

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE INTERFAZ DE CAMPO EQUIPO - FIBRA OPTICA PARA SISTEMAS DE CONTROL NUMERICO EN SUBESTACIONES ELECTRICAS DE CORPOELEC

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Villegas O., Rómulo E.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE INTERFAZ DE CAMPO EQUIPO - FIBRA OPTICA PARA SISTEMAS DE CONTROL NUMERICO EN SUBESTACIONES ELECTRICAS DE CORPOELEC

Tutor académico: Ing. Lorena Núñez

Tutor industrial: Ing. Henry Rincon

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Villegas O., Rómulo E.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 31 de octubre de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Romulo Villegas., titulado:

“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE INTERFAZ DE CAMPO EQUIPO-FIBRA OPTICA PARA SISTEMAS DE CONTROL NUMERICO EN SUBESTACIONES ELECTRICAS DE CORPOELEC”

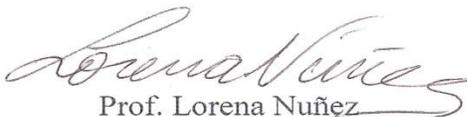
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Comunicaciones, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Carlos Moreno
Jurado



Prof. Zeldivar Bruzual
Jurado



Prof. Lorena Nuñez
Prof. Guía

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado principalmente a mis PADRES: RÓMULO VILLEGAS Y MARY FLOR OVALLES, quienes me dieron la vida y me han apoyado siempre, me ayudaron a seguir con mis sueños y nunca se rindieron conmigo. **LOS AMO, GRACIAS POR LO QUE ME HAN DADO EN ESTA VIDA.**

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por su gran apoyo y ayuda en todo lo que han podido y por sus ánimos para seguir adelante.

A mi tutor Académico Ing. Lorena Núñez por su tiempo, ayuda, guía suministrada y por no rendirse conmigo.

A mi tutor Industrial el Ing. Henry Rincón y al Ing. Humberto Cabrera por su tiempo, dedicación y la paciencia que me tuvieron, y por todos sus buenos consejos fuera del ámbito laboral.

A María Auxiliadora Rojas que desde que entre en la universidad, siempre estuvo apoyándome, ayudándome y dándome los mejores consejos.

A mis amigos, Erika Uzcategui, Armando Fajardo, Julio Ordoñez, Pablo Núñez, Laury Martínez, que gracias a ellos no estuviera terminando esto, También a Daniel Montilla, Maira Acosta y Carlos Fuenmayor quienes me ayudaron a seguir adelante con su apoyo en la vida. Y a todos ellos que siempre me apoyaron y con quienes he compartido tantas buenas cosas y que quienes siempre han estado ahí para apoyarme en las buenas y en las malas.

Villegas O., Rómulo E.

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE INTERFAZ DE
CAMPO EQUIPO - FIBRA OPTICA PARA SISTEMAS DE
CONTROL NUMERICO EN SUBESTACIONES ELECTRICAS DE
CORPOELEC**

Tutor académico: Ing. Lorena Núñez. Tutor industrial: Ing. Henry Rincón. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Comunicaciones. Institución CORPOELEC. 2013. 102 h + anexos

Palabras clave: Subestación Eléctrica; Bus de procesos; Relés; IED; ICEF; Brick; Bus de estación; Norma IEC 61850-8-1; Norma IEC 61850-9-2; Switch; Fibra óptica.

Resumen. En el presente trabajo se propone una nueva arquitectura para interconectar los transformadores primarios, secundarios y demás equipos de media tensión ubicados en el patio de una subestación eléctrica, a través de fibra óptica con equipos IED en la sala de mando, sustituyendo el tendido de cableado de cobre tradicional. Para lograr el objetivo principal, se comenzó por estudiar los equipos de una subestación de CORPOELEC-CADAFE y luego se estudiaron los esquemas de interfaz establecidos en las subestaciones con transductores y sistemas de control numérico. Posteriormente y utilizando la referencia bibliográfica del diseño normalizado HardFiber de General Electric para las subestaciones se propuso una nueva arquitectura de conexión de todos los equipos de patio con la nueva interfaz “Brick”, transmitiendo las señales de protección y control, a través de una red de fibra óptica de comunicación basada en el protocolo IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2. Finalmente se propuso el esquema de arquitectura del sistema, con las nuevas interfaces, incluyendo la interconexión con los equipos que conforman el sistema de comunicaciones de la subestación, además de definir la Topología LAN a utilizar y el sistema de sincronismo de la red.

INDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ABREVIATURAS.....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
ANTECEDENTES DE LA EMPRESA.....	3
1.1 PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA.....	4
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.2 Objetivos Generales.....	6
1.3 Objetivos Específicos.....	6
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	7
2.2 - Elementos principales de una subestación.....	8
2.2.1 - Transformadores.....	9
2.2.1.1 - Transformadores de Corriente.....	9
2.2.1.2 - Transformadores de Tensión.....	10
2.2.1.3 - Transformadores de Potencia.....	11
2.2.2 - Interruptores de Potencia (Disyuntores).....	12
2.2.3 - Reconectores.....	13
2.2.4 - Seccionadores.....	14
2.3 - Clasificación de Equipos de Medición.....	14
2.3.1 - Transductores.....	15

2.3.2 - Relés Inteligentes.....	18
2.3.2.1 - Relé Electromecánico.....	19
2.3.2.2 - Relé Electrónico.....	20
2.3.2.3 - Relé Numérico.....	21
2.3.3 - Dispositivo Electrónico Inteligente (IED).....	22
2.4 - Fallas.....	23
2.5 - Comunicaciones.....	24
2.5.1 - Fibra Óptica.....	24
2.5.2 - Emisores Ópticos.....	28
2.6 - Protocolos de Comunicación.....	28
2.6.1 - Control Data Type II.....	29
2.6.2 - MODBUS.....	29
2.6.3 - PROFIBUS.....	30
2.6.4 - DNP.....	30
2.6.5 - Protocolo IEC 60870-5-104.....	31
2.6.6 - Norma IEC 61850.....	32
2.6.6.1 - Estructura básica de la norma.....	35
2.6.6.2 - GOOSE.....	38
2.7 – Sincronización Temporal.....	39
2.7.1 – Estampa de tiempo en IEC 61850 - IEEE 1588.....	40
2.8 – Topologías.....	41
2.8.1 – Topología tipo estrella.....	42
2.8.2 – Topología tipo bus.....	43
2.8.3 – Topología tipo anillo.....	44
2.8.4 – Topología en árbol.....	44
2.8.5 – Topología en subestaciones.....	45

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO.....	47
3.1 - Tipo de investigación.....	47
3.2 - Levantamiento de información.....	47

3.2.1 - Sistemas de automatización que se utilizan en las subestaciones de CORPOELEC	48
3.2.1.1 - Interfaz de Campo.....	48
3.2.1.2 - Control Numérico.....	56
3.2.1.2.1 – Nivel Equipos de Campo.....	57
3.2.1.2.1 – Nivel IEDs.....	58
3.2.1.2.1 – Nivel Subestación.....	59
3.2.1.2.1 – Nivel de Centro de Control.....	60

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGIAS A SELECCIONAR.....	61
4.1 - HardFiber.....	62
4.1.1 - Brick.....	63
4.1.2 - Cables.....	66
4.1.2.1 – Cables de Cobre.....	67
4.1.2.2 – Cables de fibra Outdoor.....	69
4.1.2.3 – Cables de fibra para relé.....	70
4.1.3 - Cross Connect Panel.....	71
4.1.4 – Tarjeta de Proceso	72
4.1.4 – Instalación en una subestación.....	73
4.2 - Transformadores no convencionales IEC 61850-9-2.....	75
4.2.1 - Sensores ópticos actuales y Electrónica Primaria.....	77
4.2.2 - Transformador de tensión basado en condensador de división y Electrónica Primaria.....	80

CAPÍTULO V

5.1 - Propuesta para la implementación.....	83
5.2 - Topologías de redes LAN en subestaciones.....	85
5.2 - Sistema de Sincronización.....	89
CONCLUSIONES.....	94
RECOMENDACIONES.....	96
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS.....	97

BIBLIOGRAFIAS.....	100
ANEXOS.....	102

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de transductores	16
Tabla 2: Evolución de los transductores.....	17
Tabla 3 Tipos de Relés Inteligentes	19
Tabla 4. Comparación de los tipos de fibra óptica.....	26
Tabla 5 Cableado de cobre entre el gabinete y el campo o tablero.....	51
Tabla 6: Telemedición.	51
Tabla 7: Teleseñalización	53
Tabla 8: Alarmas	54
Tabla 9: Tipos de Brick	65
Tabla 10: Equipos de patio	66
Tabla 11 Tipos de cables de cobre que se conectan al Brick.....	67
Tabla 12 Estudio de las topologías	85

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama Transversal de Subestación Eléctrica.....	8
Figura 2: Representación de Transformador de Corriente	10
Figura 3: Esquema de Transformador de Tensión	11
Figura 4: Transformador de Potencia.....	12
Figura 5: Interruptores	13
Figura 6: Reconector.....	13
Figura 7: Seccionadores	14
Figura 8: Transductor.....	15
Figura 9: Fibra óptica Fibra Multimodo G.62.5/125	27
Figura 10: Arquitectura de la norma IEC 61850	34
Figura 11: Estructura de la norma 61850	35
Figura 12 Sincronismo Inteligente para IEC 61850 con IEEE 1588.....	40
Figura 13. Topología tipo estrella	43
Figura 14: Topología tipo Bus.....	44
Figura 15 Topología tipo anillo	45
Figura 16 Topología tipo Árbol.....	46
Figura 17 Fotos de un Gabinete de Interfaz	49
Figura 18 Fotos del gabinete de una RTU.....	50
Figura 19 Esquema Interfaz de Campo.....	50
Figura 20 Niveles del control numérico según el estándar 61850.....	56
Figura 21 Esquema de Control numérico para Subestaciones de CORPOELEC	59
Figura 22: Bricks Interfaz Óptica / Eléctrica.....	63
Figura 23: Posiciones de Instalación del Brick	64
Figura 24: Protección contra polvo y agua IP 67	65
Figura 25 Cableado de cobre.....	68
Figura 26 Terminación de Cable de Fibra óptica <i>outdoor</i> en el Brick.....	69
Figura 27 Terminación Del cable de Fibra óptica al Cross Connect Panel.....	70
Figura 28 Cable de fibra óptica <i>Indoor</i> para la conexión con los relés	70

Figura 29 Cross Connect Panel	71
Figura 30 Tarjeta de proceso y dispositivos IEDs	72
Figura 31 Process Bus – Interfaz de Campo Óptica – Eléctrica.....	73
Figura 32 Diagrama unifilar de una subestación.	74
Figura 33 Ejemplo de Aplicaciones de los Bricks en una subestación.....	74
Figura 34: Bus de estación y proceso en subestaciones con NCIT	76
Figura 35 Transformador VTCE.....	81
Figura 36 Sistema NCIT en una subestación con sistemas de protección redundantes.	82
Figura 37 Propuesta de Esquema de Process Bus para Subestaciones de CORPOELEC.....	84
Figura 38 Topología estrella doble.	86
Figura 39 Conexión del RG2288	92

ABREVIATURAS

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional.

IED: Dispositivo Electrónico Inteligente

TC: Transformador de Corriente.

TP: Transformador de Potencial.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IP: Internet Protocol.

ICEF: Interfaz Campo Equipo - Fibra

RTU: Unidad Terminal Remota

HMI: Human Machine Interface

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition

IEC: International Electrotechnical Commission

GPS: Global Positioning Satellite

UR: Universal Relay

NCIT: Transformadores de Medida No Convencionales.

GOOSE: Generic Object Oriented Substation Event

I/O: In/Out (Entrada / Salida)

INTRODUCCIÓN

La Gerencia de Telecomunicaciones de CORPOELEC se encuentra en constante búsqueda para mejorar el servicio eléctrico integrando las nuevas tecnologías ópticas mediante la teleprotección de los sistemas para evitar fallas en el mismo y obtener todos los datos necesarios en tiempo real lo que permite supervisar la operación normal de las subestaciones.

Con la ICEF (Interfaz de Campo Equipo/Fibra Óptica) se elimina la necesidad de utilizar miles de cables de cobre en una subestación remplazándolos por un número reducido de cables de fibra óptica. Al eliminar la necesidad de instalar y mantener los cables de cobre utilizados para la transmisión de señales y el monitoreo en subestaciones eléctricas, las empresas de servicios pueden ahorrar hasta el 50% de los costos de instalación y mantenimiento de los sistemas de protección y control, y a la vez elevar la seguridad de los trabajadores y la confiabilidad del sistema de energía.

En tal sentido, existen diversos fabricantes de la ICEF (Interfaz de Campo Equipo/Fibra Óptica) como es el caso de General Electric, Siemens, etc., de los cuales, uno de los productos más desarrollados actualmente es el Sistema HardFiber de General Electric, basado en la norma internacional para comunicación de subestaciones IEC 61850 consta de cuatro elementos: El Brick, el Cross Connect Panel, los resistentes Cables *outdoor* e *indoor* y la Tarjeta de procesos IEC 61850 con relé universal. Las conexiones de fibra óptica únicas y preconectadas reducen la gran cantidad de cables de cobre que se deben instalar, empalmar y conectar. La interfaz es idéntica para todos los equipos del sistema principal, con lo que se eliminan los diseños personalizados. La estandarización de los componentes que conforman la solución HardFiber reduce la posibilidad de error, minimizan las pruebas y aceleran el tiempo de resolución de problemas, tareas que son costosas y requieren mucho personal.

El Sistema HardFiber es un sistema IEC 61850 completo disponible para una amplia variedad de usos de protección, como por ejemplo la protección de generadores, transformadores, líneas de transmisión, buses, alimentadores, baterías de condensadores y motores.

CAPITULO I

ANTECEDENTES DE LA EMPRESA

En el mes de Octubre del año 1.958 se crea la “Compañía Anónima De Administración y Fomento Eléctrico” (CADAFE), la empresa eléctrica del estado venezolano, que desde el año 1.959 entró a servir a ciudades y zonas rurales del país con el lema: “CADAFE llega a donde VENEZUELA llega”.

CADAFE es una empresa de energía eléctrica encargada de la generación, producción y distribución del servicio eléctrico y sus operaciones se concentran en la zona occidental, central, oriental y sur del país. Para 2005 contaba con 2.534.333 clientes siendo la empresa eléctrica con mayor número de usuarios de Venezuela; en la actualidad esa cifra supera los tres millones de clientes.

La compañía fue creada con el fin de optimizar la administración y la operación de las empresas de electricidad dependientes del estado Venezolano que estaban repartidas en todo el país. Desde ese momento, desarrollo una infraestructura eléctrica en Generación, Transmisión y Distribución, la cual permite atender, hoy en día, a más del 80% del territorio nacional. Gracias a su presencia a nivel nacional, se ha hecho posible el funcionamiento de empresas de gran importancia para el país, como lo son la industria siderúrgica, la metalmecánica, la del aluminio, la petroquímica, entre otras.

Además, presta un servicio público, ya que suministra electricidad a hogares, hospitales, centros de enseñanzas, seguridad ciudadana, investigaciones científicas, entretenimiento y alumbrado público, garantizando calidad de vida en los venezolanos.

Uno de los elementos importantes del Sistema Eléctrico de CADAPE, está representado por el sistema de transmisión, conformado por una red cuya longitud es de 15.031 km, de los cuales 1.469 km funcionan a un nivel de tensión de 400 kV, 4.486 km a 230 kV y 9.662 km a 115 kV, distribuidos en las tres áreas o Sistemas: Oriente, Centro y Occidente, con sus respectivos Despachos de Carga de alcance regional y el Centro de Control Nacional, ubicado en La Mariposa, para operar la red de CADAPE.

CADAPE, a finales del año 2007 pasó a convertirse en una filial de la corporación eléctrica nacional, CORPOELEC; como es sabido, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET) decidió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de distribución de la energía eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la resolución 190 del MENPET, en la Gaceta Oficial N° 38.785 del día 8 de Octubre de 2007.

Desde que se publicó el decreto de creación de **CORPOELEC**, todas las empresas del sector: **EDELCA, La EDC, ENELVEN, ENELCO, ENELBAR, CADAPE, GENEVAPCA, ELEBOL, ELEVAL, SENECA, ENAGEN, CALEY, CALIFE Y TURBOVEN**, trabajan en sinergia para atender el servicio y avanzar en el proceso de integración para garantizar y facilitar la transición armoniosa del sector.

CORPOELEC tiene como objetivo redistribuir las cargas de manera que cada empresa asuma el liderazgo en función de sus potencialidades y fortalezas. En la actualidad el proceso de reagrupación avanza para la conformación efectiva de equipos de gestión bajo una gran corporación, aprovechando los valiosos recursos humanos, técnicos y administrativos existentes en cada región.

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Gerencia de Telecomunicaciones ha encontrado que la mayoría de las fallas en las subestaciones se debe a la falta de mantenimiento y supervisión de las mismas para su control y protección en tiempo real.

La supervisión de las subestaciones para su control, protección y medición actualmente se realiza mediante equipos analógicos y digitales utilizando cables de cobre, relés, y equipos de medición por lo que su construcción e instalación necesita una oficina de ingeniería para la puesta en marcha y toma de mediciones lo que implica gran mantenimiento y todo esto se traduce en altos costos. Adicionalmente la mayoría de los equipos de protección analógicos de las subestaciones se encuentran en franco deterioro, esto y la dificultad para encontrar repuestos para los mismos, ocasiona que muchos de ellos sean difíciles de calibrar. La empresa CORPOELEC cuenta con presencia de subestaciones a lo largo de todo el país por lo que se requiere mucho personal técnico para el control, supervisión y mantenimiento de todos los equipos como transformadores, sistemas de protección y medición.

Con la sustitución de los antiguos sistemas analógicos por el sistema ICEF mejoraría notablemente la confiabilidad de los sistemas de medición y control de los equipos de protección y transformación por lo que los costos de mantenimiento se reducirían notablemente.

1.2.- JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION

Actualmente la empresa CORPOELEC se encuentra en la búsqueda de ofrecer energía eléctrica a todo el país de una manera eficiente y una forma de mejorar las fallas y errores en las operaciones de las subestaciones es sustituir los sistemas actuales de medición y control de los transformadores y protecciones por el de ICEF.

Este sistema mejorará la optimización del servicio ya que funciona eficientemente, por lo que este estudio es necesario para validar la implementación del sistema en las subestaciones de CORPOELEC y que se traduzca en un ahorro sustancial tanto en el costo de inversión como en el de operación y mantenimiento.

1.3.- OBJETIVO GENERAL

Desarrollar propuesta de implementación de interfaz de campo equipo - fibra óptica para sistemas de control numérico en subestaciones eléctricas de CORPOELEC

1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los antecedentes de sistemas analógicos de supervisión y control de subestaciones eléctricas.
- Elaborar una propuesta de implantación de ICEF, analizando los requerimientos en los sistemas de control numérico las subestaciones.
- Desarrollar varias opciones de implementación, analizando las diferentes topologías e implantación de una red LAN en una subestación eléctrica, tomando en cuenta las implicaciones propias de la interferencia electromagnética en dicho ambiente, de manera tal que se garantice la comunicación de los equipos que la conforman.
- Elaborar una propuesta de implantación de un sistema de sincronización de los equipos de protecciones de las subestaciones eléctricas con la implantación de ICEF.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Las subestaciones eléctricas son un conjunto de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias encargada de dirigir y transformar el flujo de la energía. De ella salen y a ella confluyen líneas de igual o diferente tensión. Está compuesta por una serie de equipos eléctricos que sirven para la explotación y protección de la subestación. [1]

Son entidades cuya función es fungir como punto de relevo en la red de transmisión, con el fin de mantener una potencia determinada que garantice el cumplimiento de los requerimientos de carga (consumo) aún en el punto más remoto del sistema. En la figura 1 se observa cómo es un diagrama transversal de una subestación.

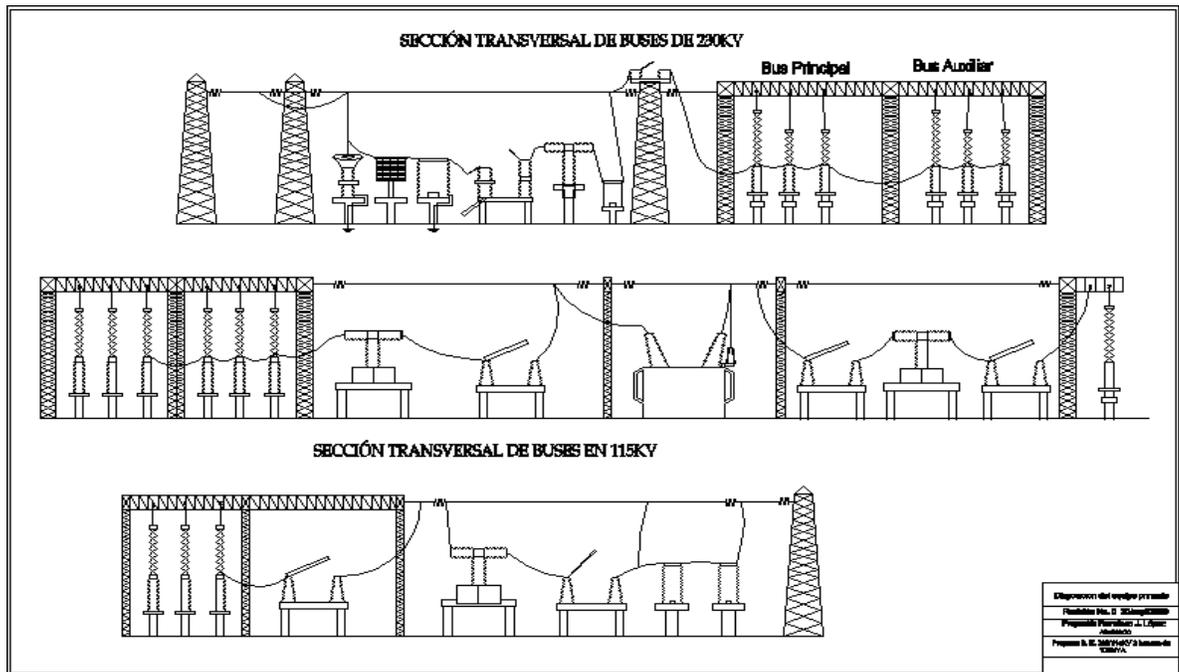


Figura 1: Diagrama Transversal de Subestación Eléctrica.

Fuente: http://www.bibliocad.com/biblioteca/vista-transversal-de-subestacion-230115-kv_25276 Consulta Marzo 2013

2.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN

Los elementos físicos mediante el cual se lleva a cabo el proceso de transmisión de la energía eléctrica en una subestación, está constituida principalmente por auto transformadores, transformadores de corriente y tensión, interruptores y seccionadores; siendo muy importantes las características de los puertos de comunicaciones de los mismos para las mediciones eléctricas del sistema de potencia, ya que abarcan los parámetros de tensión, corriente y energía en valores no peligrosos para los seres humanos.

Las características de los valores normalizados se definen por el comportamiento del circuito a medir; ello se logra mediante los transformadores de medición, así pues, los transformadores de medición de corriente transforman el valor de la corriente que circula por el circuito, la cual puede ser típicamente de varios centenares de Ampere, a una señal proporcional normalizada en el rango de cero a cinco Ampere y 120 Volt corresponden a los más comunes.

Estas señales de corriente y tensión provenientes de los transformadores de medida, alimentan a los instrumentos de medición en los paneles de control de la subestación. Tradicionalmente estos instrumentos son del tipo electromecánico los cuales exhiben el valor de la medida mediante deflexión de una aguja sobre una escala graduada, a los fines de que el operador presente en el sitio haga la lectura correspondiente.

Hasta mediados de la década de los ochenta esta era toda la medición que comúnmente se hacía en las instalaciones eléctricas y se disponía para ello de voltímetros, amperímetros, vatímetros, medidores de energía, medidores de factor de potencia, etc.

Algunos equipos de una subestación son los siguientes:

2.2.1 TRANSFORMADORES

Es un dispositivo que transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro manteniendo la frecuencia constante, tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente. Usualmente lo hace con un cambio de voltaje. [2]

Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 o 1 A y tensiones de 100, 110, $100/\sqrt{3}$, $110/\sqrt{3}$ V. Todos los valores de corriente y tensión de los transformadores están en RMS.

2.2.1.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. Figura 2



Figura 2: Representación de Transformador de Corriente

Fuente: PDF Introducción a las subestaciones eléctricas.

El primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Corriente primaria. Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación.

Para estaciones de potencia, los valores normalizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1.200, 1.500, 2.000 y 4.000 A..

Corriente secundaria. Valores normalizados de 5 A ó 1 A, dependiendo su elección de las características del proyecto.

2.2.1.2 TRANSFORMADORES DE TENSION

Un transformador de tensión es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y /o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado. El primario se conecta en paralelo con el circuito

por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Figura 3

Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión

La tensión secundaria nominal para los transformadores monofásicos utilizados en redes monofásicas o montadas entre fases de redes trifásicas, es de 110 V. Para los transformadores monofásicos destinados a ser montados entre fase y tierra en las redes trifásicas, en los cuales la tensión primaria nominal es la tensión nominal de la red dividida por $\sqrt{3}$, la tensión secundaria nominal es $110/\sqrt{3}$ V con el fin de conservar el valor de relación de transformación nominal.



Figura 3: Esquema de Transformador de Tensión

Fuente: PDF Introducción a las subestaciones eléctricas.

2.2.1.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Es el encargado de elevar o disminuir los niveles de tensión, es aquel cuyos devanados están conectados en paralelo con el sistema asociado. La transferencia de potencia se produce por inducción magnética solamente. Al interponer un transformador de potencia, los sistemas quedan aislados galvánicamente. Figura 4



Figura 4: Transformador de Potencia

Fuente <http://www.comercioindustrial.net/productos.php?id=helec&mt=hule>.

Consulta Marzo 2013.

2.2.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA. (DISYUNTORES)

Es un equipo de potencia diseñado para abrir o cerrar uno o más circuitos eléctricos, bajo condiciones normales de operación o de falla. Figura 5. El medio de extinción es aquel elemento del interruptor donde se desarrolla la dinámica del arco eléctrico, que se presenta al separarse mecánicamente los contactos. [3]

Se puede clasificar según los medios de extinción:

- Aceite
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)
- Aire Comprimido
- Vacío
- Soplado Magnético



Figura 5: Interruptores

Fuente: <http://monitor.advisorf.com/osecciones.php?idcontenido=0012-0000002&codsec=0012> Consulta Marzo 2013

2.2.3 RECONECTORES

Es un equipo, diseñado para abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo condiciones normales de operación o de falla, en este último caso realiza la reconexión automática del circuito. Si la falla es permanente, abre definitivamente después de un ciclo de operaciones preestablecido. Normalmente tienen un medio de aceite dieléctrico además pueden ser electrónicos o hidráulicos. Figura 6



Figura 6: Reconector

Fuente:

[http://www.myeel.com.ar/producto.php?producto=Reconectador Trifasico OVR](http://www.myeel.com.ar/producto.php?producto=Reconectador_Trifasico_OVR)

Consulta Marzo 2013

2.2.4 SECCIONADORES

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente, o dicho de otra forma, el seccionador debe maniobrar en vacío. No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Figura 7

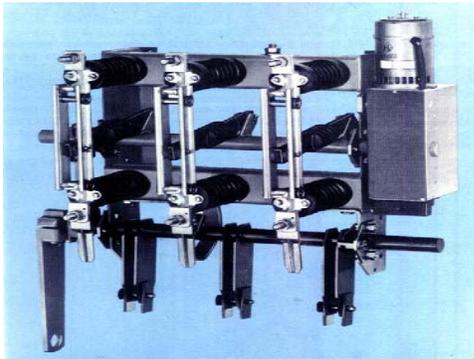


Figura 7: Seccionadores

Fuente: http://electricidad-viatger.blogspot.com/2008/05/seccionadores_05.html

Consulta Marzo 2013

2.3 CLASIFICACION DE EQUIPOS DE MEDICIÓN

Con el advenimiento de los sistemas de supervisión y control (SCADA), los cuales tienen por objetivo unificar en un solo centro de control, la operación eléctrica de toda la red, se hizo necesario instalar en todas las subestaciones unidades

terminales remotas (RTU), las cuales recogen las medidas y señales de importancia, para ser transmitidas al centro de control a través de un sistema de comunicaciones.

No se consideró prudente llevar directamente las señales normalizadas de corriente y tensión provenientes de los transformadores de medida al terminal remoto SCADA, pues si bien, estas magnitudes eran relativamente seguras para los seres humanos, eran peligrosas para la electrónica de las RTU. Desarrollándose de esta forma el concepto de transductor.

2.3.1 TRANSDUCTORES

La función del Transductor es convertir las señales normalizadas provenientes de los transformadores de medida en otras señales normalizadas para las RTU (Unidad de terminales Remotas). Figura 8 [4]



Figura 8: Transductor

Fuente: <http://www.velasquez.com.co/paginas/transductores.htm> Consulta Abril 2013

Los rangos de valores normalizados de entrada son de 0 a 5 ampere y de 85 a 150 Volt (120 Volt nominales) y la señal de salida están en el rango de más o menos un mili ampere y entre más o menos 100 milivolt.

Tabla 1: Tipos de transductores

Tipos	Descripción
Corriente	Convierte la señal de corriente AC proveniente de los transformadores de medida en otra señal DC normalizada
Tensión	Convierte la señal de tensión AC proveniente de los transformadores de medida en otra señal DC normalizada
Corriente o tensión múltiple	Combina dentro de una misma caja tres transductores de corriente o tres de tensión, su utilidad es frecuente en la medición de circuitos trifásicos.
Potencia	Calculan en función de las corrientes y tensiones de entrada, la potencia que fluye por el circuito medido, y producen a la salida una señal normalizada.
Energía	Son similares a los de potencia, pero la integran a lo largo del tiempo
Frecuencia	Determinan la frecuencia de una tensión AC de entrada, dentro de un entorno muy pequeño y producen a la salida una señal normalizada
Factor de Potencia	Determinan la diferencia del ángulo de fase existente entre una tensión y una corriente AC, o bien entre dos tensiones AC
Posicionamiento de tomas	Convierten una señal óhmica indicadora de la posición de la toma de un transformador en una señal normalizada
Inteligente múltiple	Es programable y puede por lo tanto medir, calcular y hasta memorizar la mayoría de los parámetros que denotan la operación del circuito eléctrico al cual estén conectados: corrientes, tensiones, potencia, factor de potencia, energía, frecuencia, etc.

La rápida aplicación de los conceptos de control distribuido, módulos inteligentes, vías de comunicación de altas velocidades a través de medios eléctricos, ópticos y magnéticos, lleva a concebir un esquema unificado donde la supervisión, control, medición e incluso protecciones obedezcan al mismo sistema. En la tabla 2 podemos observar como evolucionaron las técnicas usadas por los transductores.

Tabla 2: Evolución de los transductores.

Electromecánicos	<p>Usaron la técnica de D'Arsonval, la cual se hace circular por una bobina una muestra de la corriente que desea ser medida, en medio de un campo magnético provocando una fuerza que produce una deflexión de un muelle metálico elástico y el movimiento correspondiente se magnifica con una aguja, la cual se mueve sobre una escala graduada, permitiendo así la lectura de la medición.</p> <p>Para la medición de potencia, se deberá multiplicar la corriente por la tensión que alimentan al circuito que se desea medir, de tal forma que: Potencia $P= V \cdot I \cos \Theta$.</p>
Térmicos	<p>Emplean el principio de la termocupla mediante el cual la unión de dos metales disímiles, sometida a una temperatura superior respecto a los otros extremos, provoca la aparición de una tensión de corriente continua E_0 proporcional al producto escalar de la corriente y la tensión, o sea de la potencia que se quiere medir. El gran inconveniente de este instrumento es el tiempo de respuesta, pues es necesario obtener el calentamiento por la acción de las corrientes circulatorias, antes de observar una tensión de salida E_0 valedera, y por lo tanto es inherentemente muy lento.</p>
Efecto Hall	<p>Los instrumentos basados en este efecto aprovechan la propiedad de ciertos materiales de reaccionar, en virtud del principio de Maxwell, generando una tensión de corriente continua entre los</p>

	<p>extremos perpendiculares al paso de una corriente, y al campo magnético aplicado. La segunda generación de transductores hizo extenso uso de este método, pero cedió el paso a los transductores electrónicos, debido principalmente a la afectación de estos equipos con los cambios de temperatura.</p>
<p>Electrónicos Analógicos</p>	<p>Estos transductores muestrean las señales de tensión y/o corriente de entrada AC, mediante transformadores de medida y posteriormente, usando circuitos integrados para el cálculo analógico. La mayor dificultad consiste en obtener equipos poco sensibles a la temperatura y estables en el tiempo.</p>
<p>Electrónicos Digitales</p>	<p>Estos transductores digitalizan las señales de entrada, tan pronto son obtenidas de los transformadores internos de medida, y posteriormente realizan las operaciones de cálculo usando esta vez circuitos integrados para el procesamiento digital. A los efectos de producir la salida analógica normalizada de corriente continua, el resultado debe ser convertido de vuelta atrás al mundo analógico. Empieza a ser más natural el empleo de salidas digitales normalizadas.</p>
<p>Inteligentes</p>	<p>El grado más avanzado de los transductores electrónicos digitales lo constituyen los transductores inteligentes, los cuales están dotados de microprocesadores programables y de memoria fija, variable y/o permanente (ROM, RAM, EEPROM, etc.) Ello los convierte en máquinas universales de medición, debido a que según las necesidades del usuario, se les puede instruir para que calculen las variables que sean de interés. Así mismo, gozan de los beneficios respecto a la estabilidad de la información, con transductores electrónicos digitales que son.</p>

2.3.2 RELÉS INTELIGENTES

El aspecto rector para clasificar las distintas funciones de control de un proceso del sistema eléctrico es el tiempo de respuesta requerido, de la siguiente manera: [5]

Tabla 3: Tipos de Relés Inteligentes

Supervisión	Verifican condiciones del sistema, en su zona asignada. Las condiciones que no implican disparo pueden ser monitorizadas por este tipo de relés
Angulo	Establecen o detectan secuencias desfases entre magnitudes eléctricas
Regulación	Se activan cuando una variable supera un rango previsto. Operan sobre equipos auxiliares para devolver la variable a su valor de consigna.
Auxiliares	Se utilizan para multiplicar señales y activar equipos. Responden a la apertura o cierre de contactos de los relés principales y equipos diversos
Protección	Son un conjunto de dispositivos asociados entre sí para interpretar los parámetros del sistema, provenientes de los transformadores de corriente y de tensión para establecer una comparación con los ajustes y funcionalidad del sistema de potencia y luego tomar acciones.

Existen varios tipos de relés de protección según su tecnología como se mencionan ahora

2.3.2.1 RELÉ ELECTROMECAÁNICO

Son aquellos relés que trabajan directamente con magnitudes de tensión y corriente a través de bobinas que impulsan partes móviles. Se pueden clasificar de acuerdo a su principio de operación en:

- **Atracción electromagnética:** Los relés de atracción electromagnética están formados por una bobina con un núcleo magnético que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que al desplazarse junto con el núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Estos relés pueden operar con corriente alterna o corriente directa.
- **Inducción electromagnética:** Utilizan el principio del motor de inducción, en el que el estator tiene bobinas de corriente y potencial, induciendo corriente en la parte móvil del relé; estos operan solo con corriente alterna.

2.3.2.2 RELÉ ELECTRÓNICO

Son relés que realizan evaluación de los parámetros eléctricos a través de elementos de electrónica discreta (transistores, resistencias, condensadores y algunos componentes integrados) convirtiendo las magnitudes en señales de ondas cuadradas, que se comparan con una condición preestablecida.

Estos relés en relación con los electromagnéticos equivalentes son más pequeños, más rápidos, tienen menor carga, la mayor parte de esta carga se debe a la fuente de poder. El relé electrónico está formado por tres (3) partes, que son las siguientes:

- Fuente de tensión DC con regulador, que hace autosuficiente la alimentación de energía.
- Rectificador de onda completa o fuente de la señal de disparo, que suministra una corriente de aproximadamente 0,001 del valor de la corriente secundaria del transformador de corriente.
- Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo, y de la bandera de advertencia.

2.3.2.3 RELÉ NUMÉRICO

Son relés que realizan la evaluación de parámetros eléctricos a través de microprocesadores una vez convertidas en señales digitales, utilizando algoritmos para ello.

En general los relés numéricos permiten una gran flexibilidad por cuanto incluyen en su librería de programación las funciones de: protección de distancia, alta impedancia, sobre corriente no direccional, cierre sobre falla, sobre voltaje, oscilación de potencia, fuente débil, bloqueo por desbalance de tensión, las cuales pueden ser activadas por el usuario o solicitar al fabricante que la misma sea incluida en función a los requerimientos y a futuro ir activando funciones de acuerdo a los requerimientos del sistema.

En las líneas de transmisión con protecciones de distancias, las protecciones también pueden incluir las funciones de recierre, pero por confiabilidad no es usado sino que es instalado un relé adicional. En ciertos esquemas de protección y control existen unidades o relés que tienen incorporadas ambas funciones.

Los relés numéricos vienen incorporados con funciones de supervisión y diagnóstico dando una alta disponibilidad a la protección ya que cualquier falla interna tanto en el hardware como en el software da una señal de alarma a través de

un contacto y a su vez diagnostica en donde está el problema llevándolo a una lista de evento con alguna codificación especial permitiendo identificar el tipo de problema y su ubicación.

2.3.3 DISPOSITIVO ELECTRÓNICO INTELIGENTE (IED)

Es el término utilizado en la industria de la energía eléctrica para describir equipos de regulación electrónica inmersos en los sistemas eléctricos, por ejemplo utilizados en interruptores, transformadores y bancos de capacitores. [6]

Los IED reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos y puede informar a los comandos de control, tales como interruptores que se disparen cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias fuera de los rangos permitidos. Los tipos de IED más comunes incluyen reguladores de carga, reguladores de interruptores, los reconectores y los reguladores de voltaje.

Los relés de protección que son fabricados actualmente son IED. Esto es porque, con la tecnología de microprocesador disponible el mismo puede realizar varias funciones tales como: protección, control y las funciones similares. Mientras que antes de la tecnología de microprocesador una sola unidad contendría solamente una función de la protección, si varias funciones de la protección fueran requeridas se tendrían que combinar diversas unidades de relés de protección.

Un IED típico puede contener alrededor de 5-12 funciones de protección, 5-8 funciones de control que controlan dispositivos separados, función de “autoreclosed”, función de auto-supervisión, y funciones de comunicaciones.

Los equipos IED construidos recientemente se diseñan para apoyar la norma IEC61850 para la automatización de subestaciones, que proporcionan

interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas.

Las ventajas de este tipo de equipos es que permiten diseñar un sistema de manera distribuida, esto hace que a la hora del diseño se afronten los problemas de forma separada, y permite también diseñar, para cada posición una solución integrada, obteniendo un gran ahorro en el costo total del proyecto, ya que los propios equipos de protección, control y medición de la posición eléctrica realizan las funciones de recogida de datos, operación, y en algunos casos realización de funciones automáticas, por lo cual la inversión adicional se reduce a una red de comunicaciones en la propia instalación.

2.4 FALLAS

Las fallas son todas aquellas condiciones anormales o adversas que interrumpen el régimen permanente de transmisión de energía [7]

Dentro de una instalación eléctrica se pueden producir diversos tipos de fallas, que si persisten, pueden ocasionar daños en los equipos eléctricos y electrónicos, inestabilidad en el sistema o daños al personal encargado de la explotación de la instalación.

Las perturbaciones se definen como todo cambio no deseado de las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico y pueden ser originadas tanto por faltas que se pueden originar en la red (como un cortocircuito) como por algún parámetro que la define (como un cambio del nivel de tensión). En el anexo 1 se describen los diferentes tipos de perturbaciones que aparecen en la red.

Los sistemas de comunicaciones en la subestación eléctrica tienen como función principal detectar y avisar sobre posibles fallas que ocurran en el sistema de

potencia con la finalidad de corregir las mismas y así poder prestar un servicio de calidad.

2.5 COMUNICACIONES

El máximo aprovechamiento de los instrumentos de medición se logran cuando se ubica la inteligencia en el origen mismo de la medida, tan cerca de los transformadores de medida como sea factible, de esta manera la información ya digitalizada y protegida de errores y descalibración viaja desde su origen hasta todos los elementos que la utilizan a través de sistemas de comunicaciones. Conceptualmente se usa para ello cable de cobre y fibra óptica.

2.5.1 FIBRA ÓPTICA [8]

Una fibra óptica es un medio de transmisión flexible y muy delgado (8 a 125 μm) capaz de conducir un rayo óptico.

El principio básico de la comunicación por fibra óptica en las protecciones de línea, es un medio transmisor que une dos circuitos electrónicos, en el que los datos viajan en forma de ondas luminosas siendo necesario utilizar un relé que convierta los parámetros eléctricos provenientes de los transformadores de medida en fotones, que viajan por toda la longitud de la fibra. En el otro extremo del enlace, estos fotones son detectados por otro relé que revierte el proceso convirtiendo las ondas de luz en ondas eléctricas, para luego así poder comparar los valores de los parámetros eléctricos en cada extremo de la línea y a su vez con los ajustes previamente establecidos.

Son inmunes al ruido eléctrico ya que lo que transportan son ondas luminosas y poseen mayor capacidad de transmisión que otros medios. Representa el avance tecnológico más reciente en cuanto a medio de transmisión se refiere. En el

anexo 2 se muestra una explicación más detallada sobre la fibra óptica, sus ventajas y los diferentes tipos que se fabrican y factores que afectan la transmisión en ellas, longitudes de onda usadas.

El estándar ISO/IEC (std) 11801 define cuatro tipos de fibras ópticas para las diversas clases de aplicaciones. El ISO/IEC std 11801 o std 24702 define tres tipos de fibra óptica multimodo (OM1, OM2 y OM3) y dos tipos de monomodo (OS1 y OS2).

Existen varios tipos de fibras ópticas de las cuales se mencionaran algunas a continuación las cuales han sido normalizadas por la UIT-T.

OM1 Fibra 62.5/125: Las características de las fibras multimodo 62.5/125 μm de índice gradual para su aplicación a las redes ópticas de acceso. Es de aplicación usual en redes de Ethernet desde 10 Mbps hasta velocidades de 1 Gbps. Ideal para transmisores LED con una distancia de 2000 mts a 100 Mbps y 275 mts a 1Gbps.

OM2 Fibra 50/125: Las características de las fibras multimodo 50/125 μm de índice gradual para su aplicación a las redes ópticas de acceso. Es de aplicación usual en redes de Ethernet desde 10 Mbps hasta velocidades de 10 Gbps. Ideal para transmisores LED con una distancia de 2000 mts a 100 Mbps y 550 mts a 1Gbps y 82mts a 10Gbps.

OM3 Fibra 50/125 Laser Optimizado: La tecnología VCSEL (emisor de superficie de cavidad vertical) concentra la emisión de luz en el centro del núcleo de la fibra, por lo que cualquier irregularidad afecta considerablemente el desempeño de transmisión, limitando la máxima distancia alcanzable. Esto llevó a desarrollar un nuevo diseño y especificación para la fibra óptica multimodo de 50/125 μm que mejorara su proceso de fabricación y desempeño a 850nm y 1300nm, con

transmisores laser. Ideal para distancias de 2000 mts a 100 Mbps, 550 mts a 1Gbps, 300mts a 10Gbps, 100 mts a 40Gbps y 100mts a 100Gbps.

La siguiente tabla proporciona una breve descripción de las principales características de estos tipos de fibra óptica multimodo.

Tabla 4: Comparación de los tipos de fibra óptica.

Fuente: <http://www.fibraopticahoy.com/imagenes/2009/11/Tabla-1---Tipos-de-fibra-óptica-multimodo1.jpg> Consulta junio 2013

		Coeficiente de atenuación del cable (dB/km)		Ancho de banda modal mínimo (MHz·km)		
				En desbordamiento		Láser
Longitud de onda (nm)		850	1.300	850	1.300	850
Tipo de fibra óptica	Diámetro del núcleo (µm)					
OM1	50 ó 62,5	3,5	1,5	200	500	No especificado
OM2	50 ó 62,5	3,5	1,5	500	500	No especificado
OM3	50	3,5	1,5	1.500	500	2.000
OM4 (propuesto)	50	3,5	1,5			Por determinar 3.500 - 4.700

Sin embargo CORPOELEC, utiliza principalmente para la LAN de las subestaciones el tipo de fibra multimodo **62.5/125**; por esto se hará énfasis en dicha fibra y se presentaran sus características más importantes.

Fibra Multimodo 62.5/125: El filamento de Fibra Óptica MM50/125µm de Índice Graduado tiene dimensiones de 50µm en el núcleo (core) y 125µm en el primer recubrimiento (cladding). Este filamento está diseñado para trabajar en las ventanas ópticas de 850nm y 1300nm y provee al usuario un gran Ancho de Banda y una mínima Atenuación, parámetros que satisfacen la Norma Internacional para operación en las longitudes de onda 850nm y 1300nm. Esta fibra cumple o excede las recomendaciones ITUT G.651 e IEC793-2 TYPE A. Figura 9 [9]

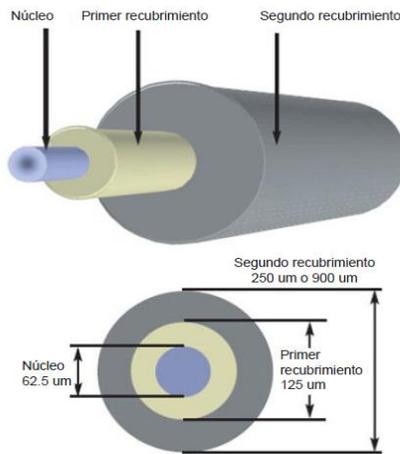


Figura 9: Fibra óptica Fibra Multimodo 62.5/125

Fuente: http://www.estec.cl/productos/public/files/producto/00632_pdf07.pdf

Consulta Junio 2013

2.5.2 EMISORES ÓPTICOS

En función del tipo y calidad de enlace que se requiera diseñar los emisores ópticos se dividen en:

- **Emisor LED:** sus características principales son su baja potencia y amplia dispersión espectral, son solamente usados en aplicaciones a muy corta distancia con fibras multimodo. Los emisores LED para las comunicaciones se fabrican en dos ventanas, 850nm y 1310nm. Dada la escasa potencia que se puede conseguir de este tipo de emisores, la atenuación de las fibras multimodo y su limitado ancho de banda, este tipo de emisores se utilizan para conexiones entre equipos de una misma sala. Su bajo costo hace que siga siendo una opción económicamente rentable.
- **Emisor Laser:** emiten luz por el principio de emisión estimulada, la cual surge cuando un fotón induce a un electrón que se encuentra en estado excitado a pasar al estado de reposo dentro de un

material particular. Permite disponer de una muy alta potencia luminosa con una distribución espectral muy angosta, con lo cual la dispersión cromática en la fibra es baja. La posibilidad de disponer de un haz de luz más angosto para inyectar luz a la fibra lo hace óptimo para su uso con fibras monomodo.

2.6 PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Durante los últimos años la automatización de las subestaciones eléctricas ha seguido un proceso de maduración, pudiéndose decir que partiendo de las experiencias realizadas durante los años 90 y a lo largo del siglo XXI se ha producido el desarrollo y aplicación generalizada de soluciones técnicas y económicamente viables. [10]

Los principales hitos de este progreso han sido:

- El desarrollo y la implantación progresiva de la tecnología digital basada en microprocesadores y técnicas de proceso de señal a los equipos de protección, supervisión, control y medida.
- La capacidad que esta tecnología proporciona para concebir equipos multifunción, reduciéndose el número de componentes necesario, eliminando elementos redundantes tanto en la captura de magnitudes y estados como el accionamiento, reduciendo el cableado entre componentes y eliminando elementos auxiliares.
- La utilización de la nueva capacidad para registro y comunicaciones de datos proporcionadas por esta generación de equipos digitales.
- El significativo desarrollo tecnológico y abaratamiento de los sistemas de comunicación, que ha facilitado la disponibilidad de puntos de acceso en todas las instalaciones eléctricas.
- La aceptación por parte de fabricantes y de usuarios indispensables acuerdos/normas respecto a los protocolos de comunicaciones a emplear,

que ha hecho posible diseñar sistemas que aceptan y combinan equipos de varios fabricantes.

- Los trabajos encaminados a la definición de modelos detallados de datos, que hacen posible la interoperabilidad e incluso la intercambiabilidad entre equipos de diferentes suministradores y la utilización de software de aplicación genérica para funciones de visualización, operación y configuración de los sistemas.

A continuación se describen algunos protocolos de comunicaciones que han sido usados en las subestaciones de CORPOELEC.

2.6.1 CONTROL DATA TYPE II

Este protocolo de comunicaciones, fue uno de los primeros instalados por la empresa, el cual funcionaba con mensajes asíncronos en datos de tipo serial half-duplex carentes de estampado de tiempo e interrogaciones constantes por parte del dispositivo maestro.

2.6.2 MODBUS

El protocolo de comunicaciones industriales MODBUS fue desarrollado en 1979 por la empresa norteamericana MODICON y debido a que es público, relativamente sencillo de implementar y flexible se ha convertido en uno de los protocolos de comunicaciones más populares en sistemas de automatización y control. A parte de que muchos fabricantes utilizan este protocolo en sus dispositivos, existen también versiones con pequeñas modificaciones o adaptadas para otros entornos. [11]

MODBUS especifica el procedimiento que el controlador y el esclavo utilizan para intercambiar datos, el formato de estos datos, y como se tratan los errores. No especifica estrictamente el tipo de red de comunicaciones a utilizar, por lo que se puede implementar sobre redes basadas en Ethernet, RS-485, RS-232 etc.

2.6.3 PROFIBUS

En el protocolo Profibus se establecen las características de comunicación de un sistema de bus de campo serie. Puede ser un sistema multimaestro que permite la operación conjunta de varios sistemas de automatización. Hay dos tipos de dispositivos que caracterizan a Profibus: Dispositivo Maestro y Dispositivo Esclavo, también llamados dispositivos activos y pasivos. Los dispositivos maestros, pueden enviar y solicitar datos a otras estaciones, siempre que mantengan el derecho de acceso (token) al bus. Los dispositivos esclavos sólo pueden enviar datos cuando un participante maestro se los ha solicitado. [12]

Los dispositivos esclavos son periféricos, tales como dispositivos entrada/salida, islas de válvula, transductores de medida y en general equipos simples de campo. Por el contrario los dispositivos maestros suelen ser equipos inteligentes, como por ejemplo autómatas programables. Podemos tener así mismo integrados en estos sistemas elementos que se pueden programar para funcionar como maestros o como esclavos. Profibus utiliza un método mixto para ordenar la comunicación entre estaciones. El método que utiliza para comunicarse entre una estación maestra y otra es del tipo token bus, mientras que la comunicación entre una estación maestra y una esclava es del tipo maestro-esclavo.

2.6.4 DNP

El protocolo DNP (Distributed Network Protocol), originalmente desarrollado por Westronic Inc. En 1990, actualmente GE Energy Services, documentado y puesto al público en 1993, es un protocolo basado en los estándares de comunicaciones IEC 870-5 diseñado para la industria en aplicaciones de telecontrol, especialmente enfocado hacia el sector eléctrico por la precisión y calidad de la información que transporta. [13]

Es un protocolo de comunicaciones abierto y no propietario, diseñado basándose en un modelo que incluye tres de las capas del modelo OSI (Open System Interconnection), denominado EPA (Enhanced Performance Architecture): Capa de aplicación, Capa de Enlace de Datos y Capa Física. Además el DNP define una capa extra conocida como la capa de transporte que no cumple con todas las especificaciones del modelo OSI, y por lo cual se suele denominar pseudo-nivel de Transporte.

El DNP 3.0 es muy eficiente por ser un protocolo de capas, mientras que asegura alta integridad de datos.

- Pueden existir más de 65000 dispositivos con direcciones diferentes en un mismo enlace.
- Permite mensajes “Broadcast”
- Confirmaciones a nivel de Capa enlace y/o aplicación
- Segmentación de los mensajes en múltiples tramas

La Respuesta NO SOLICITADAS es una capacidad que tiene el protocolo DNP 3.0, que permiten a los dispositivos esclavos respondan a los maestros sin que estos lo interroguen. Por lo general se usa esta característica para que dispositivos esclavos reporten eventos ya sean alarmas u otros eventos sin necesidad de preguntar por ellos.

2.6.5 Protocolo IEC 60870-5-104

El protocolo IEC-104 trabaja bajo ambiente TCP/IP para que surjan dentro de las subestaciones eléctricas conexiones remotas para configuración de equipos y redes más rápidas para el control basadas en fibra para dar un mayor nivel de seguridad en caso de perturbaciones eléctricas o sobrecorrientes que forman parte del día a día en una subestación. El estándar utiliza la interfaz de red TCP / IP para

disponer de conectividad a la red LAN (Red de Área Local) con routers con diferentes protocolos de enrutamiento (RIP, IGRP, OSPF, BGP, etc.) también se puede usar para conectarse a la WAN (Wide Area Network).

2.6.6 Norma IEC 61850

La norma IEC 61850 empezó su desarrollo con la intención de lograr una solución global y abierta para la automatización de subestaciones. Para esto, se consideró la experiencia acumulada en normas internacionales ya existentes, los requisitos de los usuarios y de la ingeniería de los sistemas. [14]

Los Objetivos de la norma son los siguientes:

1. Permitir conectar los equipos de diferentes fabricantes: Una de las mayores ventajas que tiene la utilización de la IEC 61850 es la interoperabilidad entre los dispositivos de diferentes fabricantes, entendiéndose ésta como la capacidad de dos o más IEDs de uno o varios fabricantes para intercambiar información y utilizarla para realizar sus funciones de forma cooperativa. Para ello se ha definido un dominio específico con modelos de datos y servicios normalizados, de forma que los IEDs son capaces de comprender la información precedente de otros equipos y de realizar funciones en común, aunque estén distribuidas en varios dispositivos físicos, mientras están conectados a una misma red con un mismo protocolo.
2. Validez para las instalaciones presentes y futuras: Esta norma proporciona ventajas tanto a la hora de renovar o ampliar subestaciones como en las de nuevo diseño. Es sencillo añadir nuevas funcionalidades durante el proceso de renovación de una instalación haciendo uso de las nuevas herramientas disponibles. Mediante la utilización de "Gateway", es posible que equipos "no

IEC 61850" puedan ser vistos por el sistema como IEDs "compatibles" con el estándar.

3. Flexibilidad ante las diferentes arquitecturas de los Sistemas de Automatización: Permite la libre asignación de funciones a los IEDs y por lo tanto, soporta cualquier arquitectura de automatización de subestaciones ("centralizada" o "descentralizada," por ejemplo), así como diferentes enfoques de integración o distribución de funciones.
4. Capacidad de combinar las tecnologías de comunicaciones presentes y futuras con las aplicaciones existentes, garantizando su estabilidad a largo plazo: La norma separa las aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones. Esto hace posible beneficiarse de las ventajas de la evolución de dichas tecnologías, salvaguardando la información y las aplicaciones que ya satisfacen las necesidades del usuario y permitiendo evolucionar ante nuevos requisitos del sistema.
5. Reducción de plazos y costos del proceso de ingeniería y puesta en marcha de las subestaciones: La norma establece un lenguaje de descripción de configuración de subestaciones denominado SCL (Substation Configuration Description Language) que incorpora descripciones formales de las capacidades de los IEDs, de la arquitectura de la subestación, de la estructura de comunicaciones y de la interacción con la estructura de la subestación. Facilita también un proceso de ingeniería estandarizado, proporcionando los medios para intercambiar datos de configuración entre herramientas de ingeniería. El proceso de ingeniería resulta más eficiente y se simplifica tanto el mantenimiento como la ampliación de los sistemas de automatización.

La norma IEC 61850, como se muestra en la Fig. 10, define tres niveles en la subestación: Estación, Campo y Bahía.

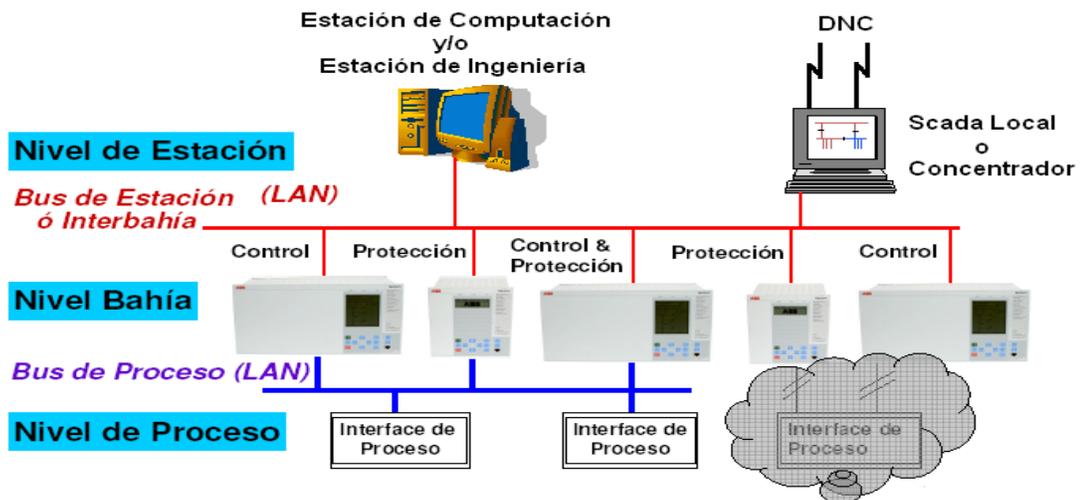


Figura 10: Arquitectura de la norma IEC 61850

Fuente: http://www.fing.edu.uy/~asabigue/prgrado/DocFinal_GEstevez2010.pdf

Consulta Marzo 2013.

Nivel de Estación

Es el nivel superior dentro de la subestación, donde se sitúan las consolas locales (HMI) y las unidades centrales de subestación (UCS/Gateway) que se conectan con los centros de control (SCADA). La red Ethernet que se utiliza aquí es llamada “BUS de Estación”.

Nivel de Bahía

Es el nivel intermedio, en el que se sitúan los equipos de protección y control. Para ello se construye una caseta o shelter con ambiente controlado con aire acondicionado, equipos de energía y control de humedad.

Nivel de Proceso

Es el nivel más bajo, en el que se sitúan los sensores, transformadores de corriente y de tensión principalmente, y los dispositivos de actuación (interruptores y seccionadores) necesarios para la monitorización y operación de la subestación.

2.6.6.1 Estructura básica de la norma

La norma IEC 61850 es un estándar internacional y está constituida por 11 documentos que se mencionan a continuación:

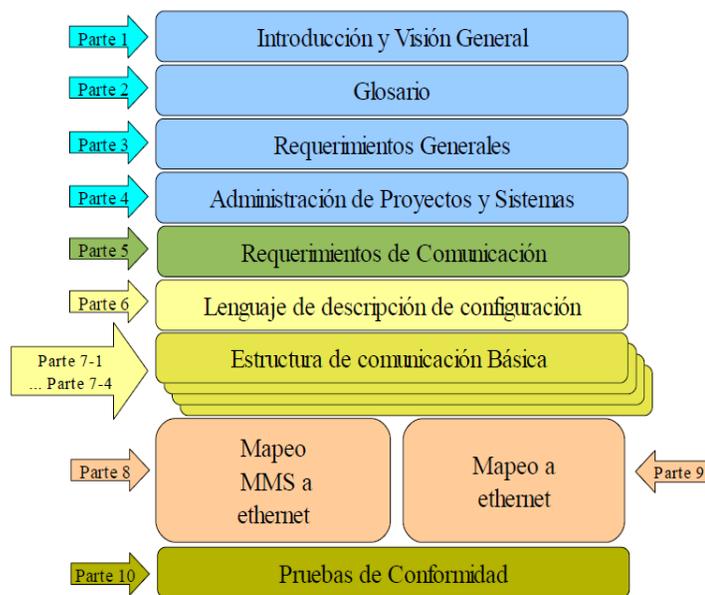


Figura 11: Estructura de la norma 61850

Fuente: http://www.fing.edu.uy/~asabigue/prgrado/DocFinal_GEstevez2010.pdf

Consulta Marzo 2013.

- **IEC 61850-1 Introduction and overview** / introducción y descripción general.
- **IEC 61850-2 Glossary** / glosario
- **IEC 61850-3 General requirements** / requisitos generales
- **IEC 61850-4 System and project management:** gestión de sistemas y proyectos.

- **IEC 61850-5 Communication requirements for functions and device models:** requisitos de comunicaciones para modelos de dispositivos y funciones
- **IEC 61850-6 Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs:** lenguaje de descripción de configuración de comunicaciones para IED en subestaciones eléctricas
- **IEC 61850-7-1 Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models:** estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación y alimentador – principios y modelos
- **IEC 61850-7-2 - Basic communication structure for substation and feeder equipment – abstract communication service interface (ACSI):** estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación y alimentador- interfaz de servicios abstractos de comunicaciones ACSI.
- **IEC 61850-7-3 - Basic communication structure for substation and feeder equipment – Common data classes:** estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación y alimentador- clases de datos comunes.
- **IEC 61850-7-4 - Basic communication structure for substation and feeder equipment – Compatible logical node classes and data classes:** estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación y alimentador- clases de nodos lógicos compatibles y clases de datos.
- **IEC 61850-8-1 - Specific communication service mapping (SCSM) Mappings to MMS (ISO/IEC 9506-1 and ISO/IEC 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3:** mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM)- mapeo a MMS (ISO/IEC 9506-1 e ISO/IEC 9506-2) y a la norma ISO/IEC 8802-3.
- **IEC 61850-9-1 - Specific communication service mapping (SCSM) Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link:** mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM)- valores muestreados sobre enlace punto a punto serie unidireccional multidrop. Esta parte se aplica a transformadores de medida de tensión y corriente con salida

digital vía una unidad concentradora (merging unit), para su utilización con instrumentos electrónicos de medida y de protecciones. Para salidas digitales el estándar considera conexiones punto a punto desde la unidad concentradora a los instrumentos electrónicos de medida. Esto permite interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes.

- **IEC 61850-9-2 - Specific communication service mapping (SCSM) Sampled values over ISO/IEC 8802-3 2:** Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM)- valores muestreados según la norma ISO/IEC 8802-3 Define el SCSM para valores muestreados sobre ISO/IEC 8802-3. La intención de esta definición es reforzar la IEC 61850-9-1 para incluir el mapeo completo del modelo de valores muestreados. Se aplica a transformadores de corriente y tensiones electrónicas, unidad concentradora, y dispositivos electrónicos inteligentes como por ejemplo: unidades de protección, controladores de bahía y medidores.

El último paso en el desarrollo de subestaciones viene con la introducción de esta parte de la norma 9-2 para la interface con el Bus de Proceso (Process bus). Para los equipos primarios, esto significa transformadores convencionales de corriente y tensión (CIT) que utilizan cobre, hierro y material aislante para proporcionar valores análogos (1 A, 110 V) (Nivel 0). Se pueden intercambiar por sensores de fibra óptica, que envían una señal digital procesada de bus a través de cables de fibra óptica hacia los equipos de medición.

La IEC 61850-9-2 ha permitido el intercambio de señales desde los transformadores no convencionales (NCIT) de forma normalizada, lo que refuerza las grandes ventajas de la tecnología NCIT. Entre ellas se incluyen los máximos niveles de precisión en todo el ámbito de medición. Todas las señales digitales y analógicas, hacia y desde la sala de control ahora se pueden ejecutar a través del bus de proceso, mediante fibras ópticas en lugar de toneladas de cables de cobre.

2.6.6.2 GOOSE

El IEC 61850 estandariza la utilización de redes Ethernet con prioridad, define el intercambio de mensajes críticos denominados “Generic Object Oriented Substation Event” (GOOSE), como así también valores muestreados (Sampled Values) para las mediciones de los transformadores de medida de corriente y tensión. Estas mediciones pueden realizarse a través de nuevos modelos de transformadores de medición, cuyos valores de salida son digitales o mediante unidades específicas que convierten las mediciones analógicas convencionales en información digital. Los modelos de información y los servicios de comunicaciones son independientes del protocolo, y la utilización del protocolo “Manufacturing Message Specification” (MMS) en la capa aplicación y servicios de web, permitirán el crecimiento y vigencia de esta norma al permitir incorporar nuevas tecnologías de comunicaciones.

Los mensajes GOOSE (comunicación horizontal) y los valores muestreados son considerados de tiempo crítico y es por ello, que son mapeados directamente al nivel bajo de la capa Ethernet, consideran que todos los tiempos deben de ser inferiores a un cuarto de ciclo (5ms), debido a la naturaleza de sus mensajes. Esto da la ventaja de mejorar el desempeño en la transferencia de mensajes en tiempo real reduciendo la trama Ethernet y el tiempo de procesamiento. Los otros tipos de comunicación son considerados como comunicación cliente- servidor los cuales son mapeados al protocolo MMS (comunicación vertical) para mmonitorización, supervisión y órdenes.

Los equipos de potencia con IEC 61850, ya no monitorean sólo una salida física, sino que éstos tendrán que ser capaces de detectar y captar un mensaje GOOSE con las siguientes características:

- Un mensaje tipo GOOSE (comunicación entre bahías) tarda $100\mu\text{s}$ en pasar un interruptor
- El retraso de los mensajes GOOSE no es superior a 2ms.

2.7 SINCRONIZACION TEMPORAL

Una correcta sincronización temporal de todos los dispositivos de protección y control es una importante función para asegurar que los eventos que se suceden en una subestación sean adecuadamente registrados, y poder realizar un análisis de fallas. Una de las fuentes de referencia temporal es el servicio GPS (Global Positioning Satellite), disponible en la mayor parte de la superficie terrestre. [16]

La distribución de la sincronización temporal puede ser lograda de distintas formas. Uno de los métodos más comunes es la señalización IRIG-B (Inter Range Instrumentation Group-B), y en redes Ethernet la utilización de NTP (Network Time Protocol) y SNTP (Simple Network Time Protocol). Tanto NTP como SNTP implementan los mismos protocolos de red, sin embargo los algoritmos para software cliente y servidor son menos sofisticados en SNTP.

La sincronización temporal en redes Ethernet, se realiza mediante protocolos NTP, que brinda precisiones de 1-50 mseg., ó SNTP, que puede brindar una precisión del orden de los 100 microseg. Para mejorar la precisión se han desarrollado otros protocolos, como el PTP (Precision Time Protocol), que mejora la precisión de un orden de magnitud, ya que permite sincronizar en el orden de las decenas de microseg. Sin embargo en la actualidad ante las exigencias que plantea la necesidad de mayores precisiones para aplicaciones como Protección de Área (Wide Area Protection), sincrofasores, etc., se está estudiando la utilización del protocolo IEEE 1588, desarrollado para control de procesos que mejora notablemente los valores de precisión de PTP, ya puede alcanzar exactitudes del orden de 20 microseg. ó mejor.

2.7.1 Estampa de tiempo en IEC 61850 - IEEE 1588

El Protocolo de Precisión de Tiempo (PTP) definido en la norma IEEE 1588 - 2002 (PTPv2 / IEEE 1588-2008) permite una sincronización precisa de los relojes en

redes con capacidad de multidifusión, como Ethernet, por ejemplo. Puede alcanzarse una precisión de nanosegundos utilizando en los paquetes de datos las estampas de tiempo generadas por el hardware. Soportando los equipamientos de las redes inteligentes IEC 61850. En la figura 12 se muestra un esquema de conexión de los equipos con el protocolo IEEE 1588.

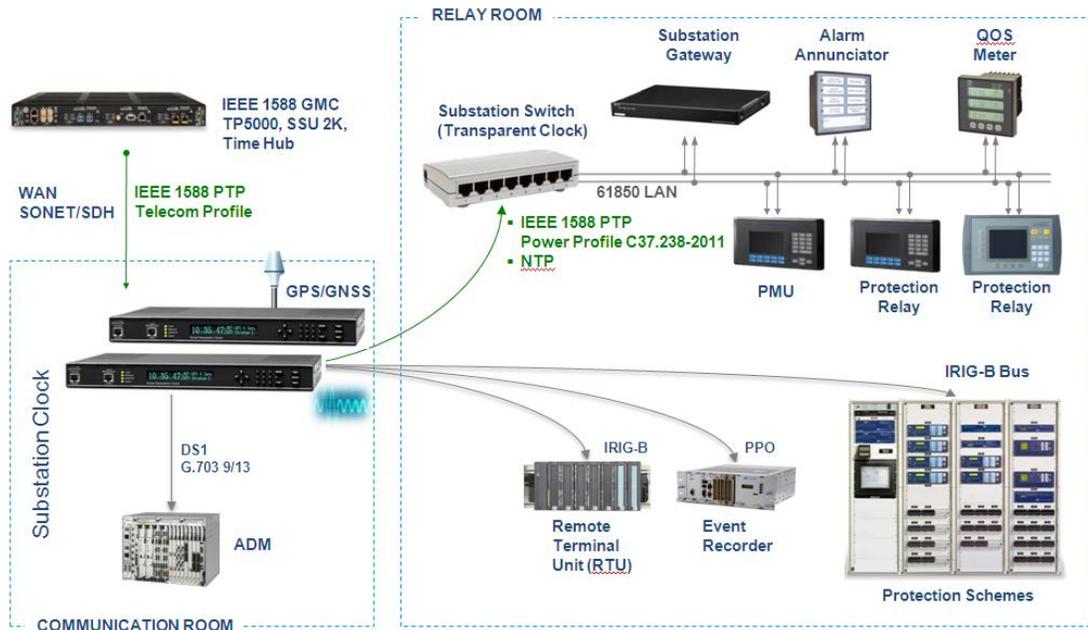


Figura 12 Sincronismo Inteligente para IEC 61850 con IEEE 1588

Fuente: www.symmetricom.com/link.cfm?lid=9388 Consulta Marzo 2013.

Este protocolo se transmite estableciendo una comunicación entre un Maestro y un Esclavo, en donde el Esclavo utiliza el intervalo de arribo de los paquetes y la información de referencia del tiempo (Time stamp) para que el esclavo sincronice su reloj respecto al Maestro. Esta jerarquía es muy útil al momento de aplicarlo a una red, debido a que esto permite un orden en la entrega del sincronismo entre dispositivos debido a que esta comunicación es bidireccional pero el establecimiento de un Maestro facilita las decisiones. En el Anexo 3 se puede observar una tabla de comparación de los distintos métodos de sincronización de tiempo.

En la publicación IEC 61850-5, la norma indica la necesidad de un formato común para la estampa de tiempo, dando una serie de requerimientos, entre los cuales menciona que la estampa de tiempo se debe basar en un estándar existente, tal como UTC (Coordinated Universal Time, también denominado “Greenwich Mean Time”). Asimismo define un modelo, indicando además que la información de estampa de tiempo debe poder ser derivada de fuentes temporales comerciales disponibles, por ej. GPS. Se requiere que la estampa de tiempo de los eventos/valores binarios ó analógicos sea tan exacta como sea posible, y no necesite corrección en el extremo receptor.

En la publicación IEC 61850-7-2, se define la relación entre los valores de estampa de tiempo, la sincronización del tiempo interno con una fuente temporal externa, por ej. UTC, así como otra información relacionada con el modelo de tiempo y de sincronización.

2.8 Topologías

El término “topología” se emplea para referirse a la disposición geométrica de las estaciones de una red y los cables que las conectan, y al trayecto seguido por las señales a través de la conexión física. La topología de la red es pues, la disposición de los diferentes componentes de una red y la forma que adopta el flujo de información. [17]

Las topologías fueron ideadas para establecer un orden que evitase el caos que se produciría si las estaciones de una red fuesen colocadas de forma aleatoria. Esta tiene por objetivo hallar cómo todos los usuarios pueden conectarse a todos los recursos de red de la manera más económica y eficaz; al mismo tiempo, capacita a la red para satisfacer las demandas de los usuarios con un tiempo de espera lo más reducido posible.

Si bien las topologías básicas son ampliamente conocidas, es importante tener en cuenta una serie de consideraciones al seleccionar una, ya que cada Empresa Eléctrica posee su propia configuración particular de subestaciones, y es importante por un aspecto práctico, considerarlas al definir la topología a utilizar. La elección de una adecuada topología es una decisión fundamental, que está vinculada con el grado de disponibilidad y por lo tanto de redundancia exigido a la LAN Ethernet en la subestación.

Estas son algunas topologías LAN: [18]

2.8.1 Topología tipo Estrella.

Se caracteriza por tener todos sus nodos conectados a un controlador central.

Ventajas

Si un Switch se daña o el cable se rompe, los otros Switch conectados a la red siguen funcionando.

Desventajas

Debido a su centralización esta estructura presenta cierta fragilidad. No es demasiado flexible, ya que es necesaria una unión adicional para cada estación que se añade, haciendo de esta más costosa que la topología bus y anillo. Si el nodo central se cae, la red entera no tiene comunicación.

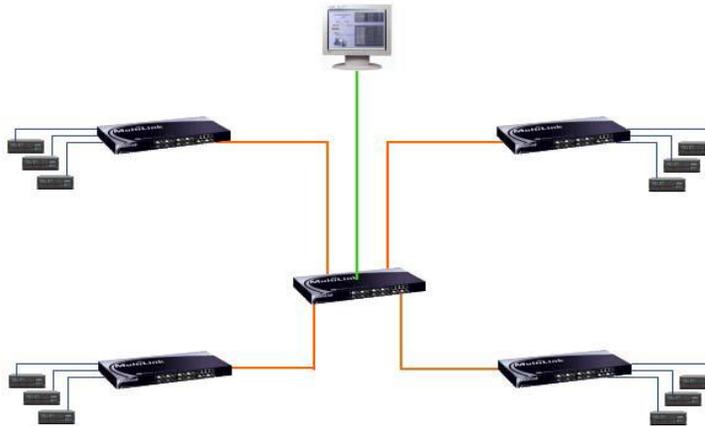


Figura 13. Topología tipo estrella

Fuente: PDF Practical Applications of IEC 61850 Protocol in Industrial Facilities

2.8.2 Topología tipo Bus.

Los nodos están unidos por un cable a modo de espina dorsal.

Ventajas.

Es muy barato realizar todo el conexionado de la red ya que los elementos a emplear no son costosos.

Desventajas.

La velocidad en esta conexión de red es muy baja.



Figura 14: Topología tipo Bus

Fuente: PDF Practical Applications of IEC 61850 Protocol in Industrial Facilities

2.8.3 Topología tipo Anillo.

Esta se caracteriza por un camino unidireccional cerrado que conecta todos los nodos.

Ventajas.

Proporcionan velocidades de transmisión altas con tasas de errores muy bajas. Todos los nodos tienen acceso a la información que circula por el anillo, lo que permite la priorización de las tramas

Desventajas.

La ruptura de algún cable o fallo de un nodo altera el funcionamiento de toda la red, al igual que las distorsiones afectan a toda la red.

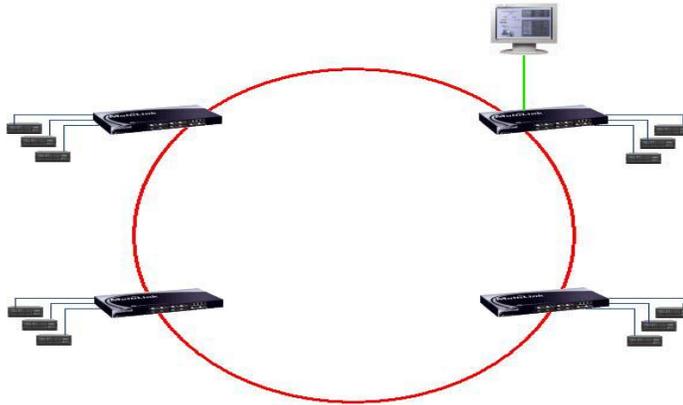


Figura 15: Topología tipo anillo

Fuente: PDF Practical Applications of IEC 61850 Protocol in Industrial Facilities

2.8.4 Topología en Árbol.

Es una variante de la estrella. Como en la estrella, los nodos del árbol están conectados a un concentrador central que controla el tráfico de la red.

Ventajas

La detección de problemas es relativamente sencilla, ya que se pueden desconectar estaciones o ramas completas hasta localizar la avería.

Desventaja

Hay una dependencia de la línea principal, y los fallos en una rama provocan la caída de todos nodos que cuelgan de la rama o subramas.

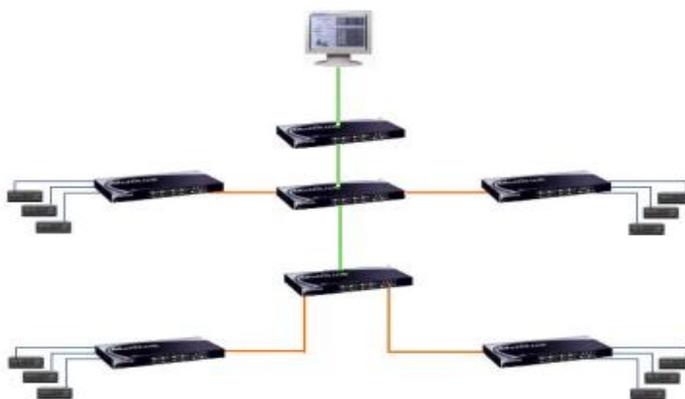


Figura 16: Topología tipo Árbol

Fuente: PDF Practical Applications of IEC 61850 Protocol in Industrial Facilities

2.8.5 Topologías de redes en subestaciones

Estos son algunos modelos de las topologías usadas en la subestaciones

Topología en anillo simple, en la cual el Switch principal o maestro se ubica en el nivel estación, y los restantes Switches se instalan uno por cada campo. Los IEDs de cada campo se conectan a estos Switches, quedando conformado un anillo simple entre los Switches de campo y el Switch a nivel estación.

Topología de anillo doble, en el cual cada Switch está conectado a ambos anillos, aunque los dos anillos no estén conectados directamente, esta topología actúa como si fueran dos anillos independientes, este provee un grado de tolerancia a fallas importante dado que se incorporan caminos alternativos que permiten que el sistema siga funcionando aún en presencia de diversas fallas.

Topología Estrella redundante en esta, a la topología de estrella normal se le adiciona un Switch y duplicando las conexiones al mismo, se logra evitar la pérdida de comunicación si falla un Switch o alguna conexión con él.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 - TIPO DE INVESTIGACIÓN

La metodología empleada durante la investigación del trabajo es del tipo documental, ya que se propuso una sustitución de los esquemas de automatización actuales por los nuevos esquemas de automatización por fibra óptica según el estándar IEC 61850 en el diseño de subestaciones. Además la investigación tiene como punto de partida la construcción realizada por la empresa de la S/E Borburata, por lo tanto se busca estandarizar los requerimientos necesarios para la implementación de dichos equipos en los diferentes tipos de subestación de la CORPORACION ELECTRICA NACIONAL. La investigación se dividió en 2 etapas: levantamiento de información y dimensionamiento del nuevo equipo de automatización.

3.2.- LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

El levantamiento de información tiene como objetivo ilustrar la evolución a través de los años de los equipos que ha empleado CORPOELEC para todo el sistema de automatización.

Cuando se hace referencia a la Automatización de una subestación es muy importante tener en cuenta el medio a través del cual se transmiten las señales de medición y protección, ya que a pesar de tratarse de un equipo netamente de comunicaciones es una pieza fundamental, si se requiere despejar una falla, en un tiempo adecuado y sin generar problemas de estabilidad.

Para evaluar las nuevas tecnologías en lo que respecta a equipos de automatización, equipos de comunicación y fibra óptica, es sumamente necesario tener en cuenta la evolución tecnológica que han venido desarrollando dichos equipos

a lo largo de los años. Así como también los diversos cambios que se han visto reflejados en los esquemas de las subestaciones y plantas eléctricas.

En primer lugar se tienen las comunicaciones a través de equipos de transductores analógicos que como se ha explicado anteriormente utilizan cable de cobre para transmitir señales dentro de una subestación. Esta ha sido la técnica más usada a lo largo de los años, no obstante, como la tecnología ha tenido una evolución considerable en el tiempo, luego se desarrollaron las comunicaciones digitales a través de fibra óptica y CAD (Centros de Adquisición de Datos), hasta llegar a desarrollar un puerto óptico de comunicaciones en los equipos de potencia.

3.2.1 Sistemas de automatización que se utilizan en las subestaciones de CORPOELEC

3.2.1.1 Interfaz de Campo

Ésta fue una de las primeras etapas de las subestaciones donde los sistemas de control de la subestación estaban gobernados por un gabinete de interfaz donde se encuentran los equipos que permitían llevar a las Unidad Terminal Remota (RTU) del sistema de supervisión y control todas las Telemedidas, Telesñalización y Telemandos requeridos. En los inicios todos los componentes de protección y medición eran analógicos, el control de la subestaciones se realizaba por medios electromecánicos.

La Telemedición es encargada de tomar las muestras de medición de la subestación desde los transformadores, pasándolas por los transductores correspondientes y llevándolas hasta los RTU para poder tener las mediciones de corriente, tensión, potencia, etc., este sistema era analógico.

Las funciones realizadas por telemando consisten en dar teleseñalización al despacho cuando la subestación se encuentre en operación, es realizado por sistemas digitales. Es encargada de abrir y cerrar interruptores, permitir el mando del cambiador de tomas, subir y bajar carga de las unidades generadores de las plantas, alarmas, etc.

Este sistema funciona conectando los equipos de patio por cable de cobre. Los tipos de cables de cobre que se usan se pueden ver en la tabla 5. Todos estos cables van por canales que se dirigen a la Casa de Mando y se conectan todos al Gabinete de Interfaz, el cableado entra por la parte inferior del armario como se puede ver en la figura 17 y se conectan a los transductores, borneras, regleta como se puede ver en la figura 18, se usan señales analógicas de Telemedición para poder tener las mediciones, con las señales normalizadas estos equipos se conectan a los RTU para poder mandar la información a los equipos de telecomunicaciones y luego al despacho de carga. En la figura 19 se observa el esquema de la Interfaz de Campo en las subestaciones de CORPOELEC.

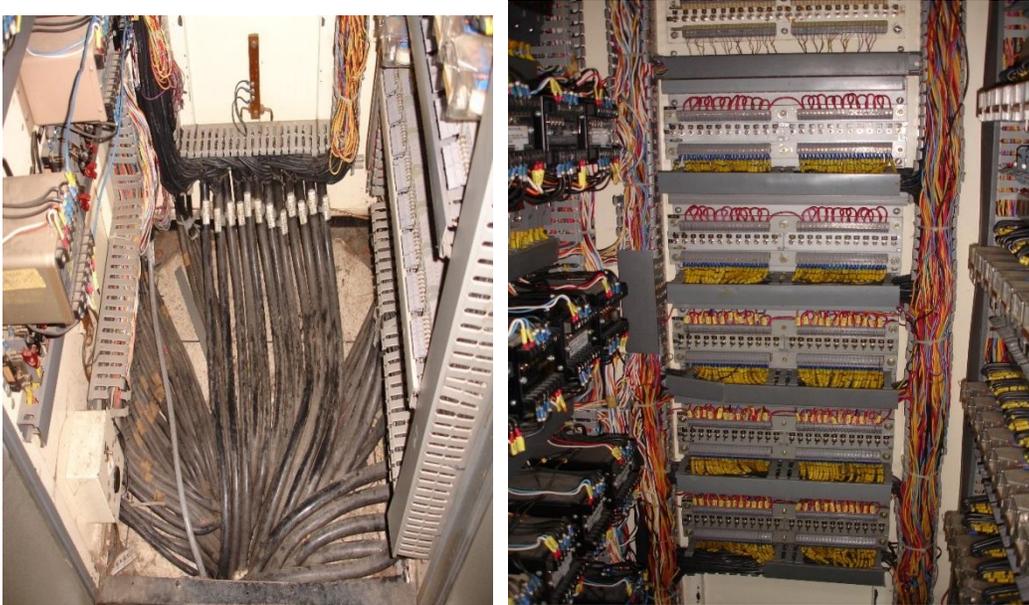


Figura 17: Fotos de un Gabinete de Interfaz

Fuente: Elaboración propia

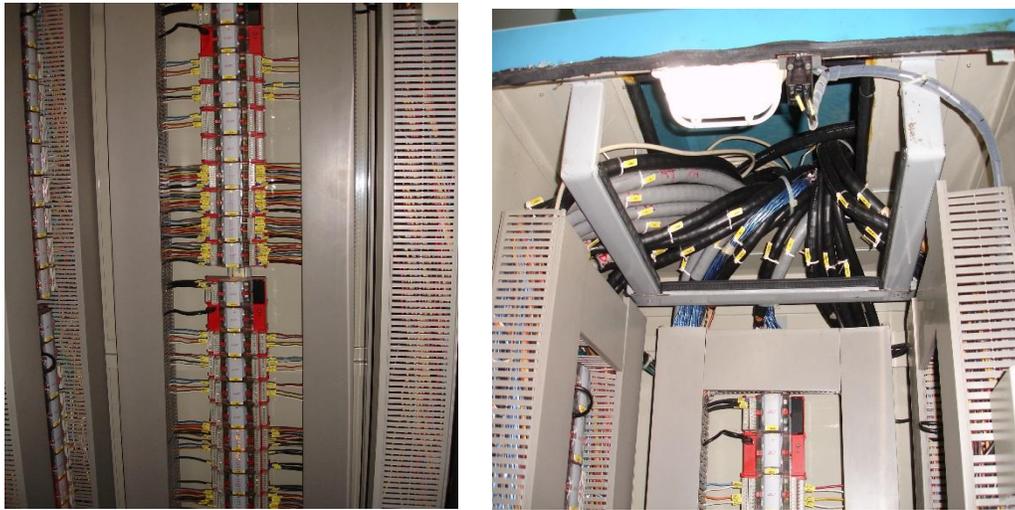


Figura 18: Fotos del gabinete de una RTU

Fuente: Elaboración propia

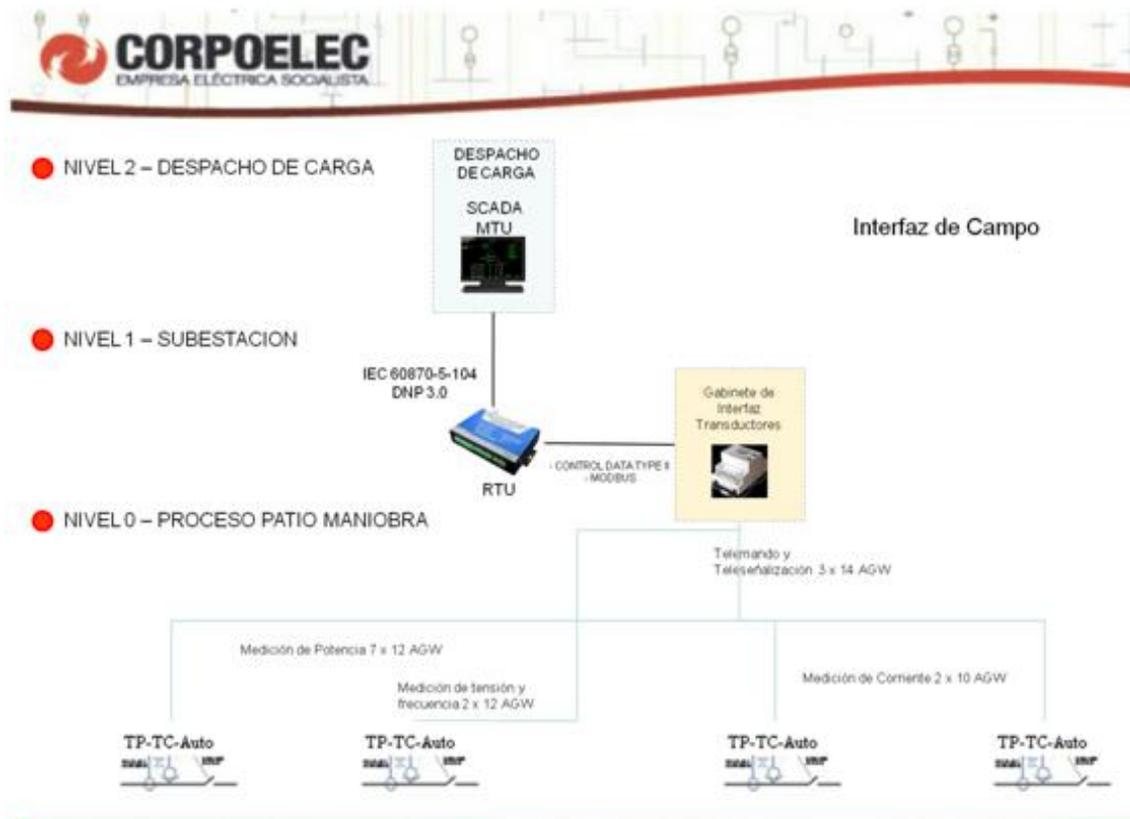


Figura 19 Esquema Interfaz de Campo

Fuente: CORPOELEC

Tabla 5: Cableado de cobre entre el gabinete y el campo o tablero

	Cables
Medición de potencia	7 x 12 AGW
Medición de tensión y frecuencia	2 x 12 AGW
Telemando y Teleseñalización	3 x 14 AGW
Medición de Corriente	2 x 10 AGW

El cableado utilizado entre el Gabinete de Interfaz de Campo y la RTU es un cable de Instrumentación y Control, compuesto por 10 pares N° 18 con chaqueta PVC, cada uno de ellos individualmente aislados por una cubierta de aluminio/poliéster con cable de drenaje.

Los sistemas de control tradicionales consisten en maniobrar los equipos de la subestación a través de pulsadores instalados en los tableros de control, donde es necesario tener en cuenta ciertas medidas de seguridad previamente establecidas.

Los sistemas de alarma y señalización sirven para informar a los operadores sobre la actuación de los componentes de la subestación antes de la ocurrencia de algún evento en la red eléctrica, el inconveniente con estos equipos es que la fecha y hora de la ocurrencia de cualquier evento no se registra en forma automática.

En las siguientes tablas se describen algunos métodos de operaciones del sistema de Interfaz de Campo en subestaciones:

Tabla 6: Telemedición.

Frecuencia	Se toman las muestras de tensión de las fases R y T, provenientes del transformador de tensión. Esta tensión secundaria del Transformador es de $110/\sqrt{3}$ V para las tensiones primarias de 400KV, 230 KV Y 115 KV, y 110 V para las tensiones primarias de
------------	--

	<p>34.5KV Y 13.8KV. Estas muestras se llevan al tablero de medición de la casa de mando (400 KV, 230 KV, 115 Kv) o al armario (34.5 KV, 13.8 KV) y de allí a la bornera del panel de medida de tensión y frecuencia del gabinete de interfaz. Las muestras de tensión son llevadas al transductor de frecuencia y es convertida en una señal análoga de corriente continua, y esta señal es llevada directamente RTU.</p>
Tensión	<p>Se toman las muestras de tensión de las fases R y T, provenientes del transformador de tensión. Esta tensión secundaria del Transformador es de $110/\sqrt{3}$ V para las tensiones primarias de 400KV, 230 KV Y 115 KV, y 110 V para las tensiones primarias de 34.5KV Y 13.8KV. Estas muestras se llevan al tablero de medición de la casa de mando (400 KV, 230 KV, 115 Kv) o al armario (34.5 KV, 13.8 KV) y de allí a la bornera del panel de medida de tensión y frecuencia del gabinete de interfaz. Las muestras de tensión son llevadas al transductor de tensión, el cual convierte el voltaje sinusoidal de corriente alterna en una señal de salida proporcional en corriente continua, y esta señal es llevada directamente al RTU.</p>
Corriente	<p>Se toma la muestra de la Fase R, proveniente del transformador de corriente. Esta corriente secundaria del transformador es de 5 A. La muestra de corriente se lleva al armario de 34.5 KV o la Celda de 13.8 KV en el patio de la subestaciones y de allí a la Bornera del Panel de medida de corriente del Gabinete de Interfaz. Esta es llevada al Transductor de corriente, el cual convierte la corriente sinusoidal alterna en una señal de salida proporcional en corriente continua, y esta señal es llevada directamente a la RTU.</p>

Tabla 7: Teleseñalización

<p>Posición de cambiar de tomas del autotransformador</p>	<p>Para la Teleseñalización de la posición del cambiar de tomas del autotransformador, cada una de las posiciones del indicador de tomas es cableada a una Bornera ubicada en el cubículo del cambiador de tomas y de allí a una Bornera ubicada en el panel de señalización del gabinete de interfaz, donde a cada una de las posiciones se le hace corresponder con un interruptor de tres posiciones, antes de llevarse a la RTU</p>
<p>Posición del Conmutador subestación/telemando</p>	<p>Para la Teleseñalización de la Posición del Conmutador subestación/telemando se toma un contacto, normalmente Abierto en posición subestación, del selector y se cablea hasta la bornera ubicada en el panel de señalización del gabinete de interfaz, en donde se hace pasar la señal por un interruptor de tres posiciones antes de ser llevada a la RTU. Al colocarse el conmutador en telemando se enciende una lámpara indicadora y se transfiere, a través de sus contactos, la orden requerida al despacho.</p>
<p>Posición de los disyuntores y seccionadores</p>	<p>Para la Teleseñalización de la Posición de los disyuntores y seccionadores se toma un contacto propio del equipo normalmente abierto y se cablea al panel de señalización del gabinete de interfaz, en donde se hace pasar la señal por un interruptor de tres posiciones antes de ser llevada a la RTU. En caso de estar constituido el equipo por tres unidades monopolares se toma un contacto de cada fase conectándolos en serie.</p>

Tabla 8: Alarmas

Alarma mayor	El relé de la alarma mayor posee un contacto seco, normalmente abierto, desde donde se transmite la señal de alarma al panel de señalización del gabinete de interfaz, señal que a través de un interruptor de tres posiciones se lleva a la RTU
Alarma para falla de tensión de corriente alterna	Para la Teleseñalización de esta alarma se toma un contacto normalmente abierto del relé de mínima tensión ubicado en el tablero de servicios auxiliares de corriente alterna, desde donde se transmite la señal de alarma al panel de señalización del gabinete de interfaz, en donde a través de un interruptor de tres posiciones se lleva a la RTU
Alarma para falla de equipo comunicaciones:	Para esta alarma se toman en paralelo los diversos contactos de la unidad de supervisión y alarma del equipo de comunicaciones, desde donde se transmite la señal de alarma al panel de señalización del gabinete de interfaz, en donde a través de un interruptor de tres posiciones se lleva a la RTU.
Protecciones	Para esta alarma se toma un contacto de relé de protección correspondiente a la señal que se requiere teleseñalizar y se cablea hasta el panel de señalización del gabinete de interfaz, en donde a través de un interruptor de tres posiciones se lleva a la RTU

3.2.1.2 CONTROL NUMÉRICO

CORPOELEC ha venido utilizando desde aproximadamente siete años el estándar IEC 61850 (Control Numérico), no obstante las casas de adquisición de datos (CAD) en la bahía ocupan espacio y requieren de sistemas de ambiente controlado lo cual se traduce en una mayor inversión a la hora de instalar una subestación. Es por ello que se está desarrollando una propuesta de interfaz óptica que permita eliminar las CAD y transportar los datos de mediciones y de control desde los equipos de Patio hasta la casa de mando de la subestación. El control numérico es un sistema de automatización de máquinas, herramienta que son operadas mediante comandos programados en un medio de almacenamiento, en comparación con el mando manual mediante volantes o palancas.

El sistema de control, controla cada nivel de la subestación como lo son Nivel 0 Proceso de Patio o Maniobra (TP, TC, Sensores, etc.), Nivel 1 Bahía (Relés, IED's, CAD), Nivel 2 Subestación Casa de Mando (Interfaz Hombre Maquina (HMI), SCADA, RTU, GPS, Switches, Routers), Nivel 3 Despacho de Carga SCADA, Unidad Terminal Maestra (MTU) y cuenta con la capacidad de comunicarse a través de fibra óptica. Para ello, cada nivel debe mantener seguridad y rapidez de respuesta a todos los acontecimientos en una subestación. Cada nivel superior es dependiente exclusivamente de los niveles inferiores respectivos, siendo estos últimos, los más importantes en la jerarquía de control ya que son los que miden proporcionalmente las tensiones y corrientes en tiempo real.

A pesar que cada nivel debe contar con capacidad de operación, la misma está condicionada a la disponibilidad, así como a los respectivos permisos de operación de los niveles inferiores. Los niveles inferiores deben garantizar con un buen sistema de mantenimiento la seguridad de todas las operaciones, en tanto que los superiores deben garantizar la disponibilidad y redundancia de comunicaciones para el transporte de datos hacia el SCADA MTU del Despacho de Carga.

La arquitectura de control del ICE establece cuatro niveles de control como se observa en la figura 20, los cuales se diferencian por sus funciones y equipos que pueden operar. Los nombres que utilizan para identificar cada nivel fueron establecidos de manera que sean alusivos al área de la subestación que involucra. Los niveles de control establecidos son los siguientes:

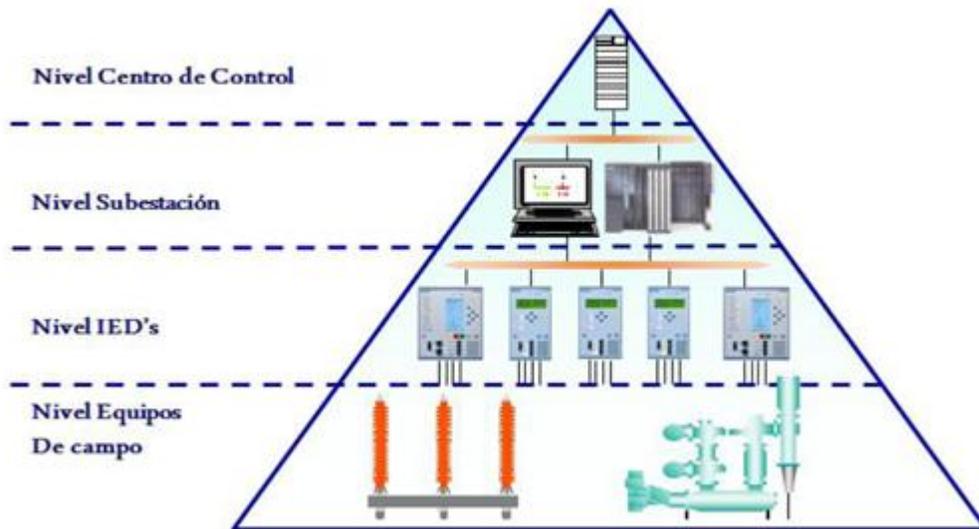


Figura 20: Niveles del control numérico según el estándar 61850

Fuente: <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/486a07817e45c.pdf> Consulta

Marzo 2013.

3.2.1.2.1 Nivel Equipos de campo

En este se encuentran los equipos de campo, como lo son interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y tensión. Estos equipos, por lo general, poseen el mando del control en cada uno de ellos. El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada

circuito. La comunicación de este nivel es hecha por cable de cobre. En este nivel se realizan:

- Adquisición de datos analógicos: Tales como corrientes y tensiones, temperatura de equipos, niveles de aceite o presión de gas.
- Adquisición de datos digitales (“Status”): incluye la indicación del estado del equipo, operación local y remota, y mantenimiento entre otros.
- Operaciones tales como apertura y cierre de los equipos primarios, ordenadas desde niveles superiores a través del mando del equipo respectivo.

3.2.1.2.2 Nivel IEDs

Este nivel también es llamado nivel Bahía definido en la Norma IEC61850, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel, el control de la operación es dado desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se encuentran pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo. Para realizar la monitorización de las señales digitales y analógicas de energía en la subestación, se utiliza un equipo especializado en la medición de estas señales, el equipo de medición registra todos los eventos que se dan en la red eléctrica de la subestación.

El procesamiento de las principales señales del nivel inferior, así como de las señales de mediciones, alarmas e indicaciones de posición es realizado por un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED), denominado Unidad de Control de Bahía. El operador de la subestación tiene acceso a este componente por medio de la Interfaz Humano-Máquina (HMI), compuesto por un teclado, una pantalla y luces indicadoras. En este nivel los sistemas de comunicaciones han evolucionado en busca de realizar un desempeño más eficiente en la transmisión de información.

Se introdujo el concepto de equipos multifunción que permiten que un solo equipo sirva para medir corriente, tensión, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, factor de potencia, etc., y gracias a los microprocesadores que mediante software se consigue que los relés sean también medidores y proveen versatilidad tanto en inteligencia en la operación como en su programación.

La comunicación con el nivel superior se realiza por medio de una red de área local (LAN), si los equipos cuentan con esta interface. Para los casos en que dispositivos no cuenten con conexiones a redes LAN se utilizan conexiones alambricas que transmiten señales binarias.

3.2.1.2.3 Nivel de Subestación

En el cual desde un sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación. En este nivel el control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado y el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores del sistema SCADA. Este nivel se debe comunicar con el nivel superior por medio de una Red de Área Amplia (WAN).

Los sistema de alarma y señalización ahora son digitales esto ha permitido que el número de puntos a controlar aumenten, la fecha y hora quede registrada, los registros analógicos y lógicos queden almacenados en memoria, permitiendo que los análisis se efectúen en forma rápida y las medidas correctivas se tomen en forma oportuna.

El equipo clave del nivel de subestación en una red Ethernet es el Switch. Este se compone de un determinado número de puertos de comunicaciones a los que se conectan los equipos finales, en nuestro caso IEDs. Los puertos de comunicaciones

de un Switch pueden ser tanto de cobre, usando el conector RJ45, como de fibra óptica, usando los nuevos conectores MT-RJ o LC, que constituyen la evolución natural de los conectores ST o SC, presentando mejores prestaciones y ocupando un menor espacio, lo cual permite disponer de Switches Ethernet con una gran densidad de puertos de comunicaciones.

En la figura 21 se puede observar como es el esquema de Control numérico para Subestaciones de CORPOELEC.

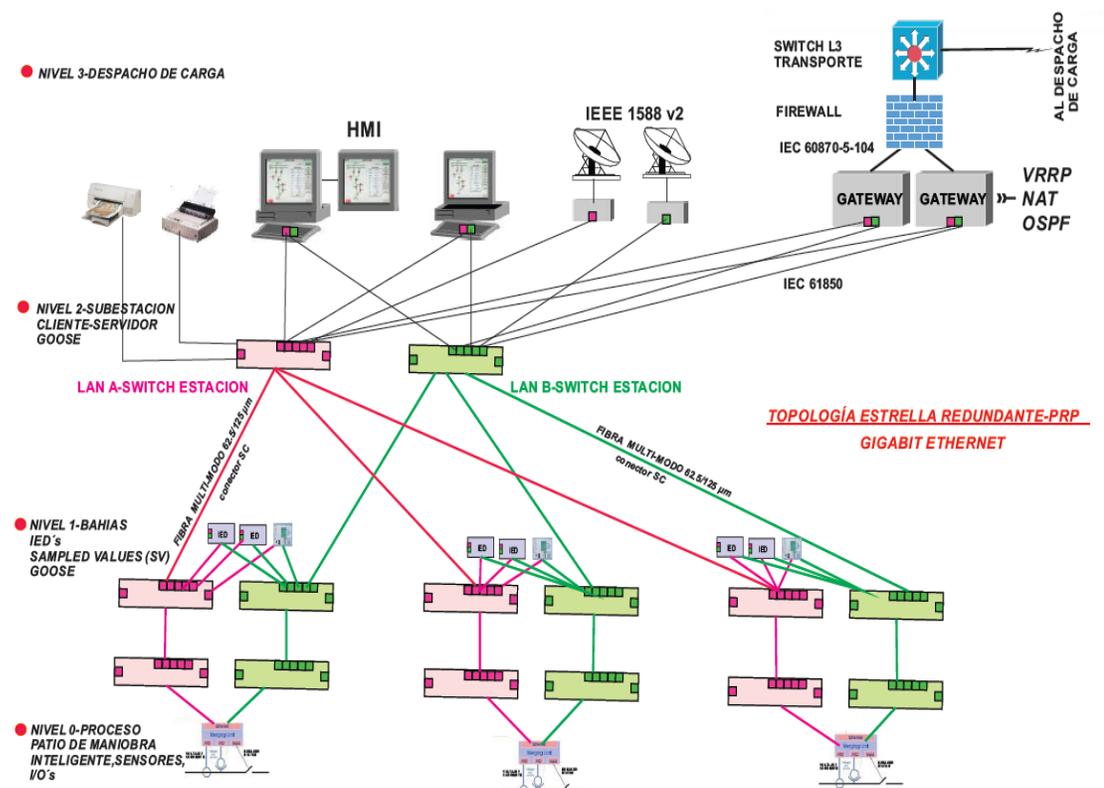


Figura 21 Esquema de Control numérico para Subestaciones de CORPOELEC

Fuente: Elaboración propia

3.2.1.2.4 Nivel de Centro de Control – SCADA

En este nivel se concentra la información de los sistemas en los Despachos de Carga, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el

Centro de Control MTU con los sistemas RTU/ HMI de cada subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada remotamente.

Algunos beneficios de la mejoras de la subestación a esta etapa:

- Alta fiabilidad en las funciones al tener autochequeo y capacidad de comunicación.
- Mejora en la operación del Sistema Eléctrico, al optimizarse la supervisión de los equipos.
- El compartir información entre los distintos componentes permite mejorar el comportamiento individual y el del Sistema.
- Posibilidad de realizar una adecuada validación de datos y corrección de errores basada en múltiples fuentes de datos.
- Mayor y mejor información a todos los niveles.
- Posibilidad de realizar la protección y el control adaptativo.
- Mejora en la economía de hardware.
- Posibilidad de inmunidad EMI al poder adaptar enlaces de fibra óptica en las comunicaciones.

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGIAS A SELECCIONAR

La Interfaz Campo Equipo/Fibra (ICEF) es el nombre dado por la empresa CORPOELEC a los de equipo intemperie que tienen como función convertir las señales asociadas a los equipos de alta tensión del patio, las cuales viajan por cables de cobre, a señales ópticas digitales para ser llevadas a los IED ubicados en la sala de mando de la subestación.

En cuanto a la propuesta de implementación de los nuevos equipos de automatización a través de interfaz de campo por fibra óptica, se han desarrollado de la tecnología de Bus de Proceso por fibra óptica como sustitución del cable de cobre, a nivel internacional se ha aplicado en empresas importantes como HydroOne (Canada), American Electric Power (U.S), CFE (Mexico), Orion New Zealand Limited (Nueva Zelanda), Iberdrola (España), PEPCO (U.S), Northwestern Energy (U.S) y están operando en tensiones de 13.8 Kv, 34.5Kv, 115Kv , 230Kv, 400 kV y 500 Kv.

La decisión de evaluar la próxima generación de protección y control en sistemas con procesos de interfaz local en la subestación, fue impulsada por la posibilidad de sustituir el cable de control con su material asociado y reducir los costos de mano de obra además del diseño e ingeniería. Adicionalmente, el concepto de relé microprocesador maduró y se convirtió en productos prácticos a través del estándar IEC 61850. Según las empresas donde se ha instalado el Bus de Proceso, las principales mejoras que han logrado son en materia de ahorro de costos de materiales, capacidades de control, multi-funcionalidad, disponibilidad de datos, la simplificación mediante la integración de las funciones de protección y control y la eliminación de algunos de los dispositivos auxiliares con cableado de panel asociado.

La Interfaz de Campo por fibra Óptica en el Bus de Procesos a través del Brick es un sistema de arquitectura de I/O (Input/Output) ópticas conectadas punto a punto. El cual fue ampliado para conectar ópticamente IED con todos los tipos de señales (I/O) en el patio de maniobras, no sólo transformadores e instrumentos a través del estándar IEC-61850-9-2 a una tasa de 128 muestras por ciclo (Hz) de sincronismo.

Sin embargo las diferencias y los estándares del mercado en cuanto a inversión y retorno de dinero de fabricantes de relés, no han hecho posible una mayor distribución de ésta solución; dado que el estándar IEC 61850-9-2 es relativamente nuevo. Por lo tanto la inversión tecnológica de la mayoría de los fabricantes aún está en su fase de retorno de inversión por venta de relés digitales por lo que son pocas las empresas que pueden contar con esta solución.

En este proyecto se tomaron en cuenta dos posibles tecnologías, las cuales se desarrollan a continuación.

4.1 HARDFIBER

Es una arquitectura de I/O remotas para la protección, control, seguimiento y medición que permite diseñar el cableado de cobre en la subestación de maniobras y su sustitución por comunicaciones basadas en fibra óptica estándar. El sistema incluye todos los componentes físicos necesarios para su instalación: relés, cables de fibra pre-terminados de fábrica, fibra para la conexión en el Cross Connect Panel, cables de cobre conectorizados de fábrica, y dispositivos de interfaz de I/O conocidos como Bricks

El sistema HardFiber reemplaza el cableado de cobre entre el aparato de poder en el patio de maniobras y de protección y dispositivos de control de la caseta con componentes pre-fabricadas que utilizan interfaces físicas y lógicas estándar. Como

tal, se acorta el tiempo de implementación, reduce las necesidades de mano de obra, facilita la transferencia de trabajo, mejora la calidad y simplifica la adquisición y mejora la seguridad. El sistema HardFiber debe verse en una perspectiva multidisciplinaria más amplia que un relé de protección desplegado tradicionalmente con el uso extensivo de los alrededores de cableado de cobre secundario. Al mismo tiempo, la ingeniería, instalación, puesta en marcha y funcionamiento del sistema se basa en las habilidades existentes y no requiere ningún cambio significativo en las organizaciones de los usuarios.

A continuación se explicaran los equipos necesarios para la implementación de la tecnología HardFiber

4.1.1 Brick

Los Bricks son la interfaz de I/O para el mundo de cobre, Su función es la de adquirir formas ondas AC de corriente y tensión y el estado de entrada de contactos a partir de un sistema de energía de elementos primarios y transmitir esta información a la sala de control a través de fibra óptica. También aplican comandos recibidos desde la caseta de control de los elementos de subestaciones transformadoras asociadas. Figura 22.



Figura 22: Bricks Interfaz Óptica / Eléctrica

Fuente: PDF HardFiber Reference Manual.

Para facilitar el diseño, construcción, pruebas y mantenimiento, los Bricks están diseñados para ser lo más simple como sea posible. Ellos no tienen la configuración, el sistema está totalmente configurado a través de los relés. Y pueden soportar temperaturas desde $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $85\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Todas las entradas de proceso siempre se envían a todos los relés conectados y todos los comandos son válidos en los relés conectados. Los Bricks no tienen firmware independiente; heredan cualquier firmware que se necesita de los dispositivos de la serie UR conectados. No es necesario un puerto de mantenimiento, y el diagnóstico se envían a todos los relés conectados.

Este equipo puede ser instalado en distintos sitios del patio de la subestaciones como por ejemplo en el exterior de la estructura, dentro o fuera de los interruptores, estructuras externas del tablero TP, TC, etc. Como se observa en la figura 23.

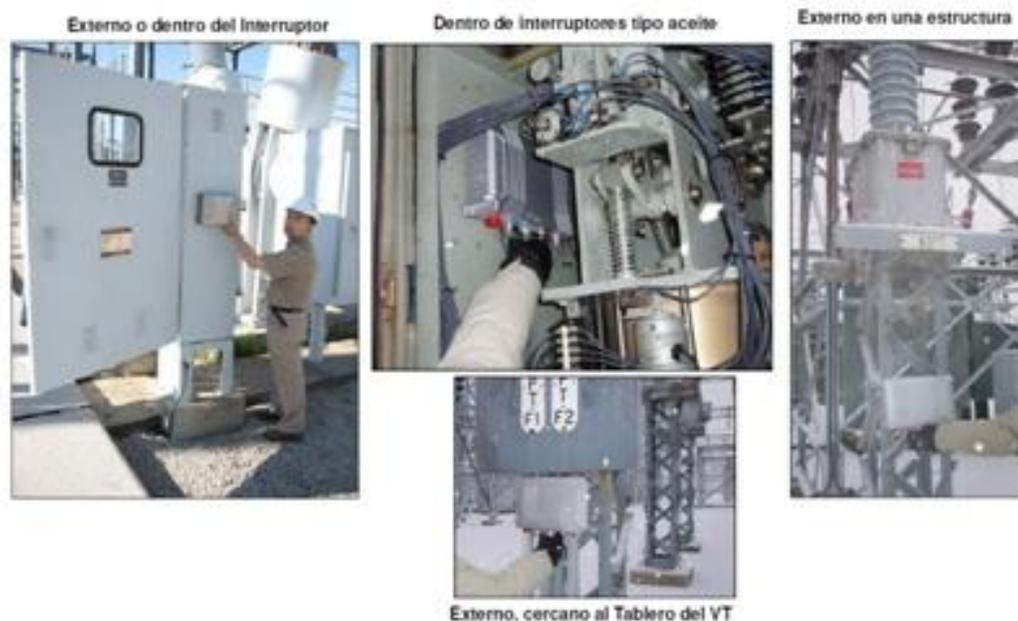


Figura 23: Posiciones de Instalación del Brick

Fuente: PDF HardFiber IEC 61850 Process Bus Solution

Esta implementación puede ser realizada en cualquier subestación debido a que el equipo y los cables cumplen con las especificaciones del estándar de protección IP67 (Las letras IP identifican al estándar del inglés: Ingress Protection o “Grado de protección”, El valor 6 que se encuentra totalmente protegido contra el polvo, el siguiente valor 7 describe el nivel de protección contra el efecto de la inmersión, que se encuentra entre 15cm y 1m. En la figura 24 se muestran las pruebas de resistencia el equipo Brick.



Figura 24: Protección contra polvo y agua IP 67

Fuente: PDF Designing Copper Wiring Out of High Voltage Substations: A Practical Solution and Actual Installation

Se proporcionan cuatro diferentes opciones de hardware Bricks. La diferencia entre las variantes son el tipo y valor de las entradas AC, que se utilizan para interactuar con TC convencionales y TT. La tabla 9 muestra el número y el tipo de todos los puntos de entrada / salida del proceso por variante.

Tabla 9: Tipos de Brick

Brick Variant	Brick inputs and outputs							
	Connector D		Connector C			Connector B		
	AC Current		AC Voltages	DC Inputs	Contact inputs	Contact outputs		
	1v	5v				SSR	Latching	Form-C
CC-55	8			3	18	4	1	2
CC-11		8		3	18	4	1	2
CV-50	4		4	3	18	4	1	2
CV-10		4	4	3	18	4	1	2

Los Bricks se conectan por medio de cable de cobre a los equipos de patio como se mencionan a continuación:

Tabla 10: Equipos de patio

Circuito de Interruptor	CTs Ambos lados y/o Devanados Disparo y Cierre Estatus y Alarmas Sensores (4-20 mA)
Transformadores de Voltaje	Tres Fases y Auxiliar Posiciones de Breakers Controles para MODs
Transformadores de Potencia	CTs asociado a Devanados CT de NeRTUal y/o tierra Estatus y Alarmas del TRX Sensores (4-20 mA) Tapchanger estatus/control
Transformadores de Corriente Independientes	Devanados CTs Punto NeRTUal CT Asociados lógicamente a CBs

4.1.2 Cables

La instalación de los productos HardFiber requiere varios tipos de cables.

- Los cables de cobre para conectar un Brick de equipo monitoreado / controlado (hay variantes para entradas de contacto, salidas de contacto, y cada tipo de entrada de CA).
- Los cables de fibra *outdoor* para conectar los Bricks al Cross Paneles Connect.
- Los cables de fibra interior para conectar relés a Cross Paneles Connect.

Todos los cables están hechos de fábrica con conectores apropiados acoplados en los extremos de los cables.

Los tipos de cables de cobre que se conectan al Brick se muestran en la tabla 11.

Tabla 11: Tipos de cables de cobre que se conectan al Brick

Tipo de Cable	Conductores
Outputs(CUB)	16 x 1.31 mm ² (16 AGW)
Inputs(CUC)	29 x 1.31 mm ² (16 AGW)
CC55 AC Input Cable	16 x 3.31 mm ² (12 AGW)
CV50 AC Input Cable	8 x 3.31 mm ² (12 AGW), 8 x 1.31 mm ² (16 AGW)
CC11 AC Input Cable	16 x 1.31 mm ² (16 AGW)
CV10 AC Input Cable	16 x 1.31 mm ² (16 AGW)

4.1.2.1 Cables de cobre

Los cables de cobre se utilizan para tramos cortos por lo general, como por ejemplo, un Brick montado en el exterior de un armario del mecanismo de interruptor y bloques de terminales del interior del armario. Sin embargo, los cables para trayectos más largos se pueden mandar a pedir para conectar a un aparato más lejano. Figura 25.

Todos los cables de cobre “conectorizados” con especificaciones MIL 38999 conectores (IP67).



Figura 25 Cableado de cobre

Fuente: PDF HardFiber Reference Manual.

Los conectores de los cables de cobre son de una gran ventaja durante la instalación, las pruebas y la sustitución de Brick. Los conectores evitan conexiones incorrectas de los conductores / fibras de cable al Brick, y tienen la forma adecuada para evitar la conexión incorrecta: el cable de fibra sólo puede conectarse con el Brick de receptáculo de fibra, el cable de salida de contacto sólo puede aparearse con la salida de contacto del Brick receptáculo, y así sucesivamente. Además, los cables de entrada de AC tienen la forma adecuada para que sólo se pueda aparearse con el Brick del tipo correspondiente, de modo que un circuito de corriente no está conectado erróneamente a una entrada de voltaje, o vice-versa. Vienen en cuatro modelos de acuerdo a las distancias entre el Brick y Equipos en Patio son de 5 mts, 10mts, 15mts y 20 mts.

4.1.2.2 Cables de fibra Outdoor:

Los cables de fibra *outdoor* son los más importantes en el Bus de Proceso y se utilizan para conectar el Brick al Panel de Fibra Óptica. Los cables contienen cuatro fibras ópticas multimodo 50/125 micrómetros bidireccionales simultáneas, una para cada núcleo digital de Brick, y dos AWG # 16 conductores de cobre para suministro

de potencia eléctrica para el Brick. Su distancia estándar es de 500mts, no obstante, para distancias especiales puede llegar hasta 1000 mts, limitado por el cable AWG #16 para su alimentación y no por la fibra óptica. En la figura 26 se observa como es el cable de fibra óptica y su terminación al Brick



Figura 26 Terminación de Cable de Fibra óptica *outdoor* en el Brick

Fuente: elaboración propia.

Los cables de fibra *outdoor* se terminan en una carcasa de plástico de color naranja que contiene y organiza un acoplador quad LC de fibra óptica, un conector de alimentación eléctrica, el cable de fibra *outdoor* y dos fusibles de potencia. Este se puede observar en la figura 27.



Figura 27 Terminación Del cable de Fibra óptica al Cross Connect Panel

Fuente: PDF HardFiber Reference Manual.

Estos cables cumplen con la norma IEC EN 61010 de seguridad para equipos de protección y medida en tensiones de 1000 V con una frecuencia nominal de hasta 65 Hz o una clasificación de tensión DC de 1500 V.

4.1.2.3 Cable de fibra óptica para Relé:

Los cables de fibra internos se utilizan para conectar la tarjeta de Procesos en el dispositivo UR-serie al Cross Connect Panel. Los cables contienen cuatro fibras multimodo de 50/125 micrómetros. Dos cables de fibra interior se necesitan para dar cabida a los ocho puertos de la tarjeta de Proceso. Este cable no contiene componentes conductores de la electricidad. Son adecuados para su instalación en un conducto común o en una zanja de cable sin protección adicional. Figura 28.

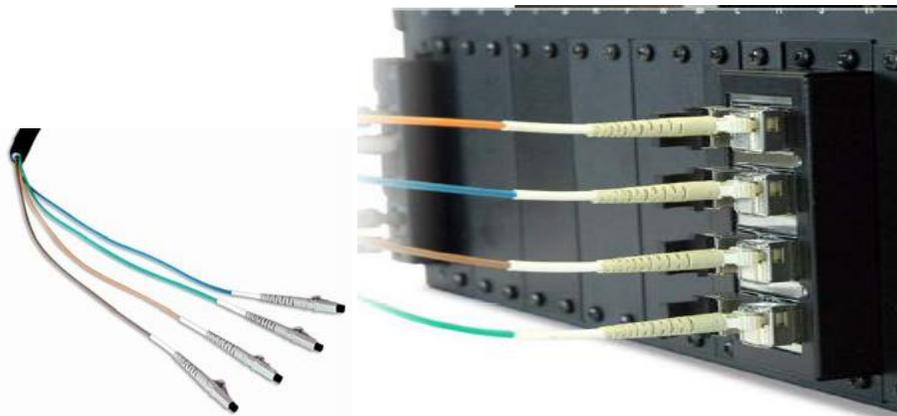


Figura 28 Cable de fibra óptica *Indoor* para la conexión con los relés

Fuente: PDF HardFiber Reference Manual.

4.1.3 Cross Connect Panel:

Cross Connect Panel es la interfaz donde los cables interiores y exteriores se unen físicamente, y los caminos ópticos entre Bricks y relés se completan con los

cables de conexión. Los requisitos de conexión transversales son dictados por la configuración de una línea de la estación y los datos y las necesidades de los relés de mando correspondientes, por lo que la aplicación de parches varía de una instalación a otra. El Cross Connect Panel también sirve como paneles de distribución de CC, el suministro de energía a los cables *outdoor* que a su vez llevan a cabo el poder de los Bricks individuales para su uso interno.

Cada Cross Connect Panel contiene dieciséis recipientes para dieciséis cables de fibra *outdoor* o *indoor* en cualquier combinación. Figura 29.



Figura 29 Cross Connect Panel

Fuente: PDF HardFiber Reference Manual.

4.1.4 Tarjeta de Proceso:

La Tarjeta de procesos es un módulo UR-series estándar que permite a cualquier relevo en la línea de productos UR-series que figuran en los dispositivos de protección de la serie UR para utilizar el hardware de entrada / salida de hasta ocho Bricks en lugar de I/O convencional hardware en el interior del chasis de UR. La Tarjeta del proceso da el dispositivo UR-serie el equivalente de I / O de varios módulos TC / TT, se ponen en contacto con módulos de I / O, y los módulos de

entrada del transductor. En la figura 30 se observa la tarjeta de proceso y algunos IEDs.



Figura 30 Tarjeta de proceso y dispositivos IEDs

Fuente: PDF HardFiber Reference Manual.

Las Interfaces de las tarjetas del proceso para las entradas y salidas de los Brick conectados permiten que el dispositivo UR series pueda acceder a las siguientes entradas y salidas.

- Hasta 6 AC bancos de corriente / tensión, cada una con 4 canales (A, B, C, X).
- Hasta 40 entradas de contacto.
- Hasta 32 salidas SSR.
- Hasta 16 salidas Form-C.
- Hasta 8 salidas enclavadas.
- Hasta 8 entradas RTD.
- Hasta 8 TDR (transductor) entradas.
- Hasta 16 entradas compartidas.
- Hasta 16 salidas compartidas.

4.1.5 Instalación en una subestación

La instalación del bus de Procesos para un esquema eléctrico de subestación eléctrica, es mucho más sencillo que un estándar, en el cual, se podrá realizar el

tendido de la fibra óptica e instalación de Bricks y gabinetes de Relés con la posibilidad de sustituir el cable de cobre de control con su material asociado para así reducir los costos de mano de obra además del diseño e ingeniería, teniendo que conectar el Brick al transformador con cables de cobre, para luego tender la fibra óptica hasta la sala de relé. El concepto de relé a través del estándar IEC 61850 y con un alto nivel de sincronismo permite conectar el Brick a través del módulo UR Process Bus. Así logra significativos ahorros en materia de costos de suministros, infraestructura, mano de obra, capacidades de control, multi-funcionalidad, disponibilidad de datos, la simplificación mediante la integración de las funciones de protección. En la figura 31 se observa un ejemplo de conexión del sistema HardFiber en una subestación desde los equipos de patio hasta los IEDs.

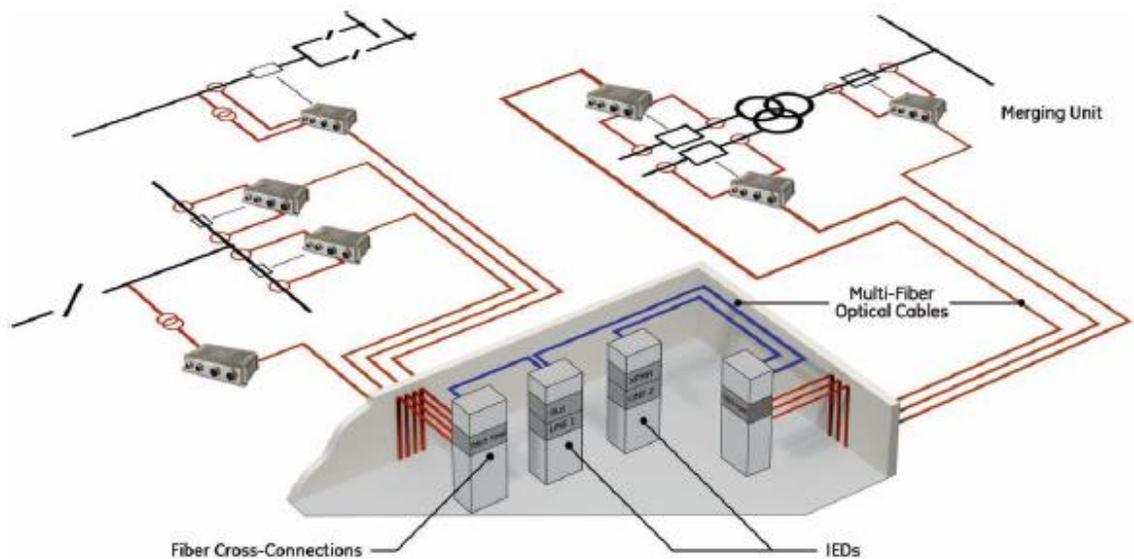


Figura 31 Process Bus – Interfaz de Campo Óptica – Eléctrica
Fuente: PDF An Architecture and System for IEC 61850 Process Bus

En la figura 32 se puede observar un diagrama unifilar de una subestación y en la figura 33 se muestra como se conectarían los Bricks a los equipos de patio de una subestación (transformador, seccionador e interruptores).

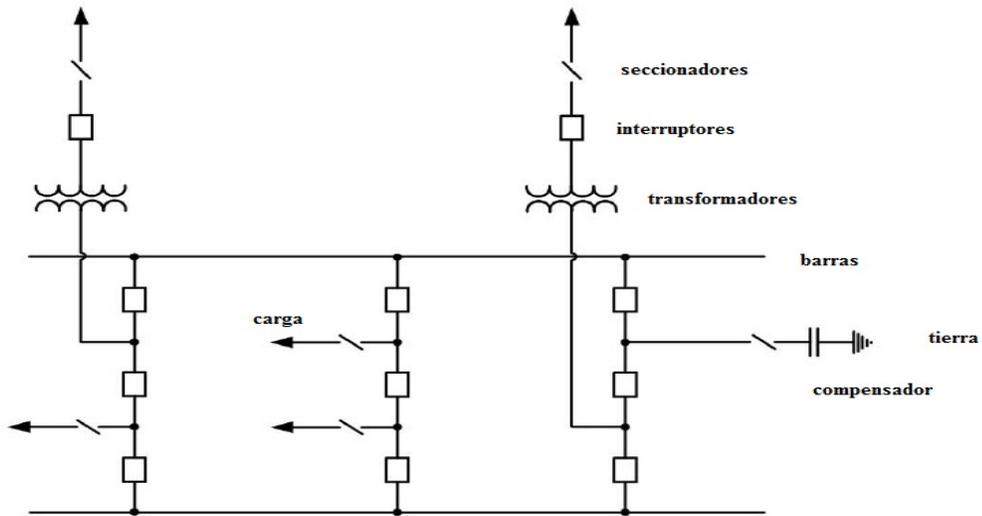


Figura 32 Diagrama unifilar de una subestación.

Fuente: PDF HardFiber IEC 61850 Process Bus Solution

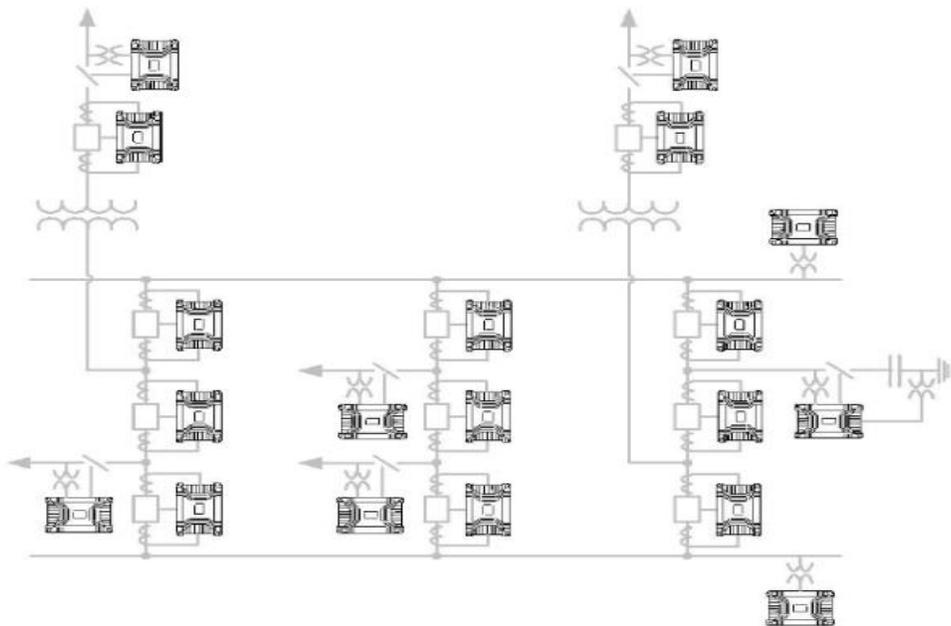


Figura 33 Ejemplo de Aplicaciones de los Bricks en una subestación

Fuente: PDF HardFiber IEC 61850 Process Bus Solution

La segunda tecnología que pudiese ser implementada para en las subestaciones es la de Transformadores no convencionales, la cual se desarrolla a continuación.

4.2 Transformadores no convencionales IEC 61850-9-2

Adicional al Process Bus, se desarrolló una aplicación de estándar internacional para Transformadores de medida no convencionales con interfaz digital basado en “IEC 61850-9-2”. Lo que posibilita que los datos puedan ser procesados por cualquier dispositivo para realizar diferentes funciones de protección, control y automatización por fibra óptica hasta el Transformador.

Este enfoque se ha centrado en gran medida en la estación de IEC 61850-8-1, la emulación y la mejora en los accesos SCADA convencionales y la sustitución de intercambio de señales con cableado entre la protección de la subestación y los dispositivos de control con mensajes GOOSE. Sin embargo, la estación es sólo una parte de la promoción que IEC 61850 puede ofrecer, con la IEC 61850-9-2 la norma lleva la tecnología a transformadores de medida no convencionales (NTIC), rompiendo las ataduras y limitaciones de la TC y TTs convencionales proporcionando además una transformación precisa de una cantidad secundaria esencial para alimentar IEDs de la subestación (Dispositivos Electrónicos Inteligentes). NCIT tiene varias ventajas relativas, tales como la eliminación de los transitorios, mejoras en la seguridad y la precisión, reducción de los costos de cableado, y el efecto resultante en la topología de la subestación. La solución NCIT está totalmente probada, comprobada y lista para funcionar, cubre toda la gama de una oferta NCIT, del TC no convencionales y TTs, a las unidades de fusión, a los conmutadores Ethernet y relés de protección. Todos los dispositivos se adaptan tanto a las subestaciones aisladas en aire y subestaciones aisladas en gas. En la figura 34 se muestra un esquema que

engloba como es la conexión del NCIT con el bus de proceso y la conexión hacia la casa de mando.

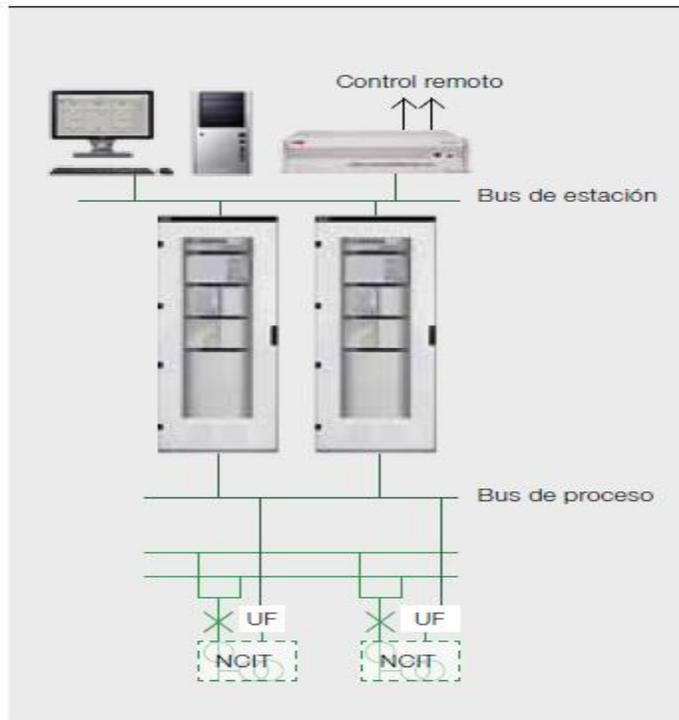


Figura 34: Bus de estación y proceso en subestaciones con NCIT

Fuente:

[http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/8564f43745150b89c125798f005b4d32/\\$file/73-77%20m118_SPA_72dpi.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/8564f43745150b89c125798f005b4d32/$file/73-77%20m118_SPA_72dpi.pdf) Consulta Marzo 2013.

Esta solución requiere del uso de los siguientes dispositivos:

- Transformador de corriente basado en sensores ópticos y electrónicos primarios (CTOE).
- Transformador de tensión basado en divisor de condensador y Electrónica primarios (VTCE).

- Unidad de fusión (MU) - un dispositivo electrónico que contiene la electrónica necesaria para los sensores y la interfaz digital de acuerdo con IEC 61850-9-2.
- Dispositivo electrónico inteligente (IED), con funciones de protección, compatibles con la interfaz digital de acuerdo con la norma IEC para las comunicaciones de valores muestreados.

El CTOE y VTCE están conectados a la unidad de fusión por fibras ópticas que transportan la señal digital. El MU elabora el marco digital estandarizado de acuerdo con una guía de implementación IEC 61850 publicada por la **UCA International Users Group**: IEC 61850-9-2-LE. Una MU correlaciona en el tiempo y fusiona datos analógicos procedentes de cada fase o punto de medición de la subestación antes de transmitirlos a través de la red Ethernet que proporciona acceso a los datos a los dispositivos de protección y control.

Con el fin de comprender mejor las ventajas de los transformadores de medida no convencional, se consideran los principios de funcionamiento de esta tecnología de sensores y cómo se implementan en dispositivos reales.

4.2.1 Sensores ópticos actuales y Electrónica Primaria.

Los Transformadores de corriente con sensores ópticos y electrónica primaria (CTOE) son dispositivos capaces de medir la corriente de líneas de alta tensión para la aplicación de medición de facturación, así como para funciones de protección y de redundancia. Una unidad de fase incluye:

- Cabeza con un sensor óptico principal (la cantidad máxima puede ser hasta 3 por redundancia) aislador compuesto, que comprende fibras ópticas.

- Base, incluyendo una caja de conexiones que contiene conectores ópticos y 2 tableros electrónicos redundantes para la digitalización y la transmisión a la unidad de fusión.
- El cable óptico a la MU.

El sensor de Faraday:

El efecto Faraday o el efecto magneto-óptico describe la influencia de un campo magnético sobre un medio óptico transparente. El campo magnético altera la trayectoria de electrones en el medio, que adquiere una birrefringencia circular (el fenómeno de la doble refracción de frentes de onda de luz en un material transparente, molecularmente ordenada producida por la existencia o diferencias dependientes de la orientación en el índice de refracción) y afecta a la polarización estado de un haz de luz monocromática se propaga en la misma dirección que el campo magnético. Como resultado, la luz adquiere una rotación del estado de polarización.

El diseño de un sensor óptico es un factor muy importante en su rendimiento. Se debe tener en cuenta que este tipo de dispositivos, dependiendo del lugar donde se instalan, pueden estar expuestos a unas condiciones climáticas extremas. La elección de la solución de cristal anillo que da una buena respuesta de la temperatura, así como importantes beneficios, tales como la facilidad de fabricación, la industrialización y el posible uso de los componentes de varios modos, tales como mayor núcleo de la fibra óptica, conectores fáciles, LED (Diodos Emisores de Luz) en lugar de LD (Laser diodo). La detección óptica se utiliza para transformar la modulación de la polarización Faraday en una modulación de intensidad de la luz mediante la adición de un "sistema de polarimétrico", incluyendo dos polarizadores orientados a 45° el uno del otro, con el medio de Faraday entre ellos. Por otra parte, la intensidad de la luz es un valor medible y se puede convertir en señales eléctricas por los componentes opto-electrónicos especiales llamados fotodiodos.

Convertidor de tensión primaria en la base de la CTOE

Una placa electrónica principal permite la conversión de la energía de la luz, viaja en el sensor en señales eléctricas que se transmiten digitalmente a la unidad de fusión. Este equipo electrónico primario incluye: LEDs que emiten una luz casi monocromática. Esta luz está acoplada a una fibra incluida en el aislador compuesto, transmitida a un sensor de Faraday, y acoplado en una fibra de retorno.

El haz de luz, modulada por el campo magnético, es detectado por un fotodiodo (PD) y luego se convierte en una señal analógica electrónica.

Un convertidor de analógico a digital asociado con un micro-controlador de comunicaciones utilizados para enviar los valores muestreados de la señal a la unidad de fusión a través de una comunicación de fibra óptica clásica.

Convertidor de tensión secundaria en la Unidad de Fusión:

Un tablero electrónico secundario en la unidad de fusión realiza el procesamiento necesario para poner a disposición a través de las comunicaciones del bus de proceso los valores de muestreo de las intensidades de señal.

El cable de fibra óptica, entre el CTOE y la unidad de fusión no está estandarizado en la norma IEC 61850. En una implementación se recomienda según su distancia y velocidad de transmisión el estándar 62.5/125 de fibras ópticas multimodo, así como los conectores SC normalizados.

Una unidad de CTOE incluye los siguientes elementos:

Cabeza, incluyendo conductor primario, terminales de alto voltaje, y una caja de alojamiento que contiene los sensores ópticos:

- 2 canales de protección redundantes
- 1 canal de medición
- Aislador compuesto, incluyendo fibras ópticas para los sensores ópticos
- Unión aislante
- Base con conexión óptica o electrónica primaria, y la transmisión de la fibra.

4.2.2 Transformador de tensión basado en condensador de división y Electrónica Primaria

Los transformadores de tensión basados en un divisor capacitivo y la electrónica primaria (VTCE) (Figura 35) son dispositivos capaces de medir el voltaje de las líneas de alta tensión para aplicación medición, así como para funciones de protección y de redundancia. Una Unidad de fase incluye:

- Un divisor capacitivo, aislado con una película-papel-aceite, o la tecnología SF6 representa la tecnología que es bien conocida y dominada por muchos fabricantes.
- Un convertidor primario redundante, en sustitución del transformador convencional en la parte inferior de CCVTs; estos dispositivos electrónicos están diseñados para la digitalización y la transmisión a la unidad de fusión con un cable óptico.



Figura 35 Transformador VTCE

Fuente: <http://www.alstom.com/grid/products-and-services/Substation-automation-system/protection-relays/Non-conventional-instrument-transformers-IEC-61850-9-2/>

Consulta Marzo 2013.

IEC 61850-9-2 Interfaz Digital para los valores muestreados

La tecnología electrónica ha evolucionado plenamente en la última década y la consecuencia es la generalización de los diseños de hardware digital para dispositivos electrónicos como unidades de Fusión (MU) y dispositivos electrónicos inteligentes (IED), como los relés y medidores de protección, así como las comunicaciones digitales entre ellos.

También se debe recordar que la tecnología de sensores ópticos está bien probada. En efecto, muchas unidades CTO para la medición y protección se han instalado en los terminales de alta tensión. Estos dispositivos tienen la gran ventaja de alto rango dinámico adicional para la medición de corriente que se puede lograr con transformadores de corriente convencionales sólo mediante el uso de TC separadas para la protección y la medición.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la publicación de la norma IEC 61850 crea una gran oportunidad debido a su principal objetivo, garantizar la "interoperabilidad" entre los IED procedentes de distintos proveedores, para permitir el intercambio sin restricciones y el uso de los datos para llevar a cabo su funcionalidad individual dedicada.

En la Figura 36 se observa la conexión del NCIT en una subestación y como se instalarían los equipos a ella. En este sistema se ha utilizado un segundo sistema completamente independiente de unidades de fusión e IED de protección que emplean el diseño redundante integrado de NCIT.

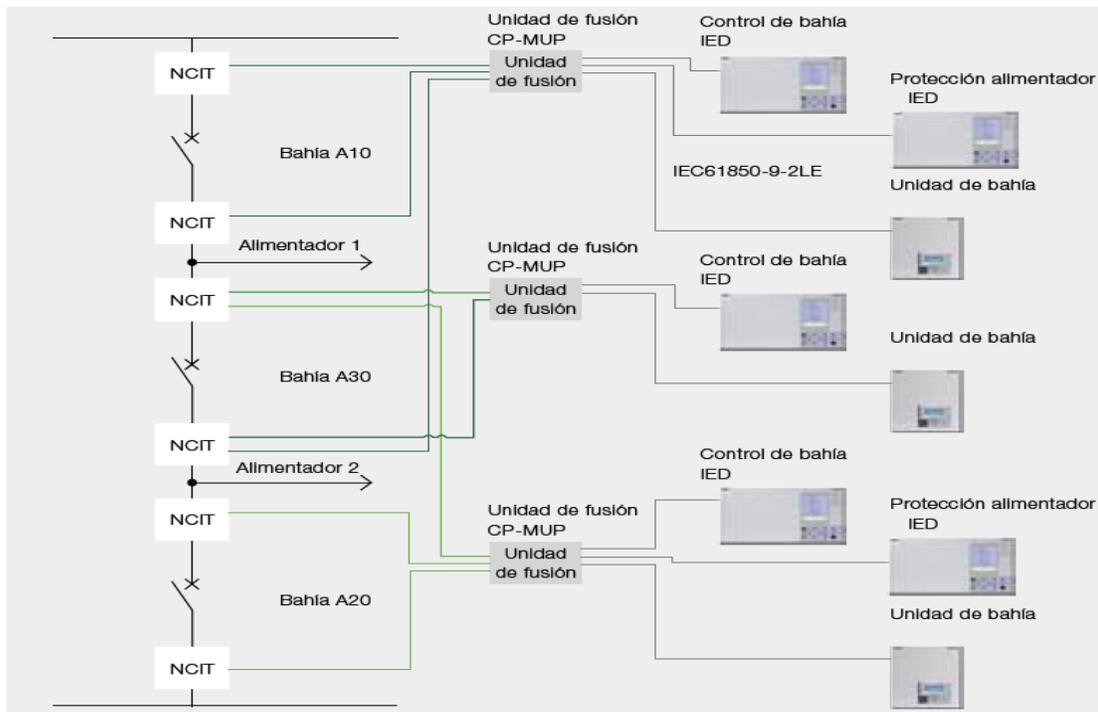


Figura 36 Sistema NCIT en una subestación con sistemas de protección redundantes.

Fuente:

[http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/8564f43745150b89c125798f005b4d32/\\$file/73-77%201m118_SPA_72dpi.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/8564f43745150b89c125798f005b4d32/$file/73-77%201m118_SPA_72dpi.pdf) Consulta Marzo 2013.

CAPITULO V

5.1 Propuesta para la implementación

Como se ha observado en el capítulo anterior, entre las dos tecnologías ICEF se propone para las subestaciones de CORPOELEC la tecnología HardFiber, debido a que la misma acopla todo el sistema de control de la subestación mejorando la calidad de servicio y cumple con los requerimientos de los sistemas de control numérico en las subestaciones. Estos requerimientos específicamente son: que pueda ser acoplada con los equipos que funcionan en las subestaciones actuales y puedan recibir las señales de estos equipos y en segundo lugar, que cumpla con el estándar IEC 61850. Además, gracias a esta tecnología se disminuyen los problemas de cableado y se reduce la cantidad de empleados necesarios para la instalación y el mantenimiento del sistema. El tiempo de instalación de esta tecnología es corto ya que es posible simplificar el cableado, debido a que éste viene ya hecho a la medida de fábrica para instalar, y puede ser montado en cualquier subestación existente o cualquier proyecto para una subestación nueva.

El sistema cumple con todos los protocolos necesarios para el control de las subestaciones de CORPOELEC y sus equipos están contruidos para resistir cualquier clima del país.

El esquema propuesto para usar en las subestaciones se puede observar en la figura 37.

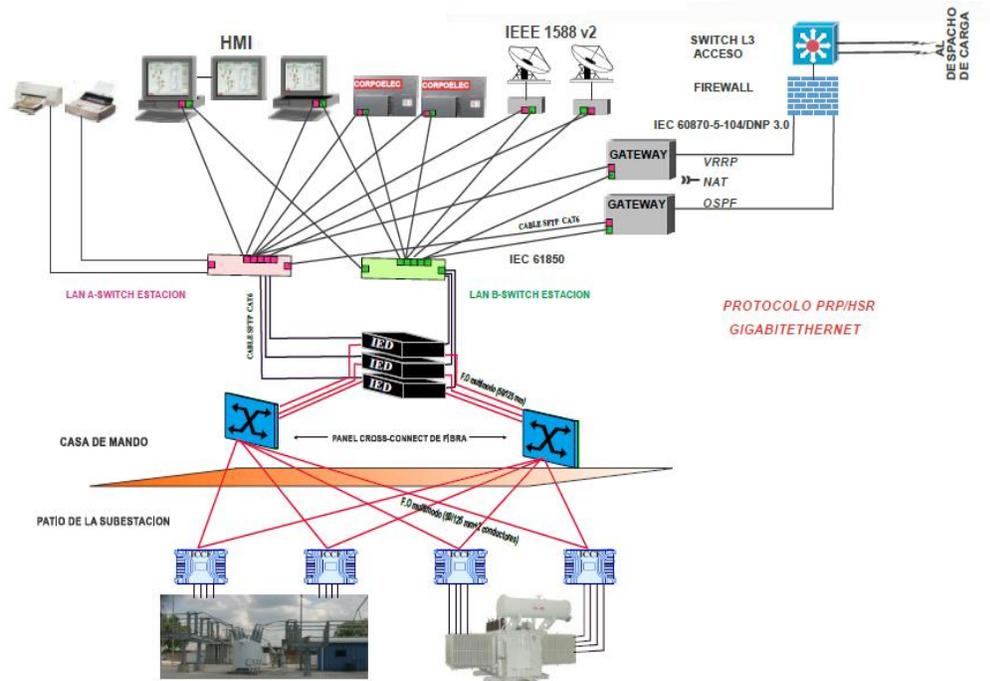


Figura 37 Propuesta de Esquema de Process Bus para Subestaciones de
CORPOELEC

Fuente: Elaboración propia

Para conectar el sistema HardFiber a una subestación se deben realizar los siguientes pasos: primero se busca un lugar para conectar el Brick cerca de los equipos de patios, a una distancia máxima de 20m de estos y a una distancia máxima de la casa de mando de 500m, se empiezan con los cables de cobre de los equipos de patio. Estos cables vienen pre ensamblados para su fácil conexión. Luego se debe conectar el cable de Fibra óptica al Brick, éste cable debe ser de fibra 50/125µm y se deben colocar en las tuberías de cableados ya hechos en la subestaciones o diseñados para estos cables hacia la casa de mando.

En la casa de mando, se instala en un gabinete el Cross Connect Panel, el cual cumple con la función de convertir los cables de fibra óptica de *outdoor* a cables de fibra óptica *indoor*. Desde aquí se conectan los cables de fibra óptica *indoor* a los

relés que contienen la tarjeta de proceso, estos cables deben tener un máximo de 50m de distancia, este cable de fibra debe ser 50/125 μ m.

Después de conectar todo el sistema de HardFiber que llega hasta los relés, éstos se conectan a los Switches para poder empezar a mandar la información de los sistemas en la subestación y esta información es enviada en los HMI que se encuentran en la casa de mando y al despacho de carga por el Gateway. Terminando aquí el proceso de los sistema de control dentro de la subestación.

5.2 Topologías de redes LAN en subestaciones

Las topologías más comunes en las subestaciones son las de anillo y estrella, estos se analizan para su estudio dentro de una subestación como se puede ver en la tabla 12.

Tabla 12: Estudio de las topologías

Tipo de topología	Tráfico de datos	Facilidad de añadir equipos	Mayor Desventaja	Independencia
Estrella	Transmisión de los mensajes son directos	No hay necesidad de interrumpir la red	Si el Switch central falla se cae toda la red	Cada Switch depende solo del Switch central
Anillo	Velocidades de transmisión lenta con tasas de errores muy bajas	Hay que interrumpir la red	La falla un equipo altera la red	Toda la red depende de todos los Switch

La topología que se propone para las subestaciones de CORPOELEC es la topología en estrella doble, debido a que esta topología de red permite una comunicación redundante. Esta asegura un mejor desempeño de las comunicaciones en el sistema. Cumple con los estándares internacionales eléctricos determinados por la norma IEC 61850. En esta topología los retardos en la transmisión son mínimos, ya que la comunicación entre el Switch y los IED es directa y se aseguran que la transmisión de mensajes GOOSE cumpla la especificación IEC 61850-7-1. Esta topología tiene una de las ventajas más importantes en los sistemas de control ya que se pueden aumentar el número de dispositivos en la red sin tener que interrumpir el funcionamiento de la misma y sólo está limitado por la cantidad de puertos del Switch.

El canal físico de comunicación de esta topología es fibra óptica. La fibra óptica es inmune al ruido por interferencia electromagnética. Esto lo vuelve óptimo en el ambiente de subestaciones eléctricas.

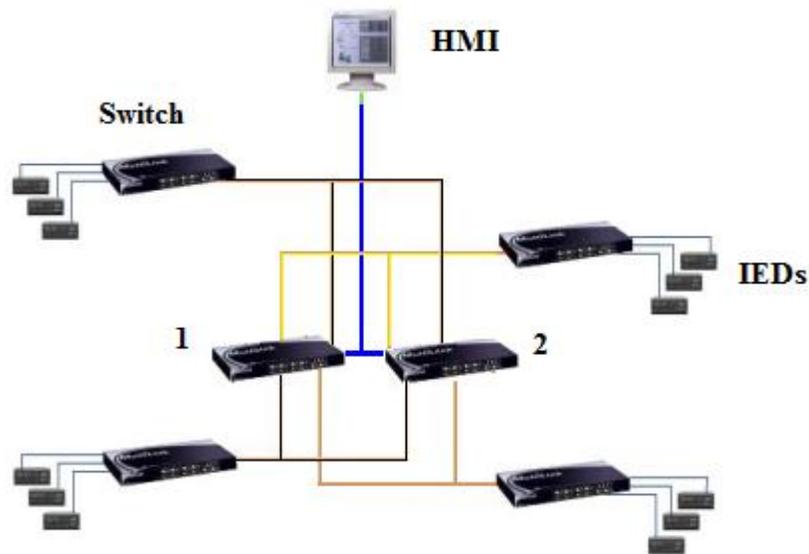


Figura 38: Topología estrella doble.

Fuente elaboración propia.

Como se observa en la figura 38 esta topología aunque se necesita más cantidad de cableado se elimina la mayor desventaja de esta topología, ya que si se daña el nodo central ya no se cae toda la red. Por ejemplo si se daña el Switch 1 se observa que el sistema sigue funcionando ya que las conexiones van al Switch 2 hasta que se pueda solucionar el respectivo problema.

Los Switches que permiten topologías como las anteriores, deben poseer características que se adapten a las necesidades de control en tiempo real en la automatización de subestaciones, por lo que es necesario que los Switches que se instalen cumplan con los estándares que se enumeran a continuación:

- 1- Full Dúplex, previsto en el estándar IEEE 802.3x, asegura que no existan colisiones en los segmentos de red interconectados por los Switches. Esta forma de operación permite eliminar el no determinismo propio de las redes Ethernet clásicas.
- 2- IEEE 802.1p propone una técnica de señalización que permite la priorización de tráfico en la red a nivel de la capa 2. El estándar ofrece además la posibilidad de filtrado de tráfico del tipo multidifusión (broadcast), evitando la proliferación de mensajes de este tipo en la red. El etiquetado de los paquetes se realiza con la inclusión de un campo de 3 bits, que permite agruparlos en distintas clases de tráfico. Aún cuando ha habido recomendaciones por parte de la IEEE, todavía no existen definiciones específicas en cuanto a las clases de tráfico.
- 3- La utilización del estándar IEEE 802.1q define la utilización de redes virtuales, permite aislar IEDs con operaciones de tiempo real de otros IEDs menos críticos, como los utilizados para recolección de datos. Podemos considerar la red virtual (VLAN) como una segmentación lógica de una red física, con el objetivo de mejorar su performance. Originalmente, esta mejora

se basaba en la reducción del dominio de colisiones en redes de gran tamaño. En la actualidad, considerando la utilización de Switches que soportan operación full dúplex ya no existen colisiones, por lo que el propósito de la utilización de VLANs en las redes de subestaciones es, en conjunción con 802.1p el de disminuir los dominios de broadcasting y conformar redes lógicas con IEDs de similares características en cuanto a las exigencias.

- 4- Spanning Tree Protocol (STP) IEEE 802.1D, se utiliza para prevenir la formación de anillos que resultarían que un paquete circule indefinidamente en el anillo, haciendo la red inutilizable. El objetivo del STP es cortar los anillos, reduciendo la topología a la de un árbol, que vincula todos los Switches eliminando los anillos, por lo que entre dos dispositivos de la red existirá solamente una trayectoria activa a la vez, aunque se mantienen los caminos redundantes como reserva, para activarlos en caso de que el camino inicial falle. El inconveniente del STP es una lenta reconfiguración o convergencia en caso de falla y tiempos de recuperación elevados (30 seg.).

El funcionamiento del protocolo se basa en el algoritmo denominado STA (spanning tree algorithm), el cual utiliza un intercambio de mensajes de configuración entre “Switches” denominado Bridge Protocol Data Units (BPDU). Cada Switch posee un identificador que determina su prioridad, cuanto menor es el identificador numérico, mayor es la prioridad. El protocolo designa como Switch raíz al de mayor prioridad, quien reconocerá los caminos de menor costo para cada una de las redes. Entre todos los Switches que conectan un segmento de red, se elige al de menor costo para transmitir las tramas hacia la raíz como Switch designado. En este, el puerto que conecta con el segmento, es el puerto designado y el que ofrece un camino de menor costo hacia la raíz, el puerto raíz. En estado estacionario todos los demás puertos y caminos son bloqueados. Entonces, los roles que pueden tomar los puertos que interconectan una red serán raíz, designado, alternativo y

“backup”. Los dos últimos son aquellos que pueden proveer conectividad en el caso de una falla. A partir de la primera configuración de la red, realizada a partir del intercambio de mensajes del BDPU, los puertos asociados a la red quedan en los estados correspondientes.

- 5- Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP) es una variante del anterior que mejora notablemente el tiempo de convergencia y está definido como estándar IEEE 802.1W-2001. RSTP puede considerarse una evolución del anterior, ya que mantiene la terminología y la mayoría de los parámetros son los mismos. La diferencia fundamental radica en la disminución de la cantidad de estados posibles que pueden tomar los puertos asociados a la red. Los estados desactivado, bloqueado y escuchando son reemplazados por un único estado denominado “descartando” y se mantienen los estados de aprendizaje y envío. Por otro lado se mantienen los cuatro roles que pueden tomar los puertos, raíz, designado, alternativo y backup, en este caso se hace una diferenciación entre los dos últimos, alternativo cuando el Switch al que pertenece es designado y backup para los demás casos. Además se agrega un quinto estado denominado deshabilitado para aquellos puertos que no realicen operaciones para el mantenimiento de la red. Actualmente la última versión del estándar es la RSTP - IEEE 1D-2004, que permite tiempos muy cortos de superación de fallas y reconfiguración, del orden de las decenas de mseg. por Switch.

5.3 Sistema de Sincronización

La Propuesta de implantación de un sistema de sincronismo se basa en la utilización del Sistema de Posicionamiento Global (GPS) para obtener una señal de tiempo precisa. Éste tiene la ventaja de que su precisión se encuentra en el rango de los nanosegundos y que se puede acceder a varios satélites con el equipo adecuado. Para esta implantación en las subestaciones de CORPOELEC es necesario la

actualización de la tecnología al protocolo IEEE 1588 v2 donde se vayan a instalar los nuevos equipos. Un equipo que puede ser propuesto para ser instalado en las subestaciones es el RuggedSwitch RSG2288 ya que cumple con todos los protocolos IEC 61850 y es una solución para conectar la subestación de una manera más rápida. Con este equipo se acopla la Red Ethernet para Comunicaciones de datos y sincronización de tiempo.

El RuggedSwitch RSG2288 es un interruptor industrial endurecido, completamente administrado, además es modular y funciona bajo Gigabit Ethernet. Diseñado específicamente para funcionar confiablemente en subestaciones eléctricas de utilidad dura y climáticamente exigentes y entornos industriales. Este equipo ofrece el protocolo v2 de IEEE 1588 con el tiempo del hardware estampado que permite la sincronización de tiempo de alta precisión sobre la red de Ethernet y la conversión a IRIG-B para los dispositivos non-1588. El Diseño de hardware robusto junto con el sistema operativo robusto incorporado (ROS) proporciona una confiabilidad mejorada del sistema y características de red.

También es deseable que el equipo ofrezca diversidad de tipos de conexiones de fibra, como por ejemplo: 100FX o 1000BaseX y 10/100/1000BaseTX y diferentes puertos para cables de cobre, soportes para conectores de montaje frontal o trasero, y soportes para múltiples tipos de conectores de fibra (SFP, GBIC, LC, SC) sin pérdida de densidad de puertos.

Diversos tipos de reloj:

Modo de Reloj Master / Grandmaster

Este tiene la flexibilidad de aceptar muchas entradas de referencia de tiempo, incluyendo GPS con el fin de convertirse en la red de sincronización de reloj Grandmaster. Con estos modos de funcionamiento, el equipo puede recibir señales de

temporización directamente a través de GPS y con IEEE 1588 v2 través de la red como una copia de seguridad. También utiliza el Best Master Clock (BMC), este es un algoritmo para determinar la fuente de reloj más exacto y selecciona esta como su fuente de entrada de temporización. Si hay relojes GPS existentes en el lugar de salida IRIG-B, este puede aceptar esta señal IRIG-B como fuente de oportunidad y convertirla en IEEE 1588 v2 para su distribución a través de la red.

Modo de Reloj Ordinario

Los dispositivos pueden ser configurados para caer de nuevo a su reloj interno que se ha sincronizado para convertirse en temporalmente el maestro de tiempo de la red en caso de señales de temporización GPS u otras fuentes de reloj se pierden, lo que permite que la red de temporización se mantenga en funcionamiento. El modo de reloj común también permite la sincronización de IRIG-B a la red calendario 1588.

Modo de reloj transparente

En el modo de reloj transparente se proporciona la propagación exacta de señales de temporización y sin acumulación de errores de saltos temporales. Las medidas del reloj transparentes sirven para medir retardo del trayecto y el tiempo interno del Switch.

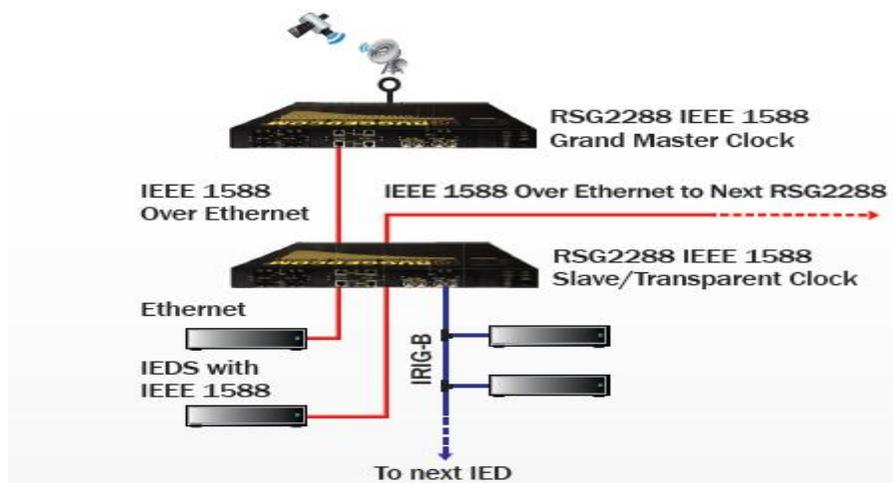


Figura 39: Conexión del RG2288

Fuente: http://www.ruggedcom.com/pdfs/white_papers/precision_timesync.pdf

Consulta Marzo 2013.

En la figura 39 se observa cómo se puede conectar este equipo en la Casa de Mando de una subestación sirviendo como Grand Master Clock para recibir las señales del GPS para sincronizar los equipos de control y supervisión de la subestación y configurar el sistema de sincronismo y también como Transparent Clock o Slave para hacer una sincronización con los equipos a través del Switch y al aceptar los protocolos IRIG-B que funcionan en equipos con tecnologías mas antiguas no hay necesidad de actualizar todos los equipos en dicha subestación. Su conexión entre los dispositivos se puede realizar mediante fibra óptica para hacerlos inmunes a la interferencia electromagnética.

Resumen de las propuestas

En resumen para la propuesta de implementación de la interfaz campo equipo-fibra óptica se seleccionó la tecnología HardFiber porque es la tecnología que mejor se adapta a los requerimientos de los sistemas de control numérico de las subestaciones de CORPOELEC, pudiendo ser instalada tanto en subestaciones ya construidas o en subestaciones nuevas.

Con respecto a la topología de la red LAN se seleccionó una red de tipo estrella doble, debido a que esta presenta la ventaja de ser muy robusta frente a fallas en comparación a la topología de estrella simple, donde el cableado se debe realizar en su totalidad con fibra óptica para evitar interferencias con los campos electromagnéticos de la subestación eléctrica.

La propuesta de implementación del sistema de sincronismo se simplificó al descubrir que puede ser realizada por un equipo que se conecta directamente al sistema GPS y acoplado el sistema de sincronización de la red con la red Ethernet de comunicaciones. Este equipo es el RuggedSwitch RSG2288 que funciona tanto Switch y como Sincronizador, una de las mejores ventajas es que funciona con el protocolo IEEE 1588 v2.

CONCLUSIONES

Una vez evaluada la sustitución de los sistemas de comunicaciones para la automatización de las subestaciones de CORPOELEC, por fibra óptica según los estándares IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2 que se comuniquen a través de fibra óptica con los dispositivos IED, se llegaron a las siguientes conclusiones:

- Se tendrá disponibilidad del enlace de comunicaciones las 24 horas del día, todos los días del año y con un ancho de banda bastante robusto, que permita transmitir más señales de protección.
- Las aplicaciones basadas en bus de proceso ofrecen ventajas importantes sobre los circuitos analógicos cableados convencionales, tales como:
 - La reducción significativa en el costo del sistema debido al hecho de que múltiples cables de cobre se sustituyen con un pequeño número de cables de fibra óptica.
 - El bus de proceso mejora la flexibilidad del sistema de protección. Puesto que los circuitos de corriente no se pueden cambiar fácilmente debido a problemas de circuito abierto, a la aplicación de la protección diferencial de barras, así como algunos esquemas de protección de copia de seguridad.
- El sistema HardFiber mejora los servicios de la empresa al permitir ahorros considerables de instalación y mantenimiento mejorando al mismo tiempo la seguridad, confiabilidad y el nivel de protección del sistema.

- El enlace de comunicaciones será altamente confiable, ya que la tecnología de fibra óptica es inmune a interferencias electromagnéticas y la atenuación de la señal a transmitir es mínima.
- El cable de fibra óptica es la solución óptima y más confiable como medio de transmisión de información. La posibilidad de utilizar canales de respaldo con un protocolo IP a través de un puerto Ethernet garantiza la posibilidad de dejar en el pasado los sistemas por par de cobre y los planos del circuito asociado, en las subestaciones.
- La topología Estrella Doble es aquella que proporciona mayor redundancia en la transmisión de datos, por medio de varios canales que funcionan como respaldo en caso de interrupciones en estos.
- La propuesta de actualizar el protocolo de sincronización IEEE 1588 v2 reduce la cantidad de fallas en la sincronización de los dispositivos de protección, debido a que el protocolo proporciona independencia de niveles de jerarquía en la subestación.

RECOMENDACIONES

El bus de proceso es una tecnología muy prometedora. Las experiencias han demostrado su viabilidad. La prueba de ambas tecnologías es probablemente una de las razones de la escasa utilización actual del bus de proceso.

Para la empresa CORPOELEC debe tener en cuenta estas dos recomendaciones:

- Para las Nuevas Subestaciones instalar Transformadores no convencionales con puertos ópticos basados en la norma IEC61850-9-2, a fin de enviar las mediciones desde la bahía de la subestación hasta la sala de mando a través de fibra óptica y al bus de proceso.
- Para las Subestaciones existentes, instalar Bricks e IEDs basados en la norma IEC 61850-9-2/IEC61850-8-1, para conectar los equipos de potencia al Brick a fin de convertir las señales eléctricas en ópticas y transmitir desde la bahía de la subestación hasta la sala de mando a través de fibra óptica y del bus de proceso las señales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] López, J., *Análisis e Implantación de un Sistema Integral de Gestión de Información de Plantas Eléctricas en la empresa ENELVEN*, Mérida, Venezuela. Pag. 41

[2] Modulo II - Transformadores de instrumentos
<http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloi.pdf>, Consulta Marzo 2013.

[3] CADAFE, Equipos que integran una subestación Unidad N° 3, Caracas, Venezuela. p.p. 4-20.

[4] Camaran, F. y Rivero, G., *Mediciones Eléctricas en Sistemas de Potencia*, Transtek Electrónica, (2005), p.p. 2.1-2.10 y p.p. 3.1 -3.15

[5] Pérez, E., *Diseño y optimización de una arquitectura IEC61850*, Madrid, España (2008) p.p. 5-10.

[6] Dispositivo electrónico inteligente (IED),
<http://ramaucsa.wordpress.com/2010/12/24/dispositivo-electronico-inteligente-ied/>,
Consulta Marzo 2013

[7] Barrantes, L., *Diseño del sistema de protección y control de subestaciones*. Madrid, España, (2011), p.p 89-105.

[8] EBOSA. (s.f). *Fibra óptica*. Recuperado de
<http://www.ebosa.co.cl/Tecnico/tecnolog.htm>, Consulta Junio 2013.

- [9] Fibra óptica Fibra Multimodo G.62.5/125
http://www.estec.cl/productos/public/files/producto/00632_pdf07.pdf Consulta Junio 2013.
- [10] Cobelo, F., Arquitecturas abiertas de comunicación para la automatización de subestaciones. http://www.gridautomation.ziv.es/doc-ownloads/documentacion/notas-tecnicas/Arquitec_AbiertasComunic.pdf Consulta Junio 2013.
- [11] J. Bartolomé, El protocolo MODBUS
<http://www.tolaemon.com/docs/modbus.htm>, Consulta Junio 2013.
- [12] Profibus, <http://www.etitudela.com/celula/downloads/2profibus.pdf> Consulta Junio 2013.
- [13] Protocolo DNP 3.0, <http://ia-ingenieria.cl/nota6.htm> , Consulta Junio 2013.
- [14] IEC 61850 como solución para la automatización de subestaciones,
<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1168&tip=7>, Consulta Mayo 2013.
- [15] Estévez, G., *Diseño e implementación de un prototipo para comunicación con IEDs en base a la norma IEC 61850*, Uruguay, 2010 p.p. 13-20
- [16] Vignoni, R. y Pellizzoni, R., *Sistemas de automatización de subestaciones con IEDS IEC 61850*, Argentina. (2009), p.p. 1-16.
- [17] Topologías en redes LAN
<http://www.lsi.uvigo.es/lsi/jdacosta/documentos/apuntes%20web/Topologia%20de%20redes.pdf>, Consulta Julio 2013

[18] Wester, C. y Adamiak, M., *Practical Applications of IEC61850 Protocol in Industrial Facilities*, USA pag. 2

BIBLIOGRAFÍA

CADAFE. (217-1988). Norma Interfaz de campo para subestaciones. Equipos y Accesorios, Caracas, Venezuela, pag. 1-38.

CADAFE. (228-1988). Norma Interfaz de campo para subestaciones. Unidades de Construcción, Caracas, Venezuela, pag. 1-67.

CADAFE. (229-1988). Norma Interfaz de campo para subestaciones. Operación, Caracas, Venezuela, pag. 1-16.

Manual de referencia: Versión (5.6xx). HardFiber, Process Bus System, GE Multilin Canada, 2009.

Pallarés, V., *Aplicación de Técnicas de Sincronismo para Sistemas de Medida Distribuidos y Desarrollo de un Medidor Fasorial basado en el protocolo IEEE1588*, Córdoba, Argentina Junio 2012.

Alstom, NCIT solutions, The way to digital substations,
<http://www.alstom.com/Global/Grid/Resources/Documents/Automation/TNS/NCIT%20Brochure%20GB.pdf>, Consulta Agosto 2013.

Stefan Meier, ABB Power Systems,
[http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/8564f43745150b89c125798f005b4d32/\\$file/73-77%201m118_SPA_72dpi.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/8564f43745150b89c125798f005b4d32/$file/73-77%201m118_SPA_72dpi.pdf), Consulta Agosto 2013.

Redes Locales, <http://www.isa.uniovi.es/docencia/redes/Apuntes/tema4.pdf>, Consulta Julio 2013.

Ruggedcom, IEEE 1588 Precision Time Synchronization Solution for Electric Utilities, http://www.ruggedcom.com/pdfs/white_papers/precision_timesync.pdf, Consulta Agosto 2013.

Grupo Cofitel, Tipos de fibra óptica actualizados, <http://www.c3comunicaciones.es/tipos-de-fibra-optica-actualizados/> Consulta Junio 2013.

General Electric, HardFiber System <https://www.gedigitalenergy.com/multilin/catalog/hardfiber.htm#hview>, Consulta Enero 2013.

Lineamientos de automatización y control de sistemas de distribución eléctrica. <http://www.elistas.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCPVTRCvthCnoqdy-qlhhyCPPSPQifb7>, Consulta Marzo 2013.

Camilo, J., Monsalve, D., Medios de transmisión electromagnéticos <http://www.fibraopticahoy.com/medios-de-transmision-electromagneticos/> Consulta Junio 2013.

Ruiz, J., Capítulo 4: Transmisión de datos analógicos y digitales. Perturbaciones. <http://www.emagister.com/curso-redes-transmicion-datos-1/transmision-datos-analogicos-digitales-perturbaciones>. Consulta Marzo 2013.

Mazu, A., Estándar IEC 61850 para subestaciones eléctricas. <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=643&edi=4>. Consulta Julio 2013.

ANEXOS

Anexo N° 1

Fallas

A continuación se describen los diferentes tipos de perturbaciones que aparecen en la red.

Sobrecargas

Las sobrecargas aparecen cuando se sobrepasa la intensidad nominal, cada línea o aparato se diseña con este valor máximo de carga o intensidad para que su funcionamiento sea correcto.

Los circuitos eléctricos se plantean con un determinado margen de seguridad, es decir que son capaces de soportar ciertas sobrecargas sin producirse daños importantes. Esto depende de dos factores, uno es el valor en amperios de la sobrecarga y el otro, el tiempo que dura la sobrecarga. Los efectos de esta perturbación son calentamientos anormales de los conductores, en los que la cantidad de calor generado es proporcional al cuadrado de la corriente. Una sobrecarga prolongada causa la destrucción de las instalaciones involucradas y si son sucesivas, pueden dar lugar a un envejecimiento prematuro de la instalación.

Cortocircuitos

Consideramos cortocircuito todo contacto accidental entre dos o más conductores y/o tierra. La conexión puede ser directa aunque normalmente se produce a través de un arco eléctrico. Este tipo de perturbación puede ocasionar grandes averías en la instalación por la dificultad que supone el corte de un arco eléctrico. Las consecuencias de los cortocircuitos son muy graves debido al rápido y elevado aumento de la corriente eléctrica. El calentamiento excesivo puede provocar

destrucción del material, otros de los efectos son la caída de tensión que perturba el sistema eléctrico y esfuerzos electromecánicos elevados que pueden dar lugar a deformaciones por tensiones mecánicas.

Existen cuatro tipos de cortocircuitos según las partes de la instalación que se pongan en contacto:

- Monofásico a tierra: un conductor que entra en contacto con tierra. Es el más frecuente.
- Bifásico: dos fases entran en contacto. Cuando se produce junto al generador es el que provoca mayores corrientes.
- Bifásico a tierra: dos fases entran en contacto con tierra.
- Trifásico: las tres fases entran en contacto. Es el que provoca las corrientes más altas.

Aunque los cortocircuitos tienen cada vez menos posibilidades de producirse en instalaciones modernas bien diseñadas, las serias consecuencias que pueden tener son un estímulo para instalar todos los medios posibles a fin de detectarlos y eliminarlos rápidamente.

Se debe calcular la corriente de cortocircuito en distintos puntos del sistema eléctrico para diseñar los cables, las barras, y todos los dispositivos de conmutación y protección, así como para determinar su configuración.

Sobretensiones

Se producen cuando hay un aumento de la tensión por encima del nivel que se considera el normal. Se puede generar tanto por los equipos que forman las instalaciones como por causas de naturaleza externa (descargas eléctricas).

Las consecuencias más importantes de las sobretensiones son deterioro del aislamiento cuando se supera su tensión dieléctrica, arcos eléctricos que pueden provocar averías más graves y un gran aumento del riesgo para las personas.

Las tensiones a las que están sometidos los aislamientos de los equipos pueden clasificarse en 4 grandes grupos:

- **Tensión de servicio:** la tensión de servicio eléctrico sufre variaciones frecuentes alrededor de ciertos valores, sin embargo en lo que se refiere al cálculo de los aislamientos se consideran constantes e iguales a la máxima tensión de servicio.
- **Sobretensiones internas temporales:** no suelen superar 1,5 veces la tensión de servicio. Su importancia radica en que en función de ellas se definen las características de los pararrayos.
- **Sobretensiones internas de maniobra:** son de breve duración y fuertemente amortiguadas. Son debidas fundamentalmente a la maniobra de interruptores. Casos típicos de donde se pueden producir sobretensiones de maniobra son maniobras de conexión, desconexión y reenganche de líneas en vacío, corte de pequeñas corrientes inductivas o de magnetización de transformadores y corte de corrientes capacitivas de baterías de condensadores.
- **Sobretensiones externas o atmosféricas:** son de duración aún más corta que las de maniobra. Están debidas a la caída de un rayo sobre las líneas o en sus proximidades.

Entre otros equipos y medios para la protección contra las sobretensiones se emplean los llamados “descargadores” (un ejemplo serían los pararrayos), cuya misión es precisamente descargar a tierra dichas sobretensiones, evitando que lo hagan a través de los aisladores o perforando el aislamiento, con lo que se pueden producir graves daños a los equipos.

Subtensiones

Una subtensión es todo descenso de la tensión por debajo de su valor nominal. El problema que origina este tipo de perturbación es que al no variar la carga conectada se compensa con un aumento de corriente que puede llegar a provocar una sobreintensidad.

Desequilibrio

Un sistema se considera desequilibrado cuando las corrientes de cada fase tienen diferente magnitud y/o ángulo. Las causas de estas asimetrías son por un reparto desigual de las cargas o por averías o incidencias de la propia red de AT.

Retornos de energía

Se considera cuando la energía tiene sentido contrario al establecido, el sentido de la energía se determina de acuerdo a unos criterios generales que son los siguientes:

- Los generadores deben aportar energía a las barras.
- Las líneas de AT deben transportar hacia las distintas subestaciones.
- Las subestaciones deben alimentar la red de distribución.

Las causas por las que esta perturbación puede tener lugar son muy diversas, desde factores atmosféricos y climáticos, hasta envejecimiento del aislamiento, influencia de animales y vegetales, fallos electromecánicos o factores humanos.

Anexo N° 2

Fibra Óptica.

Una fibra óptica es un medio de transmisión flexible y muy delgado (8 a 125 μm) capaz de conducir un rayo óptico. Varios plásticos o vidrios pueden usarse para fabricar las fibras. Con silicio ultra puro se obtienen las menores pérdidas, pero son difíciles de fabricar. Se puede fabricar a partir de mezclas de varios componentes, con mayor pérdida, pero manteniendo buen rendimiento. Las menos costosas son las de plásticos y se pueden usar para pequeños enlaces en los que las pérdidas moderadas se toleran.

La Fibra Óptica está basada en la fabricación de fotones a través de un aislante (dieléctrico ideal). El proceso de transmisión de energía es por medio de una Onda Electromagnética. Hoy en día es el medio de transmisión con menor pérdida por unidad de longitud.

Son inmunes al ruido eléctrico ya que lo que transportan son ondas luminosas y poseen mayor capacidad de transmisión que otros medios. Representa el avance tecnológico más reciente en cuanto a medio de transmisión se refiere.

El principio básico de la comunicación por fibra óptica en las protecciones de línea, es un medio transmisor que une dos circuitos electrónicos, en el que los datos viajan en forma de ondas luminosas siendo necesario utilizar un relé que convierta los parámetros eléctricos provenientes de los transformadores de medida en fotones, que viajan por toda la longitud de la fibra. En el otro extremo del enlace, estos fotones son detectados por otro relé que revierte el proceso convirtiendo las ondas de luz en ondas eléctricas, para luego así poder comparar los valores de los parámetros eléctricos en cada extremo de la línea y a su vez con los ajustes

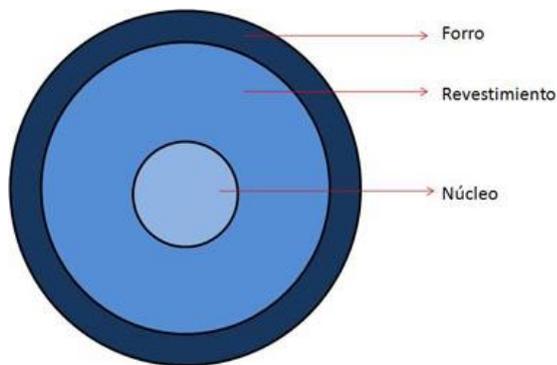
previamente establecidos.

El uso de fibra óptica para las telecomunicaciones ofrece diversas ventajas en comparación con los conductores metálicos convencionales, las cuales se resumen en:

- Menor tamaño y peso.
- Mayor capacidad de transmisión.
- Menor atenuación o pérdida.
- Inmunidad electromagnética y de radio frecuencia.
- Mayor flexibilidad y fácil instalación.
- Menor costo (menos equipos).

La fibra óptica consiste de tres secciones cilíndricas concéntricas:

- Núcleo (Core): es la sección más interna y consiste de uno o más filamentos o fibras muy finas de vidrio o plástico. En el núcleo es por donde se transmiten las ondas de luz.
- Envoltura (Cladding): es la cubierta que rodea al núcleo, se fabrica de vidrio o plástico con características electromagnéticas diferentes a las del núcleo. Existe una envoltura por cada fibra. También es llamada revestimiento; el cual al tener menor índice de refracción menor que el del núcleo, permite que las ondas de luz se reflejen y se concentren en el núcleo.
- Recubrimiento (Coating): es una cubierta de plástico que rodea al cladding. La función de esta cubierta es proteger y dar más resistencia a la fibra.



Elementos Principales de la Fibra Óptica Fuente:

<http://www.fibraopticahoy.com/medios-de-transmision-electromagneticos/> Consulta

Junio 2013.

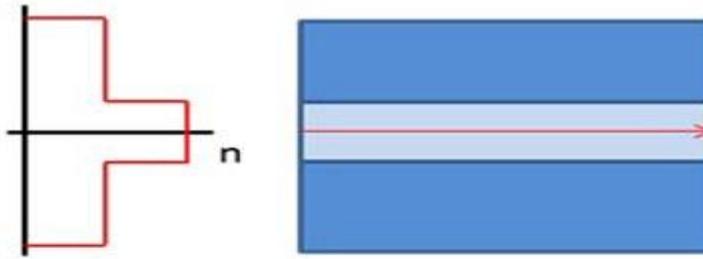
CLASIFICACIÓN DE LAS FIBRAS ÓPTICAS

Las fibras ópticas pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes estándares: Material base, método de manufacturación, modo de transmisión, distribución del índice refractivo sobre la sección transversal de la fibra, y la longitud de onda. Sin embargo las fibras usadas actualmente en las comunicaciones y de las cuales se harán referencia a continuación, son clasificadas de la siguiente forma por el número de modos de transmisión:

Modo es una forma de distribución del campo electromagnético, de forma que cuando el modo cambia, la forma de distribución cambia también. Las fibras que permiten la transmisión de ondas de luz de más de un modo, son llamadas fibras multimodo; y las que permiten la propagación de un solo modo son llamadas fibras monomodo.

Fibras Monomodo: se caracteriza por el pequeño diámetro de su núcleo, aproximadamente de $4\mu\text{m}$ a $10\mu\text{m}$, el cual al ser muy cercano a la longitud de onda utilizada, permite que sólo un modo sea transmitido por la fibra. Estas características, hacen que la fibra óptica monomodo sea de alta capacidad de transmisión de datos y baja atenuación, haciéndola especialmente adecuada para transmisiones en sistemas

de gran distancia



Fibra óptica monomodo

Fuente: <http://www.fibraoptica hoy.com/medios-de-transmision-electromagneticos/>
Consulta Junio 2013.

La distancia de transmisión de señales ópticas en fibras es afectada por dos factores:

- **Dispersión:** Extiende la amplitud del pulso de datos transmitidos en fibras y causa Interferencia Inter-Símbolo (ISI), reduciendo así la calidad de la señal. Cuando la ISI deteriora el funcionamiento de la transmisión a cierto grado, el sistema de transmisión no podrá funcionar.
- **Pérdida:** La intensidad de las señales ópticas transmitidas en fibras disminuirá gradualmente cuando la distancia de transmisión aumenta debido a la pérdida. Cuando la potencia óptica disminuye a cierto extremo, el sistema de transmisión no podrá funcionar.

Las longitudes de onda usadas en la transmisión por fibra óptica se encuentran situadas en los alrededores del espectro infrarrojo, es decir entre los 800nm y los 1600nm; usando específicamente las ondas de 850, 1310 y 1550 nm.

Estas últimas son conocidas como las ventanas de transmisión y corresponden a las longitudes de onda con menor pérdida óptica y menor dispersión del pulso.

La ventana de transmisión óptica de 1310nm es llamada la ventana de dispersión cromática cero, en la cual las señales ópticas tienen la mínima dispersión cromática. La ventana de 1550nm es llamada la ventana de pérdida mínima, en la que las señales ópticas tienen la mínima pérdida.

Entre las tres ventanas de transmisión óptica, la ventana de 850nm es usada solamente para transmisión multimodo y las ventanas de 1310nm y 1550nm son usadas para la transmisión monomodo.

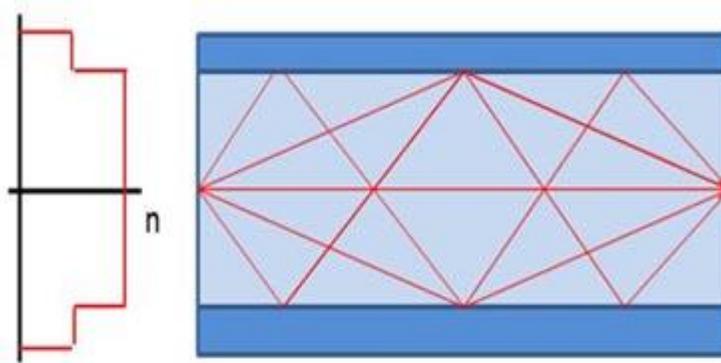
La principal ventaja de la fibra óptica es la capacidad de transmisión, ya que la velocidad de transmisión no depende solo del medio utilizado y la fibra óptica puede transmitir a velocidades mucho más altas de lo que los emisores y transmisores actuales lo permiten. Otras ventajas de la fibra óptica son:

- Mayor capacidad debido al ancho de banda mayor disponible en frecuencias ópticas.
- Inmunidad a transmisiones cruzadas entre cables, causadas por inducción magnética.
- Inmunidad a interferencia estática debida a las fuentes de ruido.
- Resistencia a extremos ambientales. Son menos afectadas por líquidos corrosivos, gases y variaciones de temperatura.
- La seguridad en cuanto a la instalación y mantenimiento. Las fibras de vidrio y los plásticos no son conductores de electricidad, se pueden usar cerca de líquidos y gases volátiles.

Fibras Multimodo: el diámetro de la fibra multimodo es normalmente de 50 μ m a 75 μ m; y su diámetro de envoltura es de 100 μ m a 200 μ m. Las fibras multimodo tienen una banda muy angosta y pequeña capacidad de transmisión, por lo

tanto se usan para transmisiones en distancias muy cortas y principalmente en la interconexión de equipos. Este tipo de fibras operan generalmente en las ventanas de 850nm y 1300nm y es recomendada para usos de transmisión de datos, voz y video. Así mismo las fibras multimodo se subdividen en:

- **Fibra óptica de índice escalonado:** se caracteriza por tener un índice de refracción del núcleo constante, lo que produce que la distancia total recorrida por el rayo luminoso sea ligeramente diferente para cada modo, lo cual trae como consecuencia que estos lleguen al receptor con un desfase en el tiempo, limitando así la frecuencia y la distancia a la cual es posible mandar estos impulsos. Los diámetros usuales del núcleo de este tipo de fibra varían de 100 μ m a 1000 μ m.

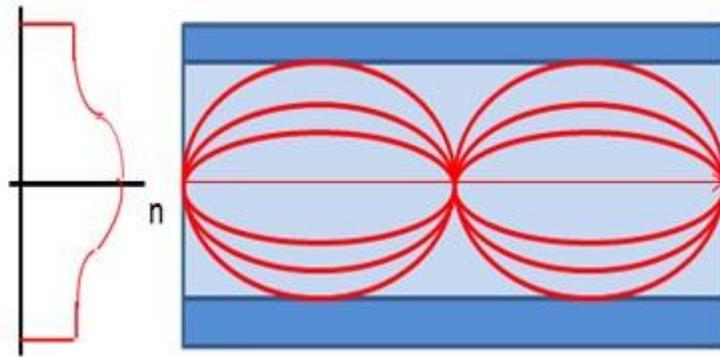


Fibra óptica multimodo (índice escalonado)

Fuente: <http://www.fibraoptica hoy.com/medios-de-transmision-electromagneticos/>

Consulta Junio 2013.

- **Fibra óptica de índice variable:** se caracteriza por tener un índice de refracción del núcleo que disminuye en forma radial, produciendo que los modos que recorren una mayor distancia se aceleren a medida que se acercan a la envoltura del núcleo, mientras que los que viajan en forma más recta, lo hacen a menor velocidad debido a la menor densidad, permitiendo así, que los tiempo de desplazamiento para las distintas formas de propagación tiendan a igualarse.



Fibra óptica multimodo (índice variable)

Fuente: <http://www.fibraoptica hoy.com/medios-de-transmision-electromagneticos/>

Consulta Junio 2013.

Anexo N° 3

Comparación de diferentes tipos de métodos de sincronización en tiempo disponibles en subestaciones actuales.

Metodo	Precision típica en la subestación con el metodo dado	Proporciona fecha y hora de indicación de día	No requiere cableado dedicado	Rentabilidad	Escalas y con gran número de dispositivos
IRIG-B (AM)	1ms	•			
IRIG-B (DC-shifted)	100us	•			
1PPS	1us				
GPS	1us	•			
NTP	1-10ms	•	•	•	
IEEE 1588 v1	1us	•	•	•	
IEEE 1588 v2	1us	•	•	•	•

Fuente: http://www.ruggedcom.com/pdfs/white_papers/precision_timesync.pdf

Consulta Agosto 2013.