, durante los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones.

De la gama existente de tensiones normalizadas, la tensión de una subestación se puede fijar en función de los factores siguientes:

- ❑ Si la subestación es alimentada en forma radial, la tensión se puede fijar en función de la potencia de la misma.
- ❑ Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión queda obligada por la misma alimentación del anillo.

- ❑ Si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación queda obligada por la tensión de la línea citada.

Las tensiones en un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país y, en segundo término, según las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos.

La nomenclatura y simbología de los diagramas que se han mencionado están de acuerdo con las normas mexicanas elaboradas por el CONANCE (Comité de Normalización Asociación Nacional de Certificación de Equipo) y con las normas internacionales CEI (Comisión Electrotécnica Internacional).

Por ejemplo, en México, en el sistema central, las tensiones normalizadas son las siguientes:

- ❑ Alta tensión 400, 230, 85 y 23 [KV]
- ❑ Baja tensión 400, 220 y 127 [Volt]

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, estas se pueden agrupar en:

- ❑ Subestaciones variadoras de tensión.
- ❑ Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- ❑ Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

También de acuerdo a la potencia y tensión que manejan la subestaciones, estas se pueden agrupar en:

- ❑ Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 [KV].
- ❑ Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 [KV].
- ❑ Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 [KV].
- ❑ Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 [KV].

Los **Parámetros Eléctricos** que se utilizan en las Subestaciones Eléctricas varían de acuerdo al tipo y nivel que desempeñan, sin embargo cualquier nivel de voltaje puede ocuparse para poder ser controlado por un sistema tipo SCADA, cualquier parámetro eléctrico puede ser aprovechado para su control dentro de cualquier subestación, ya que los niveles de voltaje son reducidos por medio de dispositivos primarios y llevados a los esquemas de protección y medición para su respectivo análisis y control. Análogamente, **Comisión Federal de Electricidad** tiene un rango específico en cuanto a la tensión de

operación, el cual está definido por un código alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

TENSIÓN EN [KV]

<u>DESDE</u>	<u>HASTA</u>	<u>NÚMERO ASIGNADO</u>
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

CAPITULO 2.

Generalidades, Normas, Medición y Monitoreo en las Subestaciones Eléctricas de Potencia.

Generalidades, Normas, Medición y Monitoreo en las Subestaciones Eléctricas de Potencia.

2.1 Subestación Eléctrica de Potencia.

Es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

De acuerdo con la función que desempeñan, el tipo de construcción y localización así como su arreglo operativo, las subestaciones eléctricas tienen diferente clasificación.

POR SU FUNCION.

- ❑ **ELEVADORAS:** En este tipo de subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentran en las Centrales Eléctricas.
- ❑ **REDUCTORAS:** En este tipo de subestaciones se modifican los parámetros eléctricos de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo el voltaje y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de líneas de transmisión, subtransmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización.
- ❑ **DE MANIOBRA:** En este tipo de subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, únicamente son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva, entre otras.

POR SU LOCALIZACION.

- ❑ En la realización de un mismo diagrama de conexiones se pueden adoptar diferentes disposiciones constructivas como son:
 - **SUBESTACION INTEMPERIE:** Son subestaciones que se encuentran sin protección de obras civiles, las cuales deben cumplir con características

- adecuadas dependiendo de la zona en donde estén instaladas, se instala en lugares en que los terrenos son baratos y fáciles de conseguir.
- SUBESTACION TIPO INTERIOR: son subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina, industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas, se construye en terrenos reducidos o caros.
- SUBESTACION EN GAS (SF₆); Actualmente existen las subestaciones compactas blindadas, aisladas con gas Hexafloruro de Azufre (SF₆), las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de ser diseñadas para operar a la intemperie, estas pueden estar protegidas del medio ambiente con cierta infraestructura civil, reduciendo los costos de mantenimiento; y se aplican generalmente en:
 - Zonas urbanas y con poca disponibilidad de espacio.
 - Zonas con alto costo de terreno.
 - Zonas de alta contaminación y ambiente corrosivo.
 - Zonas con restricciones ecológicas.
 - Instalaciones subterráneas.

Este tipo de subestaciones eléctricas está de moda en la actualidad.

2.2 Niveles de control de las Subestaciones.

Corresponde al **CENACE** la planeación, dirección, supervisión, coordinación y control del despacho y la operación del **SEN**, siendo su ámbito de acción, todas las unidades generadoras interconectadas al **SEN**, tanto de los **Permisionarios**, de Luz y Fuerza del Centro, como de la propia **Comisión** y otras compañías y sus interconexiones en cualquier nivel de tensión. En los niveles de tensión menores a 69 [KV] que no constituyan puntos de interconexión se realizará una función coordinadora.

Para que el **CENACE** cumpla adecuadamente con sus funciones de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional, se tienen cuatro niveles operativos jerárquicos, coordinados por el **CENAL** y subordinados técnicamente entre sí:

El siguiente esquema presenta la forma en como están organizados los niveles de control y de como es que se interrelacionan entre sí

Primer Nivel	CENAL		Sus objetivos principales son la seguridad y la economía global del SEN
Segundo Nivel	Áreas Control	de	Les corresponde coordinar, supervisar controlar y operar la generación y la seguridad de la red troncal, en un área geográfica determinada, coordinándose con el primer nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos.
Tercer Nivel	Subáreas Control	de	Les corresponde coordinar, supervisar, controlar y operar la generación y su red en un área geográfica determinada, coordinándose con el segundo nivel para el cumplimiento de los objetivos básicos.
Cuarto Nivel	Módulos Control	de	Les corresponde operar y supervisar un grupo de instalaciones en un área geográfica determinada, coordinándose con los niveles superiores según sea el caso, para el cumplimiento de los objetivos básicos. Están comprendidos en este nivel los Centros de Distribución y los Centros de Control de Generación.

- Cada nivel tiene autoridad técnica sobre los niveles inferiores.

2.3 Calidad y Normas de Suministro de Subestaciones Eléctricas de Potencia.

Las Normas son reglas sancionadas por organismos especializados que sirven de base en el diseño de instalaciones, equipos o partes de cualquier área de la ingeniería. La normalización se apoya en la ciencia, la técnica y la experiencia; fija las bases para un entendimiento entre fabricante y comprador, con respecto a la calidad de un producto.

En forma general se considera que la normalización abarca tres niveles:

- | | |
|------------------------|--|
| | tiempo y calidad de sus productos. |
| 1. Nivel de empresa. | Este nivel de normalización se desarrolla en países, por lo general en los más desarrollados industrialmente; sirve como herramienta para reglamentar las transacciones desde el punto de vista técnico, entre los diferentes fabricantes y consumidores de un país. |
| 2. Nivel nacional. | Estas normas rigen a diferentes industrias, como son la eléctrica, mecánica, química, etc. Ejemplo de estas normas son las normas DIN alemanas, las ANSI americanas, las DGN mexicanas: el CONANCE (Comité de Normalización Asociación Nacional de Certificación de equipo) |
| 3. Nivel Internacional | Este nivel de normalización es el caso general que rige a los casos anteriores. Estas normas se utilizan para reglamentar las transacciones técnicas entre diferentes países, como un ejemplo se menciona las normas internacionales CEI (Comisión Electrotécnica Internacional), cuya responsabilidad cubre el campo de la electrotécnica, para unificar la nomenclatura, la clasificación de los aparatos y máquinas eléctricas, sus pruebas, etc. |

Este nivel de normalización se desarrolla en empresas grandes y muy grandes para satisfacer sus propias necesidades y optimizar el costo,

Debido a los rápidos avances tecnológicos, en muchas áreas, las normas requieren ser revisadas con la mayor frecuencia posible. Lo usual es que se revisen y actualicen cada cinco años o antes, si es necesario.

Se llama normalización integral al conjunto de los siguientes factores:

1. Formulación y aplicación de normas. Es lo que se llama propiamente normalización.
2. Control de calidad. Tiene como objetivo verificar las características físicas y la calidad de los productos, con base en el cumplimiento de las normas.
3. Metrología. Es la ciencia de las mediciones y se refiere al conjunto de estudios, análisis, pruebas. Que se efectúan a los equipos por comprobar.
4. Certificación. La certificación se refiere a la sanción que una autoridad técnica hace, de acuerdo con la norma de un producto.

CAPITULO 3.

Automatización de Subestaciones Eléctricas.

CAPITULO 3.

Automatización de Subestaciones Eléctricas.

3.1 Estado del arte de la protección y automatización de Subestaciones Eléctricas.

La protección y el control de subestaciones han sufrido cambios dramáticos desde el advenimiento de los microprocesadores y la comunicación digital. Las unidades multifuncionales y comunicativas inteligentes para alimentadores, denominadas Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's) han reemplazado las conglomeraciones tradicionales de instrumentación de panel mecánico y estático. Los dispositivos de protección, medición y control combinados que forman los sistemas de automatización de subestaciones integrados en la red local (LAN) son ahora el estado del arte. Las modernas tecnologías de comunicación, incluyendo el Internet son usadas para el monitoreo remoto, ajustes y recuperación de datos de carga y datos de falla. Se espera que el actual desarrollo hacia la total integración de las subestaciones continúe su ritmo de aceptación con la aprobación del estándar de comunicación abierta IEC61850 en los próximos años.

Además del bajo costo de inversión, se obtiene una reducción en los costos de operación debido a la capacidad inherente de automonitoreo (mantenimiento preventivo en lugar de mantenimiento correctivo) y la posibilidad de operación remota y de diagnóstico.

La protección con relevadores y el control con DEI's sirven además como unidades de adquisición de datos para el control de sistemas de potencia y monitoreo de calidad de energía mediante el uso de sistemas de información de área amplia, los datos pueden hacerse disponibles a todos los participantes involucrados.

Desarrollos recientes en la protección y automatización de subestaciones.

Actualmente se utiliza una plataforma de hardware común basada en dispositivos DEI's para relevadores y unidades de control de bahía. Su diseño modular permite la adaptación de la interfase entrada/salida para aplicaciones individuales. La separación de módulos de procesamiento está dedicada a las interfases de comunicación para hacer frente a la creciente velocidad de datos y procesos complejos de transmisión. La sincronización de tiempo, mediante sistema GPS, con exactitud de microsegundos es ofrecida como opción con la última generación de dispositivos.

La interfase de información de los relevadores puede cumplir por ejemplo con la IEC60870-5-103 así como la DNP3.0 o el Modbus. Los programas de PC compatibles con Windows permiten la cómoda operación local o remota de los DEI's.

Desafortunadamente, no existe la norma de operación común, de modo que el usuario debe cambiar entre versiones de programas dependientes del proveedor para direccionar relevadores de diferente marca. Esto también concierne a interfases y protocolos. Se espera una mejora cuando los relevadores puedan ser equipados con su propio servidor de Internet y el

dialogo operador-relevador pueda realizarse un en modo simple por el uso de visualizadores normalizados.



FIGURA3.1 Tendencias actuales en el diseño de relevadores

Funciones de la protección.

Las funciones digitales básicas de la protección han pasado muchas pruebas de laboratorio y de campo y han sido establecidas con éxito en la práctica, que en lo futuro puede ser mejoradas por la aplicación de algoritmos inteligentes. Ejemplos de esto son la gran exactitud y la estabilidad en caso de valores de medición durante un disturbio, y la mejor discriminación de la carga contra falla mediante principios de medición adaptables y modelado flexible de características.

Dispositivos DEI's combinados de protección y control.

Existe una tendencia mundial hacia unidades combinadas de control y protección basada en DEI's . Las principales áreas de aplicación son los sistemas de distribución y redes industriales. Estos dispositivos universales integran todas las funciones secundarias de la subestación, con algunas limitaciones en la medición.

Las versiones a plena escala incluyen un display mímico de funciones gráficas y un teclado para control supervisorio. Los dispositivos pueden ser usados en forma independiente o conectados de forma serial a una UTR o UCP (Unidad Central de Proceso).

Las funciones de automatización pueden diseñarse e implementarse por alguna herramienta mapa de PC

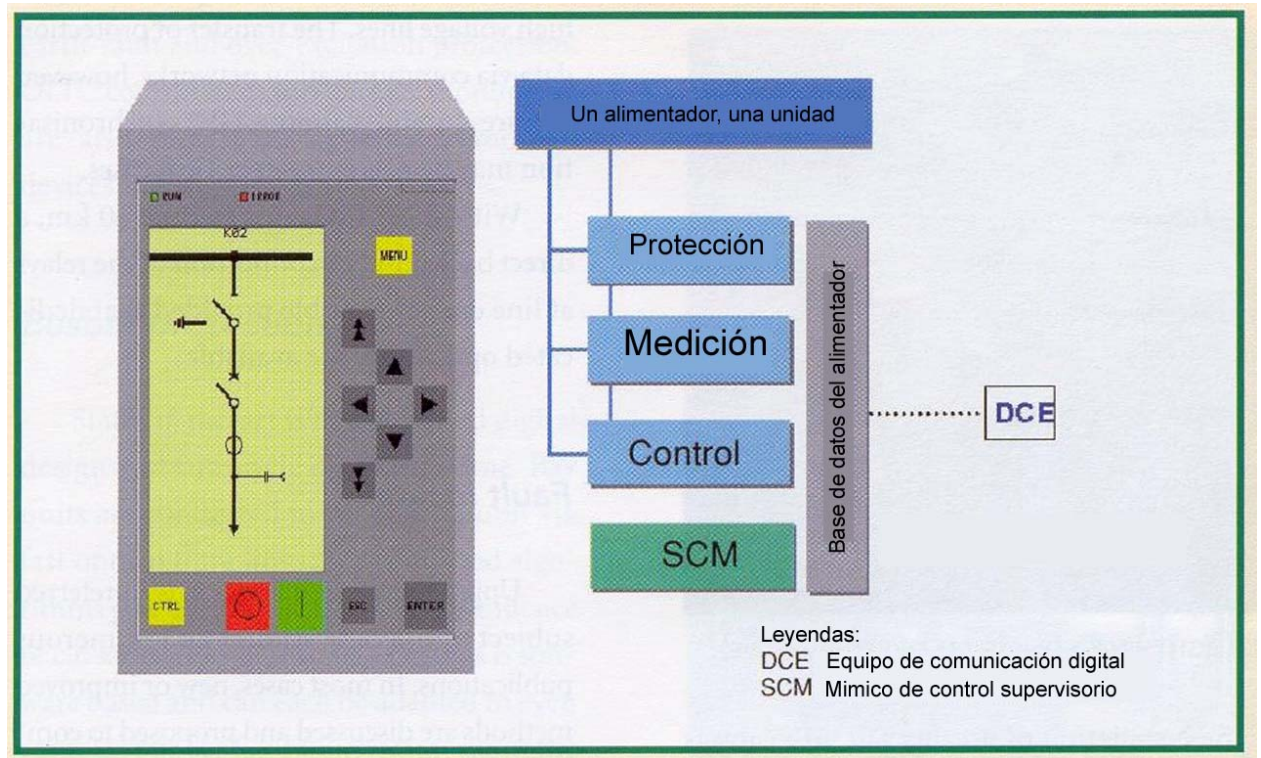


Figura 3.2 DEI combinado de Protección y Control

Pruebas controladas por computadora.

Las técnicas de simulación han avanzado al grado de la realidad virtual. Esto va en particular para los sistemas de simulación digital en tiempo real (SDTR) que permiten pruebas de laboratorio totalmente compatibles a la práctica. Incluso los equipos de

prueba portátiles controlados por PC permiten realizar pruebas dinámicas bajo condiciones reales. entre otras características, se ofrecen adiciones al programa para pruebas extendidas de relevadores, por ejemplo, bajo la condición de saturación de TC's.

Esta nueva calidad de pruebas ha contribuido decisivamente al desempeño de confiabilidad de los sistemas de protección digital.

Práctica actual en la protección.

Un estudio mundial sobre las razones para los apagones y el desempeño experimentado de las protecciones muestra lo siguiente: El funcionamiento en

general de la protección fue razonablemente bueno. Sin embargo, había un número de operaciones mal ejecutadas de la protección de los alimentadores, lo que implica poner más atención al ajuste y coordinación de los relevadores con la capacidad de sobrecarga de las instalaciones protegidas.

El estudio confirma la importancia del rápido libramiento de una falla, en particular en las barras colectoras, de acuerdo a la capacidad de un sistema para soportar perturbaciones. La duplicación en las protecciones y la instalación de provisión para falla de interruptores son esenciales en barras colectoras cruciales y en líneas de alto voltaje, ya que los tiempos de operación de respaldos con frecuencia conducen a la operación en cascada y desintegración del sistema.

Las siguientes tendencias en el desarrollo se observan en las áreas individuales de la protección:

a) Protección de Sistemas Transmisión.

En los niveles de alto voltaje, los conceptos de protección redundante con relevadores autónomos se han mantenido con el cambio a la tecnología digital. Relevadores con principios de medición disimilares (p.ej. diferencial y de distancia) o relevadores de diferente manufactura son todavía preferidos. Las funciones de control son proporcionadas por unidades de circuitos independientes.

b) Protección de Transformadores.

El uso de filtros digitales y de algoritmos inteligentes ha mejorado de forma considerable el funcionamiento de la protección diferencial de los transformadores. La estabilidad contra saturación de TC's, corriente de energización y sobre flujo es ahora mucho más confiable. La relación numérica integrada y la adaptación del grupo vectorial pertenecen a la norma. A hoy en día se ofrecen relevadores con hasta cinco

entradas estabilizadoras que permiten la protección de todo tipo de conexiones en el transformador.

Algunas de las nuevas funciones van desde el respaldo en caso de sobrecarga o sobre corriente hasta la protección de falla a tierra y sobre excitación. El control OLTC (Cambiador de derivaciones bajo carga) y el monitoreo del transformador también se ha integrado en algunos dispositivos combinados.

c) Protección de Buses.

El estado del arte es el diseño digital descentralizado y tiempos de operación por subciclo. Las unidades de bahía son conectadas a la unidad central por uniones de fibra óptica. Algoritmos sofisticados garantizan alcanzar, por mucho la independencia de la saturación de los TC's. La replica de los aisladores esta basada en software y cada uno puede ser adaptado incluso a configuraciones complejas de arreglo de buses mediante un programa de computadora.

Ahora, la protección digital de baja impedancia se ofrece incluso en regiones tradicionalmente de alta impedancia porque la protección de alta impedancia no puede, por principio, ser transferida a la tecnología digital.

Estado y tendencias de la automatización de Subestaciones Eléctricas.

La integración de protecciones y control apareció a mitad de los 80's y desde entonces ha madurado a una total escala en la automatización de subestaciones.

Práctica actual

Los sistemas simples para la distribución o redes industriales usan en su mayoría, protección y control de alimentadores, combinada con DEÍ's, y una unidad central a base de PC base como unidad central. Como alternativa se aplican UTR's mejoradas con periféricos de E/S descentralizados.

Ethernet es generalmente aceptado como una subestación LAN. Los estándares industriales tales como Profibus y LON (red de operación local) son exitosamente usados en Europa mientras que DNP3.0 y Modbus son preferidos en EUA. Recientemente, TCP/IP también ha sido introducido.

Los grandes sistemas usan típicamente una unidad central especial (servidor) y unidades de bahía separadas para control. En este caso se conectan los relevadores de protección independientes a las unidades de control de la bahía. La función de control remoto es emulada en la unidad central. El estándar IEC60870-5-101 se adopta para la comunicación entre la subestación y el centro de control.

La exactitud del tiempo es disponible como una opción con la sincronización GPS. En algunos casos se ofrece comunicación punto a punto (P2P) entre unidades de bahía, puede utilizarse para control (p.ej. interbloqueo) sin embargo, no para protección, debido al relativamente largo tiempo de reacción (unos 100 ms).

Algunos proveedores en EUA ya ofrecen dispositivos compatibles con UCA2 de acuerdo a los estándares preliminares. Algunos sistemas piloto están en operación usando el estándar Ethernet de 10 Mbit/s.

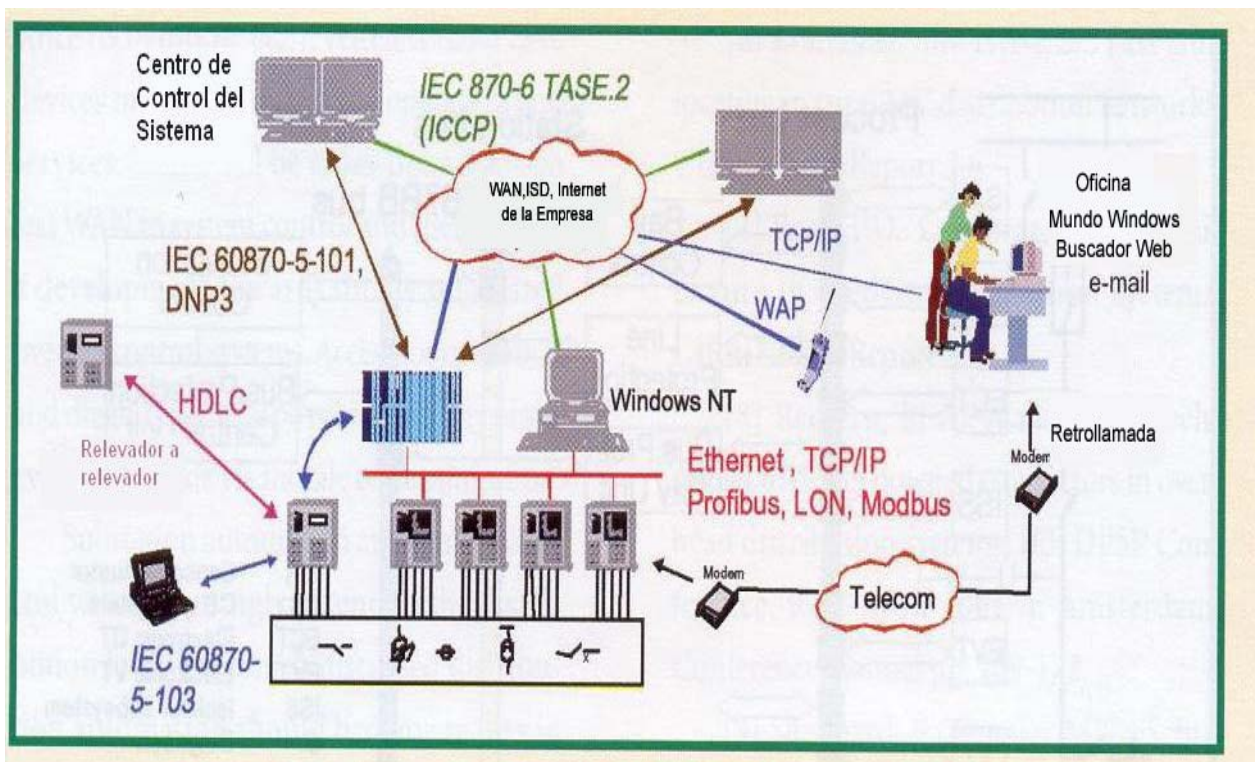


Figura 3.3 Mundo de la Comunicación en la Automatización de Subestaciones

Tecnología de Internet.

La última tendencia es usar la tecnología de Internet dentro de una Intranet o dentro del Internet mismo.

Los sistemas de automatización de subestaciones que ofrecen los proveedores, con un servidor de Internet integrado, funcionan de manera que los datos adquiridos pueden ser intercambiados en una forma de ahorro en costo en una Intranet y distribuidos a un círculo amplio de usuarios. Las estaciones de trabajo clásicas pueden ser reemplazadas por buscadores normales de Internet, y la implementación de nuevas funciones, debe ser realizado solo en el servidor de aplicación central.

Las pruebas realizadas a los servidores en aplicaciones para subestaciones muestran que los relevadores y otros dispositivos están conectados al servidor vía un bus Ethernet de información y la información reunida en un banco de datos SQL puede ser accesado a través de buscadores estándar usando procedimientos ASP (página activa de servidor).

Los sistemas de monitoreo existentes en el mercado, los cuales el espacio y la administración de los datos en proporcionado con los servidores del mismo fabricante, en los cuales el usuario debe solamente instalar Internet y habilitar los relevadores y dispositivos de la subestación y conectarlos a Internet con el proveedor local de servicio.

La seguridad contra accesos no autorizados ofrece ser garantizados mediante contraseñas, procedimientos de autenticación y paredes de fuego "firewalls"

Subestaciones altamente integradas

El uso de sensores electrónicos en lugar de transformadores tradicionales de corriente y de potencial, en combinación con protección y control digital permite diseñar subestaciones compactas.

En alta tensión, el desarrollo va hacia transformadores de corriente y de potencial opto-electrónicos (de acuerdo con los principios de Faraday y Pockels) y sistemas de bus de datos. Los sensores de corriente y de tensión proporcionados con salida digital se conectan a un bus de campo rápido (Ethernet rápido 100 Mbit/s o incluso 1 Gbit/s) en la bahía de maniobra.

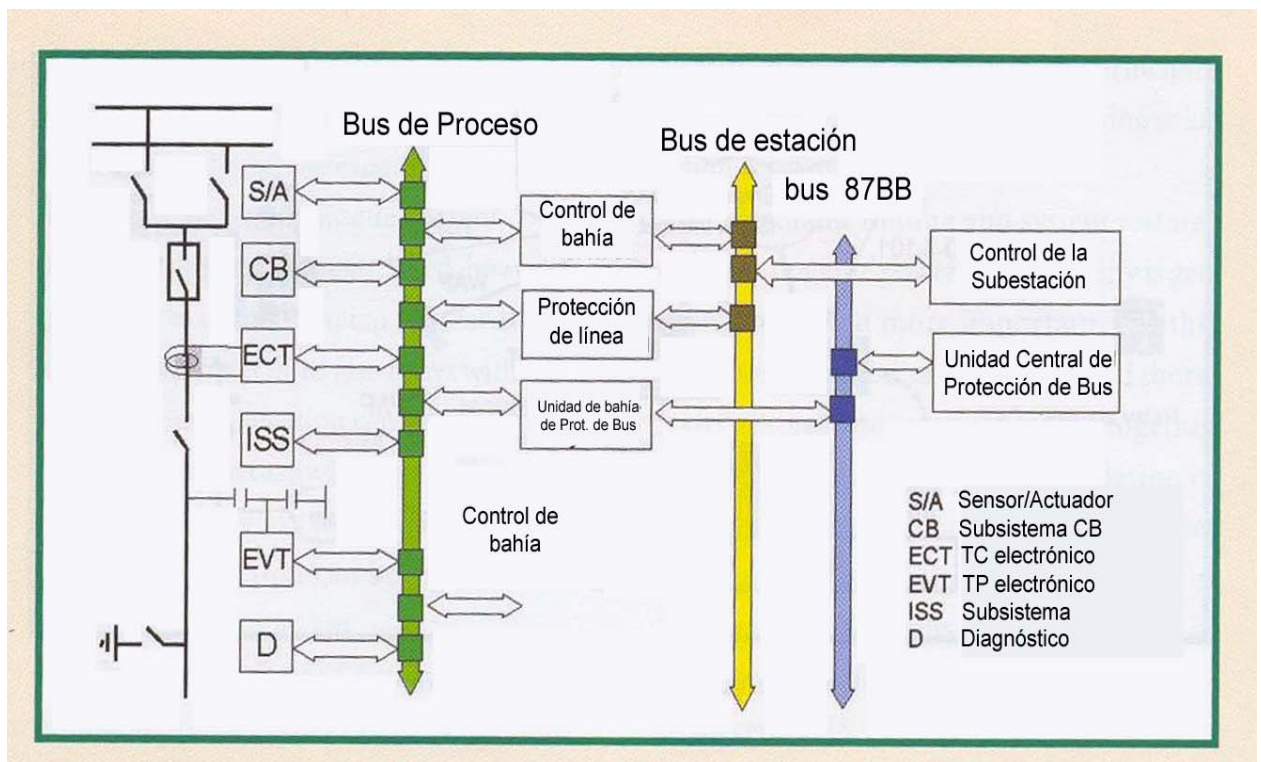


Figura 3.4 Estructura de una Subestación Altamente Integrada.

En general se espera una reducción drástica de costos con este novedoso diseño de subestaciones. Sin embargo, la aplicación extensa solo tendrá lugar cuando se tengan disponibles las normas establecidas para comunicación abierta (IEC61850).

3.2 Dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's)

Cualquier dispositivo que incorpora uno o más procesadores o microprocesadores con la capacidad de recibir o enviar información de o hacia una fuente externa (p.ej. medidores multifunción, relevadores digitales, controladores, etc.) es conocido como Dispositivo Electrónico Inteligente. Podemos mencionar algunos de estos dispositivos como los siguientes:



Figura 3.5 Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's)

- Controladores Lógicos Programables
- Relevadores digitales.
- Multimedidores.
- Registradores Digitales de falla.
- Registradores de Secuencia de eventos.
- Reguladores de Voltaje.
- Controladores de Banco de Capacitares.
- Transductores Digitales.

Un DEI sencillo reemplaza muchos de los instrumentos convencionales que anteriormente fueron dispositivos separados.

Los beneficios aportados por los DEI's pueden enumerarse de la siguiente forma:

- ❑ Requieren de menor espacio para ser instalados.
- ❑ El cableado entre dispositivos es mucho menor.

- Menos complejidad en su manejo.

De entre sus tantas funciones podemos englobar principalmente las más relacionadas con la actividad de una subestación:

a).- Funciones de Protección contra:

- Sobre corrientes.
- Sobre voltajes.
- Subvoltajes.
- Frecuencia baja.

b).- Medición y monitoreo de:

- I, V, KW, KVAR, KWh, KVARh, etc.
- Grabación de los registros de la carga.
- Monitoreo de la demanda.
- Captura oscilográfica de la forma de onda.
- Resumen de fallas.
- Resumen de operaciones.

c).- Otras funciones:

- Localización de fallas.
- Módulos de entradas y salidas.
- Interfase Hombre-Máquina.
- Además de las funciones básicas, un DEI puede realizar funciones sofisticadas de procesamiento:
 - Determinación de cantidades derivadas: watts, vars, factor de potencia, etc.
 - Análisis de armónicas.

- Registro digital de eventos.

Una característica importante de los DEÍ's es que son elementos con capacidad de autodiagnóstico, esto quiere decir, que los DEÍ's cuentan con utilidades de operación que les permite detectar fallas propias antes de que el dispositivo sea requerido para operar por alguna emergencia o falla. Algunos de ellos dependiendo de la gravedad de la falla pueden detectar elementos como relevadores con problemas de operación. Esta utilidad ha eliminado las pruebas periódicas de los dispositivos.

Los DEÍ's tienen capacidades de comunicación que les permite establecer intercambio de información con PC's u otros dispositivos electrónicos habilitados para ello. Además del intercambio de información, esta característica permite a los DEÍ's ser accedidos o configurados de forma remota, y del mismo modo ser ubicados en caso de falla o mala operación del dispositivo. La capacidad de comunicación es quizá la característica más importante de los DEÍ's, ya que esto permite crear sistemas integrales de automatización.

3.2.1 Control

Dentro de las Subestaciones Eléctricas se tiene la necesidad de integrar equipos de automatización y control que se encuentren instalados en el campo y dentro del cuarto de mando, luego, conectarlos a los sistemas de información de modo que ésta llegue a los mas altos niveles administrativos.

Las soluciones de control tradicional no permiten el grado de apertura y flexibilidad necesaria para la modernización de una SE, porque se involucran numerosas plataformas y sistemas para automatizar toda la SE. Por este motivo, la interoperabilidad y el intercambio de información entre estas partes de equipo y sistemas es un reto, que muchas veces toma tiempo encontrar una solución.

Por muchos años el concepto de PLC ha sido familiar en aplicaciones industriales y/o control de procesos, y últimamente, se ha introducido con éxito en la automatización de SE, por su alto desempeño y operación.

PLC's. Los primeros PLC's eran solo capaces de efectuar control on/off y sus aplicaciones se limitaron a máquinas y procesos que requerían operaciones repetitivas. Actualmente, el PLC ofrece muchas funciones tales como comunicación con otros sistemas de control, generación de reportes, autodiagnóstico, etc.

La National Electrical Manufacturers Association (NEMA) define a un PLC como un equipo electrónico digital con memoria programable para almacenar instrucciones e implementar funciones específicas, tales como operaciones lógicas, secuencias, timers, conteo y operaciones aritméticas, para control de máquinas y procesos.

Los méritos del PLC es que cumple para cualquier aplicación en donde sea importante solucionar todas las preguntas anteriormente mencionadas. De aquí que para llevar a cabo la automatización de una máquina o proceso productivo sea importante actualmente la aplicación de los PLC's.

Los elementos tradicionales como relevadores auxiliares, relevadores de enclavamiento, temporizadores, contadores, etc., son internos. La tarea del usuario se reduce a realizar el programa, que no es más que la relación entre las señales de entrada que se deben de cumplir para cada salida.

Campos de aplicación.

El PLC por sus características especiales de diseño tiene un campo de aplicación muy extenso. Sus reducidas dimensiones, la extrema facilidad de su montaje, la posibilidad de almacenar los programas para su posterior y rápida utilización, la modificación o alteración de los mismos, etc., hace que su eficacia se aprecie en procesos en los que las necesidades son:

- ❑ Espacio reducido para la instalación.
- ❑ Procesos de producción periódicamente cambiantes.
- ❑ Procesos secuenciales.
- ❑ Maquinaria de procesos variables.
- ❑ Procesos desde simples hasta complejos y amplios.
- ❑ Verificación de programación centralizada de las partes del proceso.

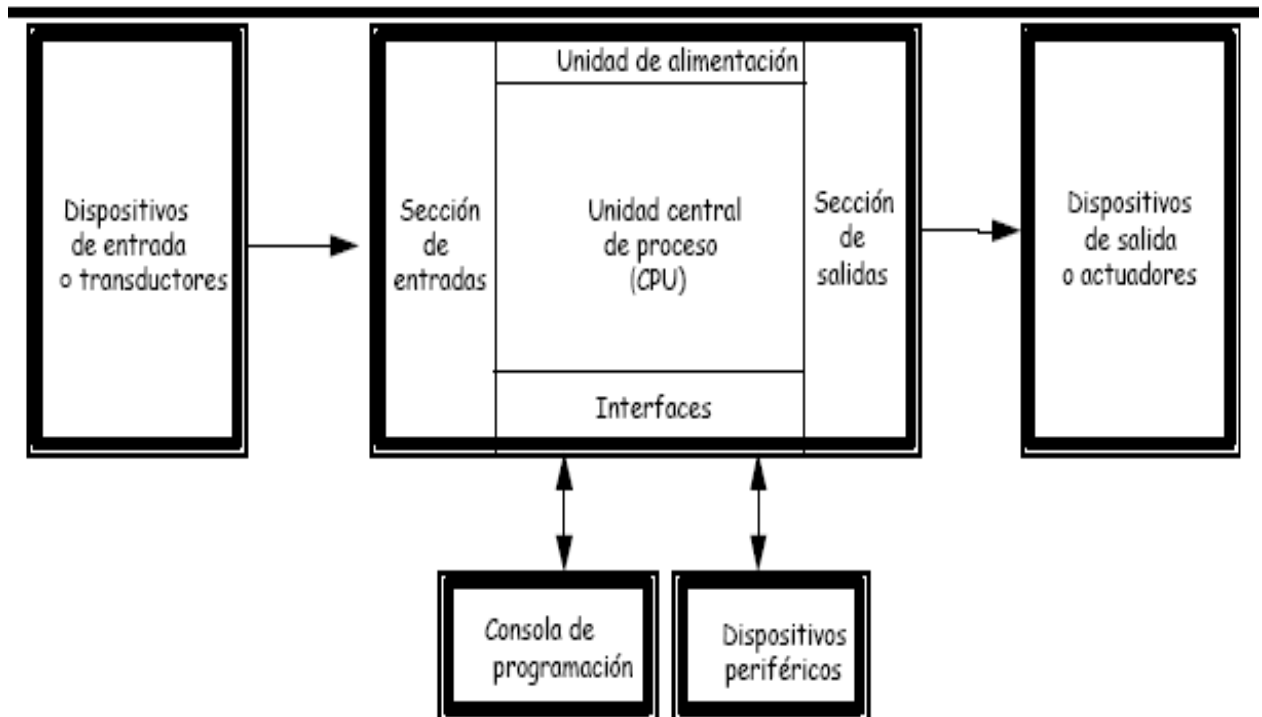


Figura 3.6 PLC con periféricos y unidad de alimentación

3.2.2 Medición

La necesidad de obtener información del estado en el cual está operando una subestación, así de todos los procesos que se llevan en la misma, además de la condición tanto del equipo de la SE, como de los elementos actuadores y de protección, es muy importante, tanto más cuando se requiere que esta información pueda ser disponible en tiempo real, la más exacta posible y lista para ser recibida y transmitida a cualquier punto o parte del sistema de la SE.

Es por eso que hoy en día los elementos dedicados a la medición y monitoreo de las variables más importantes de la SE, han evolucionado de tal manera a partir de los microprocesadores, que ya es posible, obtener todo tipo de información que sea importante para el correcto desempeño de la SE, descartado posibles errores que pudiera haber si el mismo trabajo lo realizará una persona.

Algunos de estos equipos que hoy en día son muy utilizados en una SE, se enuncian a continuación.

Registradores de Disturbios

En los modernos microprocesadores usados para la protección, la corriente y el voltaje son muestreados y sus valores son almacenados en la memoria del dispositivo de

protección, mientras ocurra un disturbio. El registro normalmente incluye una parte de pre-falla, la secuencia del disturbio y una parte de post-falla. El registro

puede ser transferido a niveles altos de análisis. La duración del registro de la secuencia de un disturbio es de aproximadamente de 1 a 10 s.

Registradores de Secuencia de Eventos

Las señales binarias de o hacia el dispositivo de protección y/o control pueden ser reunidas y almacenadas en memoria. Posteriormente, el tiempo en que sucedió el evento sirve también para etiquetar las señales almacenadas y con ello tenerlas disponibles para su posterior análisis. La diferencia entre un registrador de disturbios y un registrador de secuencia de eventos es el periodo de registro, mientras que en el primero el registro se lleva solo por unos segundos, lo que dura un falla, en el segundo caso el registro puede durar incluso algunos minutos, antes y después del periodo del disturbio.

Unidades de Medición de fasores.

Este es un equipo relativamente nuevo. Con el uso de una gran exactitud en el tiempo de sincronización, las medidas pueden hacerse en diferentes localidades geográficas del sistema de potencia con el mismo tiempo de referencia. Las unidades derivan fasores de corriente o voltaje. Con la gran velocidad de las comunicaciones, los parámetros de los fasores pueden ser transmitidos a las unidades de evaluación ya sean centrales o distribuidas.

3.2.3 Protección.

Desde siempre la protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia se ha valido en gran medida de los relevadores, de tal forma que las partes que constituyen una SE no sufran daño alguno, así como para la protección del equipo de la misma.

Relevadores de protección.

El número de funciones integradas en los relevadores se ha expandido constantemente en paralelo con la creciente potencia en procesamiento y capacidad de almacenamiento.

Los relevadores de protección se han desarrollado hacia dispositivos universales multifuncionales, generalmente designados como DEÍ's . Las tareas que no son de protección, como medición, monitoreo, control y automatización ocupan un lugar importante en el alcance de las funciones. La completa protección de todos los componentes de un sistema de potencia (transformador, línea, etc.) ahora puede ser proporcionada solo por unos cuantos relevadores altamente integrados.

Funciones adicionales.

Hoy en día incluso los relevadores pequeños ofrecen funciones de medición y registro de eventos.

La precisión del 1 % para la medición de corriente y voltaje y de 2 % para la medición de potencia activa y reactiva es una especificación usual para los relevadores. Para la precisión total, los errores de CT's y VT's (hasta del 3 % con embobinados de protección) tiene que ser tomada en cuenta.

El tiempo de almacenamiento para la grabación de fallas es de al menos de 10 s con una resolución de 600 a 2400 Hz dependiendo del tipo de relevador.

El monitoreo de la calidad de la energía eléctrica es parcialmente cubierto por los relevadores de protección, el registro de caídas rápidas de voltaje mayores de 10 ms y de armónicas de hasta 5° o 10° orden es suficiente en muchas de las aplicaciones. El monitoreo de transitorios y armónicas de alto orden requerirán velocidades de muestreo mayores y relevadores de memoria extendida. La mejora, sin embargo, ofrece una tendencia hacia la integración de monitoreo de la calidad a escala plena en relevadores de protección.

Información reunida por los relevadores.

En los sistemas de potencia, los equipos de protección y control, recolectan información para realizar sus principales funciones: libramiento de la falla y acciones de control. Con los modernos DEI's basados en microprocesadores, los datos recolectados pueden ser almacenados y transferidos a sistemas externos de información, tales como Sistemas de Información de Subestaciones (SIS) o Sistema SCADA (Supervisión, Control and Data Acquisition). Los datos reunidos y transferidos a tales sistemas pueden ser usados para propósitos adicionales a las funciones originales de protección y control.

En caso de fallas u otros eventos en los sistemas de potencia, los relevadores de protección pueden ser activados, en muchos casos, el relevador iniciará el disparo del objeto fallado. Una falla simple en el sistema de potencia, sin embargo, activará también la protección de otros elementos del sistema. Sus protecciones aparte de sus señales de disparo, darán diferentes indicaciones dependiendo del tipo de falla. A continuación se enlistan las principales indicaciones para diferentes tipos de fallas, puede haber indicaciones adicionales específicas dependiendo del tipo de relevador en particular.

- Protección contra sobre corriente de fase.
- Protección de sobre corriente en conexión a tierra.
- Protección de distancia.
- Protección diferencial de línea
- Autorrecierre.
- Protección contra sobrevoltaje o subvoltaje.
- Protección de Transformadores.

3.3 Medios físicos.

En la industria los estándares RS-232 y RS-485 son mencionados como el hardware de comunicación más utilizado. Adicionalmente, nuevos desarrollos hacen a la fibra óptica como un medio práctico, económico y seguro para sustituir el uso de cables metálicos.

El uso de medios de comunicación es necesario para realizar operaciones como las siguientes:

- ❑ Exploración y actualización de mediciones, demandas y datos específicos cada segundo.
- ❑ Funcionamiento de los controles de interruptores (disparo/cierre) en menos de un segundo.
- ❑ Creación de los reportes de eventos para posteriores reparaciones:
- ❑ Sincronización de tiempo múltiple de DEÍ's sobre la misma conexión física.
- ❑ Acceso múltiple de los DEÍ's a través de un puerto conmutable.
- ❑ Envío de funciones de control y disparo de un relevador a otro en menos de medio ciclo.

3.3.1 RS – 232 y su Funcionamiento

RS-232 es una interfaz digital, planeada para comunicar a no más de 50 pies a 20,000 bps, que es la norma. La comunicación se efectúa mediante 25 conductores independientes, cada uno con su propia tarea, RS-232 está definida tanto para comunicación síncrona y asíncrona, así que hay muchas de las líneas de las 25 que no

se usan en la comunicación asíncrona. Las líneas están encendidas cuando el nivel de voltaje es de +3 volts o mayor, apagados cuando están en un nivel de voltaje de - 3 o inferior. El control de flujo es una parte importante de la finalidad de RS-232. El control de flujo permite a un dispositivo que recibe, decir al que envía "Alto, mi memoria temporal se está desbordando- detente un momento y estaré de regreso muy pronto", luego imprime lo que tiene en su memoria temporal y dice "Ya estoy listo para más".

Hay 10 líneas importantes en el RS-232 como se muestra:

DESCRIPCIÓN	PATA No. EMISOR	PATA No. RECEPTOR	CONTROL DESDE	ABREVIATURA
LINEAS DE DATOS				
Transmitir Datos	2	3	DTE	TD

Recibir Datos	3	2	DCE	RD
LINEAS INDICADORAS DE ALIMENTACION ENCENDIDA				
Juego de datos listo	6	6	DCE	DSR
Terminal de datos lista	20	4	DTE	DTR
LINEAS QUE ANUNCIAN QUE HA OCURRIDO UN EVENTO EXTERNO				
Detección de señal portadora de datos	8	1	DCE	DCD
Indicador de llamada	22	9	DCE	RI
LINEAS DE LISTO PARA ENVIAR/RECIBIR SECUENCIA DE ENLACE				
Solicitud para enviar	4	7	DTE	RTS
Libre de enviar	5	8	DCE	CTS
LINEAS DE TIERRA				
Tierra de señal	7	5		SG
Tierra de protección	1			FG

Es importante entender que cada línea está controlada por uno de los equipos. Por ejemplo, la línea 2, representa una entrada para uno de los lados y una salida para el otro. Si ambos lados la consideran entrada, entonces ambos estarían transmitiendo información que nunca se recibiría. Así que cada línea (excepto las tierras, que son un punto de referencia eléctrica) esta controlada por un lado o por el otro. Hay que mencionar que existe una versión de 9 patas del conector RS – 232, pero cuando se hace referencia al número de pata, se refiere al cable de 25 líneas.

En una sesión de RS – 232, una secuencia de eventos sería de la siguiente forma:

- a) Ambos dispositivos están encendidos e indican ese estado. El DTE energiza la línea 20 (DTR). El DCE energiza la línea 6 (DSR). El DTE espera a que aparezca la señal en la línea 20, las patas 6 y 20 son exclusivamente para señales de verificación del equipo, pero algunas veces son utilizadas como líneas de control de flujo.
- b) Un modem se conecta con otro modem. La comunicación de datos no sirve sin tener con quien comunicarse. Así que lo siguiente es marcar un modem remoto. Los módems intercambian señales portadoras y el modem se lo informa a la terminal en la línea 8 (DCD), si se tiene un modem con luces rojas, vera las actividades interiores indicadas por las luces. La línea 6 está conectada a la luz titulada MR (modem Ready – modem listo) La línea 20 está conectada a la luz (Terminal Ready – Terminal Lista); y la línea 8 está conectada a la luz rotulada CD (Carrier Detect – Portadora detectada).
- c) La Terminal DTE Pregunta al modem (DCE) si esta listo. La terminal Energiza la línea 4, RTS. El modem si está listo, responde con la línea 5. CTS. Ahora está terminado el procedimiento de enlace las líneas 4 y 5 son líneas de control de flujo.
- d) Se lleva a cabo el intercambio de datos. La terminal DTE pasa información para que el modem DCE la transmita por la línea 2. El

modem pasa información de regreso a la terminal por la línea 3. Y esto es el proceso de comunicación del RS – 232

Asignación de pins para señales de interface serial.

PINS	SEÑAL	SÍMBOLO	DIRECCIÓN
1	Protective Ground (Tierra de Protección)	PG	
2	Transmitted Data (Transmite Datos)	TD	Desde impresora
3	Received Data (Recibe Datos)	RD	A impresora
4	Request to send (Señal para enviar)	RTS	Desde impresora
5	Not Used (Sin Usar)		
6	Data Set Ready (Pone listos los datos)	DSR	A impresora
7	Signal Ground (Señal de Tierra)		
8 – 10	Not Used (Sin Usar)		
11	Supervisory Send Data (Supervisa el envío de Datos)	SSD	Desde impresora
12 – 19	Not Used (Sin Usar)		
20	Data Terminal Ready (Terminal de Datos Lista)	DTR	Desde impresora
21 - 25	Not Used (Sin Usar)		

A continuación se proporciona una tabla en la que se dan las velocidades de transmisión y las longitudes de cables permitidas sin que se presenten problemas de transmisión de datos.

BAUDS	PRUEBAS CON RELES [ft]	PRUEBAS INDEPENDIENTES
2400	400 (121.92)	1000
9600	100 (30.48)	250
19200	50 (15.24)	No se da

3.3.2 RS – 485

Una conexión típica con RS-485 consiste en un dispositivo maestro y un cable de par trenzado que va del maestro a un DEI y de éste a otro DEI, etc. Por definición, el RS-485 es una red con conexión “daisy-chain” entre múltiples dispositivos. Un máximo de 32 transmisores/receptores pueden compartir el mismo canal.

La fuente de voltaje de circuito abierto (generador) , medida entre las dos terminales se salida será de 1.5 a 6.0 voltios. El voltaje medido a lo largo del cable de interconexión será de 1.5 a 5.0 volts.

La diferencia más significativa entres el RS-232 y el RS-485 es que en este último el receptor determina el 1 binario y el 0 binario de acuerdo al voltaje que se tenga entre las terminales A y B y no de la terminal a tierra.

El RS-485 opera generalmente sobre distancias mayores que el RS-232, la siguiente tabla muestra los límites prácticos.

Velocidad (baud rate)	Longitud máxima del cable
90 Kbaud	4000 ft (1219.2 m)
1 Mbaud	400 ft (121.92m)
10 Mbaud	40 ft (12.19)

En cuanto a la conexión se puede utilizar tanto Half duplex como Full duplex con cable de par trenzado. La máxima tasa de datos es de 10 Mbits/seg. Un bus RS-485 opera a altas velocidades como una línea de transmisión, por lo que es necesario que sea terminada en su impedancia característica por 100 ohms en los extremos.

3.3.3 Fibra Óptica.

Las telecomunicaciones han evolucionado al paso del tiempo debido al constante perfeccionamiento de los elementos que utilizan, tal es el caso de la denominada fibra óptica. La propiedad que la caracteriza es que se pueden transmitir señales luminosas, con una alta capacidad de transmisión en el ancho de banda infrarroja con muy bajas atenuaciones.

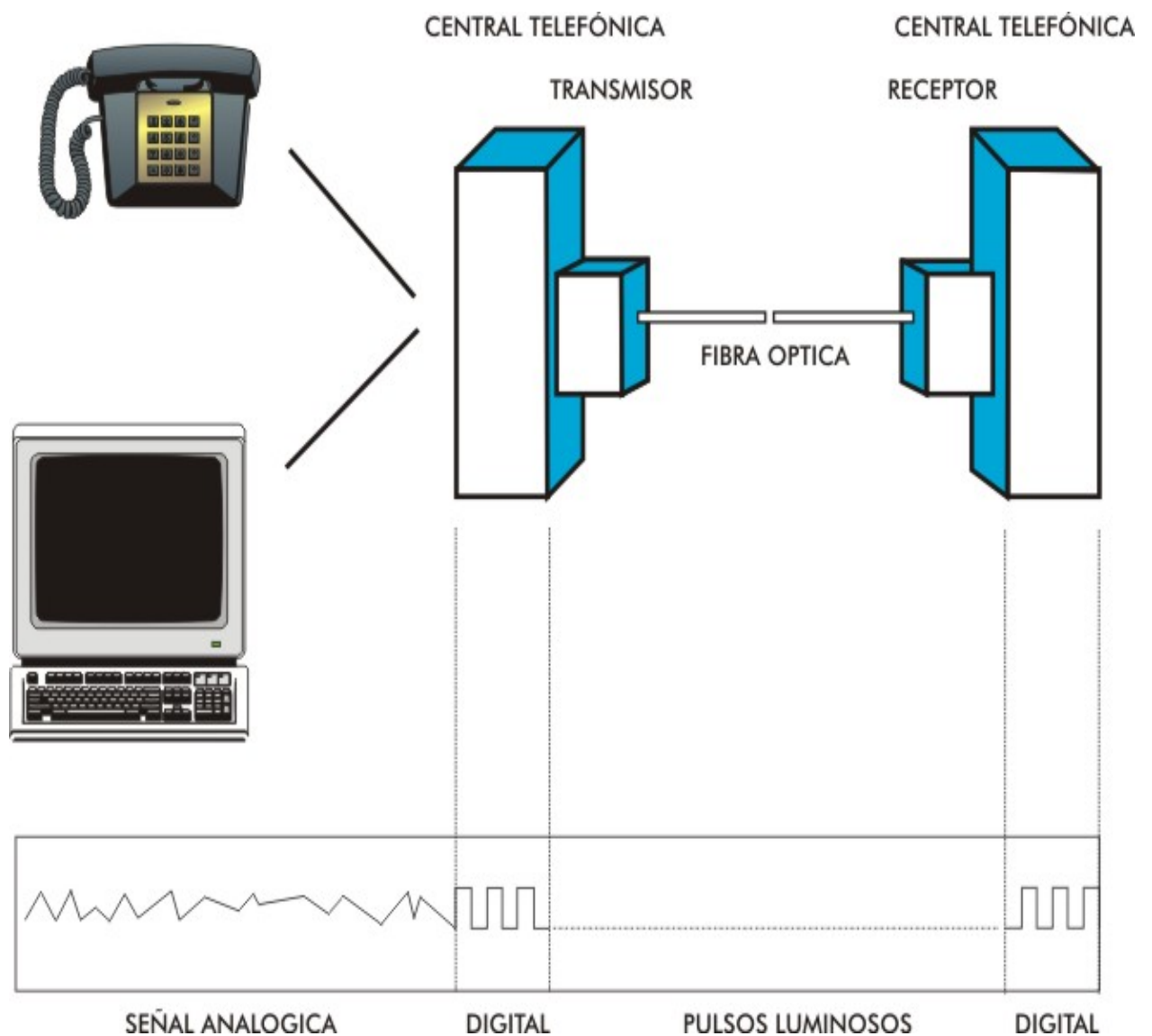


Figura 3.7 *Propiedades de la Fibra Óptica.*

En la actualidad se aprovechan al máximo las propiedades que posee la fibra óptica al aplicarla en la construcción de redes de telecomunicaciones y desarrollando infinidad de sensores destinados a la industria, medicina y en diseños experimentales.

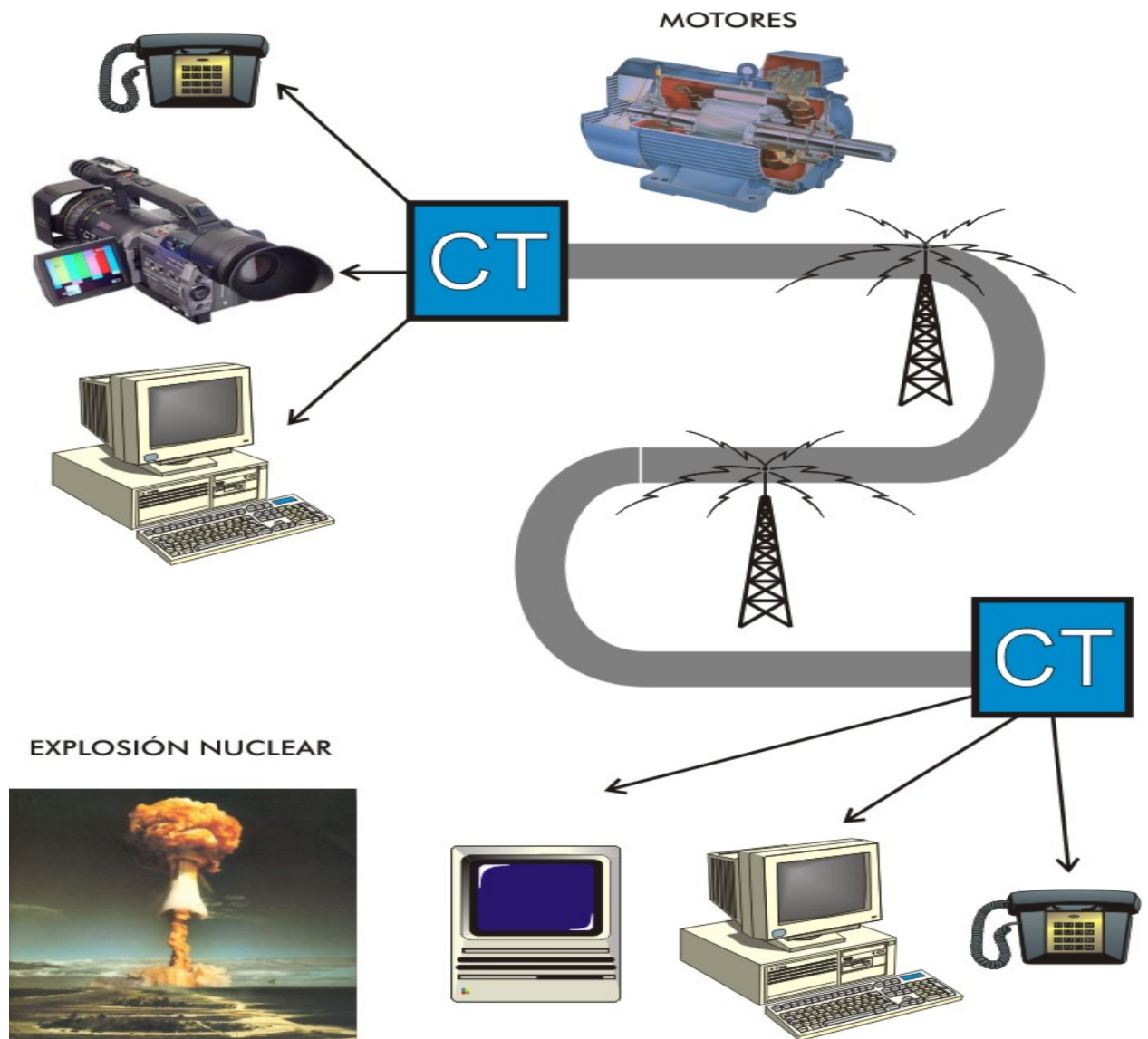


Figura 3.8 Inmunidad de la fibra óptica a las radiaciones electromagnéticas.

Otras de las grandes ventajas que ofrece la fibra óptica , se debe a las bajas pérdidas que surgen al utilizar la fibra en el envío de señales, ya que en la actualidad son del orden de 0.4 db/Km. Las fibras ópticas son flexibles , de bajo peso y permiten la propagación a muy altas tensiones, sin la necesidad de transformadores que aíslan la corriente; son inmunes al ruido, no radian, son altamente resistentes a la intrusión e

insensibles a interferencias de campos electromagnéticos causados por medios externos

En la siguiente tabla se puede observar la ventaja coherente , en cuanto a la gran capacidad de transmisión de información de la que puede ser capaz la fibra óptica.

Tipo de cable	Capacidad de Transmisión	Conversaciones simultáneas teóricas.
Par sencillo Cable Coaxial F.O.	1 MHz – Km 100 MHz – Km 100 MHz – Km (*)	300 30,000 30,000,000
* Esto ha sustituido el antiguo concepto del ancho de banda, porque en las fibras ópticas el ancho de banda es propiamente infinito y solo se encuentra limitado por las capacidades del transmisor y el receptor.		

3.3.4 Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

Uno de los usos civiles es la sincronización exacta de un patrón de tiempo a nivel mundial. El sistema consiste de 24 satélites de los cuales se tiene disponibles por lo menos 4 para determinar la posición exacta. Para la adquisición del tiempo se requiere solo que uno de los satélites este visible para la antena. La misma es de tamaño pequeño y puede ser fácilmente montada en el techo del cuarto de control. El equipo receptor utiliza el formato de tiempo IRIG-B por lo que cuenta con una entrada identificada de esta manera.

¿Qué es el código de tiempo IRIG?

Los códigos de tiempo IRIG son un grupo de formatos de tiempo en serie y escalados proporcionalmente que contienen un máximo de 3 expresiones de código. El primero es el tiempo-del-año en Binary Coded Decimal (BCD) e incluye días, horas, minutos, segundos, décimas de segundo y centésimas de segundo. El segundo es un conjunto de elementos reservados para codificar funciones de identificación, control y otras específicas. La tercera es un código de tiempo-del- día que está en Straigth Binary Seconds (SBS).

El formato IRIG-B, señal B000, está compuesto por lo siguiente:

1. Un marco de referencia de 1 segundo.
2. Un código binario decimal para el código tiempo-del-año con una palabra de 30 bits.
2. Control de funciones (27 bits).
3. Un código Straigth Binary Seconds para el tiempo-del-día (17 bits).
4. 10 pps para identificadores de posición.

6. 100 pps para índice de marcadores.

3.4 Topologías y Redes de los DEÍ's

Se denomina topología a la forma geométrica en que están distribuidos los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEÍ's) . Los dispositivos de una red se comunican entre sí mediante una conexión física, y el objeto de la topología es buscar, la forma más eficaz y económica de conectarlos para, al mismo tiempo, facilitar la fiabilidad del sistema, evitar los tiempos de espera en la transmisión de datos, permitir un mejor control en la red y el aumento de DEÍ's de forma eficiente.

Las formas más utilizadas son:

Configuración en Bus

En todos los dispositivos se comparte el mismo canal de comunicaciones, toda la información circula por este canal y cada una de ellas recoge la información que le corresponde.

Esta configuración es fácil de instalar, la cantidad de cable a utilizar es mínima, tiene una gran flexibilidad a la hora de aumentar o disminuir el número de dispositivos y el fallo de un dispositivo no repercute en la red, aunque la ruptura de un cable dejará la red totalmente inutilizada. Es fácil de intervenir, por usuarios externos a la red, sin perturbar el sistema normal. La longitud no debe sobrepasar los 2000 metros.

El control de flujo, ya que como hay un único Bus, aunque varios dispositivos intenten transmitir a la vez, solo podrá hacerlo una de ellas, por lo que cuantas más estaciones tenga la red más complicado será el control del flujo.

El RS-485 fue diseñado para la topología en Bus y puede ser del tipo maestro – esclavo o peer to peer. En una red del último tipo cualquier dispositivo tiene la capacidad de comunicarse con otro dispositivo. Una topología en bus utilizando RS-485 llega a ser más lenta que una topología en estrella porque viajar a través del sistema completo dependerá del número de dispositivos interconectados. Es posible

tener una topología en bus con RS-232 si se aplica una interfase para convertir el RS-232 a RS-485 y utilizando un protocolo multicaída.

Configuración en anillo.

En ella todos los dispositivos están conectados entre sí formando un anillo, de forma que cada dispositivo tiene contacto directo con otros dos. En las primeras redes de este tipo los datos se movían en una única dirección, de manera que todas las informaciones tenían que pasar por todos los dispositivos hasta llegar al dispositivo destino donde se quedaban. Las redes más modernas disponen de dos canales y transmiten en direcciones diferentes por cada uno de ellos. Este tipo de redes permiten aumentar o disminuir el número de dispositivos con dificultad, pero a medida que aumenta el flujo de información será mejor la velocidad de respuesta de la red. Un fallo en un dispositivo puede dejar bloqueada toda la red, pero un fallo en un canal de

comunicaciones la dejará bloqueada en su totalidad, y además será bastante difícil localizar un fallo y recuperarlo de forma inmediata.

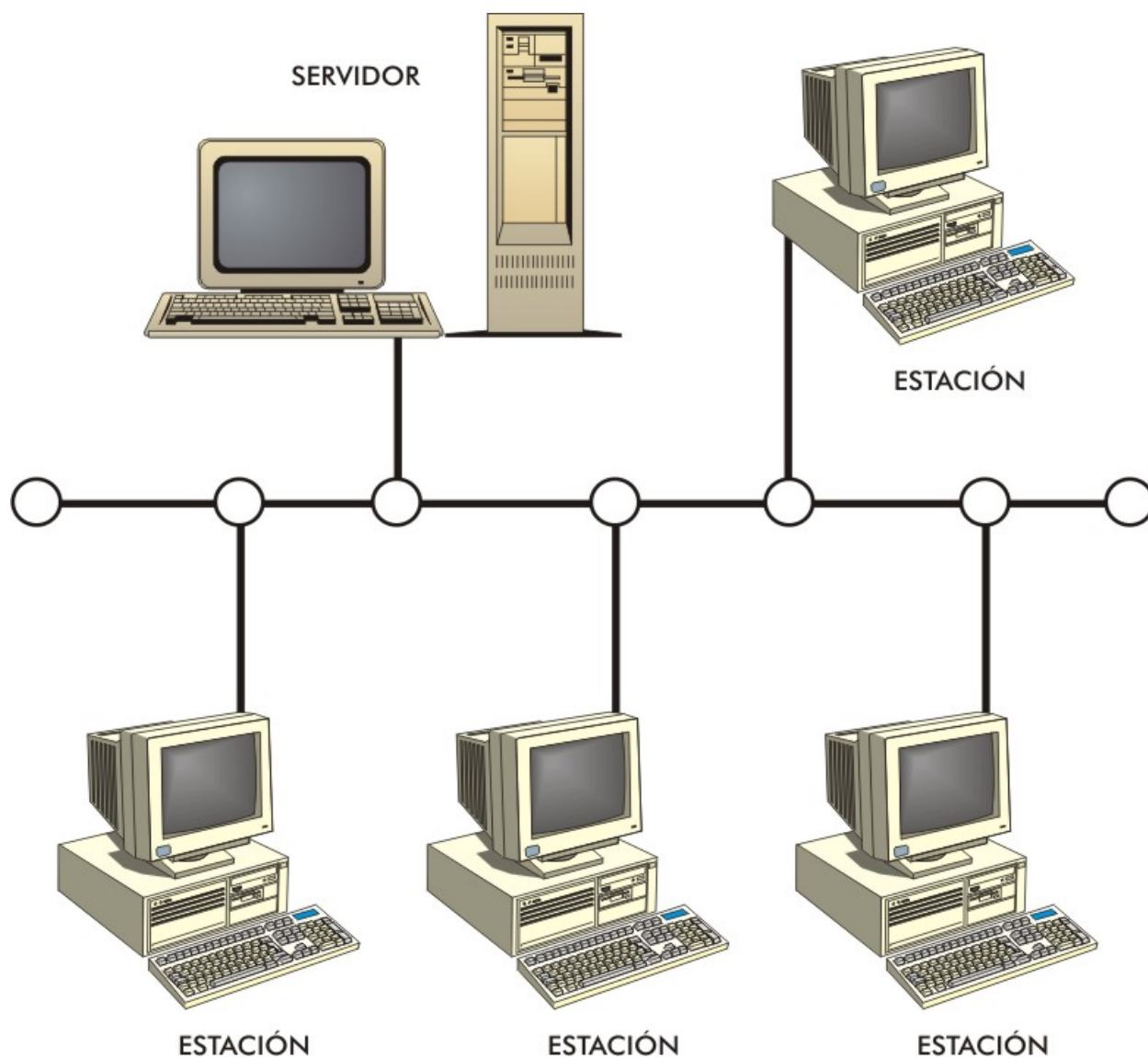


Figura 3.9. Configuración en Bus

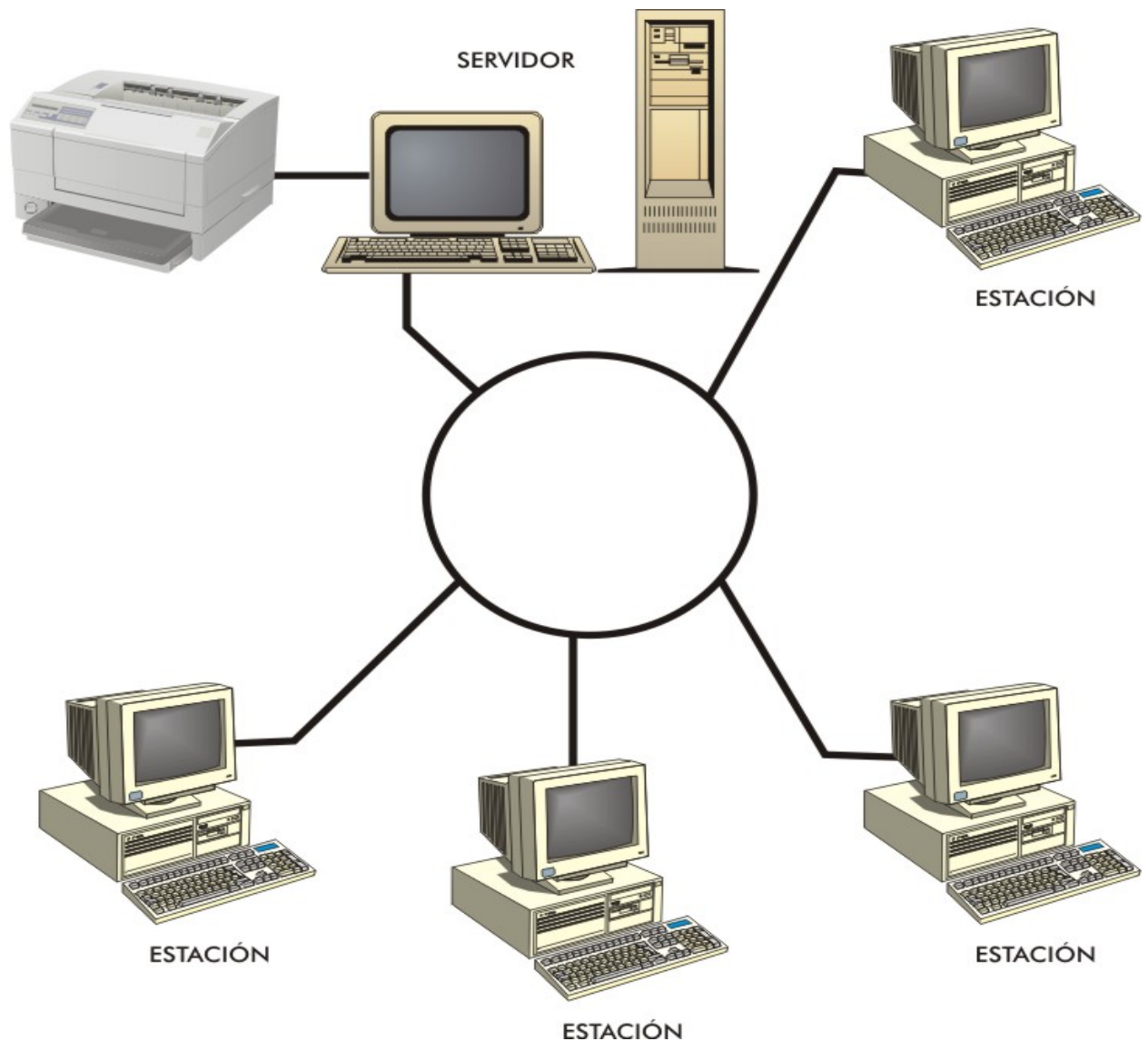


Figura 3.10 Configuración en anillo

Configuración en Estrella.

Esta forma de configuración es una de las más antiguas, en ella todos los dispositivos están conectados directamente al servidor u ordenador central, y todas las comunicaciones se han de hacer necesariamente a través de él. Permite incrementar y disminuir fácilmente el número de dispositivos, si se produce un fallo en uno de ellos no repercutirá en el funcionamiento general de la red pero, si se produce un fallo en el servidor u ordenador central, la red completa se vendrá abajo.

Tiene un tiempo de respuesta rápido en las comunicaciones de los dispositivos con el servidor u ordenador central, y lenta en las comunicaciones entre los diferentes dispositivos.

La topología en estrella es la más común de las comunicaciones usadas en las subestaciones. El maestro SCADA es el concentrador que se comunica con las UTR's. En la práctica el RS-232 es empleado más frecuentemente en la topología estrella, con un procesador de comunicaciones maestro, computadora, PLC para controlar la captura de los datos de los dispositivos esclavos interconectados, los dispositivos con RS-485 pueden utilizar una topología en estrella pero son más frecuentemente usados con topología en bus.

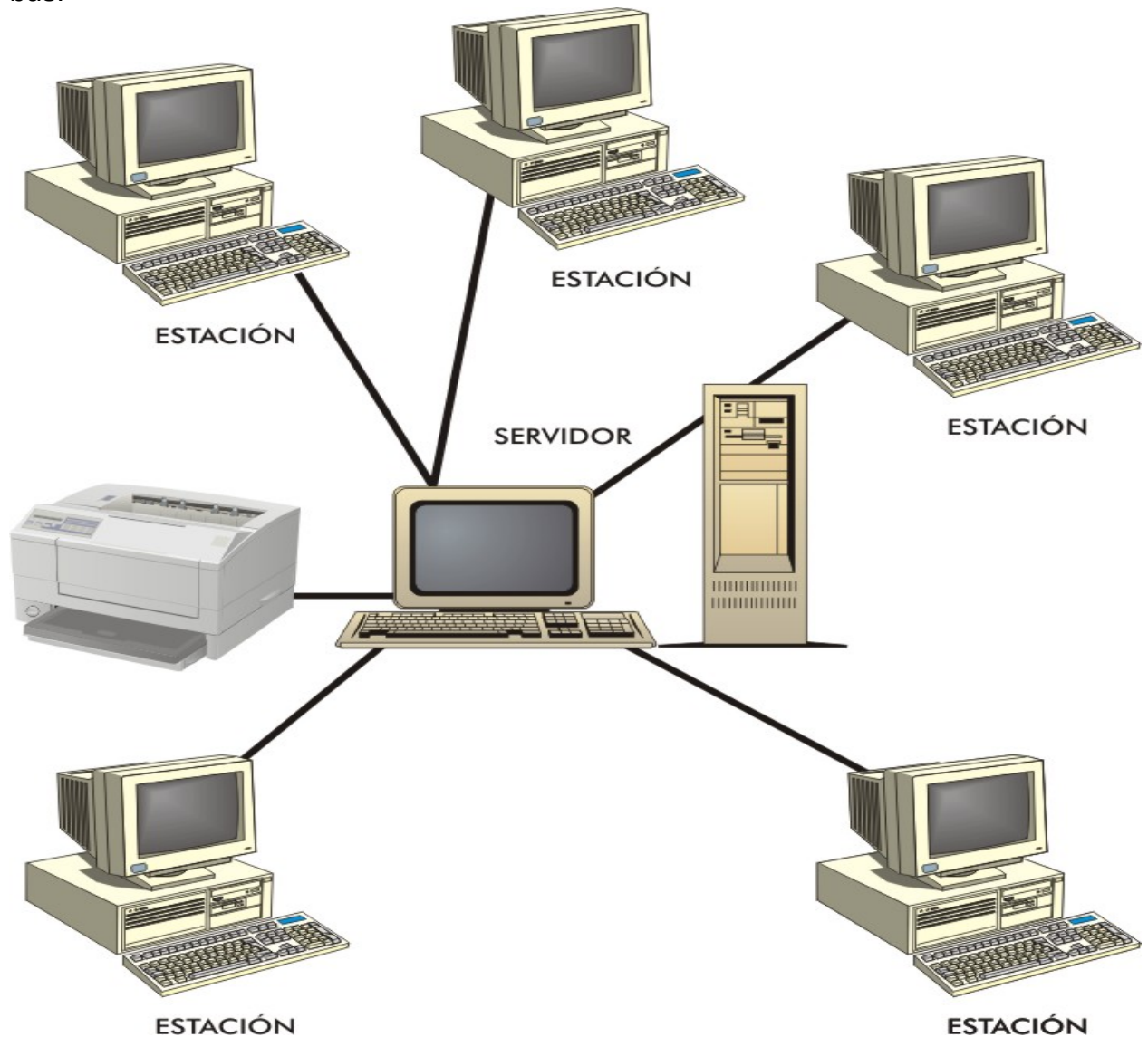


Figura 3.11. Configuración en estrella

Configuración Mixta en Estrella/Bus.

En esta configuración mixta, un multiplexor de señal ocupa el lugar del ordenador central de la configuración en estrella, determinados dispositivos se conectan a él y otros se conectan en bus junto con los multiplexores. Aquí cada dispositivo envía y recibe señales por el mismo cable, en el concentrador se mezclan las señales de todos los dispositivos y son transmitidos a todos ellos (es decir, actúa igual que si estuviera en una configuración en bus). Por tanto, es una topología física de estrella que funciona como una topología lógica de

bus. Muchas redes nuevas utilizan este modelo, ya que es fácil de modificar la situación de cada dispositivo (solo hay que desconectar un cable) sin perjuicio para la red entera e incrementa las posibilidades de detección de problemas de red.

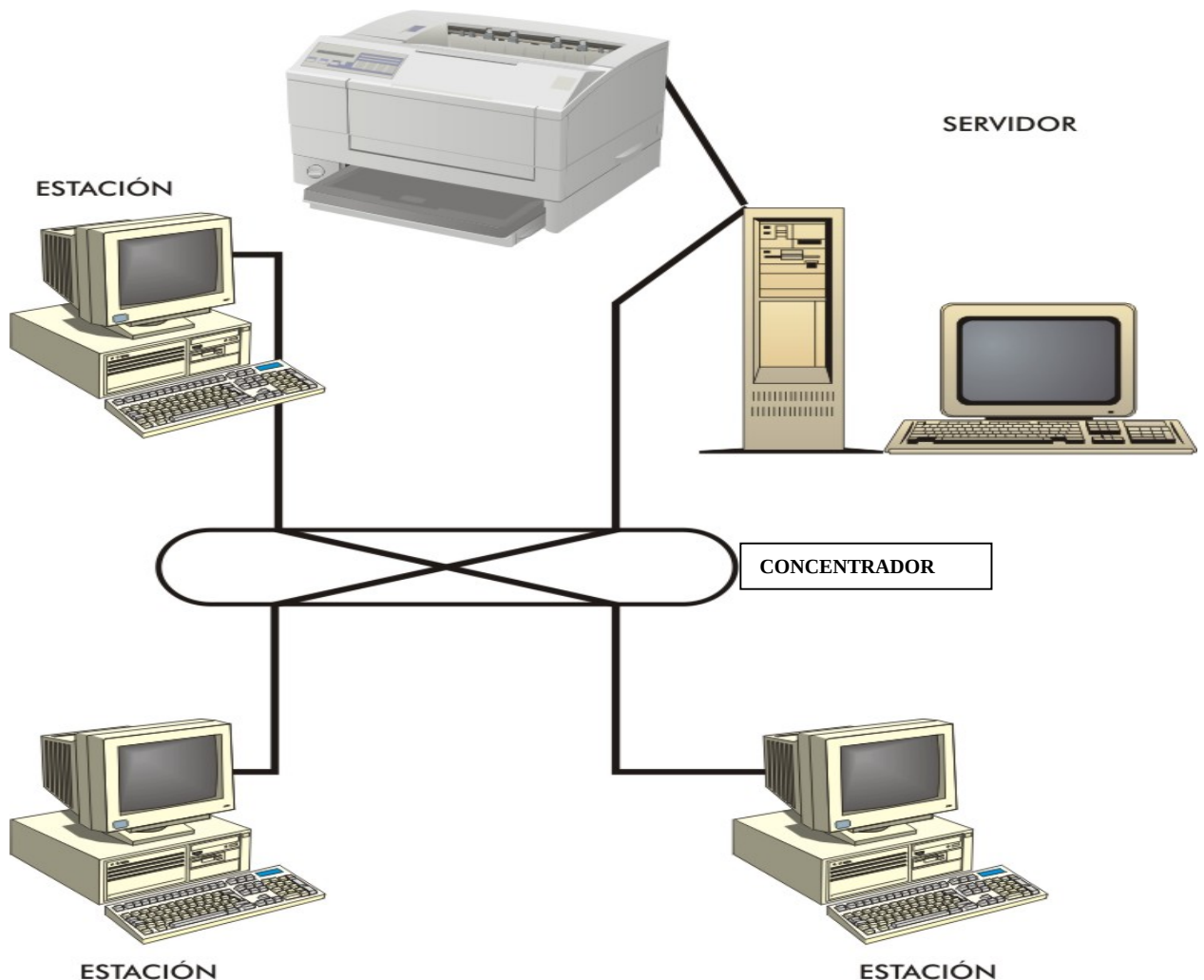


Figura 3.12. Configuración mixta en estrella/bus

3.5 Protocolos de comunicación.

¿Qué es un Protocolo de Comunicaciones?

Los protocolos son la gramática a través de la cual los dispositivos basados en computadora se comunican unos a otros, e incluye la manera en la cual ellos agrupan, organizan y transmiten los bits y bytes para formar un patrón codificado de datos. De manera simple se dice que un protocolo es un conjunto de reglas que gobiernan como los mensajes contienen datos e información de control la cual es ensamblada desde una fuente para su transmisión a través de una red y desensamblada cuando alcanza su destino final.

Necesidades de Comunicación.

Los protocolos permiten la comunicación a través de la red al especificar cuales son los bits que representan un saludo (header field), cuales bits son los de verificación de error (trailer field) y cuales indican el tamaño de la parte que contiene datos en el paquete (data field). Sin esta información, una computadora receptora no tendría idea de como descifrar el mensaje. Un ejemplo típico se muestra en la figura 1 la cual tiene la estructura de un mensaje básico de acuerdo al formato IEC 870-5.

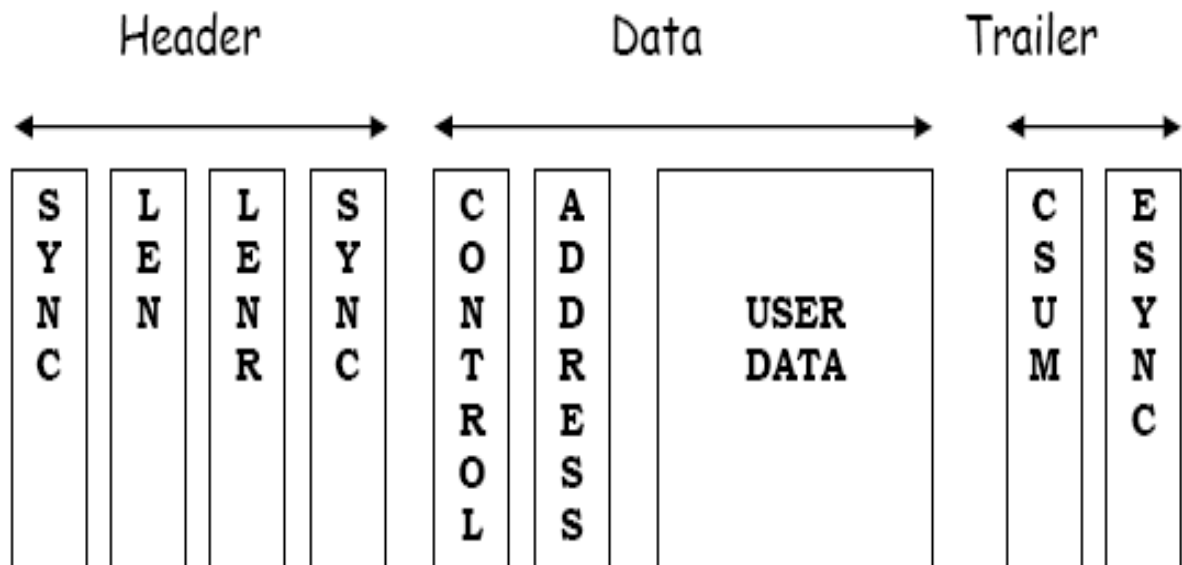


Figura 3.13 Estructura de un mensaje básico.

- SYNC** - Arranque SYNC 68H.
- LEN** - Longitud del campo: define la longitud del campo de datos.
- LENR** - Repetición de la longitud del campo: para seguridad de datos.
- CONTROL** - Campo de control.
- ADDRESS** - Dirección del dispositivo al que se envía.
- CSUM** - Verificación de suma: para detección de errores.
- ESYNC** - Fin de SYNC: 16H.

3.5.1 Anatomía de un Protocolo de Comunicaciones.

a) Modelos de protocolos y capas.

La mayoría de estándares usan un modelo de capas para desarrollar las especificaciones de un protocolo, cada capa desempeña alguna función específica y de servicio. Como es necesario cubrir una gran variedad de posibles diferencias en hardware y software, se requieren varias capas dentro de un protocolo para definir un modelo de comunicaciones complejo. La ventaja de trabajar así es que se puede realizar cambios en una de las capas sin

necesidad de rediseñar todo el modelo. Como resultado de esto, cada capa puede ser configurada de manera independiente.

b) El modelo de referencia OSI (Open System Interconnect).

El Sistema abierto de interconexión está constituido por un conjunto de capas para facilitar las comunicaciones abiertas entre las computadoras de una red. Fue desarrollado por la International Organization for Standards en unión con el Consultative Committee on International Telegraphy and Telephony (CCITT). El modelo OSI está hecho para su fácil implementación en una red de multimarcas, de ahí que se reduzcan los costos globales y se da importancia al nivel de integración del sistema, llevando a cabo constantes cambios y creciendo para resolver la comunicación con más protocolos. El modelo de referencia OSI tiene una estructura modular formado por siete capas, éstas especifican como viajan los datos entre sistemas o dispositivos dentro de una red de multiusuarios. Cada capa tiene funciones distintas de protocolo y comunicación entre usuarios de la red, cuando las funciones en cada capa son completamente cubiertas de acuerdo a los estándares de comunicación el enlace puede ser realizado. Las capas son construidas una sobre otra de tal manera que permite que cada una de ellas ofrezca ciertos servicios a las capas más altas.

Las capas empezando por la más baja son:

Física.

Es donde la conexión física entre la red y los equipos se establece. Los protocolos en esta capa son reglas para la transmisión de bits a través del medio físico, el cual involucra características eléctricas, velocidad de datos, conectores y alambrado. Los estándares en este nivel de interfase se encuentran bien

establecidos, como ejemplo podemos mencionar el RS-232 (EIA-232-D), CCITT V.24, V.28, V.35 y X.21.

Enlace de datos.

En este nivel es donde los datos son empaquetados para ser transmitidos y se controla el acceso al medio de la red.

La capa 2 es por lo general la responsable de asegurarse que los datos lleguen al siguiente nivel sin errores, lo cual hace realizando funciones tales como verificación de errores y recuperación, verificación de secuencias, control de acceso al medio y control del flujo. Como ejemplos se tienen el ISO High-Level Data Link Control (HDLC) y el Logical Link Control (LLC), el ISDN LAPD, Ethernet (CSMA/CD IEEE 802.3), Token Bus (IEEE 802.4), Token Ring (IEEE 802.5) y el FDDI (Fiber Distributed Data Interface).

Red

Esta capa enruta los datos, es decir, decide que trayectoria tomar a través de la red, para realizar sus funciones tiene el conocimiento de la topología de la red. Ejemplos de protocolos específicos incorporados a

esta capa son el CCITT X.21 y X.25, el Department of Defense Internet Protocol (IP) y el ISDN Q.931.

Transporte.

La función de esta capa es manejar las comunicaciones a través de la red entre el transmisor y el receptor, desechando alguna falla que ocurra a un nivel más bajo. El objetivo de esta capa es asegurarse de que los datos suministrados a la red sean confiables. Los límites en la longitud de los mensajes son manejados por la capa de transporte por medio del mapeo dentro de una o más pequeñas unidades o paquetes. La capa de transporte del receptor reensambla los datos en el formato requerido por la capa receptora, también se asegura que los datos recibidos tengan el destino correcto. Ejemplos de protocolos de transporte son el Department of Defense Transmission Control Protocol (TCP).

Sesión.

Esta capa puede ser descrita como el asistente administrativo que establece y mantiene las sesiones o discusiones entre dos aplicaciones o partes, asegurándose de que la conversación esta teniendo lugar. Ejemplos son la comunicación half duplex y full duplex.

Presentación.

La capa 6 convierte los mensajes a un formato estándar que pueda ser entendido tanto por las aplicaciones del transmisor como del receptor. Un ejemplo puede ser la necesidad de que unos datos sean procesados como números con formato de punto flotante. La estandarización en esta capa incluye el Abstract Syntax.

Aplicación.

Esta capa proporciona la interfase entre los programas del usuario y la red. Para los usuarios, la capa de aplicación es la llave del modelo, ya que es donde se tienen servicios importantes tales como transferencia de archivos, correo electrónico y acceso a terminales. En este nivel se definen las "plantillas objeto" básicas en donde los datos de algún DEI u objetos pueden ser mapeados. Ejemplos de implementaciones en esta capa son el MMS para ambientes de red en tiempo real y las especificaciones de transferencia remota de archivos, acceso y administración (FTAM).

Las cuatro primeras capas (bajas) tienen como función la interconexión de los dispositivos necesarios para mover los datos del sistema de un punto a otro. Las tres capas siguientes (altas) realizan los trabajos concernientes a la conexión de los datos con la aplicación que se encuentre en el dispositivo receptor. El cumplir con las reglas asegura que la computadora receptora podrá entender lo que la computadora fuente le está transmitiendo.

3.5.2 Niveles de Compatibilidad

Existen tres niveles de compatibilidad:

a) Interconectividad.

b) Interoperabilidad.

c) Intercambiabilidad.

los cuales indican como los dispositivos pueden interactuar uno con otro, en orden ascendente de complejidad de implementación se tienen la interconectividad, la interoperabilidad y la intercambiabilidad. Los protocolos de comunicación tales como el IEC 870-5 y el EPRI/UCA no garantizan necesariamente que alguno de los niveles de interacción mencionados haga compatibles dos dispositivos que están marcados como 870-5 o que cumplan con UCA.

- **Interconectividad.** Los dispositivos que solo tienen interconectividad pueden intercambiar datos pero no pueden reconocer que representan los mismos. Por ejemplo, una estación maestra puede recibir valores enteros de un DEI pero no saber que estos valores representan la medición de la corriente de la fase A para el DEI.

- **Interoperabilidad.** Esta es definida por los procesos de aplicación del usuario, en este caso ambas partes entienden el formato de intercambio de datos y pueden asociar el mismo significado para los datos transmitidos y recibidos. La interoperabilidad permite adicionar nuevos dispositivos a un sistema existente con un mínimo impacto. Para cumplir con este punto es necesario tener interconectividad y una definición común de lo que se esta intercambiando. La definición común de lo enviado y un conjunto mínimo

de aplicaciones funcionales se definen en una capa de usuario la cual reside arriba de las siete capas del protocolo de comunicaciones.

- **Intercambiabilidad.** La capacidad de intercambiabilidad es completa si el usuario puede hacer esta operación con dos equipos de fabricantes distintos para la misma aplicación, sin la necesidad de modificar las características funcionales del sistema. Para llevar a cabo la intercambiabilidad los dispositivos deberán tener interconectividad e interoperabilidad.

3.5.3 Ejemplos de Protocolos.

DNP v3.0

El DNP 3.0, fue originalmente creado en 1990 por Westronic Inc., en la actualidad GE Harris. En 1993 fue dado al dominio público. Representó un esfuerzo importante para lograr estándares abiertos, orientados a la industria eléctrica, basados en la interoperabilidad entre estaciones maestras, UTR's e DEI's.

El protocolo se basa en los estándares de la serie IEC 60870-5, y por lo tanto adopta el modelo OSI de 3 capas EPA.

La capa física, además de soportar la interfaz V.24, soporta RS 485. La capa enlace, posee como principales características, que los mensajes son de

longitud variable, con una longitud máxima de caracteres u octetos de datos de 255; utiliza el formato de trama FT3 del documento IEC 60870-5-1, lo que implica una integridad de datos, clase I2, y una distancia de hamming, $d=6$; posee "collision avoidance" en el modo "no solicitado" (unsolicited); utiliza el modo de transmisión balanceado, para permitir la transmisión espontánea desde las estaciones remotas, y los procedimientos de enlace Send/Confirm, Send/No Reply, Request/Responde y Confirm. Posee funciones pseudo-transporte o funciones de transporte limitadas, permitiendo transferencia de archivos y bloque de información.

La capa Aplicación, define el formato y servicios de las APDU (Application Protocol Data Unit), basadas en los documentos IEC 60870-5-3 y 60870-5-4. Estructuralmente la PDU (Protocol Data Unit) de la capa Aplicación, se ajusta a la descripción IEC de una ASDU (Application Service Data Unit). Soporta los formatos Request/Response. La estación remota, puede decidir transmitir información "espontáneamente". Para una maestra, una transacción request/response, con una dada estación remota, debe ser completada, antes de poder enviar otro requerimiento (request) a esa estación. Una maestra, puede aceptar una respuesta no solicitada (unsolicited response) mientras la transacción se está llevando a cabo. Para una estación remota, una transacción request/response debe ser completada antes que cualquier requerimiento sea aceptado o una respuesta no solicitada sea enviada. En esta capa, también se definen distintas

clases de prioridad de la información, tal como alta, media, ninguna, información por excepción.

Entre las características importantes de este protocolo, se pueden mencionar las siguientes: requerimientos (request) y respuesta con múltiple tipos de información en un

mismo mensaje; segmentación de mensajes en múltiples tramas, para asegurar excelente detección y recuperación de errores; inclusión de cambios solamente en mensajes de respuesta; asignación de prioridades a items de información y requerimiento periódico de los items de información, basados en su prioridad; respuesta sin solicitud (unsolicited); soporta sincronización de tiempo y un formato de tiempo estándar; permite operaciones de múltiples maestras y peer-to-peer; permite la definición de objetos por el usuario, incluyendo transferencia de archivos.

Los términos cliente y servidor son aplicables a DNP 3.0. Se puede definir a un servidor, como un dispositivo o proceso de software que posee datos o información que otros necesitan. Las computadoras de una subestación son servidores. Un cliente es un dispositivo o proceso de software que requiere datos de un servidor. Una estación maestra es un cliente.

La figura 3.14 muestra la relación cliente servidor y brinda un esquema simple de las bases de datos (las cuales se han dividido para mejor comprensión en entradas y salidas) y procesos involucrados. Los bloques en la parte superior de la figura para el caso del servidor, muestran las bases de datos y los dispositivos de salida.

Es importante notar que el cliente o maestro, tiene bases de datos similares a la del esclavo, y su objetivo es mantener estas bases actualizadas para distintos propósitos, tales como: mostrar estados del sistema, notificación de alarmas, realizar control en lazo cerrado, etc.

En años recientes, distintos fabricantes comenzaron a utilizar el protocolo TCP/IP para el transporte de mensajes DNP 3.0. Los mensajes con formato de la capa Enlace (Nivel 2) son encapsulados en paquetes TCP/IP.

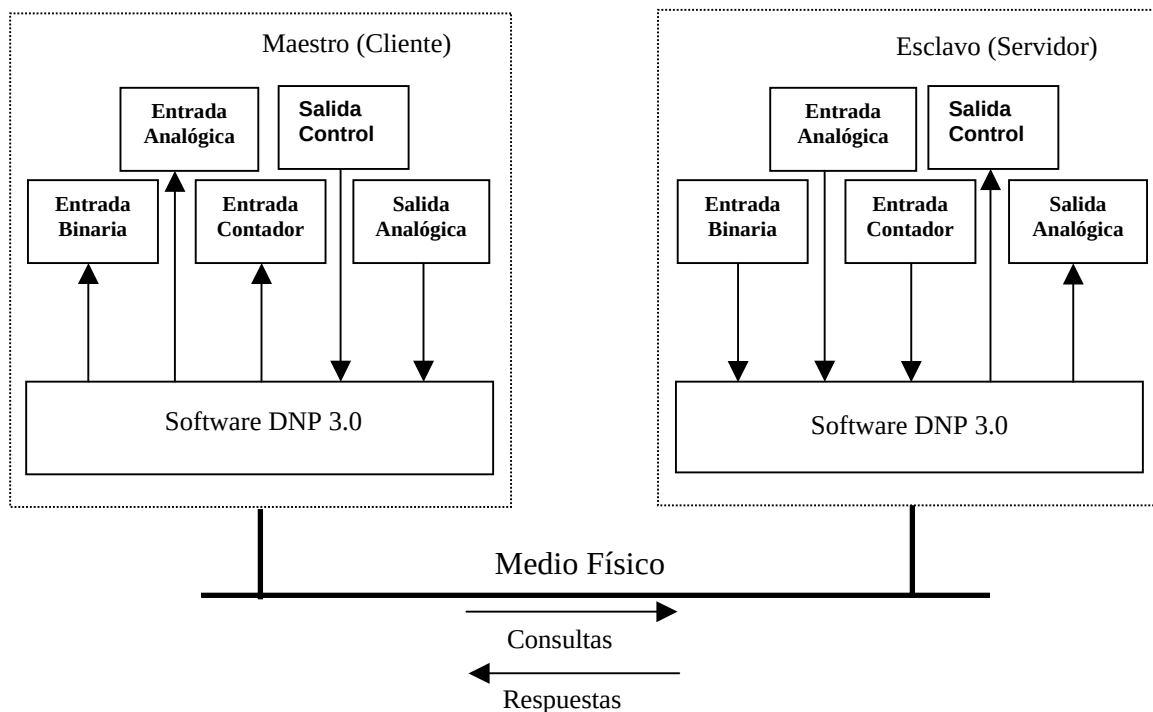


Figura 3.14 Relación Cliente - Servidor.

Modbus UTR'S

Modbus es un protocolo serie para el intercambio de mensajes, posicionado en el nivel 7 del modelo OSI, es decir en la capa de Aplicación. Provee comunicaciones del tipo cliente/servidor entre dispositivos conectados por diferentes tipos de buses o redes.

Desarrollado por Modicon en 1979 es ampliamente utilizado para la industria de procesos, manufactura y eléctrica.

En la actualidad, se utiliza según distintas implementaciones (Figura 3.15)

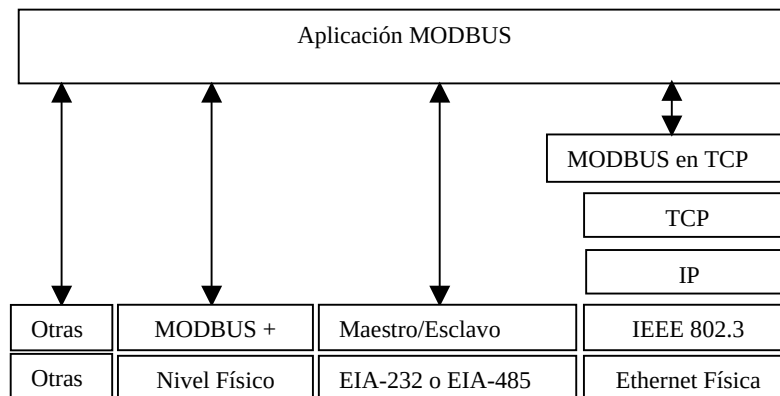


Figura 3.15 Modelo de Referencia: Aplicaciones MODBUS.

Como muestra la figura 3.15, MODBUS puede ser implementado utilizando: para transmisiones seriales asincrónicas sobre una variedad de medios físicos (cable: RS-232, RS-422, RS-485; fibra óptica, radioenlaces, etc.); TCP/IP sobre Ethernet, o bien sobre una red de alta velocidad con pasaje de token como control de acceso al medio.

Profibus

Profibus plantea que diferentes tipos de comunicación presentan diferentes problemas y requieren diferentes soluciones. Mientras que la comunicación

entre estaciones maestras sofisticadas involucra mensajes complejos donde el requerimiento clave es la funcionalidad mas que la velocidad, la comunicación entre sensores y actuadores involucra cantidades de datos relativamente pequeñas pero donde la velocidad es esencial.

Para satisfacer los diferentes requerimientos, Profibus ofrece tres implementaciones separadas, pero compatibles entre sí:

Profibus FMS (Fieldbus Message Specification)

Profibus DP (Decentralized Periphery)

Profibus PA (Process Automation)

Profibus FMS es el mas completo y esta diseñado para proveer comunicación entre estaciones maestras (PLC's y/o PC's) y puede también comunicar dispositivos de campo inteligentes. Esta dirigido principalmente a la transmisión de grandes cantidades de información entre dispositivos de alto nivel, pero no siempre es adecuado para los requerimientos de velocidad en control de tiempo real. Este requerimiento se cumple con Profibus DP, que limita la cantidad de información a transmitir para lograr una mejor prestación de velocidad. Profibus FMS y Profibus DP utilizan el mismo medio físico y en la practica es posible implementar ambos dentro del mismo sistema e incluso dentro del mismo dispositivo. Por ultimo, Profibus PA, esta diseñado especialmente para aplicaciones de automatización de procesos teniendo en cuenta la seguridad intrínseca del mismo. La versión más simple en este tipo de red es el esquema maestro/esclavo, con una sola estación activa (maestro) quien es dueña del canal e interroga por turno a varios esclavos. Generalmente hay mas de un maestro presente en la misma red, en este caso, cada estación activa puede operar comunicándose con sus esclavos, durante un periodo limitado de tiempo según el esquema pasaje de token generando un anillo lógico. Este método es el denominado "token híbrido".

Ethernet

En la actualidad, existen distintas propuestas para la utilización de los protocolos Ethernet y TCP/IP, en las tres primeras capas del modelo OSI.

Para el caso de las capas física y de control de acceso al medio, Ethernet debido a su filosofía de trabajo (CSMA), es intrínsecamente no determinístico lo cual puede generar dudas en cuanto a la confiabilidad de que los mensajes sean entregados en tiempo y forma.

En efecto, si dos o más DEÍ's desean acceder en forma simultanea a la red de área local (LAN), puede ocurrir que los mensajes colisionen. Cuando esto sucede, todos los dispositivos cuyos mensajes colisionaron se retraen durante un tiempo aleatorio, transcurrido el cual intentan transmitir nuevamente. Existe la probabilidad de que debido a subsecuentes colisiones, un mensaje no llegue a su destino en el tiempo necesario.

Para estudiar en forma cuantitativa este problema, el EPRI realizó una experiencia [4] donde se evaluaron los comportamientos de Ethernet y del bus de campo serial Profibus. Este último es de características determinísticas ya que el control de acceso al medio se realiza según el método de token híbrido, que permite que uno o varios maestros se comuniquen con sus esclavos en forma cíclica con restricciones temporales.

Los resultados obtenidos mostraron que Ethernet tanto a 10 Mbit/s utilizando switches como a 100 Mbit/s utilizando hubs, cumplían con los tiempos máximos necesarios para la entrega de mensajes, y aun con un mejor performance que Profibus a 12 Mbit/s.

Las distintas velocidades utilizadas con Ethernet dependiendo de la utilización de hubs o switches, son debidas a las características propias de funcionamiento de los mismos. Mientras un hub realiza un broadcast del mensaje a todos sus puertos, el switch que posee una mayor inteligencia, puede recordar la ubicación de los dispositivos y enviar los mensajes sólo por los puertos apropiados, disminuyendo en forma significativa la posibilidad de colisiones.

Existen otras técnicas para hacer de Ethernet un protocolo determinístico, aunque se debe estudiar cuidadosamente las ventajas y desventajas que conlleva su utilización.

Comparación entre protocolos

Concepto	Profibus	Modbus	Ethernet
Disponible desde	1990	1979	1975
Estándares Internacionales	DIN 19245, IEC61158 Tipo 3 y Otros	NO	IEEE 802.3
Variantes	FMS, PA, DP con sub versiones	ASCII, UTR'S	10Base2 y 10Base5 (Coaxial) 10BaseT (Par trenzado) 10Base F (Fibra Óptica)
Aplicable para sensores y actuadores	NO (Muy complejo)	NO	NO (Muy Complejo)
Aplicable para UTR's	SI (Solo DP)	SI	SI
Variante mas utilizada	DP V1	UTR's	10BaseT y 10basex
Disponibilidad de Interfases con PC's	SI	No es necesaria para RS-232 SI para RS-485	SI
Disponibilidad de software y drivers	SI	En muchos casos alcanza con Windows y Linux	Windows y Linux lo soportan
Cableado			
Cable	2 cables	Se usa comúnmente RS-232 y RS-485, aunque no está especificado	Coaxial, UTP Fibra Óptica

Concepto	Profibus	Modbus	Ethernet
Alimentación	Por cables separados (DP y FMS). Por el mismo par (PA)	Sin especificar	Por cables separados
Topología	BUS	BUS	Bus Estrella con hubs
Transmisión	RS-485 para FMS y DP IEC 61158/2 para PA	RS-232, RS-485 o Ethernet	Ethernet específico
Velocidad de Transmisión	9.6/19.2/93.75/187.5/500 Kbit/s para FMS. DP idem anterior más 1.5/3/6/12 Mbit/s. PA solo 31.25 Kbit/s	Sin especificar. Generalmente se usa 38.4 kbit/s y también 9.6 y 19.2 Kbit/s	10 Mbit/s (10Base2/5/T) 100Mbit/s (100BaseTX) 1Gbit/s Fibra Óptica (en desarrollo)
Distancia Máxima	10 Km con cable de cobre 90 Km con fibra óptica	Desconocido	Dependiente de la velocidad y el medio
Nodos			
Máximo No. de nodos sin repetidores	32 (limitación de RS-485)	2 para RS-232 32 para RS-485	Sin límites
Configuración de las direcciones	Switches locales o desde la red	Software	No es necesario, cada placa de red tiene una dirección MAC
Comunicación entre nodos	Multimaestro (FMS) Maestro esclavo (DP y PA) Productor Consumidor (PA/V2)	Maestro esclavo	Multimaestro. Puede ser limitado por protocolos de las capas superiores
Topología/Destino del mensaje	Punto a punto. Accesible multicast y broadcast	Punto a punto. Accesible broadcast	Punto a punto, multicast y broadcast
Administración de la red	Token-ring entre maestros. Maestro / esclavo	Maestro/esclavo	CSMA/CD. Otras estrategias mediante software (token-bus, master/slave, etc.)
Broadcast	Con la dirección de red 127	Con la dirección de red 0. frecuentemente no implementado en esclavos	Con la dirección MAC FFFFFFFF
Número de maestros	Sin límite (en la práctica no más de 1 o 2)	1	Sin límite
Mensajes			
Cantidad máxima de datos en un mensaje	241 bytes en FMS 244 bytes en DP y PA	250 bytes	1500 bytes
No. de mensajes necesarios para manejar "n" I/O	2 * n para entradas y salidas	4 * n para entradas y salidas. (se necesitan 2 comandos separados)	2 * n para entradas y salidas
Detección de errores	Bit de paridad por byte, checksum de 8 bits por mensaje. Distancia de Hamming = 4 en el primero y último byte.	Bit de paridad opcional CRC de 16 bits por mensaje (UTR's, 8 para ASCII)	CRC de 32 bits por mensaje

Concepto	Profibus	Modbus	Ethernet
No. de reintentos	1 a 8 configurable	No especificado	Manejado por protocolos de capas superiores
I/O			
Máximo de I/O por nodo	244 bytes para entradas 244 bytes para salidas en cualquier combinación analógicas y digitales	250 bytes para entradas 250 bytes para salidas en cualquier combinación analógicas y digitales	1500 bytes para entradas 1500 bytes para salidas en cualquier combinación analógicas y digitales
Posibilidad de desconexión de un nodo en funcionamiento	Sí. Esto es detectado	Sí. Se detecta si el maestro tiene una comunicación regular con el nodo.	Sí. La detección depende de las posibilidades de los niveles superiores.
Posibilidad de conexión de un nodo en funcionamiento	Sí. Si el nodo estaba configurado previamente	Sí	Sí. Generalmente soportado por niveles superiores.
¿Que sucede cuando un nodo no configurado es conectado?	Ignorado	Ignorado	Depende de protocolos de las capas superiores.

3.5.4 Tendencias

Nuevas arquitecturas

a) UCA 2.0 (UTILITY COMMUNICATIONS ARCHITECTURE)

Con la idea de conseguir interoperabilidad entre el equipamiento provisto por distintos fabricantes, el EPRI comenzó a trabajar, desde principios de la década del 90, en el programa denominado Integrated Utility Communications (IUC), cuyo primer proyecto tendiente a resolver los problemas de comunicación de datos en las empresas eléctricas, se llamó Utility Communications Architecture (UCA).

Es importante considerar que, en la actualidad en su segunda versión, UCA-2.0 es en realidad una arquitectura de comunicaciones, que incorpora una familia de protocolos seleccionados para proveer una gran flexibilidad en la elección de la tecnología que se adecue a los criterios de precio-performance de las empresas, manteniendo consistencia a nivel de datos y dispositivos para reducir integración y costo del equipamiento. Además incluye un conjunto de modelos de objetos que definen en forma unívoca el formato, la representación y el significado de los datos.

Las comunicaciones entre el centro de control y la subestación, pueden basarse en modelos TASE 2 (Telecontrol Application Service Element) para el caso de que el controlador de subestación trabaje como un sub-master SCADA o CASM si los datos son transmitidos sin ningún procesamiento. Los DEI's de la subestación se conectan a la red local utilizando los modelos de objetos

definidos en GOMSFE (Generic Object Model for Substations and Feeder Equipment.)

En UCA, los protocolos están organizados según el Modelo OSI de 7 capas de la Organización Internacional de Estándares.

Este modelo de referencia, como se muestra en la figura 3.16a, permite la utilización de distintas opciones, por ejemplo en la capa física o de enlace de datos, sin modificar las capas de comunicaciones superiores o las aplicaciones.

Cuando se utiliza el modelo OSI en un entorno de aplicación determinado, se deben seleccionar los protocolos más apropiados para cada capa, resultando un perfil de comunicaciones para dicha aplicación. UCA 2.0 incluye perfiles que utilizan tanto la familia de protocolos ISO/IEC como TCP/IP, para comunicaciones orientadas y no orientadas a la conexión, instaladas sobre una variedad de redes locales (LAN) y de área amplia (WAN). Existen también perfiles reducidos, o modelo de referencia de tres capas, como se muestra en la figura 3.16b, en los que se eliminan los protocolos correspondientes a las capas 3 a 6, que son utilizados para entornos que utilizan bajo ancho de banda y para dispositivos con reducidas capacidades de memoria y/o procesamiento.

b) IEC 61850

En 1994, un grupo de trabajo ad-hoc elaboró una propuesta para una estandarización de las comunicaciones en el nivel subestación. En particular, la IEC, en esta serie de estándares, enfoca el estudio hacia el denominado “sistema de automatización de subestaciones (SAS)”, que involucra la interconexión de dispositivos electrónicos inteligentes, a través de LAN’s, redes de campo o redes industriales, basándose en investigaciones y trabajos del EPRI y de CIGRE.

Las funciones de un SAS, realizadas a través de DEI’s, son control y supervisión, así como protección y monitoreo de los equipos primarios del sistema. Uno de los principales objetivos del estándar, es lograr la interoperabilidad entre DEI’s de diferentes fabricantes.

Todas las funciones operativas posibles en una subestación, son asignadas “lógicamente” a tres niveles: nivel estación (nivel 2), nivel campo o bay (nivel 1) y nivel proceso (nivel 0), vinculados mediante interfases denominadas lógicas.

Las funciones de nivel proceso, son todas aquellas funciones que tienen interfaz con el proceso, tales como funciones I/O analógicas y binarias, como la adquisición de datos y la emisión de comandos. Las funciones de nivel campo o “bay”, son aquellas que utilizan principalmente la información de un campo y actúan sobre el equipamiento primario de ese campo. Las funciones de nivel estación, se pueden dividir en dos clases:

Funciones relacionadas con el proceso, que son funciones que utilizan la información de uno o más campos o de la totalidad de la subestación y actúan sobre el equipamiento primario de más de un campo o de la totalidad de la estación.

Funciones relacionadas con las interfases, que son aquellas que representan la interfaz del SAS con el operador de la estación (human machine interfase, HMI), con un centro de control remoto (telecontrol interfase, TCI), o con la ingeniería de monitoreo y mantenimiento remota (telemonitoring interfase, TMI).

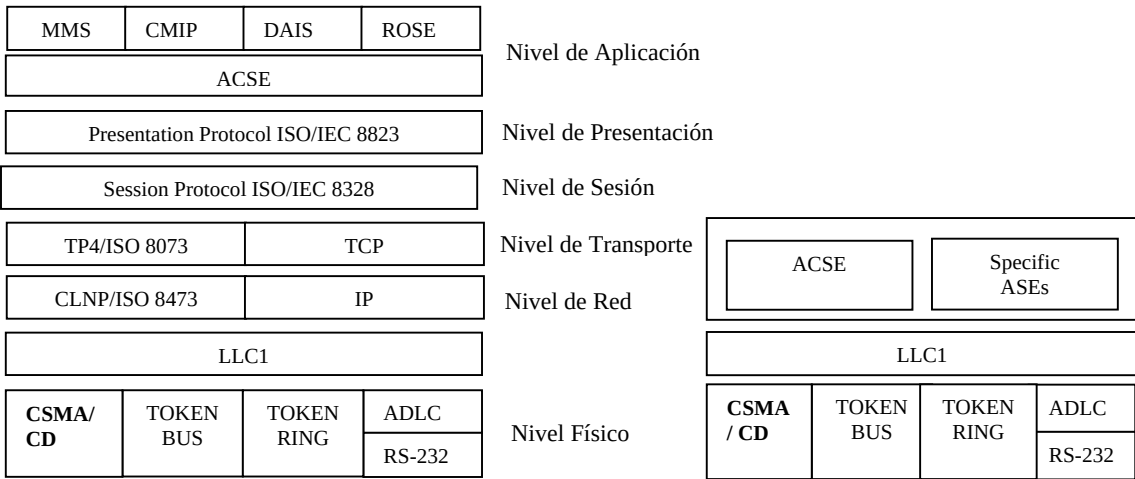


Figura a) – Perfil UCA 2.0

Figura b) – Perfil UCA 2.0 reducido

Figura 3.16 Perfil UCA 2.0.

3.6 Red Local de Comunicaciones.

Una red local es un sistema de interconexión entre ordenadores que permite compartir recursos e información. Para ello es necesario contar, además de los ordenadores correspondientes, con las tarjetas de red, los cables de conexión, los dispositivos periféricos y el software conveniente.

Según su ubicación, se pueden distinguir tres tipos distintos:

- ❑ Si se conectan todos los ordenadores dentro de un mismo edificio, de denomina LAN (Local Area Network).

- ❑ Si se encuentran distribuidos en edificios diferentes que están ubicados en la misma ciudad o área metropolitana, MAN (Metropolitan Area Network).
- ❑ Si se encuentran distribuidos en edificios diferentes que están ubicados en ciudades o países distintos, WAN (Wide Area Network).

Según la forma en que estén conectados los ordenadores, se pueden establecer varias categorías:

- Redes sin tarjetas. Utilizan enlaces a través de los puertos serie paralelo para transferir archivos o compartir periféricos.
- Redes punto a punto. Un circuito punto a punto es un conjunto de medios que hacen posible la comunicación entre dos ordenadores determinados de forma permanente.
- Redes entre iguales, en las cuales cada ordenador conectado a la red puede compartir la información y los recursos determinados previamente con los demás ordenadores de la red.
- Redes basadas en servidores centrales utilizando el modelo básico cliente servidor. En este tipo de redes un ordenador pone sus recursos a disposición del resto de los ordenadores de la red, de esta manera, cada estación recupera los datos del servidor y los procesa como si fuesen locales.

3.6.1 Características de la Red de Area Local (LAN)

- a) La red de comunicaciones proporciona la manera de conectar los componentes a la arquitectura de la SE
 - ❑ DEÍ's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes).
 - ❑ Servidor de la SE.
 - ❑ Interfase con la red de área amplia (WAN).
- b) Interfase Local para Usuarios.
 - ❑ Proporciona los mecanismos para observar los datos tales como:
 - Lecturas de los medidores.
 - Posición de los intercambiadores de carga.
 - Condición de los relevadores.
 - Alarmas.

- Estado del equipo de la SE
- Información oscilográfica (Forma de onda).
- Información de la calidad de la energía

c) Interfase de Usuario con los dispositivos de control.

□ Proporciona los mecanismos para controlar el equipo de la SE tal como:

- Interruptores de circuito.
- Interruptores para desconexión de motores.
- Banco de capacitores de la SE.
- Variadores de carga.

□ Configurar las características de:

- Relevadores de protección.
- Controladores programables (PLC's).
- Panel Mímico de Control que se ajusta al panel de control Convencional.

d) Conexión de la red con el Sistema SCADA.

- Conexión de los componentes de la estación maestra SCADA.
- Típicamente se basa en el estándar Ethernet (IEEE 802.3).
- Generalmente se implementa con la ayuda de concentradores Inteligentes.
- Requerimiento de firewal's para propósitos de seguridad.

e) De la interfase a los dispositivos de campo.

- Proporciona la interfase entre el sistema SCADA-LAN y circuitos de comunicación con los dispositivos de la SE.
- Se requiere el uso de Modems para la comunicación de circuitos analógicos.
- Funciones realizadas:

- Administración de las comunicaciones de un canal.
- Chequeo y reporte de errores en la comunicación.
- Conversión del protocolo de la UTR a un formato común interno compatible con las funciones de procesamiento del sistema SCADA.
- Proceso de recuperación de datos.
- Transferencia de información a diferentes los diferentes recursos del sistema SCADA para posterior procesamiento y almacenamiento.

3.6.2 Requerimientos de la red de comunicaciones de la SE.

- Hacer frente a los estándares industriales.
 - Interoperabilidad, conexión y funcionalidad.
- Arquitectura abierta.
 - Uso de los protocolos estándar : TCP/IP, Ethernet 802.x, MMS, Profibus-FMS.
- Aplicable al ambiente de la SE.
 - Interfase a nivel de bahía, Inmunidad y aislamiento al ruido de la SE.
- Capacidad para la comunicación punto a punto (peer to peer).
 - Alta velocidad para la ejecución de las funciones de protección.
- Soporte para la transferencia de archivos.
 - Configuración de DEÍ's y programación de PLC's.
- Prioridad para enviar información.
 - La descarga de archivos de configuración y otro tipo de información no debe afectar la transferencia de información en tiempo crítico.
- Interfase de comunicación entre DEÍ's y periféricos.

- Que el bus de comunicación sea común para todas las entradas y salidas.
- ❑ Compatibilidad con la estación maestra de la SE.
- ❑ Interbloqueo e interdependencia en la transferencia de datos.
 - Puede haber una velocidad estricta de transferencia de 4 ms.
- ❑ Prueba de equipo.
 - Económica y confiable.
- ❑ Protocolos de la red de la SE.
 - Ethernet - IEEE 802.3 - 10 Mbps.
 - Ethernet - IEEE 802.3u,y - 100 Mbps.
 - Profibus - EN 50170 - 12 Mbps.

3.6.3 Tendencias en la redes de comunicación.

Recientemente ha aparecido una nueva solución en la batalla de las redes de comunicación, la cual debería ser una más, TCP/IP con una capa de acceso de bajo nivel tal como una BSD sockets. Este sistema de comunicación aparece en este dominio debido fundamentalmente a dos razones:

- a) TCP/IP está ampliamente disponible en estándares de ordenadores, particularmente en PC's. En los últimos años son ampliamente utilizados en la industria por lo que se favorecerá el bus y el protocolo más extensamente utilizado en PC's.
- b) TCP/IP no solo requiere una alta potencia de proceso (del ordenador) para los servicios que sus aplicaciones ofrecen, además de que produce disminución de la memoria.

Estos dos aspectos fueron críticos por algún tiempo en plantas automatizadas. Pero gracias a la disminución de costos de los componentes informáticos de los últimos años no hay razones técnicas que impidan el progreso.

Tal evolución posibilitaría la completa "integración de todos los sistemas de comunicación de una forma relativamente simple. Para TCP/IP, hay disponible en el

mercado una gran cantidad de equipamiento, como puentes y routers que permiten la separación de los segmentos y el aislamiento de comunicaciones distintas. El riesgo de implementar una red sin una buena seguridad, protección de datos o seguridad físicas es aún muy alto.

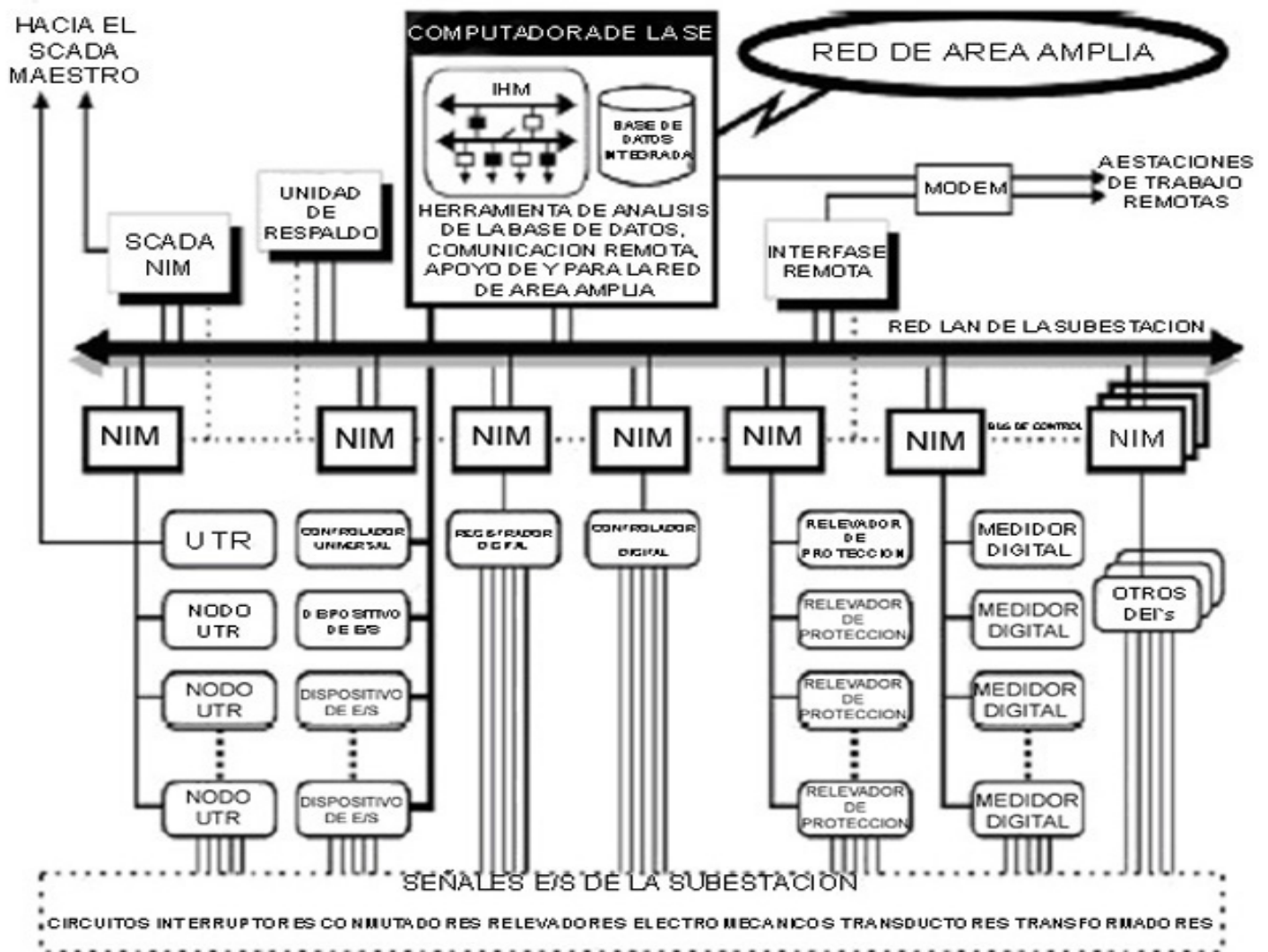


Figura 3.17 Arquitectura Común de la red de comunicaciones de una Subestación.

En el ambiente industrial, la aplicación de redes se ha venido desarrollando para proveer un ambiente administrativo pero también de control y supervisión. Donde las aplicaciones van más allá de simplemente administrar. La tendencia y el enfoque de

redes, es la implementación de redes distribuidas por medio de ETHERNET, donde se puede mejorar en muchos aspectos la distribución de los datos.

La tecnología de ETHERNET se ha venido usando desde los años 70's y es ampliamente aceptada en todo el mundo debido a su amplia aplicación en una gran cantidad de usuarios en el mundo. Debido a lo anterior, se puede

esperar que la tendencia en las comunicaciones pueda prosperar en una sola tecnología que en este caso es: redes ETHERNET.

3.6.4 Ejemplos de arquitecturas de automatización.

A continuación se presentan algunos tipos de arquitectura que han desarrollado algunos fabricantes para la automatización de Subestaciones Eléctricas. Cabe mencionar que no existe una arquitectura estándar, sobre la cual se pueda decir que es aplicable a la automatización de cualquier subestación, más bien el modelo aplicable depende de las necesidades propias de la subestación, pero bien pueden tomarse como referencia y poder distinguir los conceptos que han sido explicados en líneas anteriores.

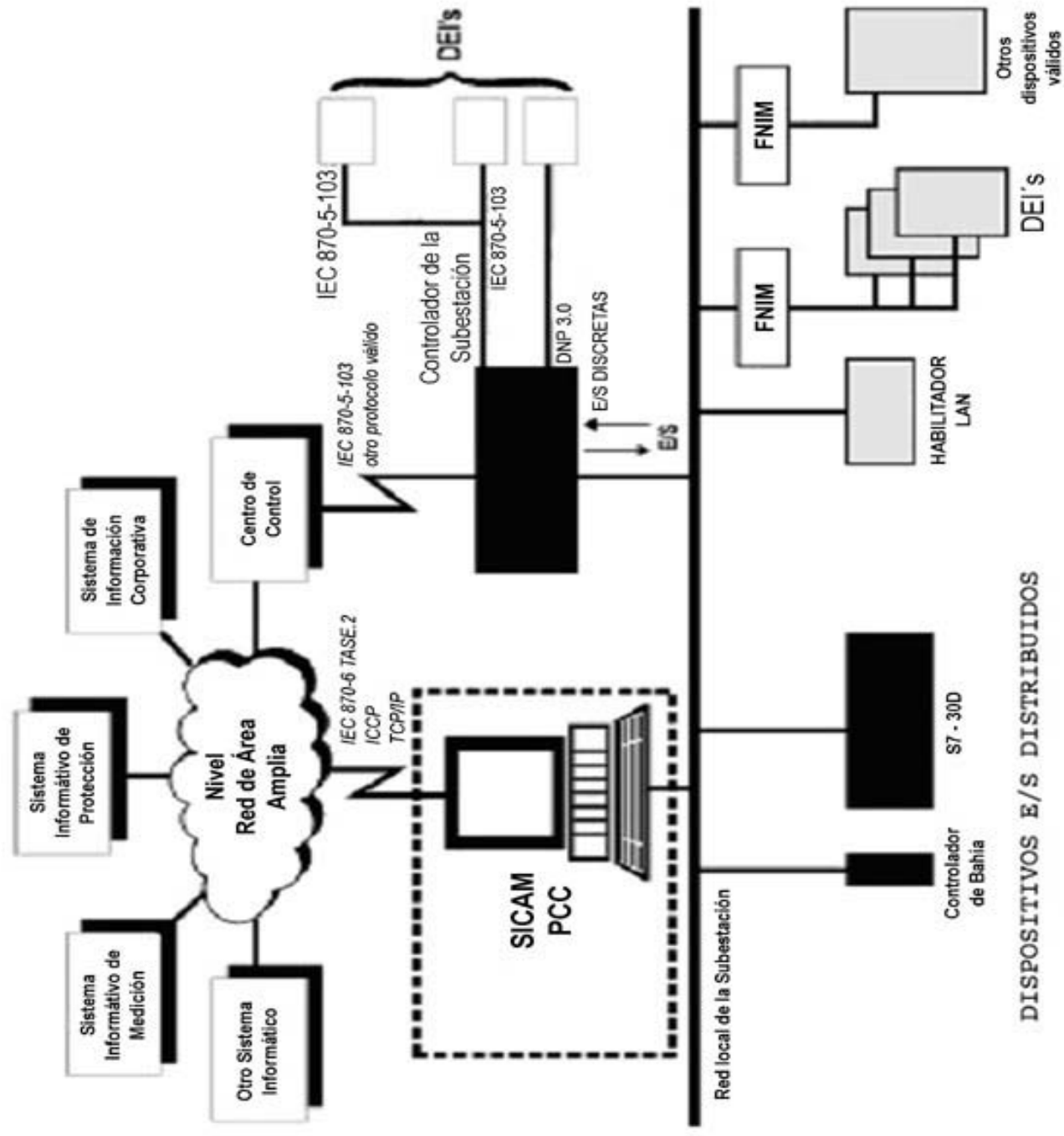


Figura 3.18 Arquitectura SICAM de SIEMENS

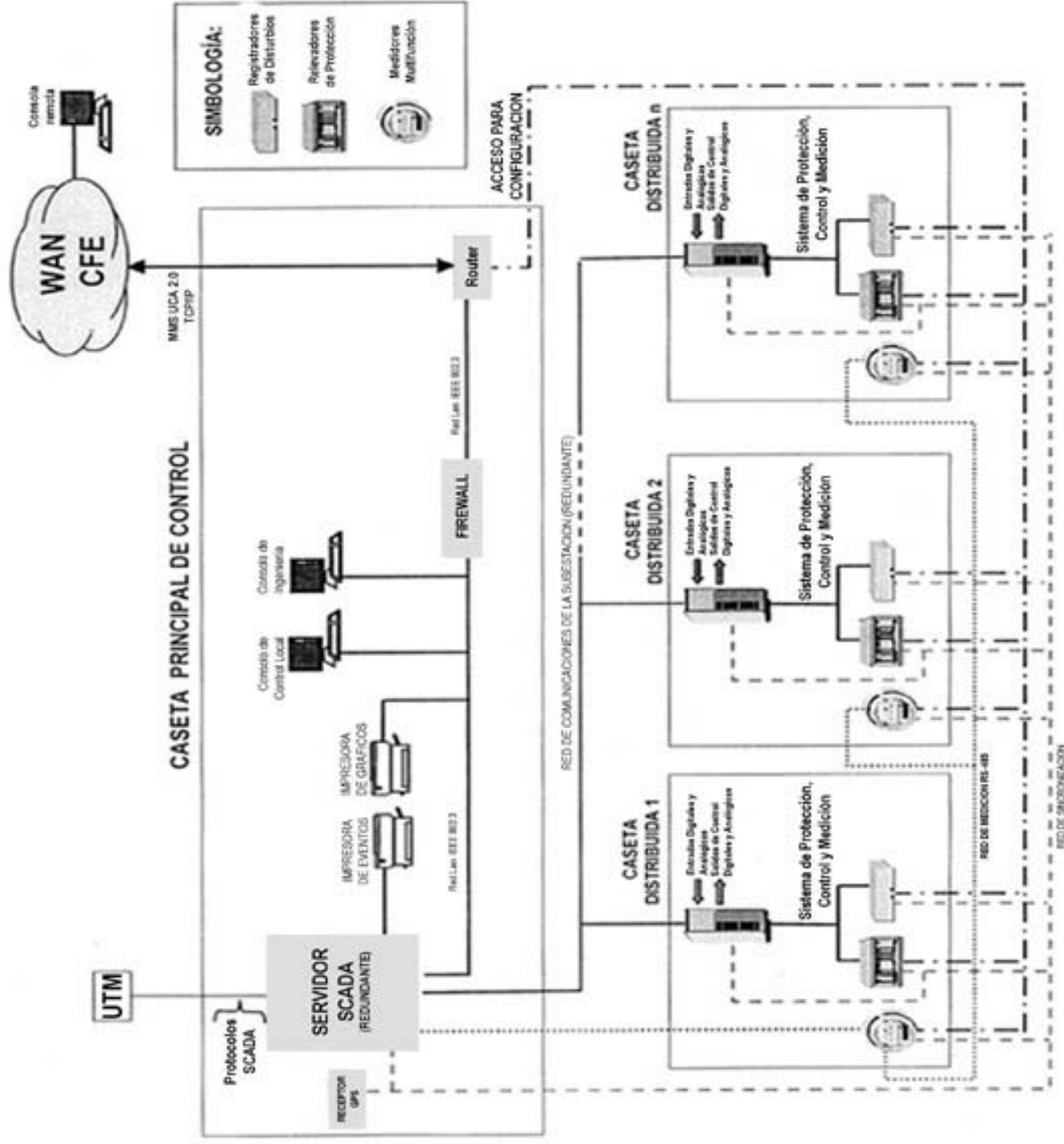


Figura 3.19 Arquitectura SICLE

CAPITULO 4.

Fundamentos de los Sistemas SCADA.

CAPITULO 4.

Fundamentos de los Sistemas SCADA.

4.1 Concepto de SCADA/HMI en Subestaciones Eléctricas de Potencia.

Un sistema SCADA o HMI (SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition, HMI: Human Machine Interface), consiste de un conjunto integrado por software, hardware y las comunicaciones que se utilizan para recolectar datos desde uno o más puntos distantes, y/o ejecutar comandos de control hacia estos mismo puntos.

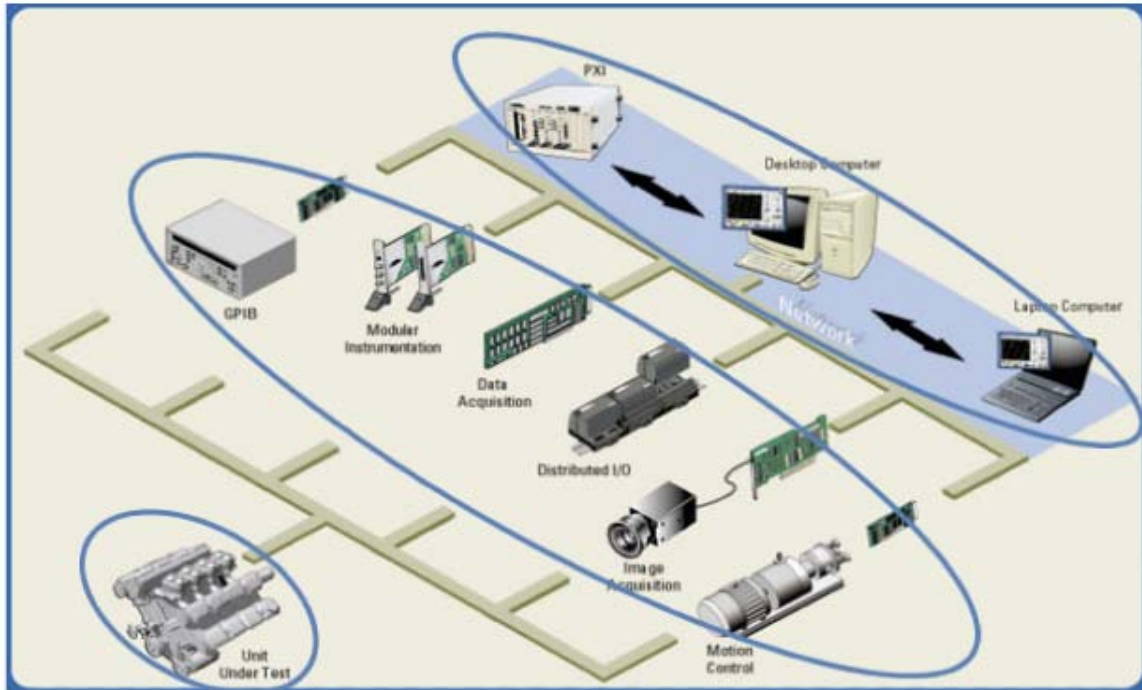


Fig. 4.1 Sistema integrado por software, hardware y las comunicaciones que se utilizan para recolectar datos desde uno o más puntos distantes.

Generalmente, las tareas de control de procesos en el nivel de planta o de proceso se realizan por medio de PLCs o Sistemas de Adquisición y Control con lógica de control embebida, reservándose la PC habitualmente para Visualización del Proceso, archivado de datos históricos de Procesos, etc.. Resumiendo: el control está distribuido en el proceso y no se realiza control en la PC sino simplemente Supervisión o Visualización de los parámetros de planta.



Fig. 4.2 Supervisión de los parámetros de la planta.

El origen de la palabra SCADA proviene de las primeras letras del término “Supervisory Control and Data Adquisición” que en nuestro idioma significa “control de supervisión y adquisición de datos” las arquitecturas de los sistemas SCADA son más económicas a medida que se aprovecha el avance tecnológico, exceptuando las arquitecturas de sistemas con tecnologías de los 80’s y principios de los 90’s, los cuales, lejos de representar un beneficio técnico y económico, representan una carga a futuro en la modernización y el mantenimiento de los mismos.

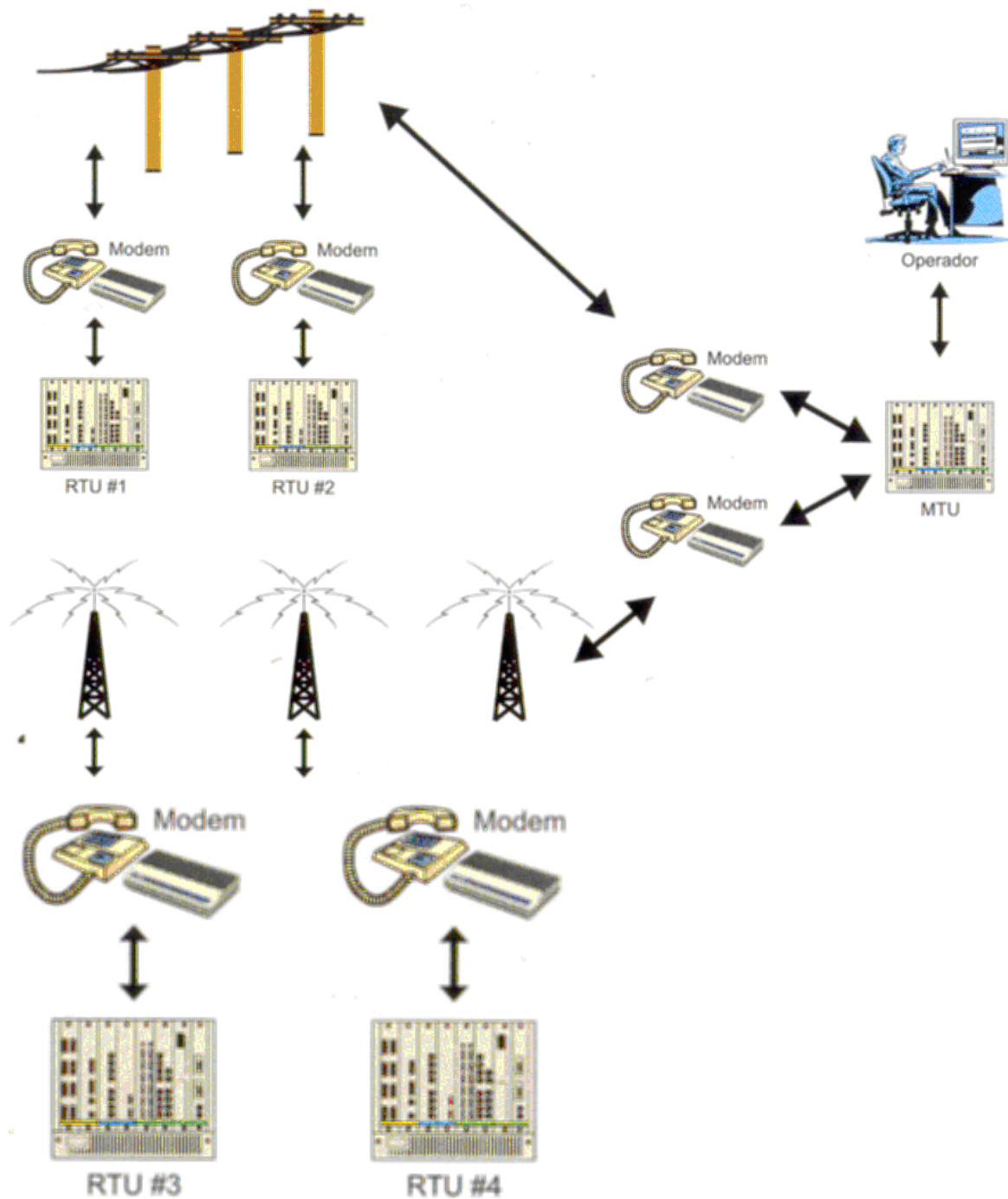


Fig. 4.3 Tecnologías de los 80’s y principios de los 90’s.

También tienen sustanciales progresos en los últimos años en lo que respecta a funcionalidad, escalabilidad, funcionamiento y apertura, de tal forma que ahora ofrecen a los usuarios mayores beneficios.

Un SCADA es una aplicación de software especialmente diseñada para proveer comunicación con los dispositivos de campo y controlar el proceso de forma automática desde la pantalla de una estación de operación. Además, proporciona toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión y mantenimiento entre otros.

El SCADA hace innecesario que un operador tenga que hacer visitas frecuentes a un punto lejano cuando dicho punto remoto puede ser operado normalmente en un punto centralizado. Por tal motivo, en el mismo se incluye la interfase del operador y la manipulación de datos relacionados con la aplicación sin limitaciones. Estos sistemas efectúan tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de la planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos de manera remota.

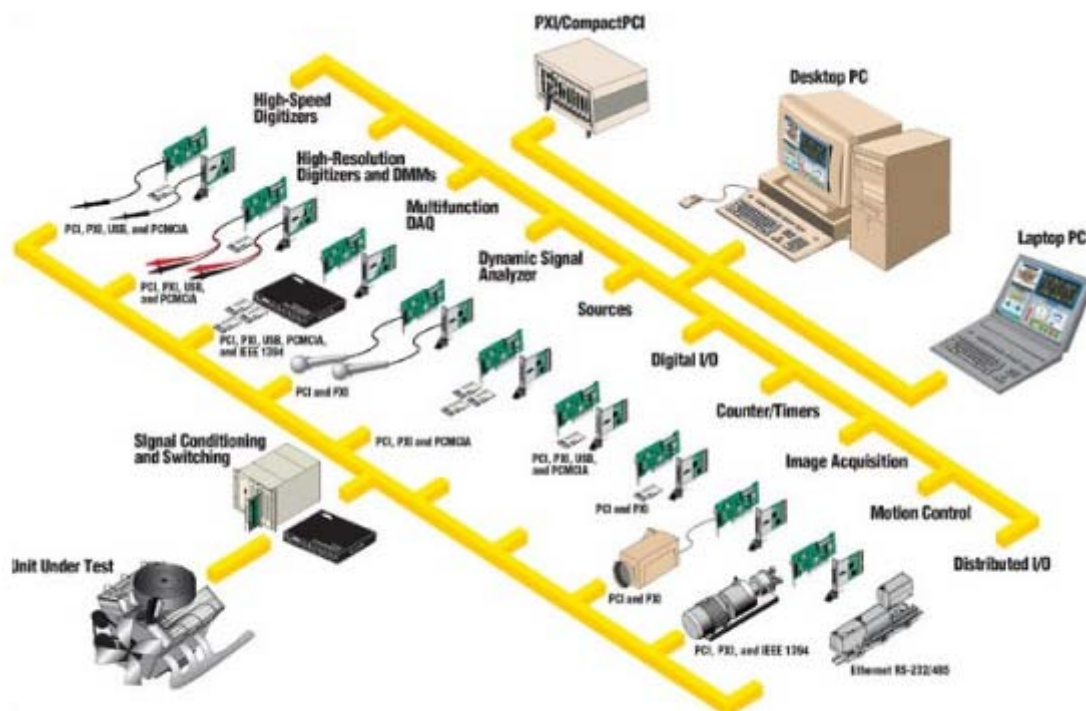


Fig.4.4 Comunicación de un sistema SCADA integrado por software, hardware y las comunicaciones que se utilizan para recolectar datos.

Algunos fabricantes desarrollan paquetes de software que ellos llaman SCADA, los cuales se utilizan muy frecuentemente como sistema SCADA, aunque sean solamente una parte del sistema total. En resumen, se le denomina sistema SCADA al conjunto integrado por software, hardware y a las comunicaciones que se utilizan para recolectar datos desde uno o mas punto distantes, y/o ejecutar comandos de control hacia estos mismos puntos.

Mediante el sistema SCADA el operador puede hacer cambios de set points de controladores de proceso distantes, abrir o cerrar válvulas o interruptores, monitorear alarmas, y obtener información de la medición en un punto central de todo un proceso ampliamente distribuido, como campos de gas o crudo, sistema de tuberías o complejos de generación hidroeléctrica. Es importante mencionar que no se debe relacionar el término SCADA con el factor distancia, ya que este se puede aplicar también en áreas físicas muy acotadas.

Cuando las dimensiones de los procesos llegan a ser muy grandes (cientos o miles de kilómetros de un punto), se pueden apreciar grandemente los beneficios que un sistema SCADA ofrece, en términos de reducir costos de operación, tan simple como evitar las visitas de rutina a dichos puntos distantes, substituyéndolas por las facilidades que ofrece el rápido monitoreo centralizado.

Debe tenerse en cuenta que los sistemas SCADA, por más que estén orientados a objetos, no son Lenguajes Gráficos en sí mismos. Son paquetes específicos orientados a funciones como visualización, archivo a disco de la información, seguridad, etc., no pudiendo ejecutar cualquier tipo de funcionalidad, como en el caso de un lenguaje gráfico.

Vamos a recurrir a la siguiente comparación para comprender claramente las diferencias entre un SCADA y un lenguaje Gráfico: un lenguaje gráfico de adquisición de datos puede ser asimilado a un lenguaje estándar tal como C o Visual Basic, mientras que un SCADA o HMI puede ser asimilado a un utilitario como por ejemplo Word o Excel. Se deduce que cualquier planilla de balance contable se puede implementar con C o Visual Basic pero será más fácil y rápido su implementación si se recurre a un utilitario como Excel. Por el contrario, si el objeto es programar una aplicación que tenga acceso directo a áreas de memoria de la PCs o a cluster del disco duro, no será aconsejable utilizar Excel sino que será necesario un lenguaje tal como el C.

Con un software SCADA, a similitud de lo que sucede con el Excel, se puede programar fácilmente la visualización de un proceso industrial, ya que es justamente un paquete de software diseñado para este tipo de función. La opción de visualización de procesos también podría realizarse en un Lenguaje Gráfico pero sería necesario añadirle algunos módulos que deberían ser laboriosamente diseñados por el programador. Por el contrario, cualquier SCADA dispone de estos módulos o facilidades como manejo de seguridad, alarmas, base de datos, etc.

Cabe añadir, que un software SCADA/HMI no puede ser configurado para otras funcionalidades fuera de las originales con las que fue proyectado. Por ejemplo: con un SCADA no se podría realizar Procesamiento de Señal.

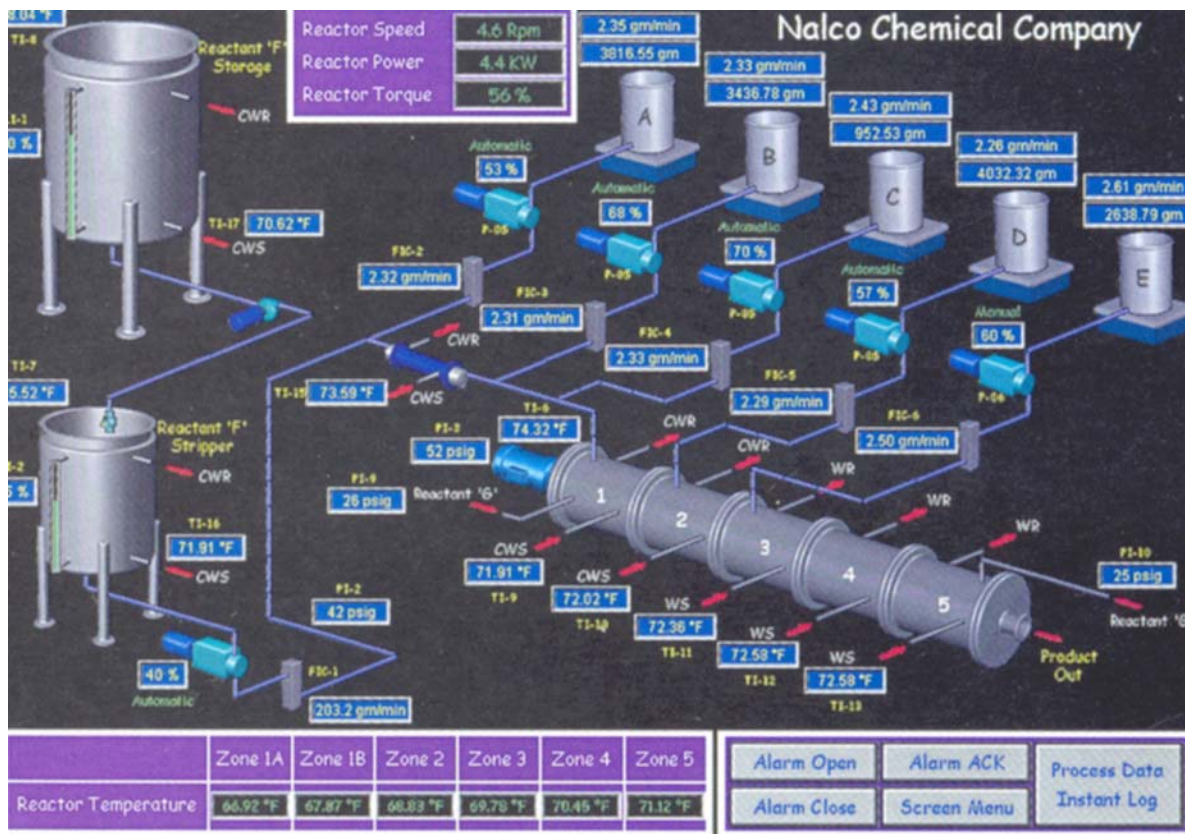


Fig 4.5 Visualización de Procesos Industriales en una PC, dentro de un panel frontal.

4.2 Arquitectura de SCADAS/HMI en Subestaciones Eléctricas de Potencia.

Un software SCADA/HMI estará conformado por el diagrama de bloques funcional de la siguiente figura:

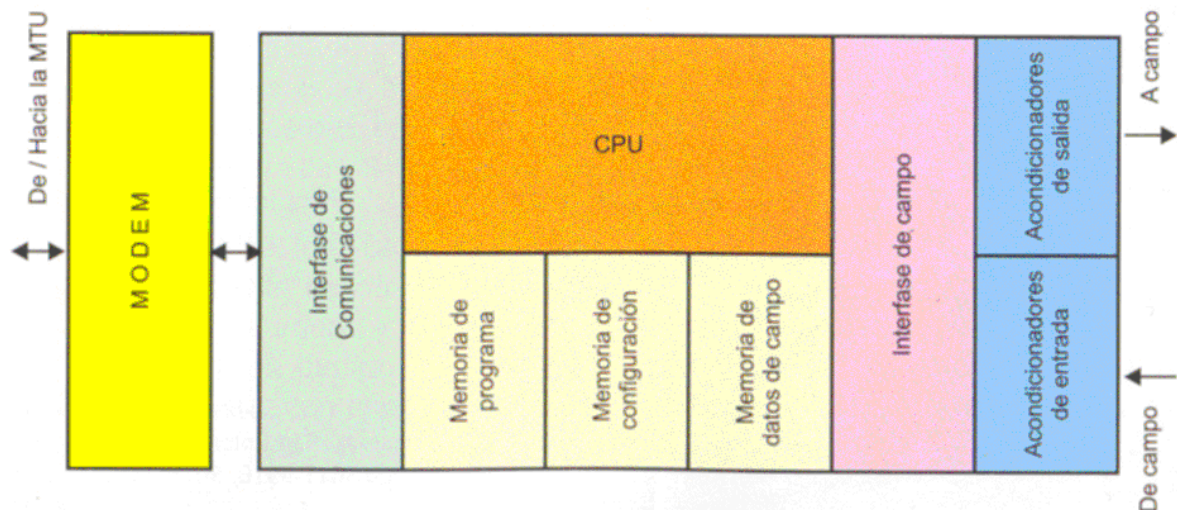


Fig 4.6 Arquitectura en bloques de un Software SCADA/HMI.

En la figura mencionada se observa que la señal proveniente de los sensores ingresa a través de PLCs, dispositivos con drivers OPC o sistemas DAQ. La información también ingresa mediante otro tipo de enlaces como puede ser TCP/IP, Ethernet, etc.

Generalmente los dispositivos de planta se comunican con la base de datos a través de una configuración de drivers servidores de información.

La información así adquirida es inmediatamente grabada en la llamada base de datos en tiempo real, registrando día y hora.

Los parámetros de las variables que son grabadas en la Base de Datos en tiempo real se definen en el momento de configurar o re-configurar el SCADA/HMI. Las opciones de configuración son variadas, a saber: se puede determinar el escaleo de los valores eléctricos leídos por los sensores para que por ejemplo valores de 4 a 20 [ma] o de 0 a 10 [Vdc] sean expresados como presión, temperatura en grados centígrados, esfuerzos en [kg], etc.. En la base de datos cada valor leído tiene definidos sus valores máximos y mínimos. Los datos leídos del proceso y grabados en la Base de Datos de Tiempo Real son luego enviados a la interfaz Gráfica del usuario, haciendo uso del Tag o del nombre de la variable. Allí puede haber mímicos del proceso o de planta, trendings (tendencias a..) o históricos que emulan los antiguos registradores de papel, etc.

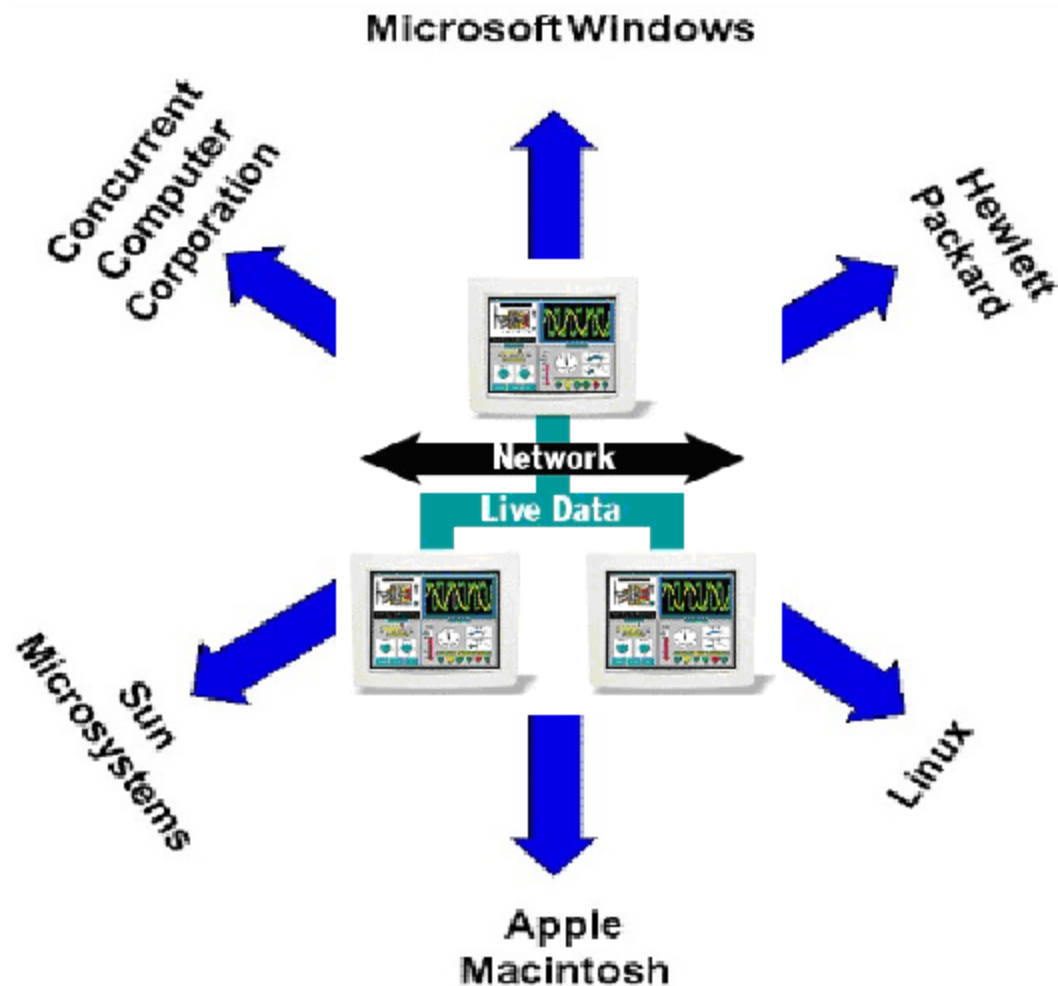


Fig. 4.7 Comunicación con los dispositivos de planta.

También se produce la transferencia entre la interfaz Gráfica del usuario y la base de Datos cuando se conecta (Logging) un usuario. La base de datos de usuarios habilita al nuevo usuario conectado y define los permisos que éste tiene. Por ejemplo, habrá usuarios que pueden solo visualizar ciertos gráficos, otros pueden visualizar todos los gráficos, otros pueden cambiar parámetros del proceso o de la base de datos definiendo nuevos parámetros leídos, y otros pueden realizar todo lo anterior además de crear y modificar programas, dar de alta y baja a nuevos usuarios, etc.. Estos últimos son los que se conocen como administradores del sistema SCADA.

También entre la Interfaz de Usuario y la base de datos se realizará el reconocimiento de las alarmas que se produzcan, quedando registrado en la base de datos la hora a la que se produjo la alarma y la hora a la que dicha alarma fue reconocida por el operador. Esto permite controlar si el operador estaba en su puesto o no, comparando el tiempo transcurrido entre que se produjo la alarma del proceso y su reconocimiento por parte del operador del mismo.

4.3 Concepto de DCS (Sistema de Control Distribuido).

Los Sistemas de Control Distribuidos (DCS, por sus siglas en ingles) se introdujeron al mercado alrededor de 1975. Se acredita su desarrollo pionero a Honeywell. En si, un DCS es un conjunto de componentes de hardware y software que se integran para formar un sistema de control automático funcional. Se le llama control distribuido porque las funciones de control no están ubicadas en un dispositivo central sino que se encuentran diseminadas en varios dispositivos auxiliares. En este arreglo, la falla de cualquiera de los dispositivos auxiliares no paraliza la operación total del sistema.

El Origen.

Los DCS significaron un avance muy importante sobre los sistemas de control centralizado basados en computadoras, porque a un costo mucho más razonable, tuvieron mayor capacidad para ejecutar estrategias de control moderna. Los primeros sistemas eran cerrados, esto es, tenían una gran dependencia del software y hardware provisto por cada fabricante. Ante esta situación, los usuarios estaban limitados para escoger equipos de otros fabricantes, porque no tenían capacidad para comunicarse con el sistema propietario. La presión de los usuarios para cambiar esta situación estimuló el desarrollo de los sistemas abiertos, esto es, aquellos que proveen conectividad con equipos suministrados por otros fabricantes. Primero el sistema operativo UNIX, y luego Windows de Microsoft, fueron las plataformas de software que ayudaron a los fabricantes a satisfacer esta necesidad de apertura.

Por tal motivo, ahora los DCS no sólo son un conjunto de dispositivos electrónicos, software de control y de comunicaciones vinculados en un esquema lógico para ejecutar funciones de control, sino que son un nuevo paradigma, en el cual, las funciones de control de proceso se integran transparentemente a la operación total de la planta.

La Evolución.

Ahora, al inicio del siglo XXI la evolución que han tenido los sistemas DCS, se asocia al avance de tecnologías complementarias, como es el caso de los microprocesadores, las redes industriales y los protocolos de comunicación. No tan solo la tecnología ha impactado al desarrollo de los sistemas sino también al entorno económico.

En un entorno moderno, un sistema de control no solo debe tener la capacidad de medir y controlar todas las variables de la planta, tales como flujos, temperaturas, etc; sino las restricciones mismas del equipo, la información de inventarios de materia prima y producto terminado, los costos inherentes a la producción (energía eléctrica, agua, gas, etc..) y cualquier otra variable que impacte los costos de producción y la calidad. Las principales necesidades que tiene la planta moderna para utilizar tecnología de

control de procesos y automatización son: la integración de información, un ambiente amigable, la optimización del control de procesos y las estrategias de migración.



Fig. 4.8 Avances para el control de procesos

La primera, tiene que ver con la capacidad del sistema para conectar equipos de índole diversa. El acceso a extensas redes de información es muy importante para la coordinación de grandes instalaciones de proceso vinculadas entre sí.

La segunda, es la facilidad de instalación y operación del sistema, esto es, que no se necesite mucho tiempo para que los operarios e ingenieros entiendan el manejo y configuración del mismo.



Fig. 4.9 Facilidad de instalación y operación del sistema

La tercera, es la capacidad del sistema para proveer técnicas de control básico y avanzado que resuelvan no sólo las problemáticas de producción, sino que contribuyan en la administración eficiente de los activos de la planta.

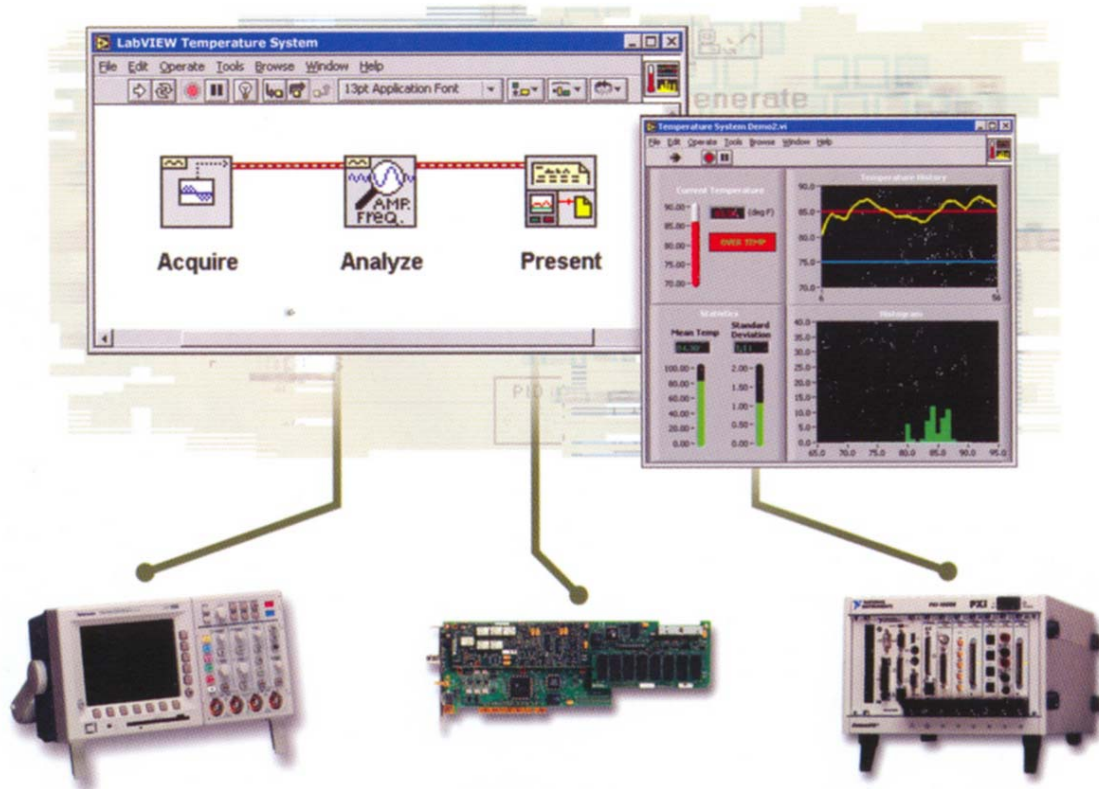


Fig. 4.10 Capacidad del sistema para proveer técnicas de control básico y avanzado.

La cuarta, es la migración de o crecimiento del sistema, esto es, la prolongación del ciclo de vida útil del producto mediante adiciones y actualizaciones de hardware y software. De esta manera, un producto, cuya vida útil inicial se calculó para cuatro años, se puede extender hasta el doble sin menos cabo de la funcionalidad. Esto último reduce considerablemente el costo de propiedad de los activos de control de proceso de la planta.

El alcance inicial de los DCS estaba acotado dentro del dominio del control de procesos, sin embargo, en la actualidad, rebasan con mucho estas fronteras y son verdaderos centros de integración de información para la administración total de la planta. Para alcanzar este nivel de operación fue necesario que se adoptaran técnicas y metodologías provenientes del campo de la Manufactura Integrada por Computadora (CIM, por sus siglas en ingles). Así, la planta se empezó a perfilar como un arreglo sistémico, donde cada elemento interactúa entre ellos para producir una respuesta combinada compleja. Uno de los conceptos importantes, probablemente derivados del Modelo CIM, fue dividir a la planta en una arquitectura de tres niveles de operación. En el primer nivel, se encuentra el equipo de campo o, en el caso de empresas manufactureras, el piso de fabricación. En este nivel hay válvulas de control,

transmisores, sensores, analizadores, y en fin, cualquier otro dispositivo que tenga contacto directo con el proceso. Luego, en el segundo nivel, se

encuentran las funciones de control tradicional, las cuales son provistas por controladores o consolas multifuncionales. Las señales de salida de este nivel se aplican a los dispositivos del nivel uno para ejecutar acciones de control. Finalmente, en el nivel tres o nivel corporativo se ubican las funciones de información de la planta. En este último nivel, la información se almacena, se analiza y se comparte para tomar decisiones sobre la operación total de la planta. Algunos tecnólogos desglosan a la planta en cuatro niveles, incorporando un nivel de supervisión. Sin embargo, para entender la operación de la planta, este nivel no es estrictamente necesario; aún más, los futuristas estiman que en la próxima década desaparecerá uno de estos niveles, para dejar a la arquitectura jerárquica de la planta en solamente dos niveles. Se estima que Ethernet Industrial y otras tecnologías emergentes contribuirán en esta transición.

4.4 Diferencias entre SCADAS Y DCS.

Otro Gran problema en el diseño de los sistemas SCADA es la terrible confusión de un proceso controlado por un Sistema de Control Distribuido (DCS) y un sistema SCADA. Como ya se definió, un sistema SCADA es un sistema basado en computadoras que permite supervisar y controlar a distancia un proceso. En un DCS la supervisión y el control de proceso de una planta se ubica en dimensiones fácilmente acotadas.

En un sistema SCADA el lazo de control es generalmente cerrado por el operador. En un DCS, las acciones de control normalmente tienden a ser en forma automática. Hoy en día es fácil hallar un sistema SCADA realizando labores de control automático en cualquiera de sus niveles, aunque su labor principal sea de supervisión y control por parte del operador. En la Tabla I se muestra un cuadro comparativo de las principales características de los sistemas SCADA y los Sistemas de Control Distribuido (DCS).

ASPECTO	SCADAs	DCS
TIPO DE ARQUITECTURA	CENTRALIZADA	DISTRIBUÍDA

TIPO DE CONTROL PREDOMINANTE	SUPERVISORIO: Lazos de control cerrados por el operador. Adicionalmente: control secuencial y regulatorio.	REGULATORIO: Lazos de control cerrados automáticamente por el sistema. Adicionalmente: control secuencial, batch, algoritmos avanzados, etc.
TIPOS DE VARIABLES	DESACOPLADAS	ACOPLADAS
ÁREA DE ACCIÓN	Áreas geográficamente distribuidas.	Área de la planta.
UNIDADES DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL	Remotas, PLCs.	Controladores de lazo, PLCs.
MEDIOS DE COMUNICACIÓN	Radio, satélite, líneas telefónicas, conexión directa, LAN , WAN.	Redes de área local, conexión directa.
BASE DE DATOS	CENTRALIZADA	DISTRIBUÍDA

Tabla I Algunas diferencias típicas entre sistemas SCADA y DCS.

4.5 Flujo de Información de los Sistema SCADA

El fenómeno físico lo constituye la variable que deseamos medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, flujo, temperatura, potencia, intensidad de corriente, voltaje, PH, densidad, etcétera. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea perceptible para el sistema, es decir, a una variable eléctrica. Para ello, se utilizan los sensores, transmisores o transductores. Estos convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Las variables eléctricas más utilizadas son: voltaje, corriente, carga, resistencia o capacitancia.

Sin embargo, esta variedad de tipo de señales eléctricas deben ser procesadas para poder ser entendidas por el computador digital. Para ello se utilizan Acondicionadores de Señal, cuya función es la de referenciar estos cambios eléctricos a una misma escala de corriente o voltaje. Además, proveen aislamiento eléctrico y filtraje de la señal con el objetivo de proteger al sistema de picos de voltaje y ruidos que se originan por la maquinaria y equipos que operan en el campo.

Una vez que se acondiciona la señal, la misma se convierte en un valor digital equivalente en el bloque de Conversión de Datos. Generalmente, esta función se lleva a cabo por un circuito de conversión analógico/digital. El computador almacena esta información, la cual se utiliza para su análisis y para la toma de decisiones. Simultáneamente, en tiempo real, se muestra la información al usuario del sistema.

En un sistema SCADA el lazo de control es generalmente cerrado por el operador. En un DCS, las acciones de control normalmente tienden a ser en forma automática.

4.6 Necesidad de un Sistema SCADA.

Para evaluar si un sistema SCADA es necesario para manejar el proceso a controlar en una instalación dada, se deben cumplir las siguientes características:

- a. El número de variables del proceso que se necesita monitorear es alto.
- b. El proceso está geográficamente distribuido. Esta condición no es limitativa, ya que puede establecerse un sistema SCADA para la supervisión y control de un proceso concentrado en una localidad.
- c. La información de los cambios en el proceso se necesitan en el momento en el que suceden, o en otras palabras, la información se requiere en tiempo real.
- d. La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de la planta, así como la toma de decisiones, tanto gerenciales como operativas.
- e. Los beneficios obtenidos en el proceso justifican la inversión en un sistema SCADA. Estos beneficios pueden reflejarse como aumento de la efectividad de la producción, de los niveles de seguridad, etcétera.
- f. La complejidad y velocidad del proceso permiten que la mayoría de las acciones de control sean iniciadas por un operador. En caso contrario, se requerirá de un Sistema de Control Automático, que puede estar constituido por un Sistema de Control Distribuido, PLC's, Controladores a Lazo Cerrado o una combinación de ellos.

4.7 Funciones.

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

- a) Recabar, almacenar y mostrar información, en forma continua y confiable, correspondiente a la señalización de campo: estados de dispositivos, mediciones, alarmas, etcétera.
- b) Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador, tales como: abrir o cerrar válvulas, arrancar o parar bombas, etc. Esto es, que exigen la presencia y la acción de un operador.
- c) Alertar al operador de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.
- d) Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fugas, etc.
- e) Ejecución de programas que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómatas, bajo ciertas condiciones.

Con estas funciones se pueden desarrollar aplicaciones para computadora (tipo PC, por ejemplo), con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco e impresora, etcétera.

4.8 Desarrollo de las partes de un Sistema SCADA.

Los módulos o bloques de software que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control son los siguientes:

A. Instrumentación de Campo:

En esta parte la evolución ha sido impresionante. La tecnología predominante en la instrumentación ha progresado a lo largo del tiempo: en los 60's la instrumentación neumática; en los 80's la instrumentación electrónica; y a finales de los 90's la instrumentación inteligente y a base de protocolos de comunicación (buses de campo). Hoy en día, la tendencia tecnológica en estos dispositivos es poderse comunicar con las Unidades Terminales Remotas (RTU) o las Unidades Terminales Maestras (MTU). Esta modernización ha traído consigo que las RTU y MTU fue tener protocolos propietarios o exclusivos de una empresa, normalmente a velocidades no mayores de 19.4 Kbps.

La tendencia de esta instrumentación es poder tener la inteligencia en campo, lo cual robustece el concepto de los SCADA, comunicarse a base de protocolos que permitan el transporte de mayor cantidad de información, tanto del proceso como de él mismo hacia el punto central, incluyendo diagnóstico, ajuste, reportes, etcétera, para una mejor operación y un mantenimiento predictivo. Otro aspecto en la inversión inicial con la nueva tendencia en la instrumentación es el ahorro considerable de cable y canalizaciones, así como el mantenimiento respectivo de los mismos.

B. Unidades Terminales Remotas (RTU):

Estas unidades integran las señales de campo, tomando decisiones en base a un cálculo determinado. Es decir, son equipos dedicados en base a estándares API, AGA, etcétera. Asimismo, dado que este equipo cumple con una función específica tomando las decisiones localmente, lo único que restaría es informar al computador central dónde se encuentra el operador, y el estatus en que se encuentra el proceso controlado, teniendo la opción de que el operador tome las acciones adicionales a las ya realizadas por el computador de flujo. Empujado por el desarrollo tecnológico de la instrumentación de campo, ha logrado que exista una carrera tecnológica en estos dispositivos, teniendo mejores procesadores y mayores capacidades de control.

Otro aspecto que ha marcado la diferencia en estos dispositivos es la flexibilidad de poder comunicarse con el mundo exterior, migrando de protocolos propietarios o exclusivos de algunos proveedores a protocolos abiertos, que permitan la comunicación vía radiofrecuencia en mayor ancho de banda y mayor velocidad, así como la comunicación vía Ethernet o telefonía satelital.

C. Unidades Terminales Maestras (MTU).

Esta parte del sistema SCADA es donde se centralizan todas las Unidades Terminales Remotas, la información proporcionada por dichas RTU e instrumentación de campo, los históricos, las tendencias, y por su puesto que la base de datos de toda la información configurada. Es una práctica común que en el diseño de los sistemas, se separe el concepto

de DCS del concepto de un SCADA, debido a que por cuestiones de capacidad, una MTU de un ESCADA no podría soportar todas las señales configuradas en un DCS, y éste debido al volumen de información y a la infraestructura necesaria para llevarla a un punto remoto, resultaría excesivamente caro, esto sin tomar en cuenta las limitaciones de comunicación inherentes a estos sistemas. Hoy en día, debido al desarrollo tecnológico, el poder integrar un DSC con un SCADA es una realidad. Los procesadores de control de los DCS debido a su arquitectura abierta con protocolos de fácil comunicación, así como su diseño de bajo costo permiten que dicha plataforma de control pueda incluir a la plataforma de control de los SCADA. Con esto, por ejemplo, se puede controlar el proceso en forma local de cada una de las estaciones de rebombeo, y a su vez monitorear todas éstas en un punto central con la arquitectura de un SCADA.

En los 80's y en los 90's era difícil imaginar esta tendencia, debido a que los MTU estaban siendo integrados con PLC, y los DCS eran equipos muy robustos con protocolos muy cerrados que difícilmente se comunicaban fuera de su

ámbito. El día de hoy este concepto ya es obsoleto, y la integración de una misma plataforma para un DCS o un SCADA es una realidad.

D. Configuración:

Esta parte le permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándola a la aplicación particular que se desea desarrollar. En el pasado, esta tarea requería de un personal que debería ser especializado en dicha configuración, lo cual dependía de un grupo mínimo de personas o del proveedor del equipo, haciendo esto algo poco confiable o de mínimo beneficio al cliente.

Al igual que en las computadoras personales, el desarrollo en el software de nuevas generaciones permite que dicha configuración ya sea casi del dominio general, dado que las plataformas de estas configuraciones están basadas en el sistema Microsoft Windows, herramienta de uso común en diferentes sistemas digitales.

Un aspecto importante a considerar en la configuración a través de PLC, es que con los sistemas a base de estos dispositivos se deben tener en primer lugar una base de datos en la interfaz gráfica y otra base de datos en el PLC, a diferencia de las nuevas tecnologías que ya permiten tener una sola base de datos, lo cual resulta en una mayor consistencia de los datos.

La interfaz gráfica proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete. El módulo de proceso ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas. La

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. Las comunicaciones se encargan de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y entre esta y el resto de elementos informáticos de gestión .

E. Comunicaciones:

Los desarrollos de las comunicaciones han ido a la par con el avance tecnológico de las demás partes, permitiendo mayor flexibilidad en el aprovechamiento de infraestructura inexistente y la implementación de nuevos desarrollos, que ha permitido abaratar costos y configuraciones. En la década de los 80's y 90's, la comunicación que prevaleció en estos sistemas SCADA fue vía serial, mediante radio módems.

En un principio estos sistemas se emplearon para su comunicación radio enlaces punto a punto, con capacidades de un máximo de 1200 bps. Posteriormente se

emplearon radios de hasta 9600 bps del tipo punto multipunto, facilitando aún más la administración de estas comunicaciones; sin embargo, una situación adversa era el requerimiento de frecuencias asignadas con licencia de explotación, lo que limitaba su implementación. Adicionalmente, los sistemas tenían que transportarse con protocolo de interfase eléctrica para llegar a su destino, es decir de RS232 a RS485/422 y viceversa. También era molesto el uso de Multiplexores que permitieran llevarlos a un sistema de jerarquía superior para ser recibidos y desplegados en otra unidad, edificio o ciudad, con un costo significativo del equipo.

Con la llegada de la Tecnología de Espectro Disperso y la apertura de Frecuencias Libres de Explotación, aunado con la facilidades que ofrece un ambiente Ethernet como son las de Conmutación y ruteo de paquetes en redes TCP/IP existentes, en ambientes industriales se ha preferido esta solución, con lo cual se logra alcanzar la vanguardia tecnológica permitiendo facilidad de implementación, mejora "costos vs. beneficio", y administración rápida y segura entre otras prestaciones.

Los radios en ambiente Ethernet, que actualmente se emplean para un sistema SCADA moderno, nos permiten conectar las RTU en modo punto multipunto a velocidades altas que van desde 2 Mbps hasta 34 Mbps, con lo cual permite flujo de información hacia la estación maestra o de intercambio de información con el RTU, si así se requiere. La tecnología Ethernet no permite tener un switch en la RTU, y así poder conectar una estación local de monitoreo para servicio o una estación de trabajo, sin afectar el comportamiento del sistema. Más aún, si se desea se pueden tener rutas redundantes y autoconmutables que garanticen la continuidad del servicio.

Ahora son posibles combinaciones múltiples, permitiendo incluso, compartir estos sistemas Radio-Eléctricos para dar servicios a redes administrativas que

puedan estar junto a los RTU's aprovechando al máximo los recursos. Así mismo, existen otras opciones poco utilizadas, pero como se dan como alternativa en casos específicos o como respaldo, por ejemplo, los enlaces satelitales y vía GPRS/GSM.

El enlace satelital a pesar de su alto costo, permite reunir información de diferentes puntos geográficamente distantes o con una orografía bastante accidentado, que no sería posible obtener un costo razonable mediante enlaces terrestres vía microondas.

En fin, un sistema SCADA debe cumplir varios objetivos para que su instalación sea perfectamente aprovechada. Entre estos: deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa. También, 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). Además, deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

4.9 ¿Que es OPC?

OPC: (OLE for Process Control) es un estándar para controlar fácilmente un software SCADA/HMI con dispositivos de campo tal como PLCs, RTUs, DCSs, Sistemas de Adquisición de Datos, etc..

OPC está basado en tecnologías como DCOM (distributed component object model). La propuesta de funcionamiento de OPC es la siguiente: el fabricante del hardware (PLC, RTU, tarjeta DAQ, etc..) suministra junto con el mismo lo que se denomina el driver OPC del mencionado hardware. Este driver es lo que se conoce como un OPC Server y puede residir en la PC o en una red a la cual esté conectada la PC. Este driver OPC Server se comunica con el dispositivo hardware en el protocolo propio de éste y pone a disposición de cualquier OPC cliente los datos en el formato que define el estándar OPC. Con la aparición de OPC se logró estandarizar algo muy crítico: los diferentes drivers que soporta un software SCADA/HMI. Antiguamente se elegía tal o cual SCADA según los drivers que disponía. En la actualidad y a partir de la aparición del concepto OPC este condicionamiento desaparece. Es suficiente que el SCADA soporte el OPC cliente para que le sea posible comunicarse con una multitud de proveedores de hardware que acompañan sus productos con driver OPC Server. Los fabricantes de PLCs e incluso de Sistemas DAQ han provisto a su hardware de drivers OPC Server para ampliar su mercado de venta, al permitir que usuarios de diferente software gráficos o de distintas marcas de software SCADA/HMI, puedan usar sus productos a través del protocolo o de la conectividad OPC.

CAPITULO 5

Conclusiones

Conclusiones

Los medios modernos y la presión del costo han sido las fuerzas impulsoras para la integración de sistemas y la automatización de las subestaciones. El mayor avance en la adquisición de datos (muestreo sincronizado, velocidad de muestreo mayor), la capacidad de procesamiento y almacenamiento, la cual es

mayor en cada nuevo dispositivo, permitirán mayores mejoras en las funciones de protección, monitoreo continuo y registro de carga, eventos de falla y estado del equipo de maniobra, Las redes tipo LAN de comunicación de banda ancha y la tecnología de Internet (servidores integrados con relevadores y diálogo con basa en buscadores) harán que la información esté disponible en cualquier lugar del Sistema Eléctrico. El problema será sin embargo seleccionar la información útil de la gran cantidad de datos indicados y almacenados. Sistemas expertos tendrán que tomar esta tarea.

La funcionalidad, el desempeño y la comodidad de operación del control de subestaciones serán mejorados con respecto al estado actual de los medios (gráficas en color, imágenes, video, reconocimiento de voz, etc.). Dispositivos portátiles inalámbricos podrán usarse para operación y servicios locales. Habrá enlaces cruzados a través de redes tipo WAN (red de acceso inalámbrico) rápida al control del sistema y habrá un desarrollo hacia sistemas de control general totalmente integrados. El acceso para operación y diagnóstico será posible desde cualquier lugar, incluso en todo el mundo vía comunicación móvil.

La automatización y control remoto de las subestaciones se extenderá cada vez más al nivel de distribución. La muy discutida automatización de distribución se volverá realidad en el futuro previsible.

Un rápido proceso de integración del sistema implica, sin embargo, aspectos de aplicación en particular con personal técnico reducido después de la privatización y desregulación de la industria eléctrica. Los usuarios ya se quejan respecto de la complejidad de los sistemas actualmente ofrecidos y piden configuración, parametrización, y procedimientos de ajustes fáciles e independientes del proveedor.

Queda por ver si las normas y herramientas aplicables estarán disponibles en el futuro cercano y puede lograrse la compatibilidad "Plug and Play".

DEFINICIONES

ATM (Asynchronous Transfer Mode). Modo de Transmisión Asíncrona, también conocido como “cell relay”. Tecnología para telecomunicaciones para la conmutación digital de la información a través de la red, mediante celdas de tamaño fijo. Las celdas son transferidas a alta velocidad en forma asíncrona.

ACTUADORES Dispositivos que producen un movimiento lineal o rotativo, por medio de la utilización de una fuente de energía bajo la acción de una fuente de control.

BIT (Binary Digit). Dígito Binario. Unidad de información que puede adoptar dos valores o estados distintos.

BROADBAND Tecnología de banda ancha que soporta voz, video y datos usando quizás múltiples canales.

BROADCAST Señal que se envía exclusivamente a un participante de una red.

BUFFER Espacio de memoria reservado para almacenar datos temporalmente.

BUS Canal físico por donde las señales van desde un origen hasta un destinatario.

BÚSQUEDA POR EXCEPCIÓN (Exception Scan). Es un método que se emplea para la comunicación entre dos equipos, donde la actualización de cada variable se lleva a cabo cada vez que se detecta un cambio de su valor, que rebasa los límites preestablecidos. Constantemente se entabla la comunicación entre los dos equipos, sin embargo los datos pueden no ser actualizados, hasta que sus valores rebasen sus límites particulares.

BYTE (De su definición en idioma inglés). Unidad de información utilizada para establecer agrupamiento de la unidad básica BIT. El agrupamiento de 8 BIT's constituyen un BYTE.

CAN (Controller Area Network). Protocolo de comunicación, que surgió con la necesidad de solucionar las limitaciones en los enlaces entre dispositivos convencionales de control, en ambientes con mucho ruido eléctrico.

CENTRO DE CONTROL Es la entidad parte de la Subestación Eléctrica que se encarga de la supervisión y telecontrol de toda la instalación.

CLIENTE Son los dispositivos que forman parte de una red de computadoras y que se comunican con los servidores para solicitar información contenida en estos últimos.

CODIGO FUENTE Programas de Software que no han sido compilados, o sea, que están en formato texto en vez de binario ejecutable.

CONTROL AVANZADO Tipo de control que emplea técnicas o métodos diferentes a los de control convencional, para proporcionar mayor eficiencia.

CONTROLADOR HÍBRIDO Controlador que utiliza diferentes tecnologías, para realizar funciones más completas. Un ejemplo es un controlador híbrido extraído de la tecnología de PLC y SCD.

COPROCESADOR Microprocesador especial para la ejecución de operaciones matemáticas.

CPU (Central Process Unit). Unidad Central de Proceso. Módulo encargado de buscar, decodificar y ejecutar instrucciones con una finalidad predeterminada (software o programa).

CSMA/CD Siglas de "Carrier Sense Multiple Access/Collision Detection". Técnica empleada para enviar señales dentro de una red local, a través de un medio de comunicación. Cuando el medio no está siendo utilizado, el dispositivo empieza a transmitir. Mientras el dispositivo está transmitiendo verifica que no ocurran colisiones (transmisiones simultáneas por otras estaciones). Si ocurriera una colisión, el nodo deja de transmitir, espera, e intenta nuevamente la transmisión.

CHECKSUM Es el resultado de realizar la suma de todos los bytes que integran un segmento de datos.

DAC (Data Acquisition and Control). Tarjeta de Adquisición de Datos y control basada en un microprocesador, e insertable en un slot de un bus comercial.

DCS (Distributed Control System). Sistema de Control Distribuido. Esta arquitectura propone un esquema que utiliza una Red de unidades de control, donde cada una realiza el control a nivel local de una parte de proceso. La información recopilada por cada unidad de control local, puede ser centralizada en una computadora situada en un nivel jerárquico superior.

DDE (Dynamic Data Exchange). Intercambio Dinámico de Datos. Estándar de comunicación que permite compartir información de manera automática entre aplicaciones que se ejecuten bajo ambiente Windows.

DEI Dispositivo Electrónico Inteligente. Dispositivo de aplicación en traducción o conversión para equipo o programación que requiere acoplamiento operativo y/o

intercambio de información. Se refiere a los medidores multifunción, relevadores de protección y registradores de falla.

DLL (Dynamic Link Library). Enlace Dinámico de Librerías. Estándar de comunicación que permite la ejecución de varias aplicaciones en Windows, sin necesidad de abrir la aplicación.

DNP 3.0 (De la definición original en idioma inglés: DISTRIBUTED NETWORK PROTOCOL). Se refiere al protocolo abierto para la implementación de DEÍ's, UTR's y Unidades Terminales Maestras para procesos de SCADA.

DOS (Disk Operating System). Sistema Operativo en Disco, usualmente empleado en computadoras personales.

DPI (De la definición original en idioma inglés: DOT PER INCH) Se refiere a la definición de puntos por pulgada cuadrada para describir la resolución de un monitor.

DRIVER Manejador. Este término se emplea para describir una interfaz que controla el flujo de información de un medio a otro. Por ejemplo, un driver de disco flexible, un driver de comunicación, un driver de vídeo, etc.

DSP (Digital Signal Process). Coprocesador de alta velocidad para señales digitales.

DTI Diagrama de Tuberías e Instrumentación.

E1 Sistema de portadora digital a 2.048 Mbps.

E3 Norma europea de transmisión digital de alta velocidad que opera a 34Mbps.

ELEMENTOS FINALES Reciben la señal del controlador y modifican el caudal del fluido o agente de control; estos pueden ser válvulas de control.

ELEMENTOS PRIMARIOS Son aquellos que están en contacto con la variable, y utilizan o absorben energía del medio controlado, para dar al sistema de medición una indicación en respuesta a la variación de la variable controlada.

ENCAPSULAMIENTO Colocar la información dentro de un bloque codificado de manera que solo pueda ser leída con el decodificador adecuado.

ENCRIPTAMIENTO Es el proceso de hacer indescifrable la información para protegerla de un uso u observación no autorizado, especialmente durante la transmisión de la información.

ENLACE (LINK). Es la comunicación que se establece entre dos dispositivos. En una HMI, es la asignación de atributos a un objeto para su configuración. En programación, es la conversión de un archivo, para ser ejecutado por un microprocesador.

EPROM Memoria programable de solo lectura. Puede borrarse cuando se expone a la luz ultravioleta.

ESTACION MAESTRA Conjunto de equipos, componentes y programación que conforman el sistema que gobierna la supervisión y telecontrol de las instalaciones remotas con procesamiento y obtención-transmisión de información y control en tiempo real.

E/S Entrada(s) y Salida(s).

E/S COMPLEMENTARIAS Un par de módulos de salida o un módulo de entrada y un módulo de salida, comparten la misma dirección en memoria de un equipo de control.

E/S INTELIGENTES Entrada(s) y Salida(s) con memoria local mínima y capacidad de retención del último estado.

ESD (Emergency Shut Down). Sistema de paro de emergencia. Se emplea para realizar la detención total de un proceso, cuando se presentan condiciones incontroladas y peligrosas.

ESTACIÓN DE OPERACIÓN Sitio donde se centralizan todas las señales mandadas de los instrumentos en campo y pueden ser monitoreadas y hacer ajustes de control por medio de computadoras.

ETHERNET Es un estándar de comunicación muy empleado en redes de área local, la cual soporta actualmente la velocidad máxima de 100 Mb/s, pero pronto se espera que todas estas emigren a la nueva velocidad de 1 Gbit/s. El Ethernet original fue adoptado con ligeros cambios por el estándar IEEE-802.3.

FDDI (Fiber Distributed Data Interface). Las redes FDDI consisten en dos anillos en contrasentido. El anillo primario es utilizado como canal principal. Si por alguna razón este anillo es interrumpido, el secundario restablece la continuidad del primario en forma automática, actuando como redundancia o anillo de respaldo. Esta topología es conocida como Anillo Doble Redundante.

FIELDBUS Bus de campo.

FIP (Factory Information Protocol). Es un protocolo de comunicación estándar, de nacionalidad francesa.

FSK (Frequency Shift Keying). Es una técnica empleada para la transmisión de información digital en serie, por medio de la modulación por corrimiento en frecuencia.

FRAME RELAY Protocolo que permite interconectar las redes a través de enlaces de alta velocidad, con el uso de un canal de transmisión; es más eficiente que la tecnología X.25, es muy adecuado para tráfico de redes sobre WAN.

FUENTE Este término se emplea en este manual para denotar la fuente de alimentación de un equipo electrónico.

HARDWARE Equipo físico como son por ejemplo dispositivos mecánicos, magnéticos, eléctricos o electrónicos, involucrados directamente en desarrollar funciones de medición, supervisión y control dentro de procesos industriales.

HART (Highway Addressable Remote Transducer) Protocolo de comunicación internacional para transmisores inteligentes. Emplea una señal tradicional de 4 a 20 mA para la representación del valor de la variable, y una señal sobrepuesta sobre la de 4-20 mA en FSK para la comunicación remota con un controlador.

HMI (Human Machine Interface). Interfaz Humano Máquina.- Es un ambiente gráfico por medio del cual un operador interactúa con un sistema de control de procesos, y este a su vez con el proceso.

IEC-1131-3 Estándar de software para equipos de control que define cinco formas de programación.

IEEE-488 Es una norma de comunicación que se aplica principalmente en los instrumentos programables.

IEEE-802.3 Estándar basado en Ethernet. Define las especificaciones para un protocolo de comunicación basado en el CSMA/CD.

INTERFAZ (Interface). Interconexión. Conexión común a dos sistemas distintos de procesamiento de información, o bien a dos partes del mismo sistema. Medio de comunicación entre dos sistemas; incluye hardware y software (por ejemplo, una HMI).

INTEROPERABILIDAD Característica que permite interconectar dispositivos de diversos fabricantes para que operen en forma conjunta, en una aplicación determinada.

IPC (Inter Process Communication). Un buen sistema operativo de red multiusuario debe proveer mecanismos para que dos sistemas de control de procesos puedan

intercambiar datos y comandos, o simplemente señales de sincronización. A esto se le conoce como "Comunicación entre procesos".

IRIG-B Formato de sincronización de tiempo conteniendo tiempo del año en BCD en días, horas, minutos y segundos, segundos del día directos más bits de control.

ISA (Industry Standard Architecture). Arquitectura estándar de la industria. Bus estándar de 16 bits, utilizado principalmente en Computadoras Personales con

procesadores 80286 o posteriores.

ISP (Interoperable System Project). Proyecto de Sistemas Interoperables. Es un protocolo de bus de campo que usa un controlador de acceso al medio, basado por un método híbrido de acceso (Token Passing).

LAN (Local Area Network-Red de Area Local) Instalación de transmisión de datos de alto volumen que conecta varios dispositivos intercomunicados (computadoras, terminales e impresoras) dentro de una misma habitación, edificio o complejo u otra área geográfica limitada.

LÓGICA DIFUSA (Fuzzy Logic). Lógica empleada para su aplicación en procesos no lineales.

MAC Control de acceso al medio. Protocolo que define las condiciones bajo las cuales las estaciones de trabajo acceden al medio de transmisión.

MAESTRO/ESCLAVO Sistema de comunicación, en el que los mensajes enviados a los dispositivos son siempre iniciados por un dispositivo maestro (por ejemplo, un controlador central) y los esclavos responden a las solicitudes recibidas.

MAINFRAME Computadora de gran tamaño, potencia y velocidad de ejecución, que opera en modo multiusuario. Su principal utilización es en redes de computación.

Mhz MegaHertz, un millón de Hertz. Un Hert es la unidad de frecuencia que equivale a un ciclo por segundo.

MMI (Man Machine Interface). Interfaz Hombre-Máquina. Se emplea igual que el término HMI (Human Machine Interface).

ms milisegundos. Milésima de un segundo.

MTBF (Mean Time Between Failures). Tiempo Medio Entre Fallas. Término que emplean los fabricantes para medir la confiabilidad de un equipo, normalmente en horas.

MULTI-DROP Es un sistema de comunicación, en el cual más de dos dispositivos son conectados en un medio de transmisión único. En dicho sistema cada dispositivo debe tener una dirección única.

NIVEL INFERIOR Sistema de supervisión, control o informático considerado en un nivel jerárquico inferior para intercambio de datos o recepción de comandos.

NIVEL SUPERIOR Sistema de supervisión, control o informático considerado en un nivel jerárquico superior para intercambio de datos o recepción de comandos.

NODO Lugar donde se conectan uno o más dispositivos en una línea de comunicación. Un controlador o una computadora conectado a una red, puede ser indirectamente referido como un nodo.

OLE (Object Linking and Embedding). Fijamiento y Enlazado de objetos. Cualidad que presentan las aplicaciones de Windows, y que permite compartir objetos entre ellas mismas (gráficas, texto, datos, etc.).

OSI MODELO El modelo OSI es una forma definida de estructurar la especificación e implantación de un protocolo de comunicación en capas, donde cada una de ellas desarrolla una función específica. El modelo OSI se conforma por 7 capas, de 1 a 7, son: físico, enlace, red, transporte, sesión, presentación y aplicación.

PAQUETE Agrupamiento lógico de información que contiene un encabezado y datos del usuario.

PC (Personal Computer). Computadora Personal.

PCI (Peripheral Component Interconnect). Este es un bus local que aumenta el rendimiento de entrada/salida, especialmente de gráficas.

PES Sistema Electrónico Programable. Este término se emplea para definir los equipos electrónicos programables de seguridad.

PID (Proportional, Integral, Derivative). Modo de Control Proporcional Integral y Derivativo, cuya función matemática describe la manera en que se establecen las acciones correctivas del control, en relación a la desviación o error entre la variable controlada y el valor deseado de la misma.

PLC (Programmable Logic Controller). Controlador Lógico Programable. Es un sistema de control que tiene memoria programable por el usuario, para almacenamiento de instrucciones de funciones específicas, tales como: control lógico de E/S, temporizado, conteo, aritmética y manipulación de datos, entre otras.

PORTABILIDAD Migrar o transportar una aplicación que opera en un sistema operativo (plataforma) a otro.

PROTOCOLO Es el conjunto de reglas convencionales utilizadas para comunicar dos dispositivos de la misma naturaleza. Formato y/o tecnología que en forma lógica y/o física realiza la función de intercambio de información y comandos entre diferentes sistemas de computo independientes o en redes ya sean normalizados o de procesos específicos del tipo SCADA para intercambio entre Estación Maestra y Unidades Terminales Remotas.

PUNTO DE E/S Infraestructura necesaria para el manejo de cada señal de entrada o salida de un controlador (hardware y software).

RAM (Random Access Memory). Memoria Volátil de Acceso Aleatorio.

RANURA (Slot). Conector para insertar tarjetas de circuito impreso a un bus. Sirve para interconectar dos o más tarjetas en forma directa, sin cableado.

RED Interconexión de computadoras, terminales, periféricos, equipos de control, etc.

REDUNDANCIA Es la duplicación o triplicación del hardware o software, para asegurar la funcionalidad continua de un equipo en el control de un proceso.

REPORTE POR EXCEPCIÓN (Exception Report). Técnica para la transmisión de información entre dos equipos. La actualización del valor de una variable en el equipo receptor, se lleva a cabo hasta que el equipo transmisor detecta un cambio que rebase los límites preestablecidos.

RESOLUCIÓN En un Convertidor Analógico a Digital es el valor mínimo de señal que puede codificarse.

RISC (Reduced Instructions of Set Computing). Conjunto Reducido de Instrucciones. Las computadoras con procesadores de tecnología RISC, cuentan con muy pocas y sencillas instrucciones, y un gran número de registros. Estas instrucciones se ejecutan rápidamente, obteniendo altas velocidades en millones de instrucciones por segundo (MIPS).

RS-232 Estándar Internacional de transmisión serial entre dos dispositivos, que utiliza señales de voltaje para comunicarse. Debido a que se emplea una señal de voltaje, el RS-232 no puede transmitir señales a largas distancias (máximo 15 metros).

RS-422 Estándar de comunicación serial del tipo diferencial, el cual permite transmitir a largas distancias sin problemas de ruido, debido a la característica de la diferencia de

potencial en el medio de transmisión. Este estándar permite la comunicación entre dos dispositivos separados a una distancia máxima de 1200 metros.

RS-485 Estándar de comunicación serial que permite entablar la comunicación entre 32 dispositivos. Este estándar tiene la característica de transmisión diferencial.

RUNTIME Se emplea cuando el software se encuentra ejecutando algún procedimiento. Su contra parte es el proceso de configuración o programación.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Control Supervisorio y Adquisición de Datos. Es un sistema de control que realiza funciones

equivalentes a los DCS's; su principal potencial se encuentra en el software y las comunicaciones.

SCAN Exploración. Secuencia de operaciones para el diagnóstico, acceso a los puertos de comunicación y ejecución del programa de un controlador.

SCD Sistema de Control Distribuido. Es una conjunción de equipos y servicios, para la solución completa de los problemas de automatización de una planta. Su arquitectura propone un esquema que utiliza una red de unidades de control, donde cada una realiza el control en el ámbito local de una parte del proceso.

SETPOINT Punto de ajuste.

SERVIDOR (Host). Dispositivo o Equipo de cómputo que forma parte de una red, y que tiene la capacidad de proveer servicios tales como acceso a base de datos, realizar procesos especiales, ejecutar programas dedicados, etc.

SERVIDOR SCADA En esta servidor residen todos los protocolos de comunicación del sistema de control supervisorio y adquisición de datos.

SISTEMA ABIERTO Un conjunto de estándares internacionales sobre tecnología de información completos y consistentes, y ciertos perfiles de estándares funcionales que especifiquen interfaces, servicios y formatos de soporte para poder llevar a cabo interoperatividad y portabilidad de aplicaciones, datos y recursos humanos.

SISTEMA EXPERTO Modo de control avanzado que consta de un conjunto de programas que tentativamente imita el proceso de razonamiento humano.

SISTEMA DE PROTECCION Y MEDICION (SPM) Conjunto de equipos y programación que realizan las funciones de integración, procesamiento, almacenamiento, manejo y retransmisión de los parámetros propios del proceso de protecciones y medición, a partir del equipamiento independiente existente en dicho

proceso y considerando para esto las facilidades que para este propósito se cuentan o se pueden especificar para el mencionado equipamiento de protecciones y medición.

SMART (Inteligente). Este término se utiliza para referirse a cualquier instrumento o dispositivo de campo que cuente con un microprocesador en su circuitería interna, y que permita la comunicación con equipos de control a nivel proceso.

SOFTWARE Soporte Lógico o Conjunto de Programas y procedimientos que se incluye en un equipo de tratamiento de datos, y que hace posible la utilización eficaz del mismo.

STP Shield Twisted Pair. Cable en par de hilos torcidos con blindaje.

SUBSISTEMA LOCAL (SSL) Conjunto de equipos y programación que realizan las funciones locales-remotas en una instalación para: control local, integración, procesamiento, almacenamiento, registro, presentación, y retransmisión del total de parámetros; todos relacionados con el proceso integrado por el equipo primario, control, protecciones, medición y comunicación.

SUBSISTEMA REMOTO (SSR) Conjunto de equipos y programación que realizan las funciones de integración, procesamiento, almacenamiento, manejo y retransmisión de los parámetros propios del proceso para el control supervisorio y adquisición de datos de una instalación, referidos a un centro de control de nivel superior.

TCP/IP (Transport Control Protocol / Internet Protocol). Juego de protocolos independientes del hardware, que permite la mayor conectividad entre diversos equipos. Software de comunicación que sirve para enlazar al cliente con el servidor.

TENDENCIA Se refiere al comportamiento que va a seguir el proceso, esto se puede ver por medio de gráficos en los que se registra el comportamiento de las variables con el paso del tiempo, esté se puede predecir hasta cierto punto analizando el comportamiento anterior del proceso, en horas, días, semanas, meses e incluso años.

TIEMPO REAL Se refiere al monitoreo de datos y procesamiento de información en el preciso momento que una variable cambia de valor o estado.

TIMERS (Temporizadores). Dispositivos que permiten medir el tiempo en que ocurre un evento. Estos dispositivos permiten también, activar eventos después de que transcurra un tiempo pre-programado.

TOKEN BUS En este método, la oportunidad de acceder el canal (bus) está dada por turnos, marcada por una especie de estafeta llamada token, que al ser recibida por una

estación, envía sus mensajes durante el tiempo destinado a cada estación, y después envía el token a la siguiente estación.

TOKEN RING Método creado para conectar equipos de diferentes tamaños. Se basa en que la señal de acceso (token), pueda circular de nodo en nodo a través de un anillo.

TOPOLOGÍA Se refiere a la forma de interconectar equipos de cómputo y periféricos en una red informática a través de un medio físico (cable coaxial, par trenzado o fibra óptica).

TOTALIZADOR Instrumento que toma las medidas de varias variables y las analiza por medio de un algoritmo matemático, para dar una lectura de otra variable de manera indirecta.

TRANSMISORES Son instrumentos que captan la variable del proceso y la transmiten a distancia, a un instrumento receptor indicador, registrador, controlador o una combinación de estos. La transmisión puede ser neumática, electrónica, hidráulica o telemétrica.

TÜV Technischer Überwachungs Verein. Agencia alemana de certificación de sistemas de seguridad.

UNIX Sistema Operativo Multiusuario y Multitarea.

UPR Unidad de Proceso Remota. Es un equipo situado a distancia del sistema central; a diferencia del UTR además de monitoreo, puede controlar varios loops y tiene **capacidad de mayor manejo de señales**.

UTP Unshield Twisted Pair. Cable en par de hilos torcidos sin blindaje.

UTR Unidad Terminal Remota. Este término se emplea en los sistemas SCADA para referenciar a un equipo situado a distancia del controlador central su función principal es el monitoreo y envío de señales a distancia. Actualmente se emplean términos más apropiados acorde con el progreso tecnológico, tales como UPR (Unidad de Proceso Remota).

VME Bus de 32 bits, basado en la norma IEEE-1014.

VXI Es una extensión del bus VME para instrumentación.

X.25 Protocolo diseñado para transmisión de datos sobre líneas telefónicas públicas de bajas velocidades; es uno de los métodos pioneros de comunicación de área amplia.

WAN Es una red que conecta dos o más sitios geográficamente, que estén lo suficientemente apartados para requerir el uso de algún medio de conexión a larga distancia, como pueden ser las redes telefónicas o satelitales.

WINDOWS 95 Sistema Operativo multiusuario, multitareas y multired.

WINDOWS NT Sistema Operativo multiusuario, multitareas y multired que se caracteriza por brindar mayor seguridad en el manejo de información.

WORLD-FIP (Factory Information Protocol). Protocolo de Instrumentación de Fábrica. Es un protocolo de comunicación de campo que usa el modelo Productor-Distribuidor-Consumidor, para transmitir las variables, garantizando los tiempos críticos de operación.

ABREVIATURAS

ANSI	American National Standards Institute
API	Application Program Interface
APDU	Application Protocol Data Unit
ASP	Active Server Page
ASDU	Application Service Data Unit
ATM	Asynchronous Transfer Mode
AUI	Attach Unit Interface
BCD	Binary Coded Decimal
BPS	Bytes Por Segundo
BSD	Berkeley Software Distribution Unix
CAN	Controller Area Network
CCITT	Committee on International Telegraphy and Telephony
CEI	Comisión de Electrotecnía Internacional
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CPU	Central Process Unit
CompactPCI	Compact Peripheral Computer Interface
CONANCE	Comité de Normalización y Asociación Nacional de Certificación de Equipo
CSMA/CD	Carrier Sense Multiple Access/Collision Detection
CT	Current Tranformer
CTS	Clear To Send
DAC	Data Acquisition and Control
DCD	Data Carrier Detector
DCE	Data Circuit-terminating Equipment
DCM	Data Change Momentary
DCS	Distributed Control System
DCOM	Distributed Component Object Model
DDE	Dynamic Data Exchange
DEI	Dispositivo Electrónico Inteligente
DLL	Dynamic Link Library
DNP	Distributed Network Protocol
DOS	Disk Operating System
DPI	Dot Per Inch
DRAM	Dynamic Random Access Protocol
DSP	Digital Signal Process
DSR	Data Set Ready
DTE	Data Terminal Equipment
DTR	Data Terminal Ready
DTI	Diagrama de Tuberías e Instrumentación.
DTR	Data Terminal Ready
ECC	Error Correction Code
EGP	Exterior Gateway Protocol
EMI	Electromagnetic Interface
E/S	Entrada/Salida
ESD	Emergency Shut Down
EUA	Estados Unidos de América
FDDI	Fiber Distributed Data Interface

FIP	Factory Information Protocol
FG	Fail Ground
FSK	Frequency Shift Keying
FTAM	File Transfer Access and Management
GOMSFE	Generic Object Model for Substations and Feeder
Equipment	
GPS	Global Position System
GUI	Graphic User Interface
HART	Highway Addressable Remote Transducer
HDLC	High Density Link Control
HMI	Human Machine Interface). Interfaz Humano Máquina
IEC	International Electric Committee
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGRP	Internet Gateway Routing Protocol
IHM	Interfaz Hombre Máquina
IP	Internet Protocol
IPC	Inter Process Communication
IRIG	Inter Range Instrumentation Group
ISA	Industry Standard Architecture
ISO	International Standards Organization
ISP	Interoperable System Project
IUC	Integrated Utility Communications
KV	Kilo Volts
KVA	Kilo Volts Amperes
LLC	Logical Link Control
LAN	Local Area Network
LON	Local Operative Network
MAN	Metropolitan Area Network
MMI	Man Machine Interface
MODEM	Modulador - Demodulador
MTBF	Mean Time Between Failures
MTTR	Mean Time To Repair
OBDC	Open Data Base Communication
OPC	Ole for Process Control
OSI	Open System Interconnection
OSPF	Open Shortest Path First
PC	Personal Computer
P2P	Peer To Peer
PLC	Program Logical Controller
PPP	Point to Point Protocol
PTT	Push To Talk
RAM	Random Access Memory
RD	Received Data
RDBMS	Relational Data Base Management Systems
RIP	Routing Information Protocol
RISC	Reduced Instructions of Set Computing
RTS	Request To Send
SAS	Sistema de Automatización de Subestaciones
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition

SCD	Sistema de Control Distribuido
SDTR	Sistemas de Simulación Digital en Tiempo Real
SE	Subestación Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SF6	Hexafluoruro de azufre
SBS	Straigth Binary Seconds
SG	Signal Ground
SIS	Sistema de Información de las Subestaciones
SNMP	Single Network Management Protocol
SOE	Sequence of Event
SQL	Structure Query Language
STP	Shield Twisted Pair
SPM	Sistema de Protección y Medición
SSL	Subsistema Local
SSR	Subsistema Remoto
SWC	Surge Withstand Capability
TASE	Telecontrol Application Service Element
TC	Transformador de Corriente
TCI	Telecontrol Interface
TCP/IP	Transport Control Protocol / Internet Protocol
TD	Transmite Data
TMI	TeleMonitoring Interface
UCA	Utility Communications Architecture
UCP	Unidad Central de Proceso
UPR	Unidad de Proceso Remota.
UPS	Uninterruptible Power Supply
UTC	Universal Time Code
UTM	Unidad Terminal Maestra
UTP	Unshielded Twisted-Pair
UTR	Unidad Terminal Remota
VT	Volteje Transformer
WAN	Wide Area Network

BIBLIOGRAFÍA.

- # Diseño de Subestaciones Eléctricas. Facultad de Ingeniería. Ing. José Raúl Martín. Editorial Mc.Graw-Hill de México 2ª edición.
- # Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. Comisión Federal de Electricidad. Octubre de 2001.
- # Temas Selectos de Energía Eléctrica (Apuntes de la materia)
Prof. Ing. Juan Carlos Altamirano Cano
Semestre 2005 – II.
- # Especificación SICLE INTEGRAL.
Comisión Federal de Electricidad, Enero 2000.