



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA

TÍTULO DE TESIS

**PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE
UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE
DISTRIBUCIÓN**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO ELECTRÓNICO:**

PRESENTA:

CHÁVEZ MOSQUEDA GERARDO

DIRECTORA DE TESIS:

M.I. ESTHER BARRIOS MARTÍNEZ



Octubre 2013

Símbolos, acrónimos y definiciones	4
Capítulo 1.- Introducción.....	6
1.1. Objetivo	6
1.2. Formulación del problema.....	7
1.3. Metodología.....	7
1.4. Antecedentes.....	8
1.5. Resultados esperados	11
Capítulo 2.- Balance de tecnología de equipo de subestaciones eléctricas..	12
2.1 Equipos de medición.....	14
2.1.1 Transformador de corriente	14
2.1.2 Transformador de potencial.....	15
2.1.3 Transformador de corriente óptico.....	17
2.2 Equipos de comunicación	18
2.2.1 Fibra óptica	20
2.2.2 Ethernet.....	22
2.2.3 Protocolos de comunicación.....	23
2.3 Equipos de protección.....	24
2.3.1 Protecciones con relevadores electromecánicos y estado sólido	24
2.3.2 Automatismos avanzados para equipo de subestación eléctrica	29
2.4 Equipos de control	33
2.4.1 Servidor SCADA, Gateway y la HMI.....	35
Capítulo 3.- IEC 61850.....	39
3.1. Norma IEC 61850	40
3.2. Motivadores y retos de la evolución hacia el protocolo IEC 61850.....	42
3.3. Implementación de IEC61850 mediante el modelo OSI	43
3.4. Mensajes en IEC 61850.....	46
3.4.1. Mensajes convencionales	47
3.4.2. Mensajes GOOSE.....	48
3.5. Arquitectura de red y comunicación en el protocolo IEC 61850	51
3.5.1 Protocolos seriales	51

3.5.2 Arquitecturas de red, publicista-suscriptor y cliente-servidor	52
3.6. Metodología de configuración y pruebas de equipos	58

Capítulo 4.- Mensajes GOOSE para la automatización avanzada de una subestación eléctrica..... 61

4.1. Sistemas de control distribuido	61
4.2. Niveles de enlace en los sistemas de control distribuido.....	64
4.2.1. Nivel de control de bahía.....	64
4.2.2. Nivel de control de subestación.....	65
4.2.3. Nivel Centro de control.....	68
4.3. Modelado de datos en mensajes GOOSE	71
4.4. Lenguaje de configuración del sistema en IEC 61850.....	75
4.5. Intercambio de mensajes GOOSE para disparo de protecciones, arranque de equipo, transmisión de posiciones y estados de operación	79

Capítulo 5.- Estudios de caso: Intercambio de mensajes GOOSE en una subestación eléctrica..... 82

5.1. Herramientas de configuración de equipos eléctricos	82
5.2. Propuesta de subestación eléctrica de distribución en C.U.....	88
5.3. Estudio de caso 1 “Transferencia de carga.....	90
5.4. Estudio de caso 2 “Falla de un interruptor.....	94
5.5. Estudio de caso 3 “Tiro de carga	98
5.6. Estudio de caso 4 “Control redundante”	102
5.7. Estudio de caso 5 “Disparo de interruptor	106

Capítulo 6.- Conclusiones 109

Bibliografía..... 11

Símbolos, acrónimos y definiciones

AC.-Alternate Current

AGC.-Automatic Generation Control

Ampermetros.- Usado para medir la corriente

ANSI.-American National Standards Institute

Broadcast.-Comunicación de un punto a varios puntos

Buffer.-Instrumento digital reservada para el almacenamiento temporal de información digital, mientras que está esperando ser procesada

Cable LRC32.-Interface para intercambio de datos binarios

Carrier.-Canal, Bus

CID.-Configured IDE Description

Conitel 20-20.-Protocolo tipo Serial

DC.-Direct Current

DNP3.-Distributed Network Protocol 3

Ethernet.-Estándar de redes de área local

Frecuencímetros.-Usado para medir la frecuencia

Gateways.-Puerta de Enlace

GOOSE.-Generic Object Oriented Substation Event

GPS.-Global Positioning System

GSSE.-Generis Substation State Event

Harris 500 ó 600.-Protocolo tipo Serial

ICCP.-Inter Control Center Protocol

ICD.-IDE Capability Description

IEC.-International Electrotechnical Commission

IED.-Intelligent Electronic Device

IHM.-Human Machine Interface

INTERFAZ RS-232.-Usado para la conexión de dispositivos por cable multipar, y un conector de 9 o 25 pines.

ISO.-International Estándar Organization

LAN.-Local Area Network

Modbus.-Communications protocol used for automation applications

Multicast.-Comunicación de un punto a todos los puntos

OSI.-Open Systems Interconnection

PLC.-Power Line Carrier

PLC.-Programmable Logic Controller

Router.-Enrutador, proporciona conectividad a nivel de red

SCADA.-Supervisory Control And Data Acquisition

SCD.-Substation Configuration Description

SMTP.-Simple Network Time Protocol

SSD.-System Specification Description

Switches.-Instrumento para interrumpir la corriente

TC.-Transformador de Corriente

TCP/IP.-Descripción de protocolos de red

TIC.- Tecnologías de Información y Comunicaciones

TP.-Transformador de Potencia

UCA.-Utility Communications Architecture

Unicast.-Comunicación punto a punto

UTR.-Unit Terminal Remote

Voltmetros.-Usado para medir los volts

Wattmetros.-Usado para medir potencia

CAPÍTULO 1

“Introducción”

A lo largo de los años en las subestaciones eléctricas las funciones de control, protección, comunicación y monitoreo se realizaban a través de los equipos de protección y control por medio de relevadores electromecánicos; presentado la desventaja de tener una limitada capacidad de comunicación de la sala de control con el equipo de patio, adquisición y almacenamiento de datos. Estos equipos y sus componentes son interconectados mediante cables multiconductores que se encuentran tendidos a través de las canaletas de cables en el patio.

Con el fin de mejorar estas funciones de control, protección, comunicación y monitoreo en las subestaciones, nacen los sistemas automatizados aplicados a subestaciones, esta forma de funcionamiento es más detallada y confiable. Además de que garantiza una optimización de operación en la subestación.

1.1 Objetivo

El describir una estrategia de la automatización de una subestación eléctrica de distribución, aplicando nuevas tecnologías de automatización en el control, comunicación y protección de los equipos que conforman la subestación eléctrica, las cuales mejorarían su funcionamiento y aumentarían la confiabilidad en el sistema en caso de fallas o malas maniobras. Estableciendo una comparación entre las tecnologías usadas en las subestaciones actualmente y las de última generación.

1.2 Formulación del problema

El suministro de energía eléctrica es la función trascendente de las subestaciones eléctricas. Para cumplir ésta función de la mejor forma, es necesario integrar tecnología novedosa y considerar las nuevas técnicas para controlar la subestación. Ambas características son consideradas en la automatización de una subestación, de manera tal, que se reduce la probabilidad de maniobras deficientes y se simplifica su operación.

Debido a las consideraciones previas, se plantea incrementar la aplicación de equipo automatizado, reemplazando los elementos obsoletos por tecnologías vanguardistas.

Para ello se estudia la incorporación de mecanismos nuevos en la automatización de las subestaciones de distribución mediante el modelado de sus equipos y el análisis de su funcionamiento.

Así, esta propuesta puede establecer una base para futuras aplicaciones en el campo de la electricidad, como el transformar tensiones, derivar circuitos de potencia para transportar y distribuir energía eléctrica de manera más eficiente, de manera automática.

1.3 Metodología

El presente trabajo seguirá la siguiente metodología:

1. Revisión bibliográfica.
2. Identificar los elementos que conforman una subestación, así como el tipo de arreglo.
3. Realizar un balance de tecnología de equipo primario de subestaciones eléctricas.

4. Establecer un caso de estudio para automatizar una subestación de distribución que considere el modelado de sus elementos y los problemas más recurrentes de la subestación, simularlos, interpretarlos y darles la mejor solución.
5. Análisis de resultados.

1.4 Antecedentes

La evolución de las nuevas tecnologías va alcanzando a todos los sectores y no exento de estos avances se encuentra el sector eléctrico, uno de los más importantes y que necesita nuevos modelos que permitan un uso más eficiente de la energía, acorde con los tiempos que vivimos. El modelo clásico de las subestaciones eléctricas, ya no se ajusta a la demanda de la población que va aumentando.

Se ha intentado que las energías renovables sean una opción para la sustentabilidad de la demanda eléctrica. Sin embargo, esto es muy difícil, ya que la energía en su característica de renovable no proporciona un flujo constante de energía, porque depende del sol, del viento, etc. La idea es que se creen unas centrales eléctricas inteligentes distribuidas capaces de suministrar energía de forma dinámica a las subestaciones de distribución y estas a su vez puedan repartirla de una manera más eficiente a la carga dentro de lo que se viene a denominar red inteligente (Smart Grid en inglés).

La principal característica de una red inteligente es que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores finales como se muestra en la figura 1.4.1. Utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costos e incrementar la confiabilidad.



Figura 1.4.1 Red inteligente desde la compañía suministradora hasta la carga

En México se están generando propuestas de proyectos relacionados con redes inteligentes, sobre todo aquellos involucrados con subestaciones eléctricas. En la tabla 1.4 se muestran algunas subestaciones que ya trabajan con el protocolo de la Comisión Electrotécnica Internacional 61850 (IEC por sus siglas en inglés). Estas nuevas subestaciones controladas de forma remota y con protocolos estandarizados, utilizan Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's por sus siglas en inglés), creados con microprocesadores capaces de tomar decisiones, llevar registros y realizar funciones de monitoreo.

Tabla 1.4 Subestaciones en México [21]

Subestaciones con IEC 61850
La Yesca
CCC Norte
SE La Ventosa
SE Juchitan II – CISA
SE Juchitan II – EVM
SE Juchitan II – EOLIATEC
SE JUILE Protección
SE JUILE Reactor

Actualmente, y desde hace más de diez años, la CFE cuenta con una red nacional de fibra óptica, que proporciona a la propia empresa los servicios de comunicación digital de alta capacidad, confiabilidad y calidad que se requieren para la seguridad y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como para los sistemas de información técnico-administrativos de los procesos sustantivos de generación, transmisión, distribución, control y construcción. Hoy en día, se aprovechan más de 22 mil kilómetros de la red de fibra óptica con que cuenta CFE.

Las redes inteligentes permiten incorporar tecnología digital y de automatización en cada etapa de la generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica con varios objetivos como reducir costos, mejorar eficiencias, minimizar impactos ambientales, expandir mercados y brindar mejores servicios. Al implementar los sistemas de generación con aplicaciones inteligentes de transmisión, distribución y consumo, la red inteligente resultante puede hacer posible el logro de importantes beneficios en capacidad, confiabilidad, gestión de la demanda así como ofrecer un valor agregado a los usuarios.

La CFE contempla que en un tiempo razonablemente corto realizará una incorporación masiva de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC) a la operación eléctrica, lo cual le permitirá mejorar la eficiencia de sus procesos mediante la implementación de plataformas tecnológicas que permitan integrar y automatizar su cadena de valor [1].

Algunas de las aplicaciones de las redes inteligentes en distribución eléctrica son las siguientes:

Subtransmisión:

1. Automatización de equipos
2. Medición de calidad de la energía
3. Monitoreo de transformadores
4. Otras aplicaciones

Media tensión:

1. Monitoreo de interrupción de servicio
2. Manejo de fallas
3. Balanceo de cargas
4. Lectura centralizada
5. Otras aplicaciones

Baja tensión:

1. Validación de consumo
2. Desconexión remota
3. Balanceo de cargas
4. Otras aplicaciones

Usuario final:

1. Redes locales domésticas
2. Administración de la demanda
3. Electrodomésticos inteligentes
4. Integración de controles de edificios
5. Vehículos eléctricos híbridos
6. Micro-almacenes de energía
7. Generación distribuida con recursos renovables
8. Tarifas horarias a petición del cliente

1.5 Resultados esperados

Dar una propuesta de solución al problema que implica la falta de modernización en la comunicación de las subestaciones de distribución existentes. Lo anterior, será resuelto a través de la automatización de los equipos que componen la subestación, apegándose a la normalización vigente. Adicionalmente, se presentara un análisis que describe las ventajas de la automatización de las subestaciones de distribución.

CAPÍTULO 2

“Balance de tecnología de equipo de subestaciones eléctricas”

Actualmente los sistemas automatizados han creado un puente de interacción entre tecnologías anteriores y recientes; ya que por medio de dispositivos inteligentes se ha podido establecer un balance entre ambas tecnologías, logrando que los equipos de control, protección, medición y comunicación mejoren su funcionamiento dentro de las subestaciones.

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipo eléctrico que se encarga de transformar tensiones, corrientes y derivar circuitos de potencia para transmitir energía eléctrica.

El diseño de una subestación tradicional implementaba esquemas de protección con dispositivos que realizaban una sola función, tales como dispositivos electromecánicos, estáticos y relevadores lógicos. Mientras avanzaba el tiempo, las necesidades aumentaron, ahora se requiere tener un mejor monitoreo de los datos en el sistema para detección de eventos junto con la operación remota del equipo tal como switches, cuchillas, protecciones, etc.

Sin embargo, implementar nuevos dispositivos y lograr un avance tecnológico era difícil dado que no existía una interoperabilidad entre los equipos eléctricos y cada fabricante manejaba sus propios estándares. Por esta razón, en este trabajo se adoptó la IEC 61850 en un esfuerzo por equilibrar ambas partes.

En la actualidad una subestación automatizada, presenta ventajas significativas, principalmente en cuestión operativa. Como podrían ser una tecnología más avanzada en el campo de la electricidad, mayor eficiencia, un menor tamaño y peso. No obstante, los elementos actuales en las subestaciones funcionan bien y son más económicos. Por estas razones no se ha dado un cambio tecnológico más amplio. En la figura 2.1 se muestra una tendencia de automatización tomando en cuenta las ventajas que presentan ambas tecnologías.

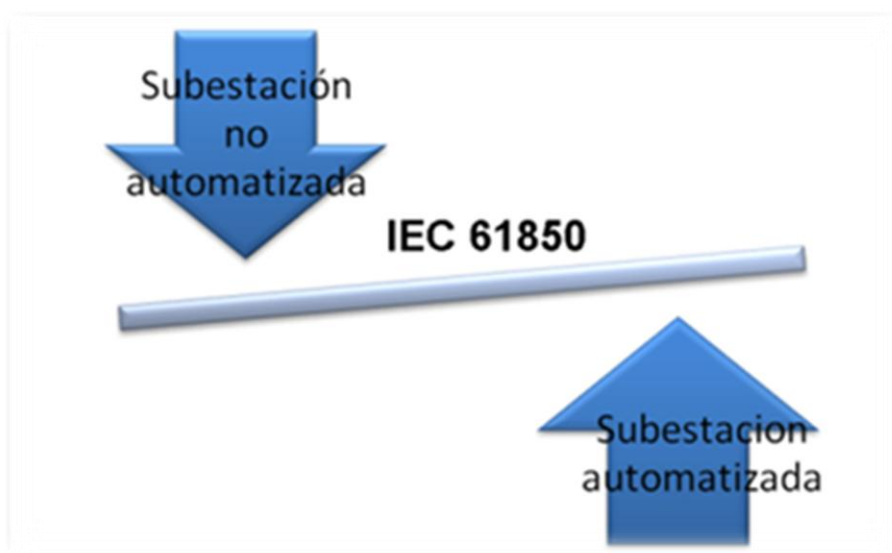


Figura 2.1 Balance de tecnologías de automatización

El equipo primario de una subestación eléctrica está compuesto por interruptores, transformadores de potencia, transformadores de instrumento, cuchillas, apartarrayos y seccionador, entre otros. Este equipo primario podría funcionar mejor, utilizando elementos automatizados para aumentar el rendimiento de la subestación con un menor número de personal.

Por lo anterior, examinaremos los equipos utilizados actualmente en las subestaciones eléctricas y algunos elementos automatizados con los cuales podríamos mejorar el funcionamiento del servicio.

2.1 Equipos de medición

Los transformadores de instrumento tienen la función de censar, medir y reducir a escalas las magnitudes de tensión y corriente en las subestaciones eléctricas. Estos pueden ser:

1. Transformadores de Potencial (TP's)
2. Transformadores de Corriente (TC's)

El empleo de estos transformadores es de vital importancia, pues son indispensables para controlar la energía eléctrica y vigilar las variaciones de corriente y voltaje para proteger los sistemas eléctricos.

Estos transformadores además proporcionan aislamiento a los equipos de medición y relevadores, reducen las tensiones y corrientes a valores normalizados, de tal manera que los instrumentos de medición conservan la proporcionalidad y el ángulo de fase de corrientes y voltajes.

Los transformadores de instrumento tienen diferentes tipos de conexión; por un lado los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro.

2.1.1 Transformador de corriente

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos y otras fallas.

El devanado primario del transformador de corriente se conecta en serie con el circuito donde circula la corriente que se desea medir, mientras que los aparatos

de medición se conectan en serie a su devanado secundario. En la Figura 2.2 se muestra un TC.



Figura 2.2. Transformadores de Corriente de media tensión abiertos [2]

2.1.2 Transformador de potencial

El transformador de potencial como el que se muestra en la figura 2.3 es un transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición como los voltímetros, frecuencímetros, wattímetros y amperímetros. Así como a los aparatos de protección como los relevadores; en los cuales la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria y desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

Las terminales del devanado primario del transformador de potencial se conectan a las dos fases del sistema donde se necesita medir la alta tensión y los instrumentos de medición se conectan en paralelo a las terminales del secundario. Su función es brindar una imagen proporcional en magnitud con el mismo ángulo de la tensión existente en el circuito de potencia conectado.



Figura 2.3 Transformador de Potencial

Dichos transformadores desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. Existen 2 tipos de TP's, uno de tipo inductivo y otro de tipo capacitivo.

Es muy importante mencionar que los equipos con tecnologías anteriores son confiables y económicamente accesibles, sin embargo, es necesario tomar en cuenta las nuevas tecnologías para equipos de medición que pueden aumentar la fiabilidad de la operación de la subestación.

Actualmente existen unidades de adquisición de datos y canales de comunicación para la medición. Los datos recogidos por las unidades de adquisición de datos son:

1. Datos analógicos y digitales.
2. Mediciones de voltajes y corrientes de los TP's y TC's.
3. Temperaturas de los transformadores.
4. Niveles de aceite en los transformadores.
5. Estado de operación de los equipos.

Así bien, entre los equipos de medición de última generación ya disponibles para su implementación en las redes de automatización para las subestaciones eléctricas están los transformadores de corriente ópticos.

2.1.3 Transformador de corriente óptico

El transformador de corriente óptico se presenta como una alternativa a los actuales transformadores de corriente convencionales, ofreciendo una solución de medición basada en tecnología óptica. Algunas de las principales características del transformador de corriente óptico son:

1. Ancho de banda amplio, capaz de medir corrientes tanto CD como CA hasta el armónico 100 y superiores.
2. Aislamiento sólido sin necesidad de utilizar aceite, respetando el medio ambiente [3].

Estos transformadores, presentan varias mejoras respecto a los transformadores convencionales y serían una inversión redituable a mediano-largo plazo. En la figura 2.4 a) y b) se presentan algunos tipos de TC's ópticos.

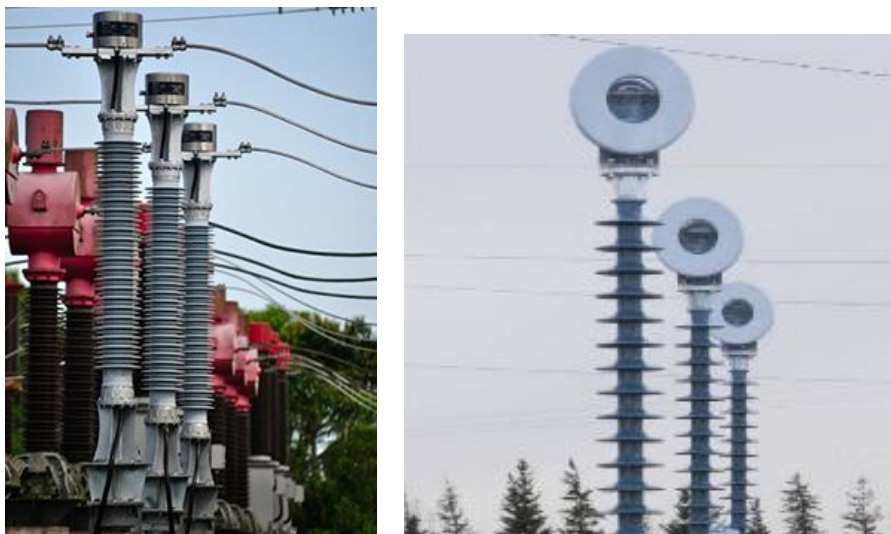


Figura 2.4 Transformadores de corriente ópticos marca: a) Artech [4] b) Alstom [5]

Al comparar a los transformadores de instrumento convencionales con los transformadores ópticos, estos últimos presentan ventajas como:

1. Están listos para su integración en redes inteligentes, proporcionando una salida digital directa para aplicaciones de medida.
2. Permite realizar mediciones mejoradas con la disponibilidad de un ancho de banda elevado.
3. Presentan características económicas considerables comparadas con los transformadores de medida convencionales.
4. Son más compactos y ligeros, utiliza menos cables, dado que todas las señales se transmiten a través de un cable de fibra óptica estándar
5. Instalación más sencilla y amigable.
6. Tecnología más respetuosa con el medio ambiente y más segura, ya que presenta un riesgo de explosión minimizado, menos fugas, no contiene aceite, no presenta ningún problema en la eliminación al final de la vida útil.
7. El sensor óptico representa sólo el 10% del peso de un transformador en baño de aceite, reduciendo los costos de transporte y las cantidades de materiales empleados.

Se pueden considerar como mediciones analógicas, el voltaje, la corriente, las potencias y la frecuencia. Y como mediciones digitales, el estado de los seccionadores, interruptores, las alarmas, etc.

Además es muy importante la correcta comunicación de estos equipos de medición con las protecciones y sala de control en una situación crítica o de emergencia.

2.2 Equipos de comunicación

De nada servirían las lecturas de estos equipos de medición sino se transmiten exacta y adecuadamente para la toma de decisiones.

La comunicación puede ser entre la misma subestación eléctrica u otra subestación. En la subestación eléctrica los elementos que se utilizan para comunicar a los equipos de medición, protección, control o a otras subestaciones son:

1. Hilo Piloto
2. Microondas
3. Carrier por Línea de Potencia (PLC por sus siglas en inglés)

El hilo piloto es un cable de control o bus a través del cual desde un tablero se envían señales a un panel para un control temporizado o regulable, e incluso con el controlador adecuado se puede hacer que el equipo encienda remotamente [6].

Las microondas trabajan en frecuencias ultraelevadas, emplean sistemas de transmisión de punto a punto, estas microondas se envían en forma analógica, aunque también se podrían enviar datos en forma digital. Es muy utilizada en comunicaciones a larga distancia, o de una subestación a otra ya que su rango de comunicación oscila de 30 a 50 Km dependiendo de la frecuencia [7].

La característica principal del carrier por línea de potencia, es que puede transmitir datos a través de la red eléctrica, para esto intervienen distintos elementos con dispositivos y parámetros particulares que hacen posible dicha transmisión como son [8]:

1. Línea de alta tensión como línea de transmisión
2. Impedancia característica de la línea, atenuación, ruido
3. Dispositivos de acoplamiento
4. Condensador
5. Dispositivos de bloqueo
6. Bobina, sintonizador

7. Sistemas de acoplamiento
8. Acoplamientos fase tierra, acoplamiento fase a fase.
9. Equipos terminales
10. Equipos analógicos y digitales.

Un medio de comunicación muy importante dentro de las subestaciones automatizadas son las Redes de Área Local (LAN por sus siglas en inglés). Las cuales podemos definir como una red privada de área local, que tienen un conjunto de computadoras interconectadas, las cuales utilizan la fibra óptica o cable ethernet como medio para transportar la información,

Estas LAN dentro de la subestaciones sirven para comunicar en forma estandarizada a un grupo de equipos computarizados de comunicación y como un medio de intercambio de información entre dispositivos, empleando un lenguaje común a todos ellos. Este lenguaje constituye una serie de protocolos distribuidos en diversas capas de comunicación, estas son algunas de sus principales características:

1. Interconexión de equipos.
2. Velocidades rápidas de transmisión.
3. Errores de transmisión mínimas.

2.2.1 Fibra óptica

Una LAN a base de fibra óptica, actualmente se está empezando a implementar en las subestaciones en materia de comunicaciones. Esta se compone de filamentos de vidrio o plástico con espesor de entre 10 y 300 micrones y es capaz de transportar datos por medio de un láser o un led de luz. El propósito principal de la fibra óptica es funcionar como un medio transmisión, permitiendo el envío/recepción de información a una gran velocidad y que presenta las siguientes ventajas:

1. Capacidad de transmisión mayor.
2. Velocidad de transmisión mayor.
3. Inmunidad frente a las interferencias electromagnéticas.
4. Tamaño y peso menores.
5. Transmisión de datos con menor probabilidad de errores.
6. Seguridad mayor.

En la figura 2.5 se muestra la composición de un cable de fibra óptica, donde:

1. Fibra óptica
2. Protección
3. Elemento de tracción (aramida o fibra de vidrio)
4. Cubierta interna (PVC, polietileno, etc.)
5. Coraza
6. Cubierta exterior (PVC, polietileno, etc.)

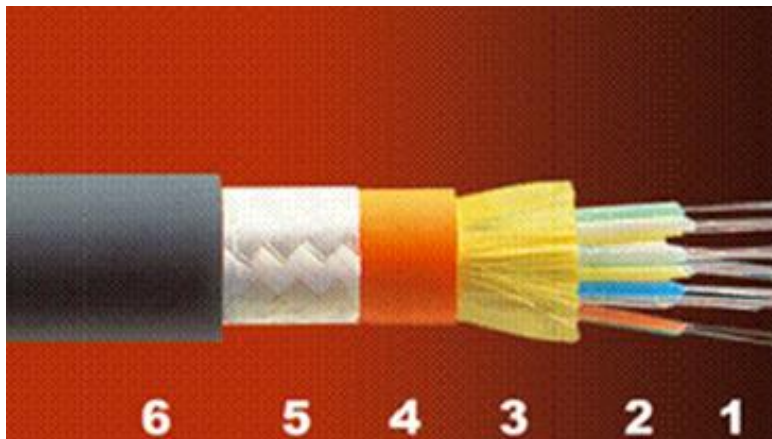


Figura 2.5 Estructura de un cable de fibra óptica [9]

El propósito principal de la fibra óptica es funcionar como un medio transmisión, permitiendo el envío/recepción de información a una gran velocidad y que presenta las siguientes ventajas:

1. Capacidad de transmisión mayor.
2. Velocidad de transmisión mayor.
3. Inmunidad frente a las interferencias electromagnéticas.
4. Tamaño y peso menores.
5. Transmisión de datos con menor probabilidad de errores.
6. Seguridad mayor.

Aunque la fibra óptica revolucionó el mundo de las comunicaciones, su capacidad de transmisión aún no es explotada al máximo, debido a la falta de infraestructura y que la cantidad de información entre las subestaciones no es tanta.

2.2.2 Ethernet

La LAN con cable ethernet es otro estándar muy utilizado actualmente en las subestaciones eléctricas y que consta de computadoras dentro de un área local basada en la transmisión de datos [10].

El cable ethernet, como el que se muestra en la figura 2.6 es un medio físico muy utilizado en las LAN para lograr la comunicación entre diferentes equipos dentro de la subestación eléctrica y hacia las salas de control e incluso con otras subestaciones a las que se necesita transmitir información.



Figura 2.6 Cable Ethernet [11]

Ethernet también es el medio físico más utilizado por diferentes tipos de protocolos, ya sean abiertos o seriales, dado que es un medio muy confiable y seguro para transmitir información.

2.2.3 Protocolos de comunicación

La comunicación que hay no solo entre salas de control o personal en las subestaciones, sino también entre los mismos equipos o dispositivos, no se podría dar de manera eficiente si no existiera un protocolo de comunicación.

La importancia de los protocolos de comunicación radica en mejorar la interacción en la subestaciones, ya sea entre dispositivos, bahías, estaciones de trabajo y centros de control, permitiendo un flujo de datos ordenado y codificado, que sea veloz y confiable.

La información que se transporta mediante los protocolos de comunicación es de sincronización, secuencias y manejo de errores.

Hay dos tipos de protocolos de comunicación:

1. Los protocolos propietarios que son aquellos que tienen dependencia con algún proveedor, presentan la desventaja que solo funciona para los equipos que trabajen con este tipo de protocolos.
2. Los protocolos abiertos, son los protocolos que permiten utilizar equipos de diferentes proveedores sin problemas de adaptación; es decir, se pueden integrar diferentes equipos de distintos proveedores o fabricantes en un sistema general.

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

1. IEC 60 870.
2. IEC 61850.
3. UCA2.
4. DNP3.

Para la propuesta de automatización que desarrollamos en este proyecto se utiliza el protocolo IEC 61850.

2.3 Equipos de protección

Unos de los equipos más importantes para el correcto funcionamiento de las subestaciones eléctricas son los elementos de protección, su función básica es la de proteger a la subestación en caso de falla, ya sea atmosférica o de corto circuito, algunos de estos dispositivos son los pararrayos, interruptores, apartarrayos, sistema de tierras, cuchillas, etc. Cabe mencionar que algunos de estos equipos de protección se pueden apoyar de relevadores para mejorar sus funciones.

2.3.1 Protecciones con relevadores electromecánicos y de estado sólido

El relevador es un aparato cuya función es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia. Su principio de funcionamiento se basa en el fenómeno de inducción y atracción electromagnética.

En la figura 2.7 se muestra un relevador electromecánico el cual está formado por una bobina y contactos, los cuales pueden conmutar la corriente continua o bien corriente alterna.

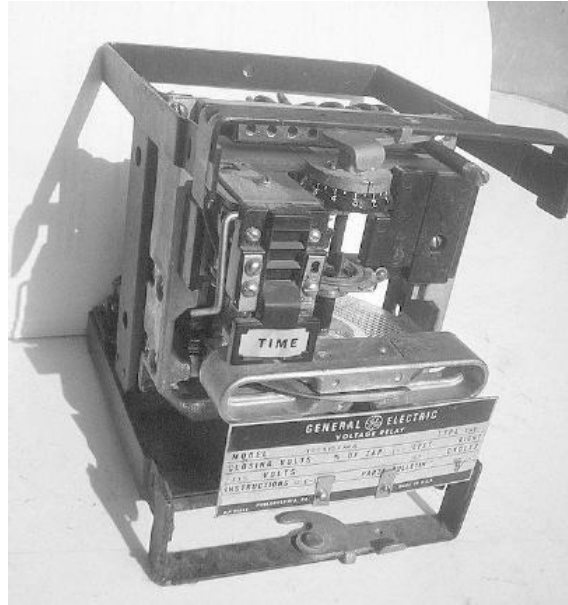


Figura 2.7 Relevador electromecánico [12]

Otro tipo de relevador, es el de estado sólido, este surgió como alternativa de los relevadores electromecánicos. Los relevadores de estado sólido están diseñados con circuitos electrónicos analógicos, estos circuitos emulan las características de los relevadores electromecánicos.

Este equipo de protección está respaldado por interruptores que son capaces de desconectar el elemento que presenta un mal funcionamiento cuando el equipo de protección así lo requiere. Estas protecciones son instaladas en las líneas y se encuentran vigilantes ante cualquier cambio en la tensión del equipo eléctrico o en caso de presentarse una falla.

Algunas de las protecciones más comunes utilizadas en las subestaciones son:

1. Protección diferencial [87].
2. Protección de distancia [21].
3. Protección de sobre corriente temporizada [50].
4. Protección de corriente instantáneamente [51].

Estas protecciones se pueden describir como:

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

La protección de distancia, sirve para la protección de líneas de transmisión; los relevadores de distancia tipo admitancia de tres zonas, son para fallas entre fases y los relevadores de distancia tipo reactancia de tres zonas son para protección de fallas de una fase a tierra. Se utiliza este tipo de protección, debido a que éstos funcionan con base en la característica de impedancia o reactancia de la línea y los demás parámetros de las líneas de transmisión que varían constantemente, como el voltaje, corriente, potencia, carga, etc.

Las protecciones de sobrecorriente temporizada, operan en forma casi instantánea para un valor de corriente excesivo, indicando una falla en el aparato o circuito protegido. Su tiempo de operación es del orden de 0.05 segundos.

Las protecciones de sobrecorriente instantánea, de tiempo inverso ofrecen un margen de protección limitado a los equipos; el relevador debe ser ajustado a gran magnitud debido a que no opere ante la presencia de corrientes parasitas o ante sobrecargas. Para el caso de la bahía de autotransformador, la protección es usada ante fallas en las terminales o fallas en cualquiera de los dos lados del transformador.

Asimismo cuando existe un aumento excesivo de corriente, los relevadores envían una señal al IED para activar los interruptores de alto y bajo voltaje.

Adicionalmente, se requiere una protección contra los defectos exteriores basado en protecciones temporizadas de máxima intensidad. La regulación de los tiempos de desconexión debe hacerse, respetando la coordinación con las otras protecciones de la red. Las protecciones nunca deben quedar desconectadas en caso de corto circuito en la red [13].

Por otra parte, los relevadores digitales, basan su funcionamiento en un microprocesador y son dispositivos con múltiples capacidades que realizan funciones de protección, medición, control y comunicación. Estos son muy usados ya que:

1. Generan alarmas o funciones a través de programar compuertas lógicas internas.
2. Brindan precisión de la localización de las fallas
3. Manejan con fluidez las componentes de secuencia positiva, negativa y cero de voltajes y corrientes
4. Generan reportes de fallas y guardan registros
5. Detectan errores en la relación de transformadores de corriente y de potencia
6. Requieren mantenimiento menor, por no tener piezas móviles
7. Ayudan a la economía al poder realizar multifunciones
8. Cuentan con distintos puertos de comunicación para transmitir información con otros relevadores, así como el acceso remoto del personal encargado.

El objetivo de los relevadores digitales es igualar o exceder el desempeño de los relevadores de estado sólido y de los relevadores electromecánicos.

El funcionamiento de un relevador microprocesado se basa en convertir señales analógicas de tensión y corriente en cantidades binarias por medio de un convertidor analógico digital, luego, estas cantidades son procesadas

numéricamente por los algoritmos o programas de cómputo del relevador. Los algoritmos se encargan de la detección de fallas y del control de las señales de disparo [14].

En la figura 2.8 se muestra la evolución de los diferentes tipos relevadores desde principios del siglo veinte hasta fechas recientes.

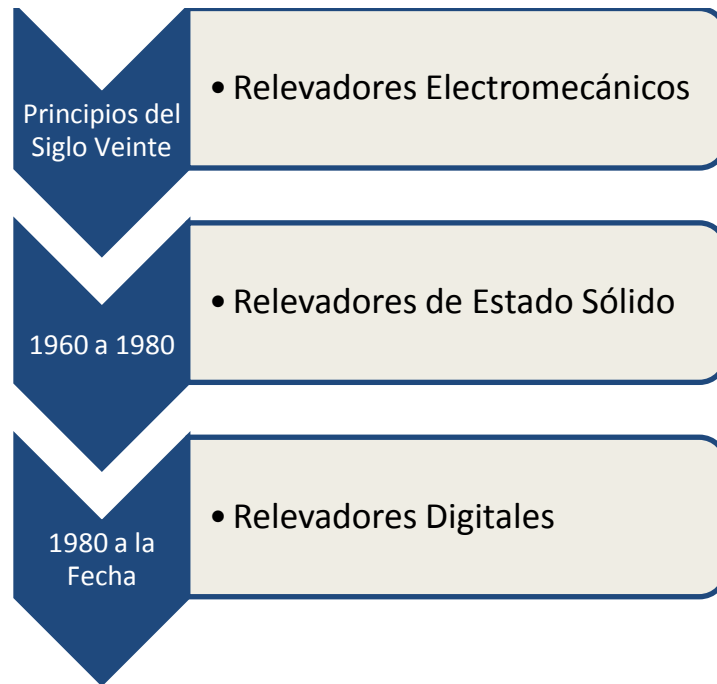


Figura 2.8 Evolución de los componentes de los relevadores

En la figura 2.9 se muestran algunos ejemplos de relevadores de protección digitales de diferentes marcas, que ya son utilizados en las subestaciones eléctricas.

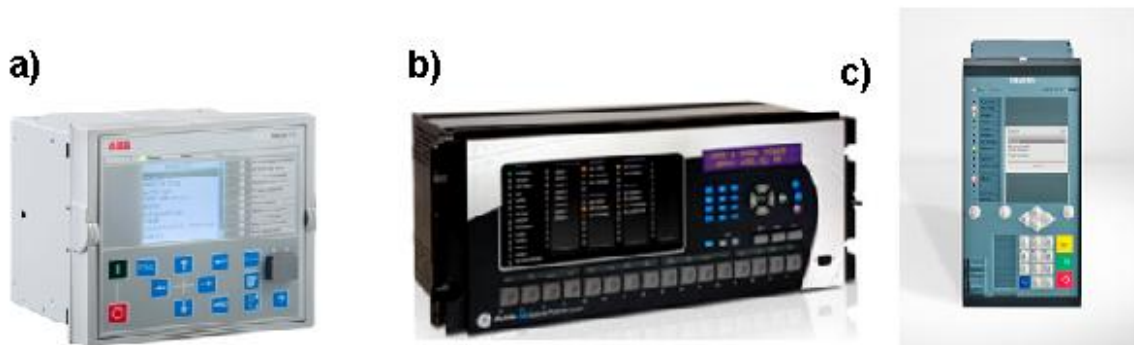


Figura 2.9 Relevadores de protección Diferencial a) “ABB” [15] b) “GE” [16] c) “SIEMENS” [17]

2.3.2 Automatismos avanzados para equipos de subestación eléctrica

El mejoramiento de los equipos eléctricos es directamente proporcional a la calidad del servicio, es decir si tenemos equipos capaces de generar un reporte de eventos, proteger contra fallas e intercambiar datos oportunamente, se puede hacer más seguro y confiable al sistema.

La importancia de los IED’s es que incorporan uno o más microprocesadores con la capacidad de recibir o enviar datos o hacer control desde dentro o a una fuente externa. Es decir, facilitan y hacen más amigable la comunicación entre los dispositivos y hacia los centros de control.

Los microprocesadores electrónicos multifuncionales inteligentes dentro de pequeños dispositivos son posibles gracias a su diseño, reduciendo el cableado. Además las capacidades de comunicación e información de los IED’s pueden ser accedados de forma remota, dando pie solo a pequeñas visitas a la subestación en caso de algún evento.

El sistema de automatización de subestaciones trabaja fundamentalmente con estos equipos físicos. Los IED’s dependiendo de las funciones que desempeñan trabajan como relevadores de protección, de control y cumplen las siguientes funciones:

1. Supervisar estado de equipo.
2. Registrar datos.
3. Notificar eventos.
4. Reportar datos.

Las protecciones basadas en microprocesadores han sido una solución muy exitosa, reduciendo sustancialmente los costos. Un microprocesador moderno basado en IED's reemplaza a un panel entero de relevadores electromecánicos con todo y su inmenso cableado externo además de reemplazar el cableado de corriente directa, por relevadores lógicos integrados.

Sin embargo, para poder administrar los IED's es necesario que el Supervisor de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) recopile, concentre y manipule información de la subestación. Así los IED's de protección ingresan datos como señales de corriente y voltaje de los transformadores. Además de las señales de estado de los circuitos de interrupción, bloqueo, transferencia, disparo y alarmas.

Y aunque al principio las primeras funciones de SCADA estaban centralizadas y limitadas a monitoreo de circuitos lógicos, voltaje del bus, alarmas, interruptores de control y cambiadores de derivaciones, etc; los registros de perturbaciones y los datos de la secuencia de eventos eran centralizados, sus funciones han ido aumentando en medida que avanzan los IED's.

De esta forma el usuario tiene el control total sobre el grado de integración de varias funciones así como la interoperabilidad y control de los dispositivos de la subestación, como transformadores de instrumento, switches, interruptores, etc [14].

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

Los IED's presentan cinco funciones específicas:

1. Protección.
2. Control.
3. Monitoreo.
4. Medición.
5. Comunicación.

Las funciones de protección de los IED's son esencialmente:

1. Protección de sobrecorriente no direccional de las tres fases.
2. Protección de falla a tierra.
3. Protección de sobre voltaje residual.
4. Protección de discontinuidad de fase.

Las funciones de control son:

1. Control del mando local y remoto.
2. Secuencia de control.
3. Control de los módulos de bahía.
4. Control de los tableros de control.

Los IED's de monitoreo presentan las siguientes funciones:

1. Monitoreo de operación de los equipos, eventos y alarmas.
2. Realizan funciones de medición
3. Monitoreo de estados de los equipos

En las funciones de medición se tienen:

1. Medidas de voltaje.
2. Medidas de corriente.
3. Medidas de frecuencia.
4. Medidas del factor de potencia

La comunicación se puede realizar mediante diferentes protocolos de comunicación a una computadora, los datos recopilados por los IED's son llevados a la Interface Hombre - Máquina (HMI por sus siglas en inglés) de la sala de control ó directamente a un SCADA. En la figura 2.1.0 se muestra un IED de protección.

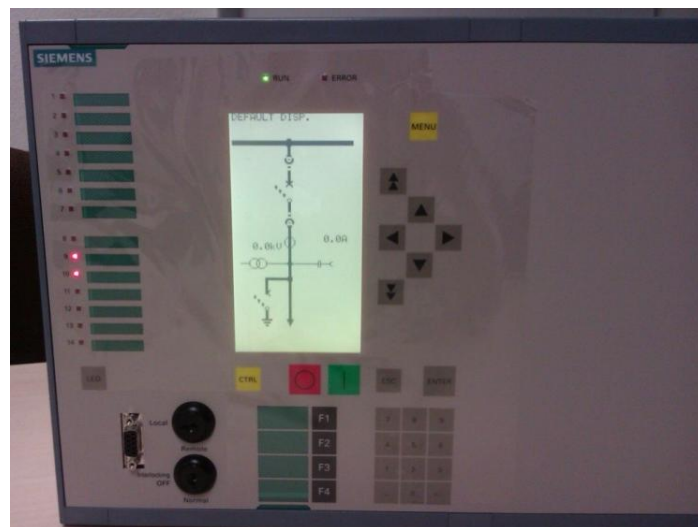


Figura 2.1.0 Relevador marca siemens de protección

2.4 Equipos de control

Todos los relevadores de las protecciones eléctricas envían disparos a los tableros de control en donde a su vez se activan los indicadores en los diagramas mostrando la falla ocurrida. Luego estos elementos de control envían las órdenes de operación a los equipos de la subestación. En conjunto estos equipos de control realizan funciones de protección, señalización y alarma.

El equipo primario que trabaja con este tipo de control se interconecta con los relevadores y el equipo de adquisición de información en las salas de control de la subestación.

Este sistema se basa en tableros de control, los cuales contiene relevadores de control y protección. Este tablero se constituye por paneles frontal y posterior, en la parte frontal se encuentran dibujados los diagramas unifilares de las bahías, sobre los que se encuentran los elementos de control, cuadros de alarma, los medidores y las luces indicadoras para conocer el estado de la condición de operación del equipo; y en la parte posterior del tablero se encuentran los relevadores de protección.

Para su control, los tableros tienen manijas, selectores e interruptores que se utilizan en la maniobra de cada equipo de la subestación, y para indicar en qué condiciones están los mismos se tienen tres lámparas:

1. La verde para el control del interruptor o seccionador está abierto.
2. La amarilla para el control del interruptor o seccionador con permiso para operación de cambio de estado.
3. La roja para el interruptor o seccionador está cerrado.

En la figura 2.1.1 se muestra un tablero de control con su diagrama unifilar compuesto de interruptores, seccionadores, transformadores y relevadores electromecánicos.

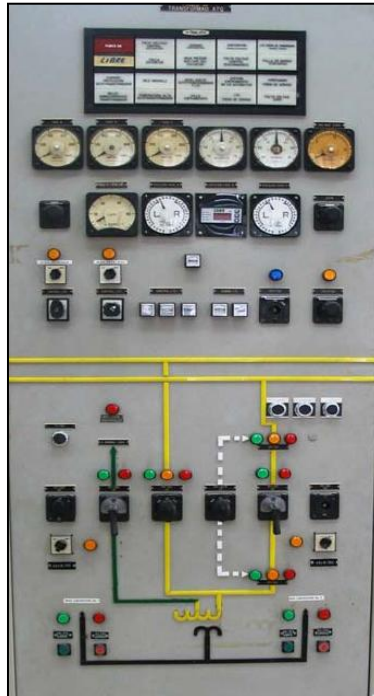


Figura 2.1.1 tablero de control con Relevadores Electromecánicos

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

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

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

Un sistema de control de última generación ya no concentra el control de la subestación en una sola habitación sino que ahora el control es distribuido, es

decir, se divide en distintas áreas de control que en su conjunto forman un sistema interconectado de comunicación para un mejor monitoreo de la subestación, la base de esta nueva forma de tecnológica son los IED's, los cuales brindan la facilidad de realizar las funciones de operación como: auto supervisión, análisis de señales y fallas, almacenamiento de datos y eventos.

Todo el análisis de datos e información que recaban los IED's es enviado a servidores dentro de la subestación los cuales la recopilan y guardan. Una vez que se tiene esta información con un programa especial se manipulan, se controlan y administran las bahías. En este caso podrían ser los SCADA o la HMI.

2.4.1 Servidor SCADA, Gateway y la HMI

El SCADA es una plataforma que realiza una recopilación de datos y permite automáticamente controlar y administrar de forma remota los IED's que se encuentran en bahías, líneas y campo. Además de que facilita la intercomunicación del HMI con los equipos en bahía y entre los dispositivos.

Los equipos de campo que se encuentran en las bahías y llevan la información hacia los SCADA, realizan el transporte de información, a través de la red interna de la subestación. Esta red de telecomunicaciones anteriormente era por PLC, microondas, cobre y cables de cobre, actualmente en las subestaciones que trabajan con IEC 61850 usan ethernet o/y fibra óptica, de esta forma se mejora el desempeño de la red, además de reducir el cableado hacia el SCADA [18].

El SCADA provee de toda la información y datos que se generan en la subestación a los centros de control y permite la manipulación de todo el equipo interconectado en la red de la subestación.

El HMI o interface hombre máquina, es el software que presenta los datos a un operador de la subestación y a través del cual este controla los proceso en bahía o

campo. La función principal del HMI es el monitoreo y supervisión de datos dentro de la subestación.

La puerta de enlace (Gateway) es un término usado por los convertidores de protocolos que hacen posible la comunicación entre redes que están basadas en protocolos de comunicación diferentes. Además de las funciones de conversión de protocolos, los gateways deben realizar las siguientes funciones:

1. Almacenamiento temporal de datos
2. Monitoreo de datos
3. Soporte al lenguaje de configuración del sistema
4. Implementación flexible

Todas estas comunicaciones se realizan mediante las LAN de alta velocidad permite que el uso de cables sea reducido y que la comunicación sea rápida y sin interferencias a diferencia del sistema convencional de control.

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

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

En la actualidad los sistemas de control distribuido han extendido su aplicación, el cual se compone de gabinetes. En la figura 2.1.2 se muestra un gabinete actual y en su interior se encuentra un diagrama unifilar de la bahía a controlar, así como los módulos de bahía y una computadora central.



Figura 2.1.2 Tablero de Control con IDE`s

El sistema de control distribuido presenta tres niveles de control [19]:

1. Nivel campo.
2. Nivel de bahía.
3. Nivel de control de subestación.
4. Nivel centro de control.

A nivel de campo se realizan operaciones de protección de los equipos de interrupción como apertura, cierre y re-cierre de seccionadores en caso de falla; apertura y cierre de los seccionadores de línea y puesta a tierra. En las operaciones de mando se realiza la apertura manual de seccionadores e interruptores.

Además se encuentran las unidades de adquisición de datos analógicos y digitales de los equipos y canales de comunicación, donde los datos recogidos por las unidades de adquisición de datos son los voltajes y corrientes de los TP's y TC's, temperaturas de los transformadores, niveles de aceite en los transformadores y estado de los equipos

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

En el nivel de subestación se realizan las labores de operación y monitoreo de la bahía de la subestación mediante los datos recopilados por los SCADA y traducidos a través del gateway, para que lleguen a los operadores, quienes con esta información se encargan de ordenar las maniobras de apertura y cierre de los dispositivos, además de monitorear dichas órdenes mediante la HMI.

En el nivel centro de control es donde se recopila, monitorea y analiza toda la información de las subestaciones eléctricas en todo el país. El sistema eléctrico nacional es administrado por el centro de control y este es el nivel más alto de la cadena del control distribuido.

CAPÍTULO 3

“IEC 61850”

Tomando en cuenta que cada día se van haciendo más complejas e importantes las formas de comunicación en las subestaciones y considerando que de su correcto funcionamiento depende la red eléctrica nacional, es de suma importancia hacer más eficientes estos procesos de distribución de la energía, que comienzan desde el equipo primario reportando hacia los SCADA en las subestaciones eléctricas y estos a su vez a los centros de control.

En términos de integración de SCADA cada fabricante tenía su propia plataforma para IED's. Con base en esto se buscó integrar las múltiples plataformas y normalizar los equipos eléctricos para trabajar de una manera más eficiente, es decir, sin depender de un mismo protocolo de comunicación únicamente.

Con el fin de unificar los protocolos de comunicación en uno sólo y de mejorar el uso de la tecnología de los dispositivos nace la IEC 61850, aunque, la IEC no solo abarca la rama eléctrica sino otras áreas como la hidráulica y la mecánica, sin embargo, esta propuesta se centrará únicamente en la parte que se refiere a la comunicación de subestaciones eléctricas.

3.1 Norma IEC 61850

La IEC 61850 es el primer estándar en el área eléctrica para las redes de comunicación de las subestaciones automatizadas. IEC publica normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas, mecánicas, hidráulicas y demás relacionadas con la automatización. A pesar de ser un estándar Europeo, ha tenido una gran aceptación en América, por tanto, la IEC 61850 tiene el respaldo del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI por sus siglas en inglés) [20].

En principio las dos vertientes de protocolos de comunicación eran los más destacados, DNP3 y la IEC 60870, sin embargo, fue necesario desarrollar una arquitectura que facilitara el diseño de los sistemas de protección, control, monitoreo y diagnóstico de la subestación. El objetivo primario es simplificar la interacción de estos sistemas automatizados para subestaciones de diferentes proveedores para alcanzar una mejora operativa y obtener niveles más altos de integración de equipos. Esta iniciativa ha culminado con la creación de la UCA 2 los cuales son los precursores de IEC 61850.

El protocolo IEC 61850 fue emitido en 2005 y desarrollado para control y sistemas de protección estandarizados para el intercambio de información entre todos los IED's dentro de una subestación automatizada y telecontroladas vía remota.

La IEC 61850 proporciona un marco normalizado para la integración de una subestación que especifica los requerimientos de comunicación, las características funcionales, la estructura de datos en dispositivos, las convenciones de nomenclatura para datos y las aplicaciones que controlan los dispositivos.

El desarrollo de este protocolo es continuo. IEC fue originalmente publicado para automatización de subestaciones pero ha sido extendido a otras áreas de aplicación como la industrial, hidráulica y mecánica.

Algunas ventajas de la IEC 61850 son:

1. Capacidades de comunicación, adquisición de datos y control, incluidas en los equipos primarios.
2. Permite una libre asignación de funciones en sistemas en configuraciones centralizadas o distribuidas.
3. Reduce el cableado convencional de cobre en la subestación al usar como medio de comunicación el ethernet.

La norma IEC 61850 trabaja con cable ethernet como un medio de comunicación para la sincronización de todos los elementos de red. Algunos equipos dedicados para comunicación de subestaciones disponen de un sistema de posicionamiento global (GPS por sus siglas en inglés) capaz de realizar las funciones de servidor, distribuyendo la sincronización al resto de IED's de la subestación.

El estándar IEC 61850 está diseñado para mejorar y agilizar la comunicación entre los niveles de bahía y subestación. A nivel centro de control, se usan otros protocolos del tipo serial.

Al automatizar una subestación eléctrica, aumenta su eficiencia, gracias a la interoperabilidad, herramientas de configuración, administración y monitoreo de los IED's, que ayudan a optimizar la interacción de los dispositivos. Además proporcionan gran flexibilidad de comunicación gracias a los mensajes de, Eventos de Subestación Orientados a Objetos Genéricos (GOOSE por sus siglas en inglés), que permiten la comunicación entre dispositivos dentro de la subestación dando soporte a cualquier arquitectura física, así como a futuras ampliaciones de la red de comunicaciones de la subestación.

3.2 Motivadores y retos de la evolución hacia el protocolo IEC 61850

Hoy en día la compañía suministradora de electricidad requiere aumentar su infraestructura y eficiencia debido al constante incremento de la carga. No obstante, para poder afrontar el reto de brindar una mejor prestación del servicio eléctrico es necesario adoptar nuevas tecnologías de comunicación para la distribución de energía eléctrica, de tal forma que:

1. El Sistema sea expandible a largo plazo
2. Se cuente con la posibilidad de instalar equipos de distintos fabricantes
3. Se pueda intercambiar a largo plazo el equipo
4. Se ahorre tiempo y se disminuyan los costos
5. El tiempo de ejecución de proyecto sea menor

Sin embargo, aún se usan tecnologías de comunicación que ya no son tan eficientes para la interacción de los dispositivos en las subestaciones, como son los protocolos propietarios, los cuales se manipulan bajo un mismo fabricante.

El deseo de una interoperabilidad en los IED's de distintos fabricantes, menor tiempo en proyectos, mantenimiento más sencillo en las subestaciones y un significativo ahorro con el uso de ethernet, son algunas de las ventajas más grandes del IEC 61850 sobre los protocolos propietarios. Así como mejorar, simplificar y estandarizar la operación de los dispositivos eléctricos.

Es importante conocer los alcances de la IEC 61850, en la figura 3.1 se muestra algunas posibles mejoras gracias al uso de este protocolo. IEC 61850 es un esfuerzo por unificar diferentes protocolos, en un solo protocolo abierto.

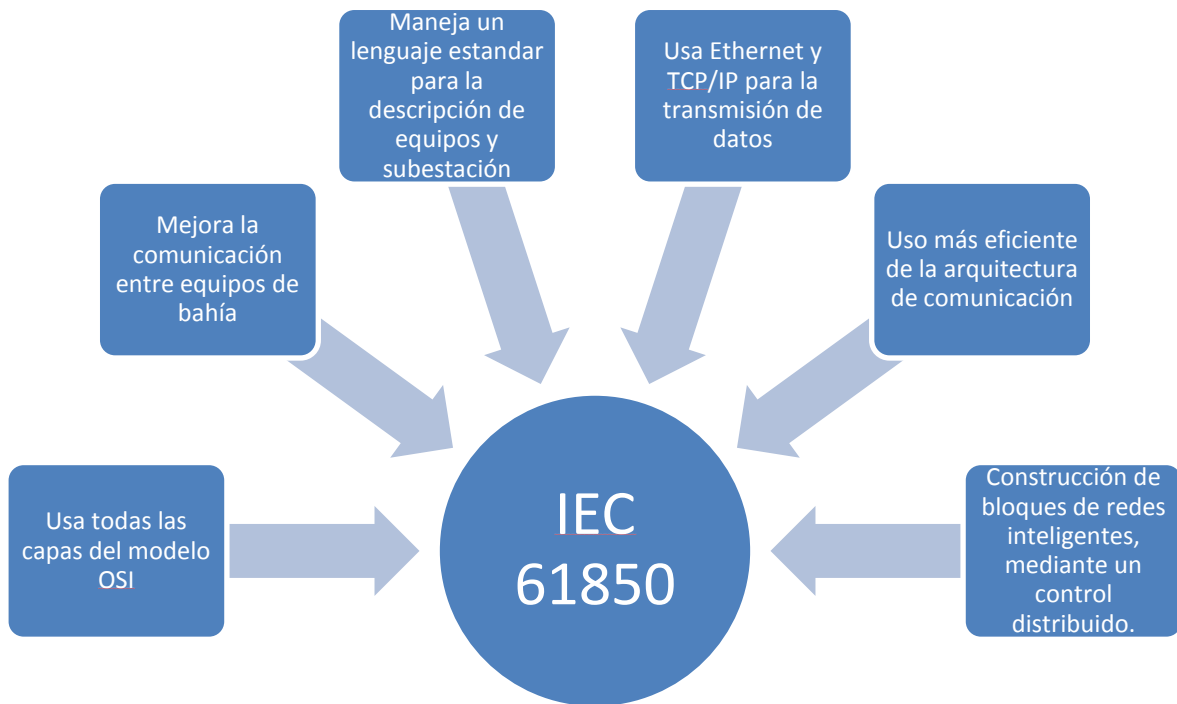


Figura 3.1 Ventajas del protocolo IEC 61850

Actualmente en México ya existen varias subestaciones trabajando bajo el protocolo IEC 61850 y aunque la gran mayoría de las subestaciones del país se manejan con protocolos seriales; esto es un gran avance que muestra la confianza que está adquiriendo la IEC 61850 por parte de la compañía suministradora, sin embargo, aún falta mucho por hacer en cuestión de automatización de subestaciones.

3.3 Implementación de IEC61850 mediante el modelo OSI

El protocolo IEC 61850 basa su estructura de comunicación y transporte de datos en las 7 capas del modelo OSI para comunicación.

En la primera capa (nivel físico), se definen los medios físicos por los que va a viajar la comunicación, es decir, el cable de pares trenzados, coaxial, ethernet, fibra óptica, etc.

La segunda capa (nivel enlace de datos), se encarga del direccionamiento físico, de la topología de red, de las notificaciones errores, de la distribución ordenada de tramas y del control del flujo, aquí es donde se hace el direccionamiento de los datos de la red.

En la tercera capa (nivel red), básicamente es hacer que los datos lleguen desde el origen al destino, aún cuando ambos no estén conectados directamente, es una capa de protocolo entre redes, los dispositivos que facilitan esta aplicación son los router, switch, etc.

En la cuarta capa (nivel transporte), se efectúa el transporte de los datos que se encuentran dentro del mensaje de la máquina de origen a la de destino, puede ser que dentro de un mensaje existan otros mensajes.

En términos generales las 4 primeras capas validan la conexión física y de la quinta capa en adelante lleva información del mensaje. De esta forma, al apegarse la IEC 61850 al modelo OSI, proporciona un transporte fiable de datos, mediante mensajes GOOSE.

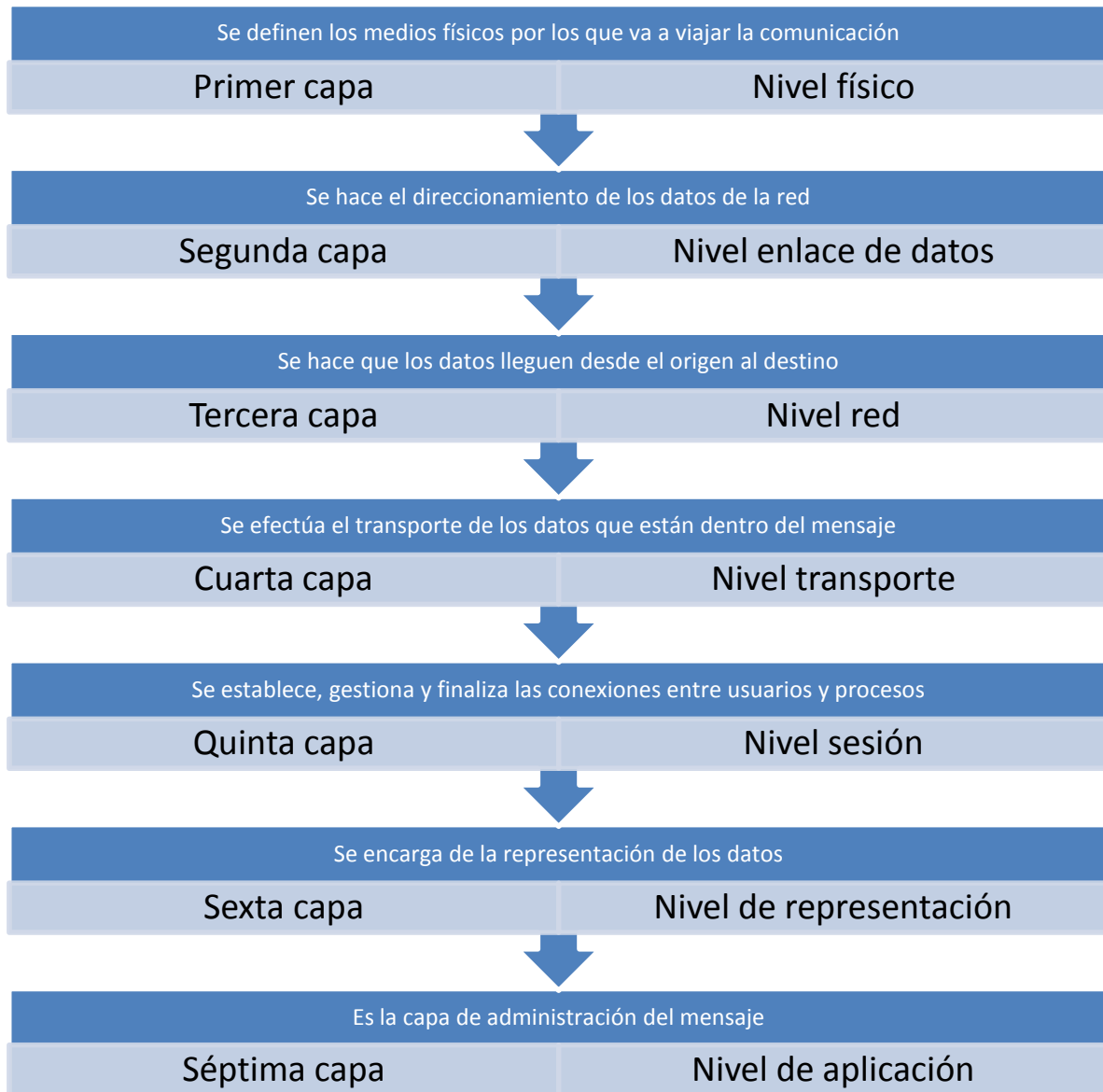
En la quinta capa (nivel de sesión), se establece, gestiona y finalizan las conexiones entre usuarios, procesos u aplicaciones; en esta capa se controla la interacción entre emisor y el receptor.

La sexta capa (capa de presentación), es la encargada de la representación de la información, es decir, que aunque distintos equipos puedan tener diferentes representaciones internas de caracteres, números, sonidos o imágenes los datos lleguen de manera reconocible.

En la séptima capa (nivel de aplicación), el usuario puede o no acceder a los servicios de las demás capas y define los protocolos que utilizan para intercambiar datos. En esta capa administramos el mensaje.

En la tabla 3.2.2 se muestra la estructura física del modelo OSI y su interacción hacia otro dispositivo eléctrico, describiendo cómo se realiza el flujo de datos a través de las diferentes capas del modelo orientadas hacia el envío de mensajes en la IEC 61850.

Tabla 3.2.2 Capas del modelo OSI con enlace a otro equipo



De esta forma, aplicando y validando las 7 capas a IEC 61850 se transmiten mensajes convencionales o de tipo GOOSE desde un dispositivo a otro [22].

3.4 Mensajes en IEC 61850

La buena comunicación dentro de la subestación es vital, dado que es necesario un envío y recepción de información constante. Ya sea por eventos, fallas o maniobras, es muy importante tener una excelente coordinación para actuar de la mejor manera ante alguna de estas situaciones. En el caso de la IEC 61850 la comunicación se da mediante mensajes convencionales y mensajes GOOSE.

Los mensajes convencionales son los que envían los IED's hacia los centros de control y no tienen un carácter de urgente. Mientras que los mensajes GOOSE son de orden prioritario y se dan entre IED's o hacia otros dispositivos.

En la figura 3.2 se muestran ambos tipos de mensajes, los convencionales que son del tipo vertical y los GOOSE que son de tipo horizontal.

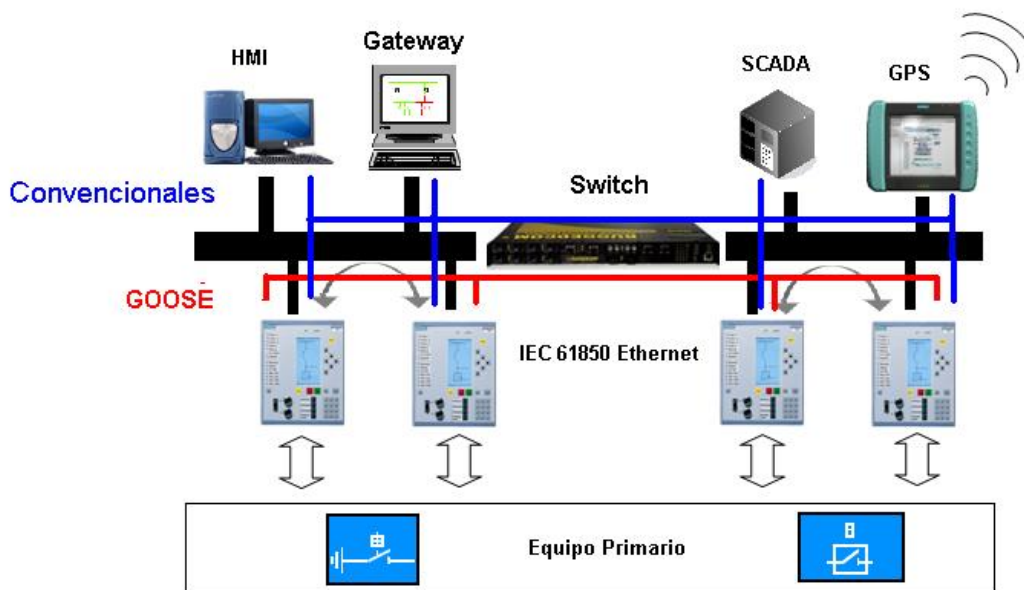


Figura 3.2 Tipos de mensajes dentro de la IEC 61850 y su estructura.

3.4.1 Mensajes convencionales

No todas las subestaciones trabajan con IEC 61850 por completo y existen varias en las que se manejaban varios protocolos de comunicación y están trabajando con IEC 61850 y DNP3 para controlar ciertos elementos ya definidos, bajo estas condiciones es necesario crear una interface de protocolos con ayuda de un gateway. DNP3 usa la arquitectura de red esclavo - maestro, siendo los mensajes entre ellos de forma serial. Esto significaba que maestro le iba preguntando a cada dispositivo si tenía algo que reportar y de esta forma se comunicaban, su gran desventaja era que si el esclavo tenía un reporte urgente, tenía que esperar su turno en la fila para decirlo.

La IEC 61850 adopta la arquitectura serial para comunicar los IED's con los SCADA y el HMI, es decir vertical, se envían telegramas normales, dado que muchas veces la comunicación no es de orden urgente. En la figura 3.3 se muestra la estructura de un mensaje serial.

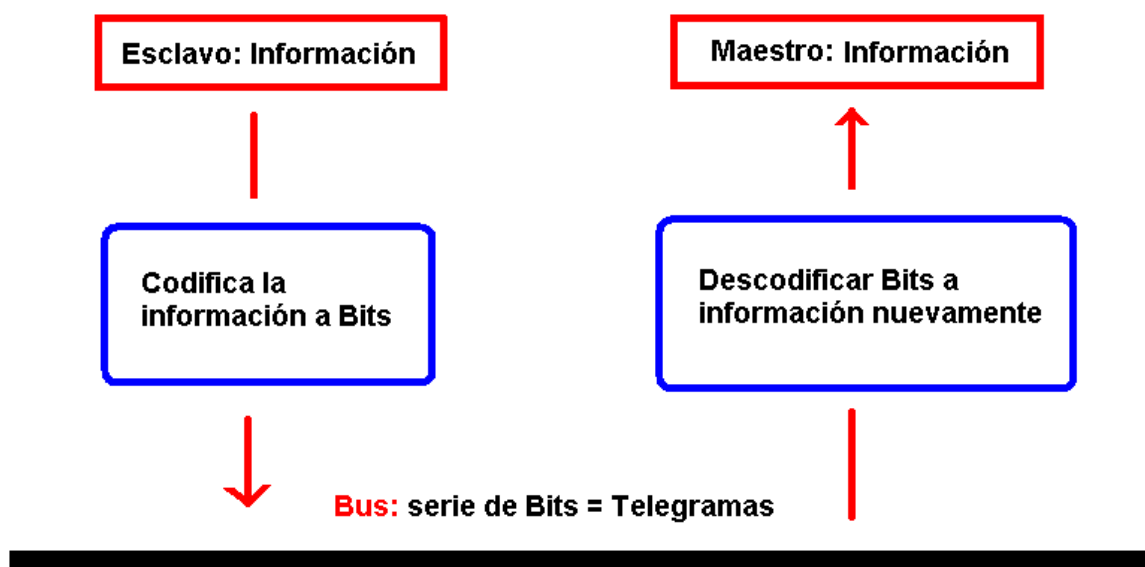


Figura 3.3 Proceso de envío y recepción de un mensaje convencional

Hoy en día existen varias especificaciones que serían necesarias transmitir mediante mensajes GOOSE a los servidores SCADA o al HMI dada su importancia, sin embargo, IEC 61850 solo los considera para monitoreo remoto y utiliza los mensajes convencionales para comunicarse con el centro de control.

3.4.2 Mensajes GOOSE

Los mensajes GOOSE, son telegramas rápidos, de trama corta para una comunicación horizontal que se está publicando sobre un bus de comunicación cada microsegundo para transmitir:

1. Mensajes de disparo de interruptores
2. Mensajes de cierre de interruptores
3. Inicio de falla de interruptores
4. Inicio de cierres
5. Estado de un relevador o de una salida lógica para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección.

También se usan para transmitir eventos entre IED's, esta comunicación se da en forma punto a punto. Realmente la comunicación mediante mensajes GOOSE va dirigida entre equipos de protección que envían cualquier cantidad de datos al bus de comunicación y de ahí a otros dispositivos.

Esto último es de suma importancia ya que es la base angular de la comunicación entre equipos mediante mensajes GOOSE.

Los mensajes GOOSE también pueden ser llamados, Eventos Genéricos de Estado de la Subestación (GSSE por sus siglas en inglés). Estos últimos también son parte del IEC 61850 y realizan las mismas funciones que los mensajes

GOOSE. Los mensajes GSSE en la IEC 61850 proveen la capacidad de transmitir el cambio de estado de la información y solicitudes de control [14].

En la figura 3.4 se muestra un ejemplo de cómo se publican los mensajes GOOSE, en el cual el equipo X envía un mensaje al bus de comunicación y el equipo Y y el equipo Z que están suscritos pueden o no ocupar esta información, de necesitarla la toman.

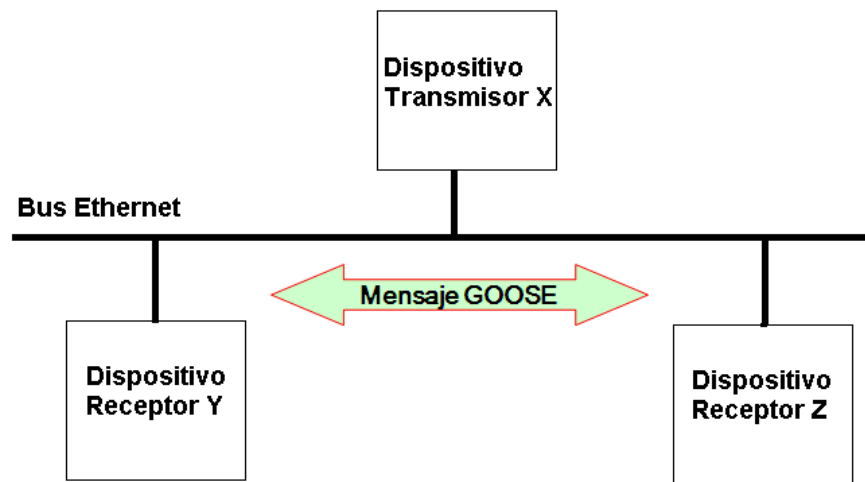


Figura 3.4 Estructura de comunicación de un mensaje GOOSE

Los mensajes GOOSE son telegramas cortos, dado que no contienen toda la cadena de información como los mensajes convencionales que se envían dos equipos comúnmente o al HMI, esto los hace instantáneos y dado que son telegramas urgentes no se detienen a formar parte de la fila de mensajes en el bus de comunicación, sino que tienen su propio carrier de comunicación y llegan al momento, dado que tienen una connotación de prioritarios como se muestra en la figura 3.5. Ésta es una de las grandes ventajas que da el protocolo IEC 61850.

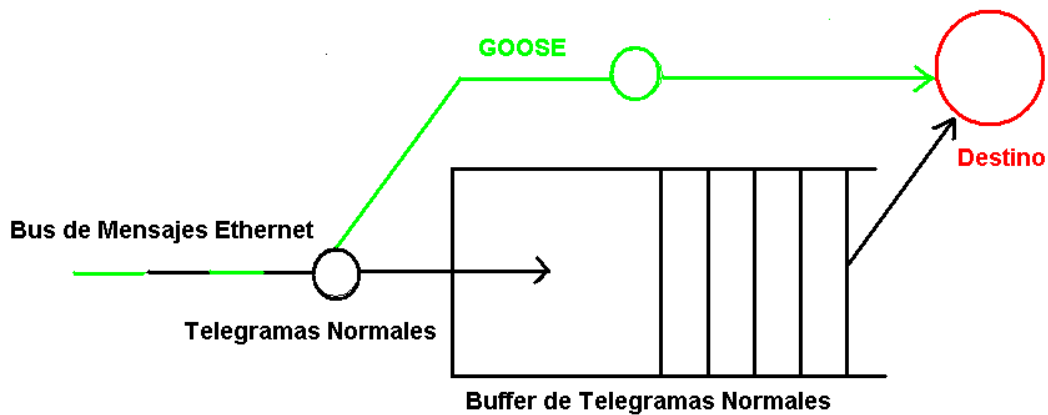


Figura 3.5 Carrier prioritario de los mensajes GOOSE

Dado que todos los dispositivos que envían mensajes GOOSE llevan continuamente la transmisión de información de valores o de estados con etiquetas de tiempo a cualquier relevador en la LAN. El relevador receptor busca en el bus, en el constante flujo de mensajes y puede reportar inmediatamente cuando dicho mensaje haya sido recibido o el flujo haya cesado e incluso si los mensajes están ausentes cuando se esperaban. Esta función que realizan los relevadores la podemos llamar monitoreo activo, la cual no se tiene en el alambrado convencional o con los switches de bloqueo.

Si bien, una vez que los equipos son configurados e instalados en bahía y pueden enviar la información que necesitan mediante mensajes GOOSE, también pueden hacerlo simultáneamente a varios dispositivos y no solo a uno, como se muestra en la figura 3.6. Dado que la comunicación en este nivel es horizontal. Sin embargo, de ser necesario es posible enviar mensajes GOOSE al HMI o los SCADA.

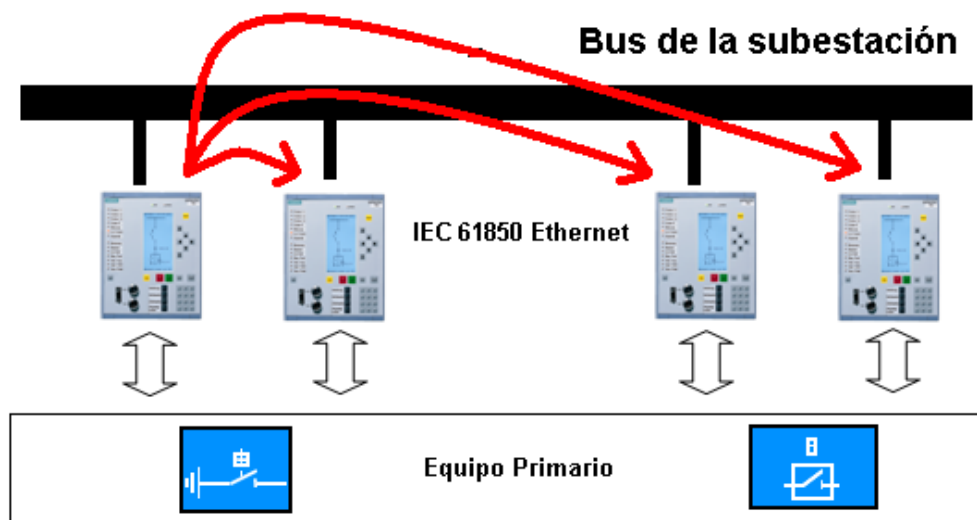


Figura 3.6 Transferencia de información de un IED a varios dispositivos

Una herramienta muy importante y útil con la que cuenta GOOSE, es el programa GOOSE inspector, con el cual podemos rastrear cada milisegundo todo lo que se está publicando en el bus de datos entre los relevadores. Esto es muy útil ya que nos da un panorama más amplio de cómo es el bus de comunicación y la gran cantidad de mensajes que transitan por él.

3.5 Arquitectura de red y comunicación en el protocolo IEC 61850

La arquitectura de red es de suma importancia para poder intercambiar información y aumentar la interoperabilidad entre todos los equipos que integran el sistema y así permita la optimización de la subestación. Los protocolos pueden ser seriales o abiertos, estos últimos comúnmente llamados estandarizados.

3.5.1 Protocolos seriales

En muchas subestaciones eléctricas que aún no trabajan bajo el protocolo de la IEC 61850, se usan los protocolos seriales, como ya se mencionó anteriormente, algunos pueden ser:

1. Modbus
2. DNP3
3. Harris 500 ó 600
4. Conitel 20-20
5. Profibus

Estos protocolos seriales manejan una arquitectura de red “Esclavo – Maestro”, es decir, es punto a punto, en la cual el maestro le pide a cada uno de los esclavos la información que requiere. Este tipo de protocolos son muy comunes para la comunicación entre la bahía y la HMI dentro de la subestación o hacia los centros de control.

Una desventaja de esta arquitectura es que si el esclavo tiene que reportar algún incidente como una falla o una apertura se tiene que esperar a que llegue su turno y en este sentido la IEC 61850 tiene una enorme ventaja con los mensajes GOOSE.

Anteriormente se usaban los Controladores Lógicos Programables (PLC por sus siglas en inglés) para enviar datos, estos se manejaban bajo protocolos seriales que usaban canales LRC32, actualmente se usan conexiones ethernet, que son más confiables y rápidas [22].

3.5.2 Arquitecturas de red, publicista-suscriptor y cliente-servidor

Aunque en su momento los protocolos seriales fueron una buena opción, hoy en día es necesaria una interacción mutua, por este motivo se han desarrollado otras arquitecturas de red siguiendo este principio.

De esta forma nace una arquitectura LAN, muy recurrente en sistemas automatizados; la de “Publicista - Suscriptor”. En la que el publicista puede ser suscriptor y viceversa para la trasmisión de información y esta también permite la

comunicación entre dispositivos de la subestación eléctrica de mismo nivel que estén conectados entre sí. Esta arquitectura de red presenta las siguientes características:

1. Los mensajes GOOSE no están dirigidos a un relevador receptor en particular. Se envía como un mensaje multidireccional y viaja a través de una LAN con la identificación de quien lo envía y la identificación del mensaje específico.
2. No existe dirección de destino, todos y cada uno de los relevadores y IED's en la red pueden ver el mensaje en el bus y toman la información que necesitan.
3. El IED que transmite se llama publicista y el relevador o IED que está configurado para esperar o recibir y usar el mensaje se llama suscriptor.
4. Los mensajes GOOSE son un servicio no confirmado. Esto significa que el que publica el mensaje no tiene el mecanismo para averiguar si el receptor obtuvo la información, además, no sabe quien o quienes son los receptores.
5. No hay mecanismo ni un tiempo determinado, para que los receptores regresen el mensaje ni para que pidan una retransmisión del mismo. Es por ello, que el publicista debe llenar continuamente la red con mensajes GOOSE actualizados.

En la figura 3.7 se muestra un esquema con equipo primario, IED's de bahía y la HMI conectados al bus de la subestación, con una configuración Publicista – Suscriptor, en el cual la HMI es publicista y se conecta con varios IED's que son suscriptores y estos a su vez reciben la información referente al equipo primario que se encuentra en la bahía [22].

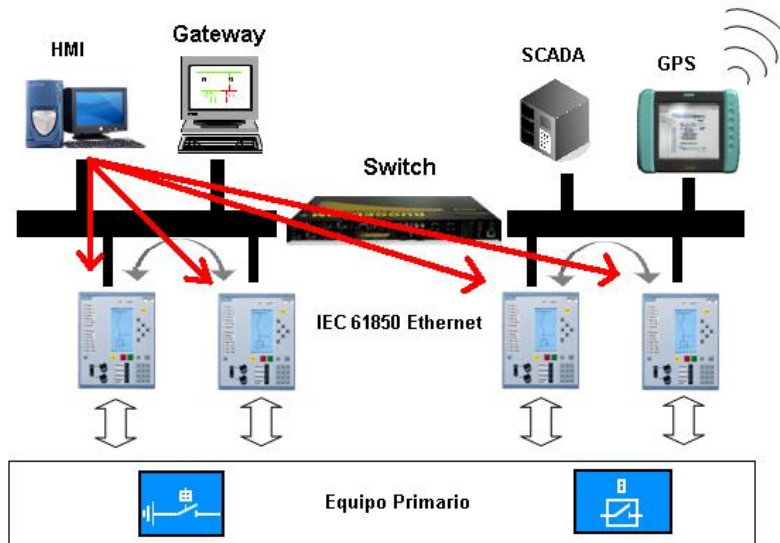


Figura 3.7 El suscriptor se conecta a varios servidores

En la figura 3.8 se puede ver un esquema similar al de la figura anterior, con equipo primario, IED's de bahía y estación de control conectados al bus de la subestación, con la diferencia que ahora un IED se vuelve publicista y se comunica con varios equipos suscriptores, mediante mensajes GOOSE o convencionales en una configuración de red multicast.

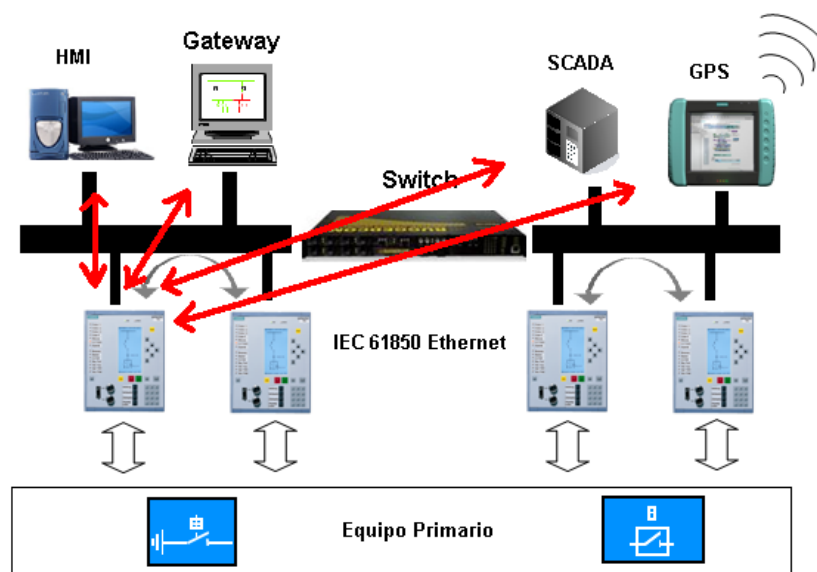


Figura 3.8 El publicista soporta conexión simultánea con varios suscriptores

Es importante mencionar que la comunicación es bidireccional y que el publicista puede volverse suscriptor y viceversa. Además, solo se envían mensajes GOOSE a estaciones de trabajo en situaciones que se suscite algún evento, maniobra o falla, en cualquier caso, la forma convencional de comunicación hacia los centros de control es mediante mensajes convencionales [23].

Otra de las arquitecturas de red para la transmisión y recepción de mensajes GOOSE con las que trabaja IEC 61850 es la de “Cliente – Servidor”, en la cual la transferencia de información también es recíproca y el servidor puede ser el cliente si así se requiere y viceversa.

Además, la arquitectura cliente – servidor es la que adopta el protocolo ethernet para trabajar en subestaciones de distribución. En la figura 3.9 se proyecta un balance general entre la arquitectura de red de los protocolos DNP3 e IEC 61850.



Figura 3.9 Arquitecturas de red más usadas en subestaciones

A la par de estas arquitecturas de red, la transmisión de datos puede ser broadcast, multicast o unicast. En el cual estos servicios de red se describen de la siguiente forma:

1. Unicast.- El flujo de datos se da de una fuente a otra determinada, comunicación uno a uno.
2. Multicast.- Los datos provenientes de una fuente, pueden ser enviados simultáneamente para diversos destinatarios, no precisamente a todos.
3. Broadcast.- Todos los datos de una fuente son enviados a todos los destinatarios de la red.

La diferencia fundamental entre la arquitectura de la red y los servicios de red, es que los servicios de red son una asistencia que pertenece a la arquitectura de red; en el caso de la configuración publicista - suscriptor ó cliente – servidor obedecerían a un arreglo unicast, ya que es de punto a punto como se ve en la figura 3.1.0.

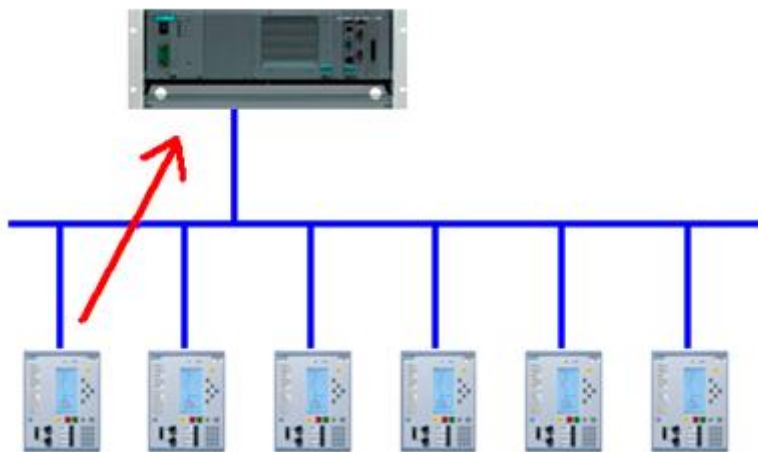


Figura 3.1.0 Configuración Publicista – Suscriptor con estructura unicast

No obstante, existen varios esquemas de representación de informes para reporte de datos de un SCADA a través de una relación cliente - servidor que puede ser activado con base en las condiciones de disparo predefinidos para una rápida transferencia de datos, en modo de comunicación de punto a punto.

Ahora bien, en el caso de que un equipo tuviera que recibir datos de varios dispositivos ya sea por una maniobra, recierre, etc; sería igual una configuración

publicista – suscriptor con estructura multicast, como se muestra en la figura 3.1.1 ya que el mensaje llegaría de varios IED’s a un SCADA o HMI.

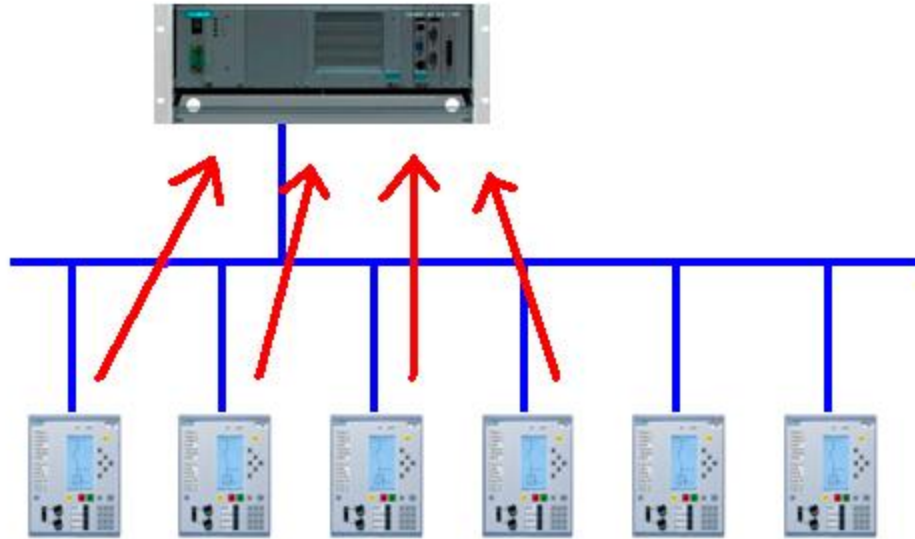


Figura 3.1.1 Configuración Publicista – Suscriptor con Multicast

La HMI crea estos puentes de enlace de red en el momento mediante archivos de configuración, dependiendo de las necesidades de la subestación, ya sea por fallas, maniobras, etc.

Como ya se ha mencionado en la arquitectura de red la comunicación es recíproca y se da entre ciertos dispositivos que se han configurado previamente para que solo se puedan comunicar entre ellos, esto regularmente se hace al poner en servicio la red. Los telegramas de información que se transmiten puede ser normales o de tipo GOOSE.

El protocolo de comunicación entre bahías, con el SCADA y la estación de trabajo de la subestación debe ser mediante la IEC 61850, como se muestra en la figura 3.1.2 en el esquema de comunicación. Esto con la finalidad de permitir comunicaciones de 100 Mbps punto a punto, y poder explotarlo a su máxima capacidad.

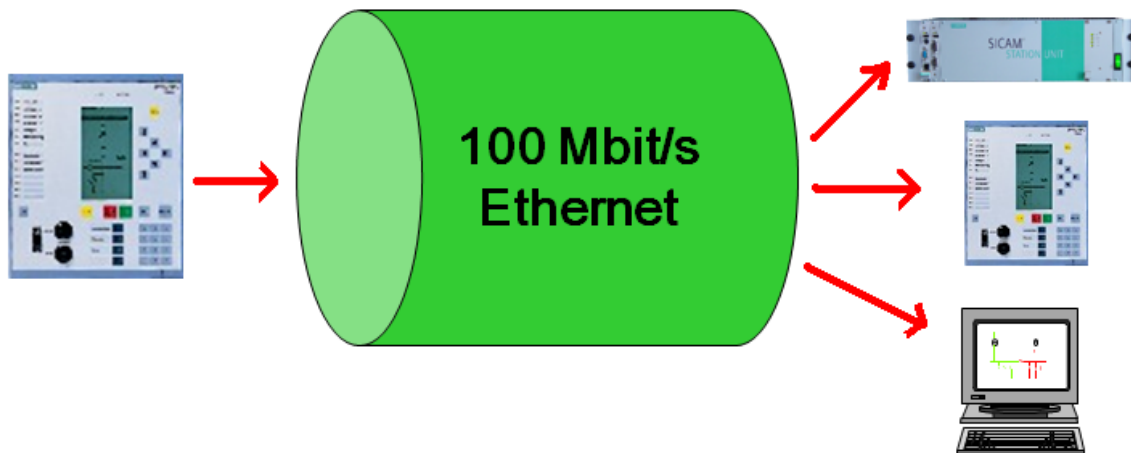


Figura 3.1.2 Esquema De la comunicación Ethernet a su máxima velocidad

3.6 Metodología de configuración y pruebas de equipos

Un punto muy importante a considerar antes de poder enviarse todo tipo de información entre los dispositivos, es configurarles el protocolo de comunicación sobre el cual van a trabajar, ya sea serial o estandarizado. En este caso se va a configurar la IEC 61850 de esta forma podrán hablar y entender el mismo idioma.

Cabe mencionar que existen ciertos requisitos que deben cumplir los IED's de comunicación para enviar y recibir mensajes GOOSE, tales como hablar y entender IEC 61850 y contar con tarjetas microprocesadas, es decir, ser dispositivos de última generación.

Por ejemplo, los archivos del Lenguaje de Configuración del Sistema (SCL por sus siglas en inglés) contienen toda la información de los IED's o de cómo está configurada la subestación, sin embargo, lo más importante es que los mensajes GOOSE estén siempre disponibles. La figura 3.1.3 representa una prueba de conexión que ilustra la forma de envío de un mensaje GOOSE desde un IED a un switch ethernet y de este a su vez a un relevador de protección.

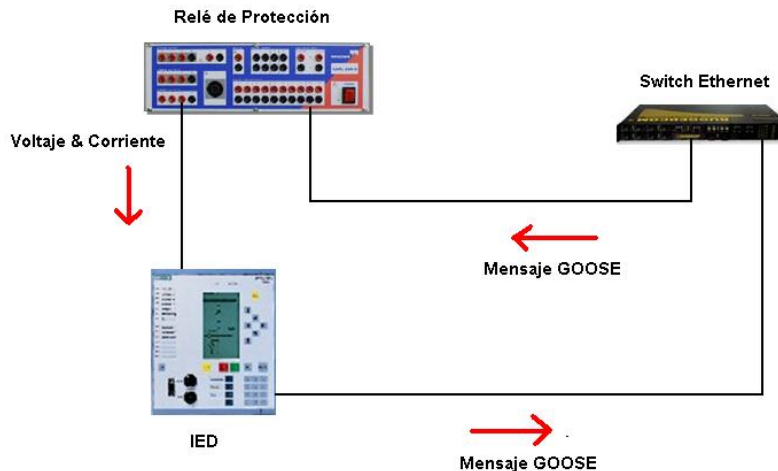


Figura 3.1.3 Prueba de conexión usando el estándar IEC 61850

Los dispositivos actuales deben ser capaces de enviar y recibir mensajes GOOSE por la red de la subestación, además de ser capaces de leer archivos SCL y mapear las entradas de varios mensajes GOOSE disponibles en archivos SCL. Si el archivo SCL no está disponible el sistema debe ser capaz de preguntar a la red y mostrar todos los mensajes GOOSE disponibles en la red y permitir al usuario mapear estos mensajes de entrada binaria en el sistema.

En la conexión de un relevador con otro, lo primero que se debe saber es si el dispositivo habla y entiende IEC 61850, para poder configurarlo a la red que va a trabajar y además son necesarios ciertos datos, como:

1. Dirección IP
2. Dirección MAC
3. Modelo del equipo y número de serie
4. Valores de corriente y voltaje nominal
5. La frecuencia a la que va a trabajar
6. Los valores a nivel bahía que va a manejar
7. Protocolo de comunicación que usará

Ya que se conocen estos datos, desde la computadora con algún programa de configuración de relevadores, se crea el dispositivo en forma virtual en el que se introducen valores y se configura el protocolo que usará para posteriormente cargar estos datos al IED que deseemos.

Con este mismo software de configuración activamos o bloqueamos las señales que usará el relevador como parte de las funciones que va desempeñar en la bahía que se le asigne.

Una vez cargados los datos en el IED, se procede a realizarle pruebas de servicio para verificar su correcto funcionamiento, es decir, se conecta a la red aunque aún no en servicio y se le envían señales que podrían representar cierres, recierres, disparos y fallas, dependiendo del fin que se le dé.

Si el IED no responde a estos impulsos o señales, ya sea activando un led, generando una alarma sonora o mandando la información a los servidores SCADA, puede existir un problema, ya sea de configuración del equipo o interno del dispositivo.

En este caso se le realiza una exploración hasta arreglar el problema y una vez solucionado, se le vuelven a realizar las mismas pruebas, si el relevador en esta ocasión responde de manera correcta, se da por revisado y se le coloca en la bahía, se le conecta a la red interna de la subestación y se pone en servicio.

No hay que olvidar que para configurar el sistema es necesario tener todos los archivos SCL disponibles. Estos archivos van a ser usados por las herramientas de configuración del sistema o herramientas de configuración individuales de cada IED. Cabe mencionar que la configuración de cada IED puede ser hecha por las herramientas de configuración de la subestación. Este tipo de herramientas de configuración importan todos los archivos necesarios para la configuración del IED.

CAPITULO 4

“Mensajes GOOSE para la automatización avanzada de una subestación eléctrica”

Una gran ventaja que ofrece la IEC 61850, en materia de comunicación entre los dispositivos, son los mensajes GOOSE, esta herramienta facilita el intercambio de información de un dispositivo a otro.

Los mensajes GOOSE son una herramienta de la red de comunicación, que se puede dar a nivel bahía en la subestación y es muy útil para comunicar rápidamente alguna falla o estado de operación en la red.

4.1 Sistemas de control distribuido

La forma en que se comunicaban desde los equipos primarios hasta los centros de control era centralizada, esto quiere decir que en las subestaciones existían grandes tableros donde se concentraba todo el control de la subestación.

Esto implicaba además de un mayor costo, una mayor cantidad de cables como se muestra en la figura 4.1 y como consecuencia se estaba más propensa a errores humanos por la gran cantidad de información y cableado. Sin una comunicación

adecuada y en caso de alguna falla en el sistema, éste colapsaba y se podría perder temporalmente el control de la subestación.

Impulsado por estas razones y el deseo de manipular de mejor forma los sistemas de control y comunicación a todos los niveles de la red eléctrica integral, surgieron los Sistemas de Control Distribuido (CDS por sus siglas en inglés).

Los sistemas de control distribuido son una estructura de comunicación que sirve para la adquisición de grandes volúmenes de información y concentrarlos en un bus de comunicación. Permitiendo la integración y comunicación con equipos de diferentes fabricantes que realizan funciones específicas y les es necesaria esta información en tiempo real. Haciendo la función de canalizador de todos los datos recogidos en el sistema, y a través de líneas de comunicación de alta velocidad llevarlos a los centros de control [14].

Cabe mencionar que al hablar de tiempo real entre dispositivos que tienen una comunicación constante dentro de un rango de microsegundos o incluso segundos dependiendo de la velocidad que exista en la red al transmitir la información.



Figura 4.1 Reducción de costos y cableado usando Ethernet en lugar de cobre

El poder librar fallas, agilizar maniobras y monitorear los dispositivos, motivó a la creación de una forma de comunicación más ágil y mejor, de ahí la necesidad de automatizar los procesos de comunicación en las subestaciones y cambiar la forma de control, a un control distribuido, para hacer más eficientes dichos procesos de comunicación. Todo esto teniendo como eje principal a un protocolo de comunicación capaz de cubrir las necesidades actuales, en este caso la IEC 61850.

La arquitectura general de una red automatizada para un sistema eléctrico de potencia se desglosa en tres partes:

1. Nivel bahía, donde se encuentra el equipo primario, IED's, líneas y relevadores de protección
2. Nivel Subestación, donde se encuentran las unidades terminales remotas (UTR's), tableros de control, SCADA y la HMI
3. Nivel Centro de Control, donde se encuentran los servidores de la red, se manejan todas las subestaciones y se encuentran la fuente constructora de datos (SBD por sus siglas en inglés) y la estación de trabajo.

Con un bus que trabaja bajo IEC 61850 y usando ethernet como medio físico de comunicación, en la figura 4.2 podemos ver los niveles de la arquitectura de comunicación en la red eléctrica.

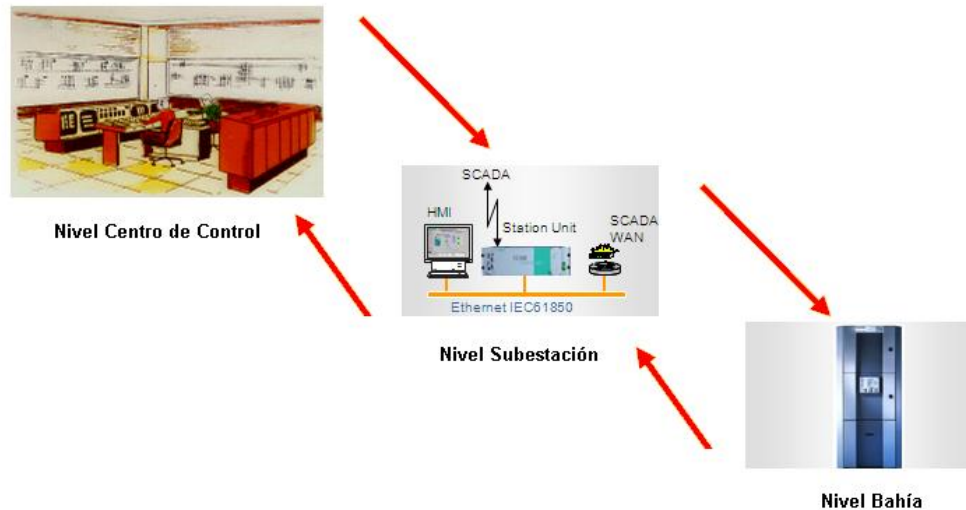


Figura 4.2 Niveles de una red automatizada

4.2 Niveles de enlace en los sistemas de control distribuido

Gracias a que el control ya no es concentrado sino distribuido se puede operar de mejor forma una red eléctrica, a continuación, se desglosa a nivel bahía, subestación y centro de control.

4.2.1 Nivel de control de bahía

El nivel de control de bahía se conforma de los IED's encargados de las funciones de protección y control de los equipos primarios como transformador, interruptor, alimentador, etc. Obteniendo datos tanto analógicos como digitales y enviándolos a las unidades controladoras de bahía a través de los puertos de comunicación que se encuentran en cada IED, todas estas operaciones mediante la HMI o un SCADA.

Los IED's de bahía son equipos que se encargan de abrir, cerrar, activar, censar, direccionar, vigilar y monitorear los equipos primarios, protecciones o líneas de protección. Estos a su vez se pueden comunicar entre sí para compartir información que necesiten por medio de mensajes GOOSE.

Cada bahía debe tener una operación autónoma, es decir, que pueda controlarse de forma local o remota pero que a su vez sea capaz de comunicarse con otras bahías. Una bahía operada de manera automática puede prevenir cualquier falla y aislarla. Y un tablero de bahía debe contener todos los IED's requeridos para protección y control local de la bahía.

En la figura 4.3 se muestra la conexión del equipo primario conectado a los tableros de bahía que contienen los IED's de cada elemento y estos a su vez están interconectados entre ellos y a un switch en el bus de la subestación. Cada bahía cuenta con un conmutador Local/Remoto que habilita o deshabilita el control.

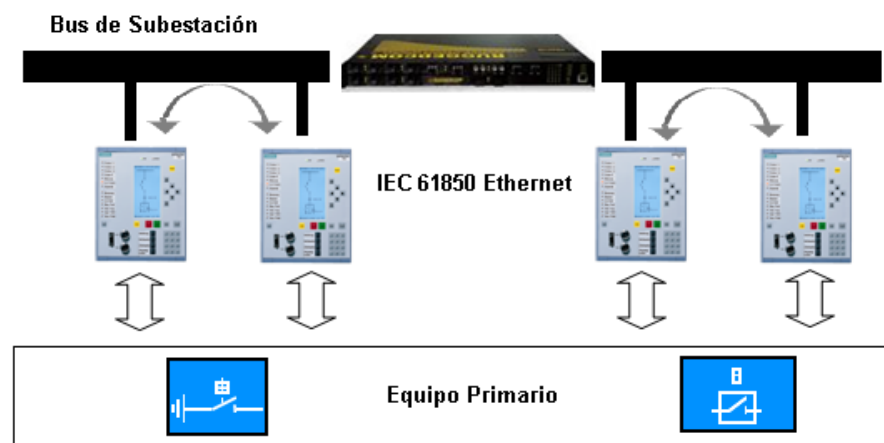


Figura 4.3 Comunicación de equipo primario con IED's y entre ellos

4.2.2 Nivel de control de subestación

En este nivel se realizan los trabajos de operación y monitoreo de las bahías a través de los operadores de la subestación, que se encuentran en los cuartos de control, los operadores se encargan de ordenar todas las maniobras dentro de la subestación, como apertura y cierre de los seccionadores e interruptores. Además, todo el tiempo los relevadores están censando en las bahías por medio de un

SCADA, Gateway y HMI, proveyendo de una interfaz entre las bahías y la subestación.

La subestación al igual que los relevadores de bahía pueden operar de manera local o remota, el modo de operación se selecciona ya sea a través de un conmutador físico o a través de protocolo, lo cual se define en las bases del proyecto.

El modo remoto inhibirá los controles de operación hechos de manera local, es decir, en la bahía y mantendrá activas todas las funciones de almacenamiento y supervisión.

El modo local inhibirá los controles desde la estación de operación cuando se realizan trabajos de mantenimiento en una o varias bahías, con el fin de mejorar la disponibilidad de la subestación. En este caso la recepción de la información por los puntos de control remoto se mantendrán estáticos.

Los principales elementos de control dentro de la subestación son:

Los SCADA que se encargan de administrar la información de la subestación y realizar la interfaz hacia los centros de control, con un posible enlace redundante en caso de alguna contingencia. La HMI que controla y monitorea las operaciones de las distintas bahías e IED's del equipo primario y el gateway que realiza la función de enlace entre los diferentes protocolos que pudieran existir dentro de la subestación.

En la figura 4.4 se muestra un esquema a nivel subestación que muestra el equipo primario conectado a los IED's de bahía y estos a su vez mediante un switch y usando el bus de comunicación de la subestación al SCADA, la HMI y el gateway. De esta manera pueden estar comunicados todos los equipos de la subestación.

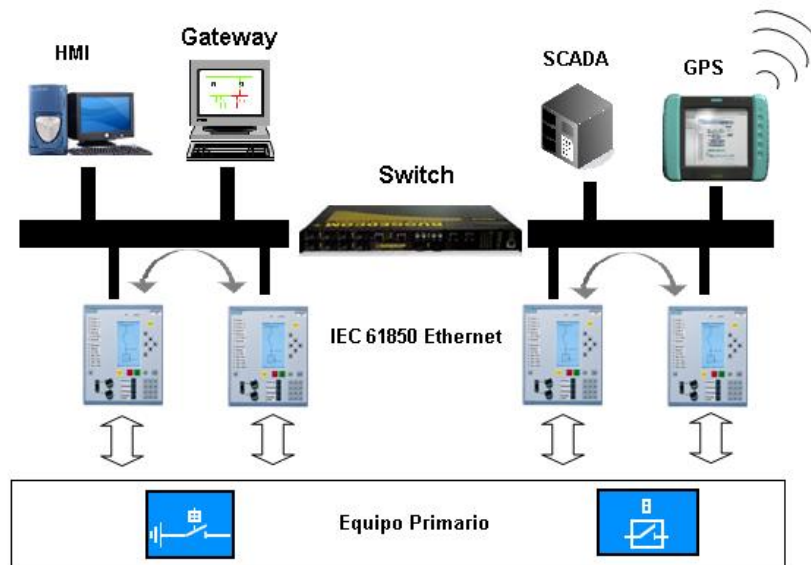


Figura 4.4 Comunicación entre equipo primario, IED's y equipo de control de la subestación

Otro elemento muy importante a nivel subestación son los receptores GPS, los cuales monitorean y sincronizan todos los equipos en la red ethernet de la subestación. Esta tecnología fue desarrollada a principios de los años 80 exclusivamente para redes del sistema eléctrico de potencia, sin embargo, se ha adaptado excepcionalmente a las nuevas tecnologías de comunicación, producción y administración.

Los receptores GPS son capaces de mejorar las mediciones fasoriales sobre grandes áreas geográficas, Además de que realiza directamente las mediciones de voltaje y corriente a lo largo de toda la red. Minimiza el uso de la estimación de estado en un caso ideal y da una visión completa del estado de todo el sistema en cuestión de milisegundos [18].

Esencialmente las funciones de estos receptores GPS son las de mantener monitoreados en todo momento a los equipos y líneas en una área específica. Y así formular un reporte con día, hora y fecha, no solo en un evento o maniobra sino día con día. El GPS es una excelente forma de monitoreo del sistema gracias a las redes de telecomunicaciones eléctricas basadas en fibra óptica y ethernet.

Estos GPS tienen su propio protocolo de comunicación que es el Protocolo de Tiempo de Red Simple (SMTP por sus siglas en inglés) aunque este protocolo no interactúa con IEC 61850, sino que envía directamente la información a los SCADA.

4.2.3 Nivel centro de control

El centro de control es el encargado de monitorear y supervisar a todas las subestaciones de la red eléctrica, estos tienen su propio protocolo de comunicación en este caso es el Protocolo de Centro de Control (ICCP por sus siglas en inglés). Cabe mencionar que para el centro de control cada subestación representa una UTR, la cual se puede switchear de ser necesario; sin embargo, desde el punto de vista de una subestación es un IED.

La interface de las subestaciones hacia el centro de control se hace mediante DNP3, por lo tanto, trabaja bajo la arquitectura de red maestro – esclavo. No obstante el centro de control a su vez trabaja con ICCP, esto significa que el SCADA tiene la capacidad de manejar diferentes protocolos de comunicación mediante el gateway de la subestación.

En la figura 4.5 se muestra la interacción entre los diferentes protocolos en la estructura de comunicación. A nivel superior o de centro de control se maneja ICCP y a un nivel inferior o de subestación se maneja IEC 61850, sin embargo, para poder transportar la información entre ambos niveles se maneja una arquitectura de red esclavo - maestro en DNP3, en donde el SCADA es quien hace el intercambio de datos entre ambos protocolos.

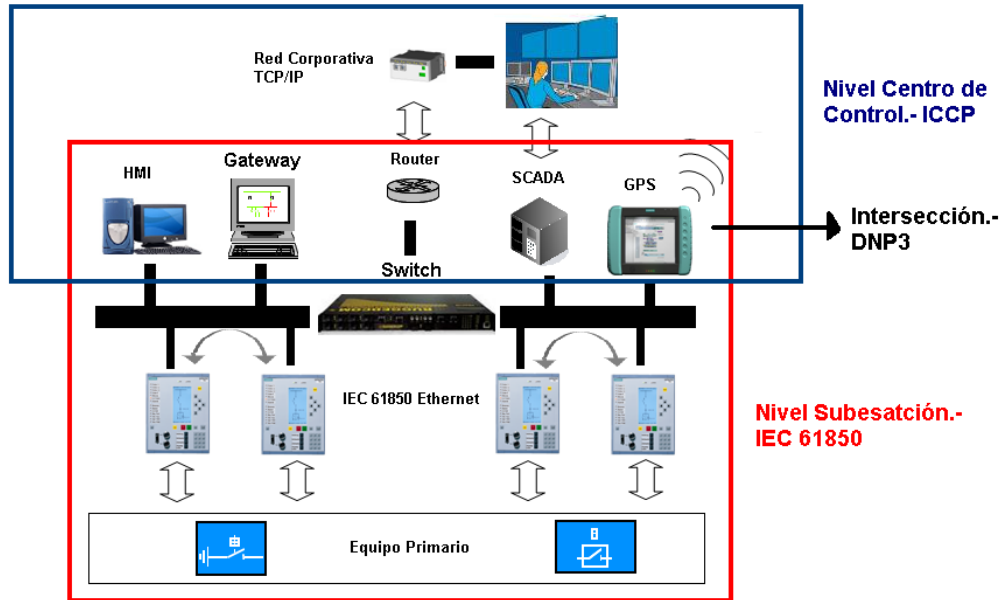


Figura 4.5 Diferentes protocolos manejados en diferentes niveles de control

La red de comunicación que utiliza DNP3 de la subestación hacia el centro de control es a través de TCP/IP para transmitir los datos, ya en el centro de control se comunica vía ethernet.

El centro de control opera bajo una plataforma de control que a su vez se compone de las siguientes unidades:

1. SDB
2. Protocolo ICCP
3. El Histórico
4. Estación de Trabajo

El centro de control es administrado a través del SDB con el cual se manejan todas las subestaciones o UTR's para poder realizar las acciones que se necesiten como switchear, tirar carga, etc.

El ICCP que es el protocolo propio del centro de control para su comunicación con las subestaciones u otros centros alternos de control.

El Histórico, es el dispositivo de almacenamiento en el cual se recopila toda información del centro de control y se lleva un registro de los datos, eventos y acciones realizados en él; así en caso de ser necesario poder utilizarlos.

La estación de trabajo funge para administrar el Host (anfitrión). Donde el host o servidor es donde se alojan estos programas, puede existir un solo host que contenga todos los elementos de la plataforma de control o un servidor para cada uno de los elementos, dependiendo de la capacidad y tamaño del centro.

Por otro lado, las estimaciones de estado se desarrollan en los centros de control, esto significa que se hace el cálculo de cada uno de los elementos y se lleva al final una estimación del balance de valor que debiese tener la UTR y sobre este valor se trabaja.

Todos estos cálculos se realizan en tiempo real, considerando que el tiempo real lleva un desfase de algunos segundos o incluso minutos para generar estas estimaciones de estado.

Para realizar las estimaciones de estado en los centros de control el operador utiliza diferentes herramientas como:

1. Análisis de contingencia
2. Control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés)
3. Tiro de carga sobre una línea o rotativo
4. Flujo de carga

El centro de control además de la comunicación que maneja con el SCADA mediante ethernet, en caso de contingencia se puede realizar mediante una red TCP/IP. En la figura 4.6 se muestra un esquema desde los elementos primarios hasta el centro de control.

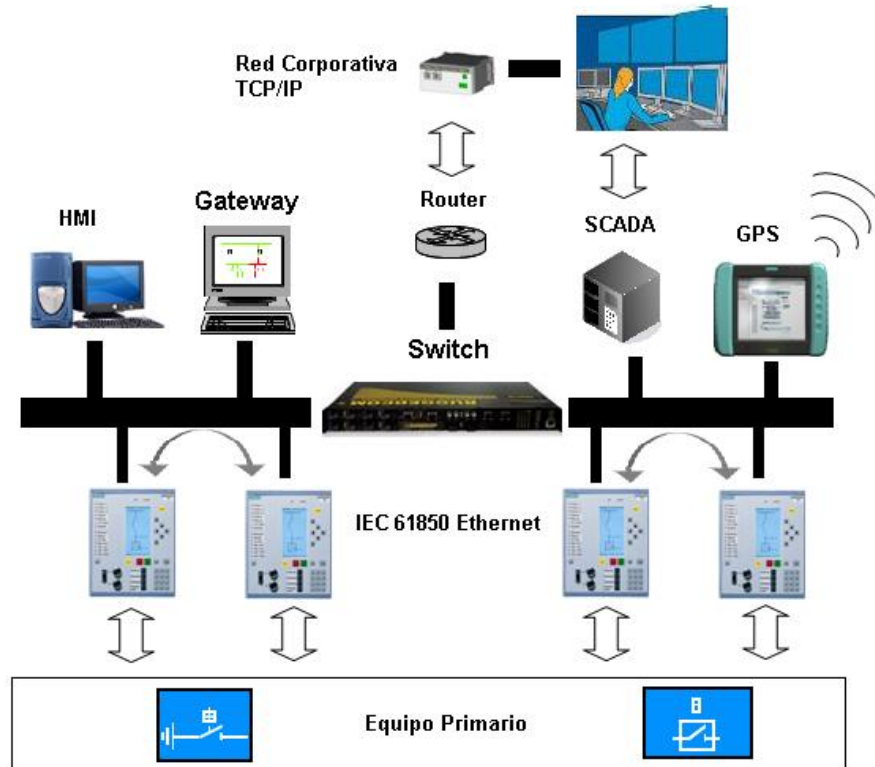


Figura 4.6 Comunicación a un nivel automatizado entre equipo primario, relés, subestación y centro de control

4.3 Modelado de datos en mensajes GOOSE

Las funcionalidades de los dispositivos están plasmadas en pequeñas entidades tecnológicas, las cuales son usadas para intercambiar información entre diferentes dispositivos. Estas entidades son llamadas nodos lógicos.

La completa funcionalidad de la subestación es modelada en diferentes estándares de nodos lógicos. La intención es que todos los datos que podrían originarse en la subestación puedan ser asignados a uno de estos nodos lógicos.

Los nodos lógicos son una representación virtual de una función real de algunos dispositivos, varios nodos lógicos de diferentes dispositivos reales son acumulados en un dispositivo lógico [14].

Los dispositivos lógicos, nodos lógicos y objetos de datos son variables virtuales. Ellos representan un dato real, el cual es usado para la comunicación. Un IED solo se comunica con un nodo lógico, un objeto de datos u otro IED.

Un dato real el cual representa a un nodo lógico, está oculto y no hay acceso a él directamente. En este enfoque la comunicación y el modelado de información no dependen de la operación del sistema, lenguajes de programación o sistemas de almacenamiento.

El concepto de visualización de datos se muestra en la figura 4.7 donde una bahía conformada por dispositivos reales es creada como un modelo virtual. Y donde un interruptor es representado por el nodo lógico llamado XCBR, el cual se encuentra especificado dentro de la parte switches en la librería de nodos lógicos de IEC 61850.

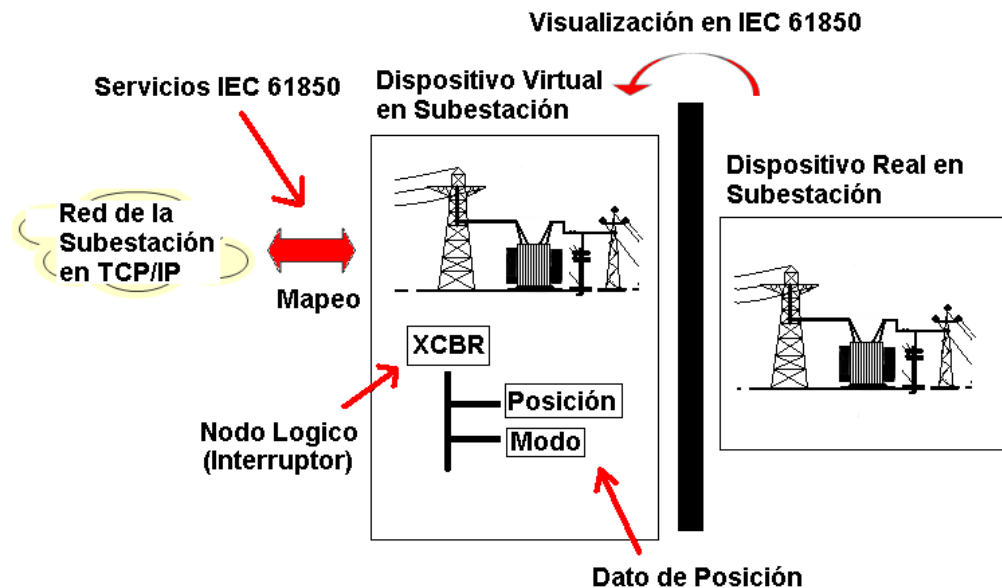


Figura 4.7 Representación real de un interruptor en una subestación, modelada de forma virtual

Con base en su funcionalidad, un nodo lógico contiene una lista de datos con ciertos atributos y características. Los datos tienen una estructura y una semántica predefinida. La información representada por los datos y sus atributos se intercambia por los servicios de comunicación de acuerdo con normas definidas.

La figura 4.8 muestra la estructura física de un dispositivo lógico, un nodo lógico, datos y atributos de un contenedor de IED, que en su momento puede ser enviado por mensajes GOOSE, transportando información.

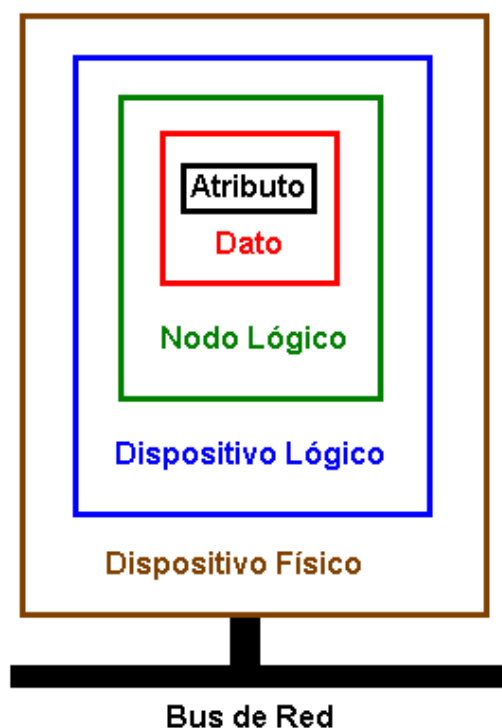


Figura 4.8 Estructura física y lógica de un dispositivo

El contenedor es la estructura física del IED, la cual contiene uno o más dispositivos lógicos, cada dispositivo lógico contiene uno o más nodos lógicos y cada uno contiene un número predefinido de clases de datos, cada clase de datos contiene ciertos atributos como valor de estado, apertura y cierre. Cada nodo lógico provee una lista de información con nombres y organización estandarizada.

La IEC 61850 define en su librería 92 nodos lógicos, que se encuentran divididos dentro de 13 grupos lógicos como se muestra en la tabla 4.1.1 [14]

Tabla 4.1.1 Nodos lógicos de protección en IEC 61850. [14]

Grupo Lógico	Nombre	No. de Nodos Lógicos
L	Sistema de Nodos Lógicos	2
P	Protección	28
R	Protecciones Relacionadas	10
C	Control	5
G	Genérico	3
I	Archivos e Interface	4
A	Control Automatico	4
M	Medida y Medición	8
S	Sensor y Monitoreo	4
X	Switch	2
T	Transformadores de Instrumento	2
Y	Transformadores de Potencial	4
Z	Otros Equipos del Sistema Electrico	15

En la figura 4.9 se ve un ejemplo, tomando el grupo lógico X perteneciente a los switches, que a su vez contiene dos nodos lógicos.

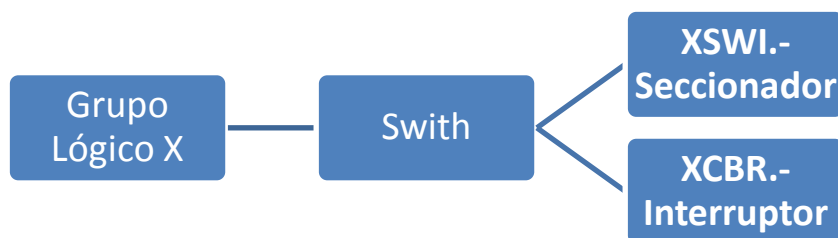


Figura 4.9 Estructura de un grupo lógico con su respectiva librería

El SCL es definido como la configuración de los datos de almacenamiento de una subestación en un formato específico. SCL era originalmente el acrónimo para Lenguaje de Configuración de la Subestación. Ahora en IEC 61850 más allá de las subestaciones se ha convertido en una estándar y el nombre ha sido cambiado por Lenguaje de Configuración del Sistema [24].

4.4 Lenguaje de configuración del sistema en IEC 61850

La IEC 61850 es un estándar que hace posible el intercambio de información para relevadores de diferentes fabricantes, considera la descripción del proceso de ingeniería y configuración de los IED's a través de un conjunto de archivos utilizados para especificar la configuración en sus diferentes etapas.

Para garantizar la interoperabilidad y mejorar el enlace en las fases de integración y comunicación, la IEC 61850 introduce el SCL como un lenguaje común que se utiliza para describir configuraciones de los IED's y sistemas de comunicación en la subestación.

El formato de los archivos se define usando el Lenguaje con Margen Ampliable (XML por sus siglas en inglés) como un formato predefinido. Estos archivos XML contienen las relaciones de comunicación entre los diversos IED's.

En la figura 4.1.0 se muestra un ejemplo de un XML para un SCL que se compone de una bahía E1Q1, un interruptor QA1, un aislador QB1, ambos dispositivos eléctricos representados por un nodo lógico L1 y donde el controlador de ambos switches es representado por el nodo lógico CSWI.

```
<Substation name="">
  <VoltageLevel name="E1">
    <Bay name="Q1">
      <Equipment name="QA1" type="CBR">
        <Connection nodeName="L1"/>
        <LNode inst="1" lnClass="CSWI"/>
      </Equipment>
      <Equipment name="QB1" type="DIS">
        <Connection nodeName="L1"/>
        <LNode inst="2" lnClass="CSWI"/>
      </Equipment>
    </Bay>
  </VoltageLevel>
</Substation>
```

Figura 4.1.0 Trama de un archivo XML de un SCL

El propósito principal de SCL es permitir el intercambio interoperable de los datos de la configuración del sistema de comunicación entre herramientas de configuración de IED's y herramientas de configuración de sistema, aún siendo de distintos fabricantes. Es decir, es un formato de archivos estandarizados para intercambiar información de configuración del IED, subestación y el sistema.

En consecuencia, el SCL se conforma de los siguientes archivos:

1. Capacidad de descripción del IED (**ICD** por sus siglas en inglés)
2. Descripción de la configuración del IED (**CID** por sus siglas en inglés)
3. Descripción de configuración de la subestación (**SCD** por sus siglas en inglés)
4. Descripción y especificación del sistema (**SSD** por sus siglas en inglés)

Cada archivo describe las capacidades del IED y contiene la información de la subestación [24].

Cabe mencionar que para poder generar los archivos CID, ICD, SCD y SSD en lenguaje SCL es necesaria una herramienta de configuración de relevadores. Esta herramienta de configuración es diferente dependiendo del fabricante de cada IED.

Con dicha herramienta de configuración, al IED se le agregan, modifican o configuran las señales que va a utilizar. Además, se le registra su TCP/IP, dirección física, protocolo de comunicación y valores nominales, para configurarlo en la red que se le va colocar dentro de la subestación.

Una vez que se tienen estos datos el relevador es capaz de generar el archivo SCL, necesario para enviar y recibir mensajes GOOSE.

En la figura 4.1.1 se muestran algunos relevadores de diferentes fabricantes y la herramienta de configuración para cada uno de ellos, donde todos deben tener la capacidad de generar archivos SCL [14].

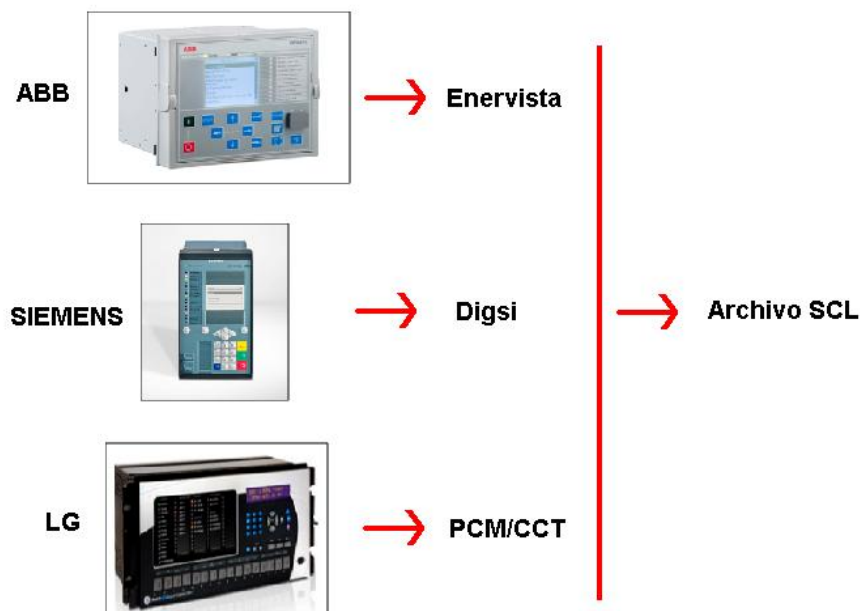


Figura 4.1.1 Configuración de IED's con diferentes proveedores de sistema de configuración [14]

El desarrollo de un proyecto basado en IEC 61850 depende de la disponibilidad de las herramientas de sistemas usadas en el lenguaje SCL.

En la figura 4.1.2 se muestra el proceso de estructuración de los archivos CID, ICD, SSD y SCD, usando lenguaje SCL.

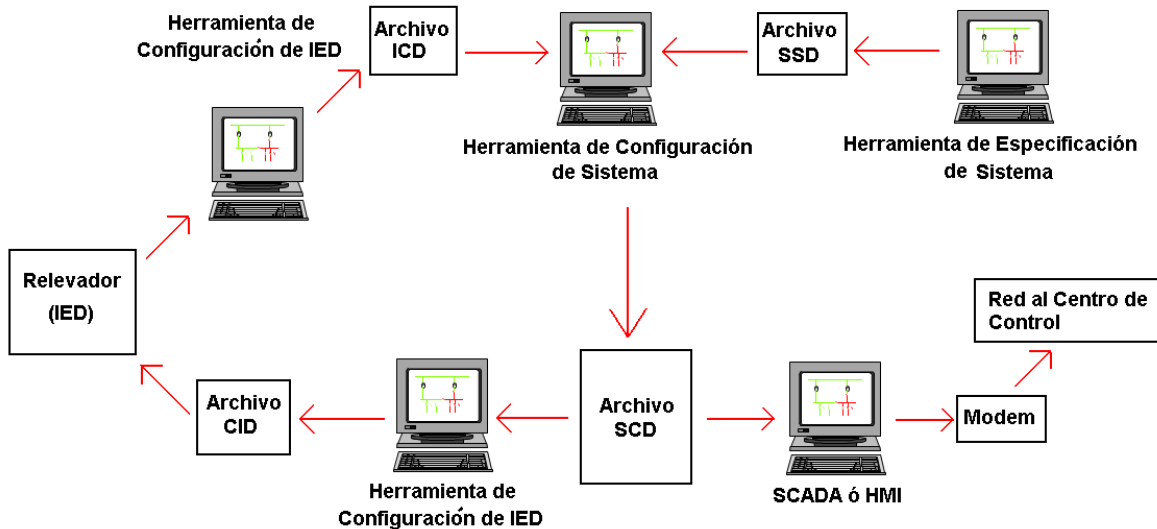


Figura 4.1.2 Proceso completo de ingeniería usando lenguaje SCL [14]

Todos los archivos SCL importados dentro del sistema de configuración de IEC 61850 y los mensajes GOOSE pueden ser programados por un remitente específico llamado publicista a un receptor llamado suscriptor del mensaje.

Para la descripción del sistema que se recopila en un archivo SCD, se almacena en un mensaje GOOSE y se envía al SCADA o HMI, cada instrumento debe ser capaz de importar los archivos SCD y extraer la información necesaria para el IED [14].

Ahora bien, para generar un archivo CDI, necesario para configurar un IED mediante mensajes GOOSE, primero se deben de obtener los datos del IED y de los de la librería que le corresponden a ese elemento en IEC 61850, ya con estos datos generamos un archivo ICD. Por último, con el archivo ICD y el archivo de descripción del sistema generamos mediante la herramienta de configuración un archivo CID, como se muestra en la figura 4.1.3

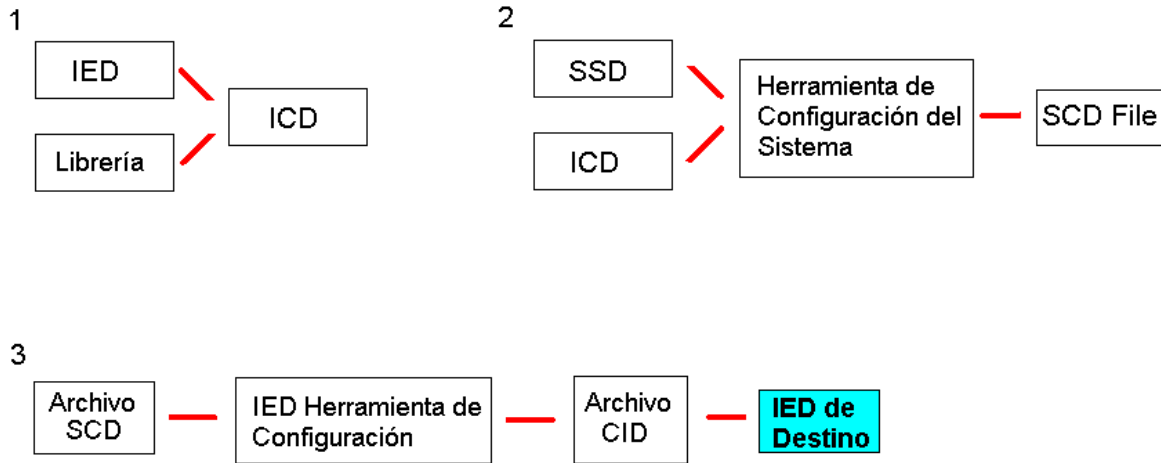


Figura 4.1.3 Estructura física de los componentes de un archivo CDI para un IDE

Una vez que tenemos armado nuestro mensaje GOOSE como un archivo CID se convierte en .XML para enviarse ya sea a un suscriptor o a varios y así intercambiar datos, ya sea del mismo fabricante o no. Este mensaje al ser prioritario no pasa por el carrier de telegramas, sino que llega de forma instantánea a su destino.

4.5 Intercambio de mensajes GOOSE para disparo de protecciones, arranque de equipo, transmisión de posiciones y estados de operación.

La apertura o cierre de una cuchilla o un interruptor depende de la interacción que pueden tener los relevadores, ya sea en caso de falla o alguna maniobra, entre otras acciones que pueden realizar. De ahí la importancia que los mensajes lleguen lo más rápido posible, bajo este ideal surgieron los telegramas GOOSE, que trabajan bajo la IEC 61850.

En este sentido la IEC 61850 es un estándar de automatismo configurable, esto quiere decir que permite a los usuarios configurar secuencias específicas de control y estados de operación. Por ejemplo, secuencias de switcheo, transferencia de barras, tiro de carga, disparo de protecciones, etc.

Una gran ventaja que brinda este tipo de mensajes, es que los usuarios siempre saben cuándo una trayectoria de control falla y no tienen que esperar hasta que una operación incorrecta de algún relevador se presente para detectarla.

Además, el uso de los mensajes GOOSE en las LAN se combina con la lógica de los relevadores y las unidades de cómputo al nivel de estación para implementar todo el control y el bloqueo, logrando eliminar todo el alambrado y los switches en la bahía de relevadores. Así, cada punto en el campo se conecta solamente a un relevador.

Para que los equipos del mismo nivel en la subestación sin importar el fabricante se puedan comunicar es necesario configurarlos. Es decir, activar, modificar o cargar las señales que se necesitan en el dispositivo. Posteriormente se integran a la red de trabajo, como se muestra en la figura 4.1.4.

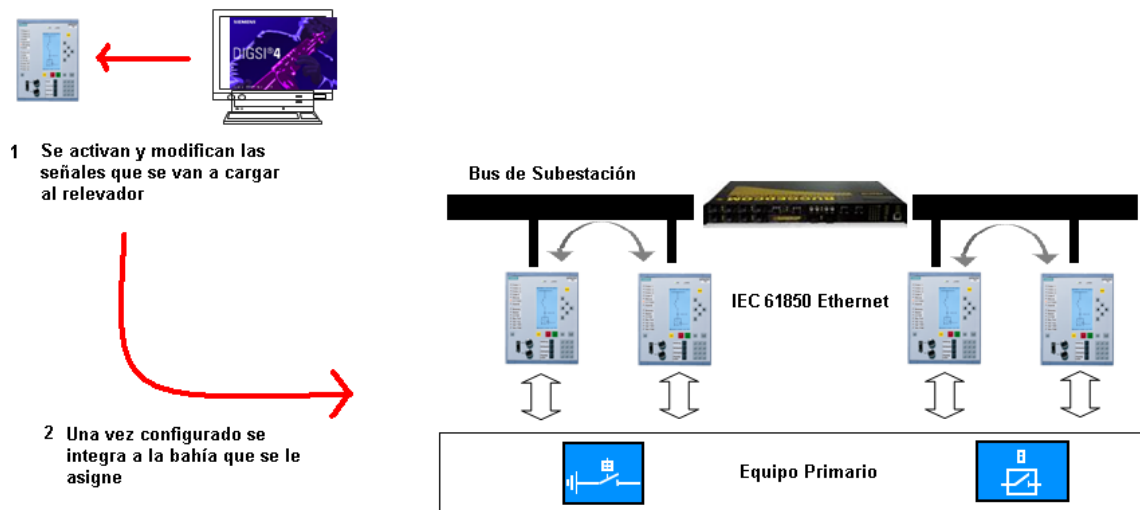


Figura 4.1.4 Configuración de un relé de equipo primario

Es importante conocer los equipos que se van a poner en servicio y sus características de funcionamiento. Además se debe conocer el modelo del relevador, este es muy importante ya que al momento de configurarlo se tiene que introducir dicho modelo. Así como su dirección IP y su dirección MAC.

Otra característica importante que tienen estos relevadores, es configurar el protocolo sobre el que van a trabajar, en este caso es IEC 61850 y configurarle las características de operación de forma local o remota

Una vez que se tienen estos datos es necesario cargar y activar las señales en los equipos que se van a comunicar mediante algún software.

Una vez activados y colocados los relevadores en las bahías, es necesario otro software para administrarlos desde la subestación y monitorear sus estados mediante mensajes GOOSE. Así, en caso de falla enviar un mensaje GOOSE a la estación de control para saber si fue transitoria, si actuaron las protecciones, si se realizó un recierre, etc. Y así poder tomar acciones y a su vez se genere un reporte que llegue hasta los centros de control.

De esta manera mediante mensajes GOOSE se puede tener la información de todas las bahías de la subestación de manera prácticamente instantánea y así poder realizar las maniobras necesarias, evitando pérdida de tiempo y continuidad.

CAPÍTULO 5

“Estudio de caso: Intercambio de mensajes GOOSE en una subestación eléctrica”

El propósito de este capítulo es describir el proceso de automatización de los equipos de una subestación, así como su funcionamiento. Para ello, se realiza la comunicación entre los relevadores de protección, de tal forma que se desarrollen los pasos para que pueda haber un envío de datos de uno a otro mediante un cable ethernet y usando el protocolo de comunicación IEC 61850 como medio de comunicación.

Para realizar este proceso de comunicación es necesaria una herramienta de configuración para poder generar los archivos SCL indispensables para cargar y activar las señales en los IED's que se van a comunicar. A continuación se analizan los casos de estudio con la herramienta de configuración DIGSI, perteneciente al fabricante SIEMENS.

5.1 Herramientas de configuración de equipos eléctricos

Es de suma importancia que los IED's estén configurados y activados antes de colocarlos en el punto de trabajo donde se les pretende usar. Bajo ésta situación, DIGSI es un programa utilizado para activar, configurar y modificar las señales de

los relevadores que se necesitan integrar a las LAN de las subestaciones. Esta herramienta de configuración sirve para generar el archivo SCL que contiene los archivos CDI, ICD, SSD y SCD de configuración de equipos y del sistema.

En principio se deben conocer los equipos que se van a poner en servicio y sus características de funcionamiento. En este caso se conecta un relevador marca siemens, en la figura 5.1 se muestra el relevador que se va a utilizar, además, de su nombre y modelo.



Figura 5.1.1 Relevador marca “Siemens” con nombre y modelo

Algo indispensable es conocer las placas de datos del relevador, ya que éstas muestran los valores nominales a los que trabaja. La tabla de la izquierda muestra los valores de voltaje del relevador, y dado que los equipos son instalados en las bahías de control, la tabla de la derecha muestra los valores de bahía, en la figura 5.1.2 se describen estas tablas de valores que estos relevadores usan. Además, de estos valores se puede observar el modelo del relevador, éste es muy importante ya que al momento de configurar el relevador, se tiene que introducir dicho modelo.

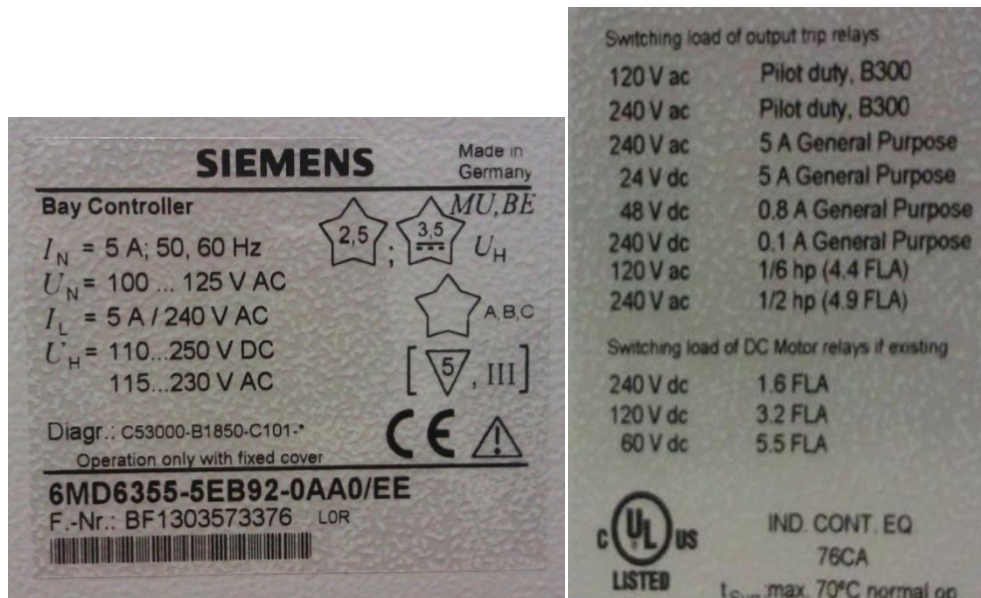


Figura 5.1.2 Valores nominales y de bahía del relevador

Una vez que se conoce el relevador, el modelo y los valores nominales a los que trabaja, se configura el IED mediante su herramienta de configuración, en este caso DIGSI.

Lo primero que hace es crear nuestros relevadores en DIGSI de forma virtual, una vez hecho esto y si así se desea, dependiendo de la LAN donde va trabajar el dispositivo, se le agregan ó modifican sus valores de tensión y corriente conforme a sus valores de fabricación; después se le asigna una dirección IP y una dirección MAC para poder identificarlo dentro de la LAN y a su vez otros equipos lo identifiquen dentro de la red.

Una vez que se realiza esto, se entra a la matriz de configuración de las señales, en esta parte es donde al relevador se le activan, desactivan o se crean las señales que vamos a usar. Frecuentemente estos relevadores traen algunas señales activas, aunque, se pueden modificar sus valores.

Una vez que se activan las señales, se elige el medio físico de comunicación y el protocolo. En este caso, se utilizará el cable ethernet ya que es el que convencionalmente se usa en las subestaciones eléctricas.

Una vez que se determina el protocolo de comunicación que se usa, las señales que se utilizan, el medio de comunicación y las funciones que desempeña, se crea el SCL que contenga los archivos CDI, SSD, SCD e ICD.

Cabe mencionar que los archivos ICD y CDI son los que contienen los datos de configuración del IED y sus valores nominales, que posteriormente se cargan al dispositivo real.

En la figura 5.1.3 se muestra el proceso de configuración de un IED con lenguaje SCL, donde primero se genera con la herramienta de configuración en un equipo independiente y después se carga al IED.

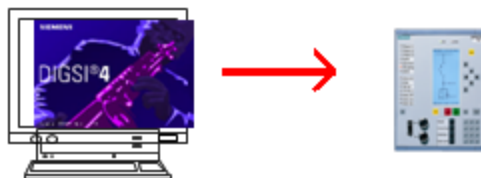


Figura 5.1.3 Con la herramienta de configuración se crea el archivo SCL, que se carga al IDE

Para lograr una comunicación entre el IED con otros IED's, el SCADA y la HMI, es necesario un medio de comunicación compartido y en este sentido se usará un switch como el que se muestra en la figura 5.1.4 para interconectarlos. Este switch se conecta por medio de un cable ethernet al bus de la subestación.



Figura 5.1.4 Switch de enlace entre los relevadores

Una vez conectado el switch al bus de la subestación, se agrega el IED para que éste cargue los archivos CID e ICD del SCL de la configuración del IED al SCADA. El proceso tarda un par de minutos dado que se están modificando parámetros y cargando señales. A la par de estos archivos, a la HMI se le cargan los archivos SCD y SSD del SCL de configuración de la subestación, para poder activar, modificar y monitorear este dispositivo, como se muestra en la figura 5.1.5.

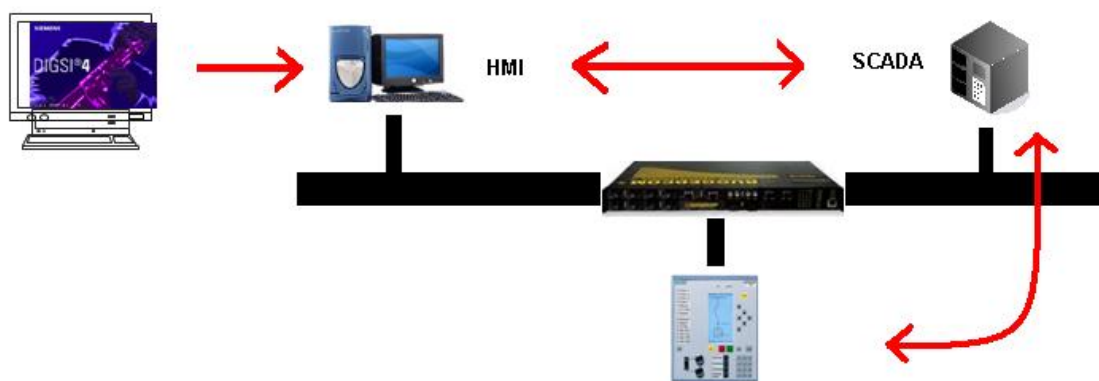


Figura 5.1.5 El IED envía un SCL a la HMI y a su vez el IED lo envía al SCADA

Una vez activados y posicionados en la bahía, estos IED's son capaces de enviar y recibir mensajes GOOSE a otros IED's o a las estaciones de trabajo, ya sea para reportar un cambio de estado, un disparo o alguna modificación en el equipo de campo.

Una vez que se ha conectado el relevador a la red y se han cargados los datos, se puede probar si así se desea el envío de alguna función propia del IED, del SCADA al IED mediante mensajes GOOSE. Si lo realiza correctamente, se asegura el buen funcionamiento del dispositivo.

Además, el IED se puede manejar de manera local en la bahía ó remota en el cuarto de control, para esto sobre el equipo se activa el modo de operación que se desea. En la figura 5.1.6 se muestra este relevador marca siemens con sus chapas para activar sus modos de operación ya sea local o remoto por medio de una llave.

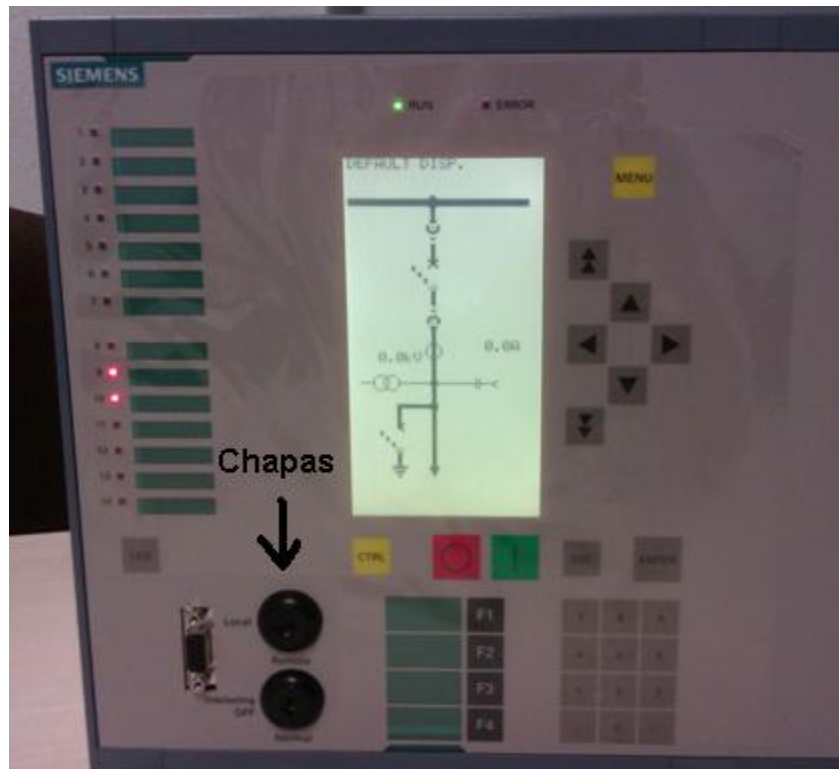


Figura 5.1.6 Chapas de los relevadores para operar local o remotamente

En este caso se verificó que una señal fuera enviada correctamente y se modificó el modo de operación del equipo.

De esta forma es como se configuran los relevadores con DIGSI e incluso con este programa se puede administrar, aunque su función no es propiamente la de controlar los equipos, para eso existen otras plataformas como los SCADA o la HMI.

El proceso antes descrito, es el mismo que se maneja para poner en servicio cualquier relevador en una subestación eléctrica y se puedan comunicar mediante mensajes GOOSE esto es una gran ventaja al utilizar ethernet como medio de comunicación entre relevadores.

5.2 Propuesta de subestación eléctrica de distribución en C.U.

Cada año la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) aumenta el número de alumnos, profesores y empleados en su campus central. Tomando este incremento poblacional en cuenta y del hecho de que actualmente C.U. cambió su tensión de 6.6 [kV] a 23 [kV], hace más difícil y costosa su alimentación desde distintas subestaciones como Odón de Buen. Por esto, es necesario construir una subestación que alimente exclusivamente al campus universitario, con el fin que poder brindar un mejor servicio eléctrico a toda la comunidad.

La propuesta que se hace es construir una subestación eléctrica de distribución dentro del campus universitario en 230 [kV]. Con un arreglo de interruptor y medio, la cual consta de dos bancos de alimentación de 30 [MVA], de 230 [kV] a 23 [kV], dado que actualmente C.U. está trabajando en 23 [kV], y se opere de manera automatizada, bajo el protocolo de la IEC 61850. Esta subestación estaría administrando carga a las siete subestaciones generales dentro del campus mediante dispositivos inteligentes. En la figura 5.2.1 se muestra el unifilar de la subestación eléctrica general de C.U. en 230 [kV]

Los estudios de caso a desarrollarse, están basados en dicha propuesta de construcción de una subestación eléctrica de distribución automatizada en Ciudad Universitaria, donde los IED's se programan con la herramienta de configuración.

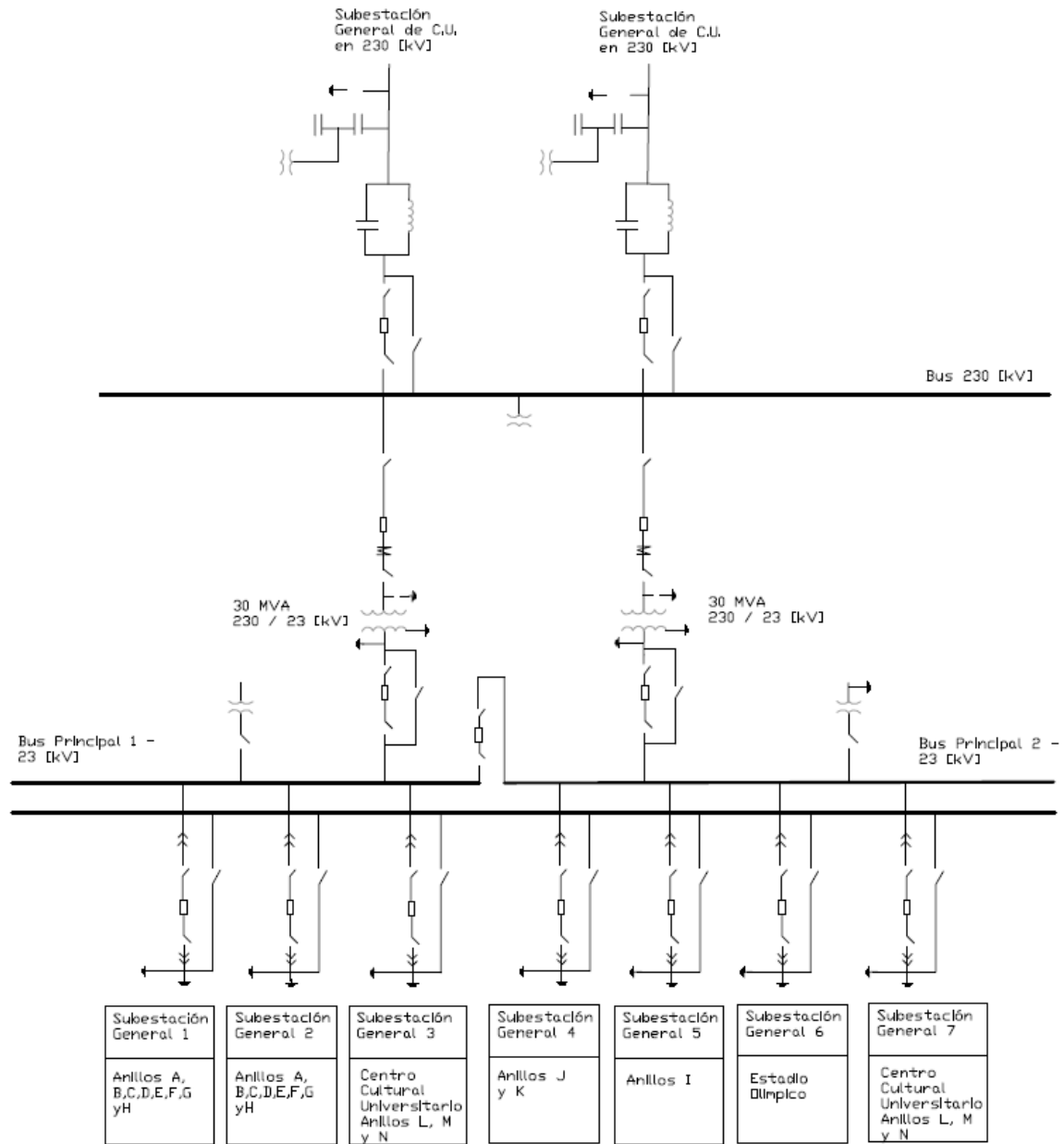


Figura 5.2.1. Diagrama unifilar de la subestación general de C.U. en 230 [kV]

Cada estudio de caso representa un segmento dentro de la subestación eléctrica, de esta forma se trata de analizar algunas partes de la subestación y la repuesta

de los IED's mediante mensajes GOOSE ante alguna maniobra, contingencia o situación que se presente.

Primero se presenta un diagrama unifilar con una parte de la subestación y los equipos involucrados, para posteriormente, trasladar este unifilar a un arreglo con IED's y la comunicación que se realizaría entre ellos para resolver la contingencia suscitada.

5.3 Estudio de caso 1 “Transferencia de carga”

Se realiza la operación de equipo eléctrico mediante mensajes GOOSE dentro de una subestación eléctrica, describiendo el proceso de interacción y la capacidad de respuesta de los dispositivos inteligentes, ante una falla, así como su comunicación mediante mensajes GOOSE.

La característica principal de una transferencia de carga es poder mantener el servicio en una sección de la red en la cual ocurrió una falla, hasta que logre librarse dicha falla, sin olvidar mantener balanceadas las cargas en el sistema para no provocar algún incidente.

Un parámetro importante de la operación en estado equilibrado de un sistema es la magnitud de tensión, por lo tanto se deben conocer y mantener dentro de la tolerancia los niveles de voltaje.

La simulación del equipo eléctrico de un sistema determinado bajo las condiciones de operación especificadas en este estudio de caso, son vitales para futuras aplicaciones en posibles fallas.

En la figura 5.3.1 se muestra la parte del diagrama unifilar la subestación general de C.U. que es simulada y manipulada mediante IED's, realizando una

transferencia de carga necesaria para alimentar a la subestación general 5 y a su vez al anillo I.

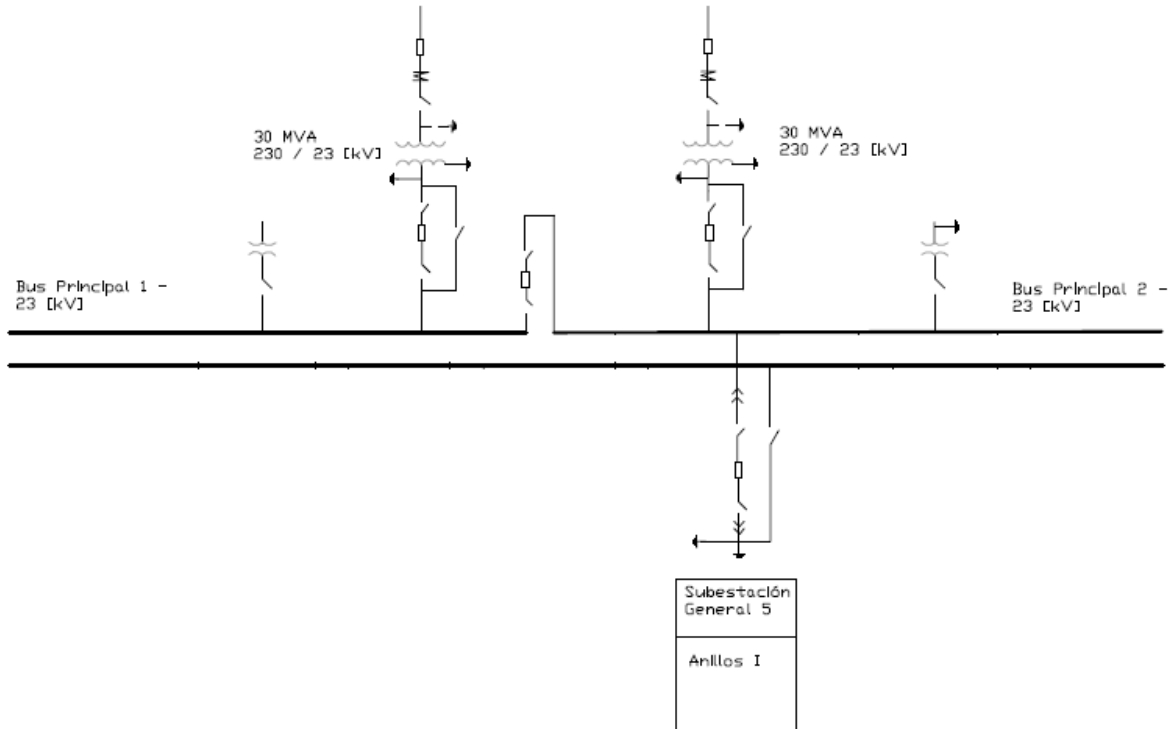


Figura 5.3.1 Diagrama unifilar con dos bancos de alimentación y una carga

Se proporciona la información concerniente a los relevadores y los interruptores en una conexión radial y a partir de estos datos y bajo la suposición de que la carga es conocida, se realizan las maniobras para transferir la carga. Los relevadores por su parte tienen la capacidad de realizar diferentes funciones de protección y monitoreo a la par de estas acciones.

Si se tiene una interconexión de relevadores en anillo mediante fibra óptica, con 3 IED's y 3 interruptores. En condiciones normales de trabajo, el bus conecta a los interruptores I-1 e I-2 mientras que el interruptor I-3 se mantiene abierto como se muestra en la figura 5.3.2, y por una falla en el interruptor I-2 es necesaria una transferencia de carga. ¿Qué maniobras tendrían que realizar los dispositivos?

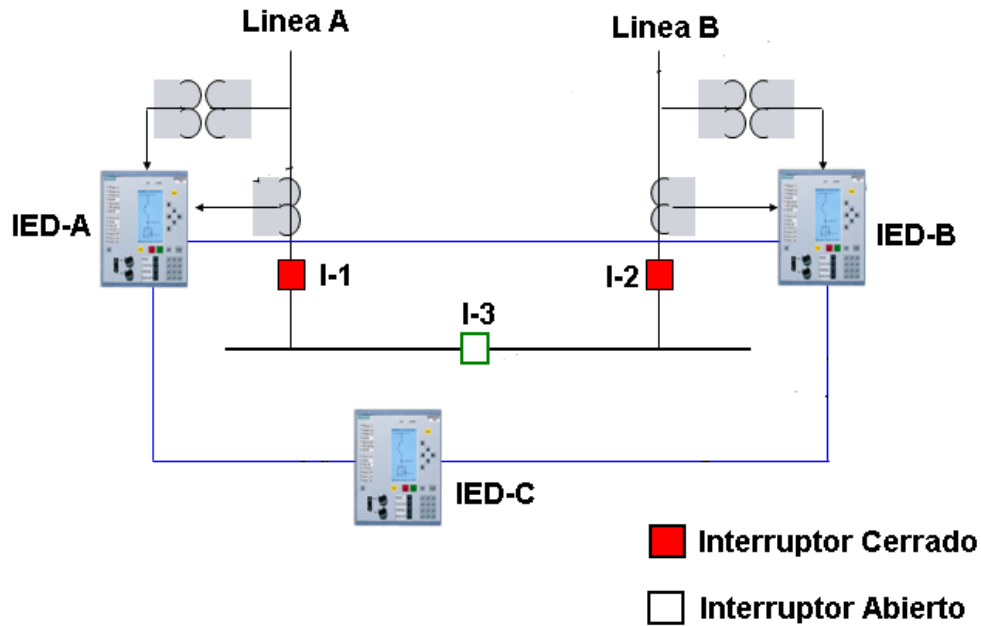


Figura 5.3.2 Arreglo con tres IED's y 3 interruptores

En el instante en el que abre el interruptor I-2 en la bahía de la subestación donde se encuentra ubicado, automáticamente es enviado un mensaje GOOSE al interruptor I-3 informándole de esta acción, tal como se observa en la figura 5.3.3.

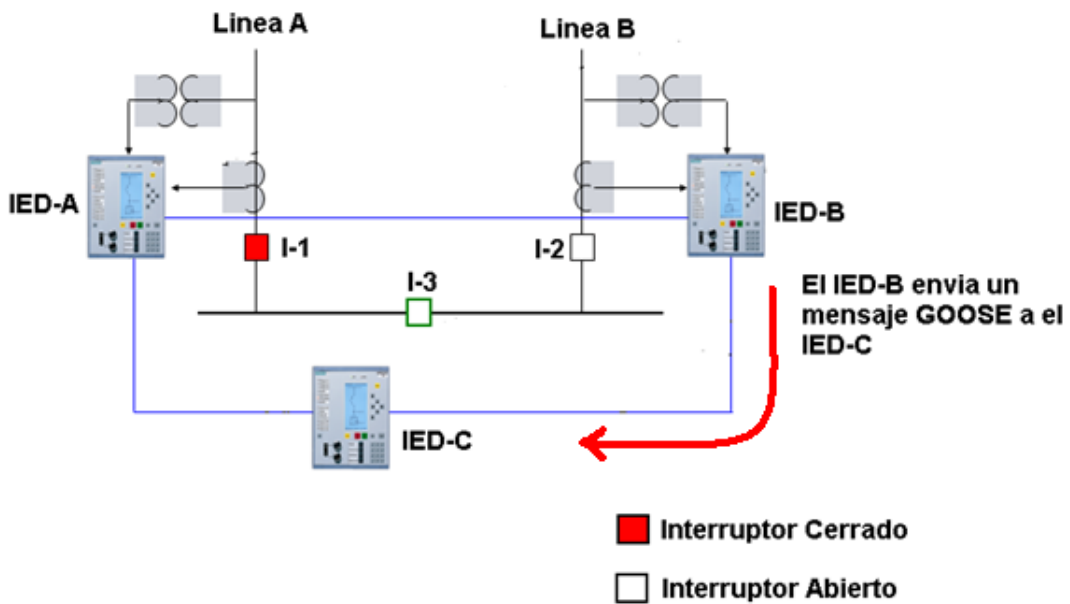


Figura 5.3.3 IED-B envía un mensaje al IED-C

Posteriormente, el IDE-C verifica y sincroniza el cierre del Interruptor I-3. Al mismo tiempo IDE-C envía un mensaje GOOSE al IDE-A del interruptor I-1 y cambia el valor de ajuste, como se muestra en la figura 5.3.4.

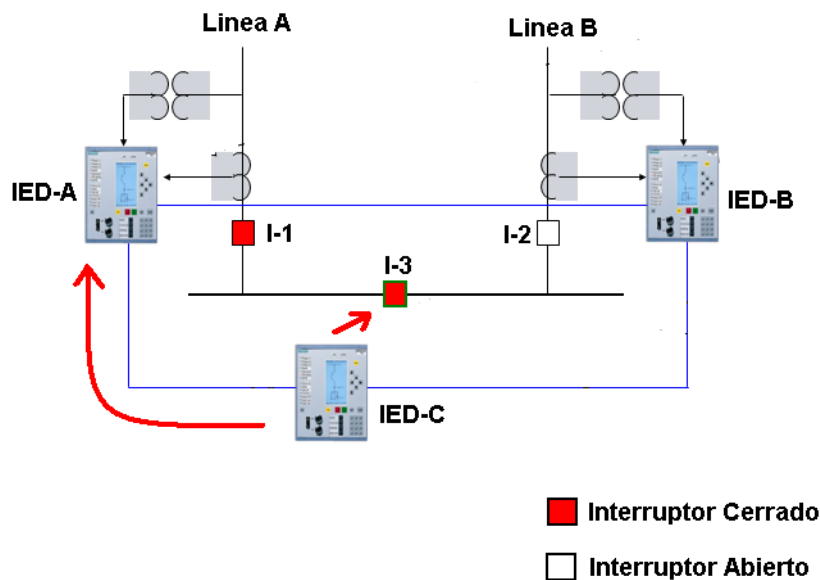


Figura 5.3.4 IED-C envía un GOOSE al IED-A

Cuando la tensión en la línea B es restablecida, el IDE-B cierra el interruptor I-2 y envía un mensaje GOOSE a el IDE-C. Entonces el IDE-C abre el interruptor I-3 y envía otro mensaje GOOSE al IDE-A para regresar a los valores de ajuste originales, como se muestra en la figura 5.3.5.

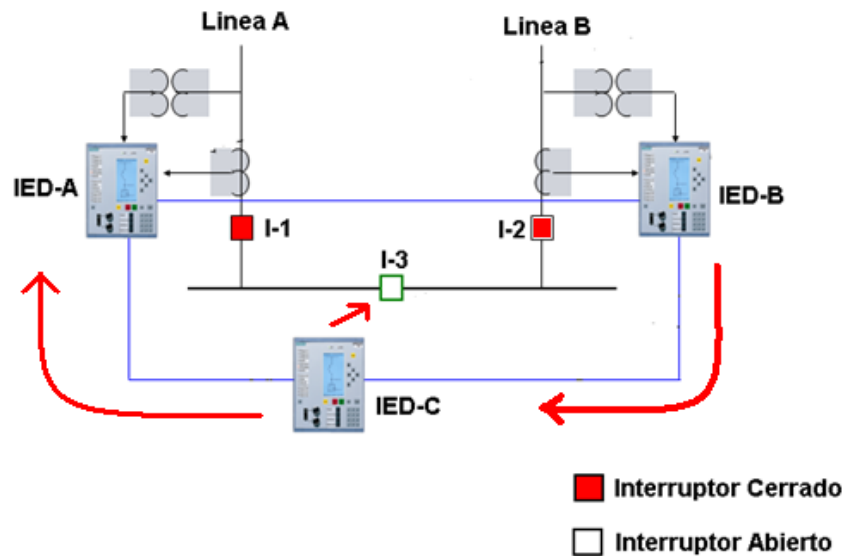


Figura 5.3.5 El IED-A regresa a su posición original

5.4 Estudio de caso 2 “Falla de un interruptor”

Se realizará la operación de equipo eléctrico mediante mensajes GOOSE dentro de una subestación eléctrica, describiendo el proceso de interacción y la capacidad de respuesta de los dispositivos inteligentes, ante una falla de interruptor, así como su comunicación mediante mensajes GOOSE.

Los interruptores son dispositivos destinados a abrir y cerrar circuitos en condiciones normales de carga, sin embargo, algunas de las principales causas de falla son: por atascamiento de las barras de accionamiento, falla en los circuitos de control y fallas en los equipo de monitoreo. El no atender los protocolos de mantenimiento podría suscitar también una falla

Se proporciona la información concerniente a una interconexión en anillo mediante una comunicación en fibra óptica, con 4 relevadores y 4 interruptores, trabajando en condiciones normales, donde el bus conecta a los interruptores I-1, I-2 e I-4 mientras que el interruptor I-3 se mantiene abierto.

Es importante considerar que existen varias causas por las cuales los interruptores fallan y la simulación de este equipo eléctrico en un sistema determinado bajo condiciones de operación especificadas en este estudio de caso, es vital para futuras aplicaciones en posibles fallas.

En la figura 5.4.1 se muestra la parte del unifilar, con los dos bancos que alimentan a las subestaciones generales tres y siete del centro cultural universitario. Este arreglo es representado con IED's en el caso de estudio, suponiendo una falla del interruptor.

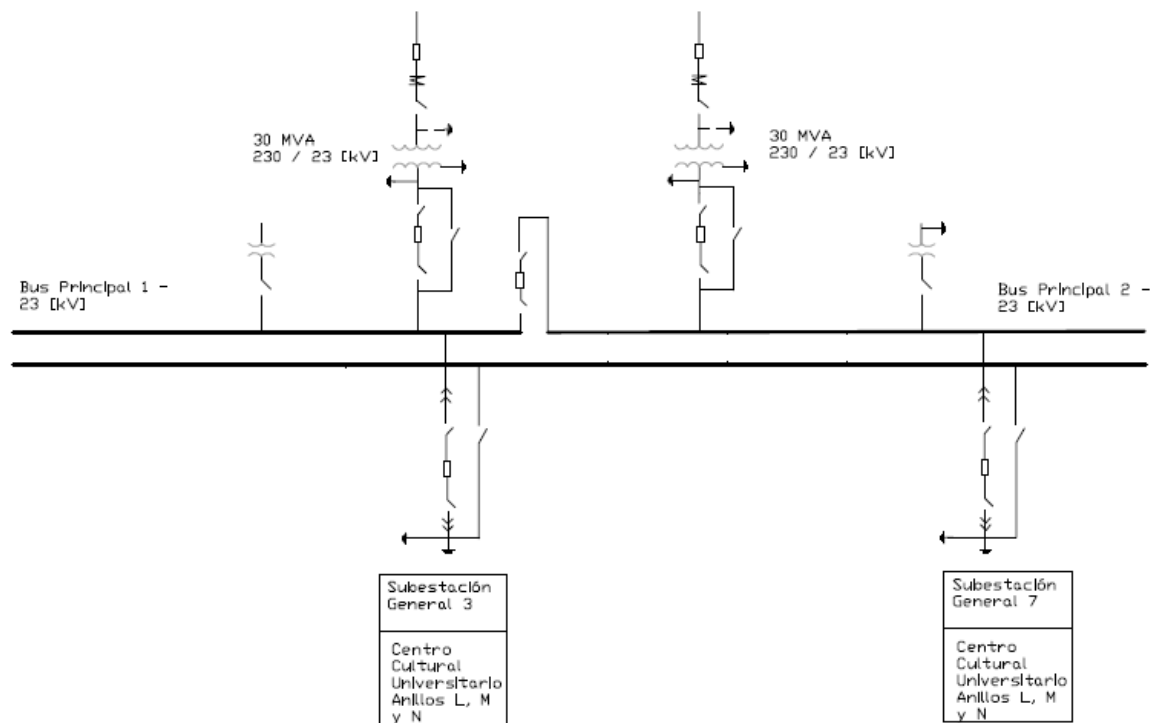


Figura 5.4.1 Diagrama unifilar con dos bancos de alimentación y dos cargas

Si se tiene una interconexión de relevadores en anillo mediante fibra óptica, con cuatro IED's y cuatro interruptores. En condiciones normales de trabajo, el bus conecta a los interruptores I-1, I-2 e I-4 mientras que el interruptor I-3 se mantiene abierto. Como se muestra en la figura 5.4.2, en un momento aparece una falla F1 en el interruptor I-4.

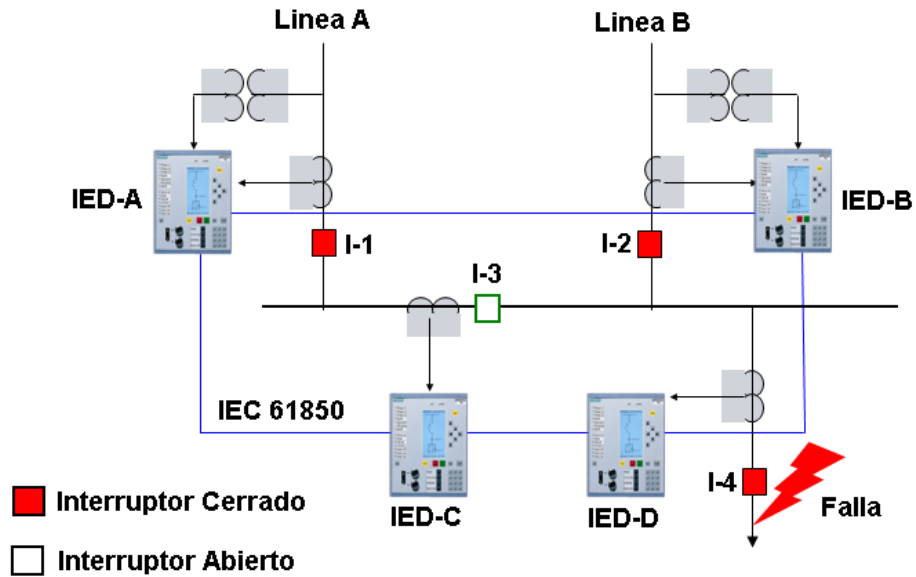


Figura 5.4.2 Falla en el interruptor I-4, mientras que el interruptor I-3 se mantiene abierto

Al momento que la falla F1 surge, el IDE-D envía un mensaje GOOSE al IDE-B para que abra el interruptor I-2 y así aislar la falla F1. Como se describe en la figura 5.4.3.

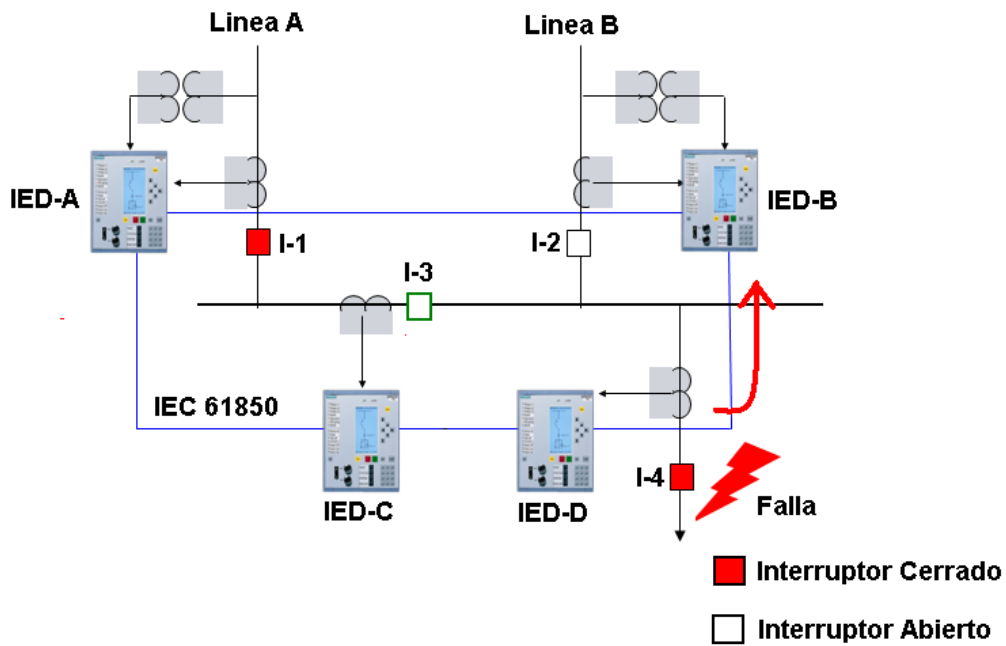


Figura 5.4.3 El IED-D envía un GOOSE al IED-B

Posteriormente el IDE-D envía un mensaje GOOSE al IDE-C para que este cierre el interruptor I-3, como se muestra en la figura 5.4.4, durante la evolución de la falla F1, los IED's A, C y D tienen pickup.

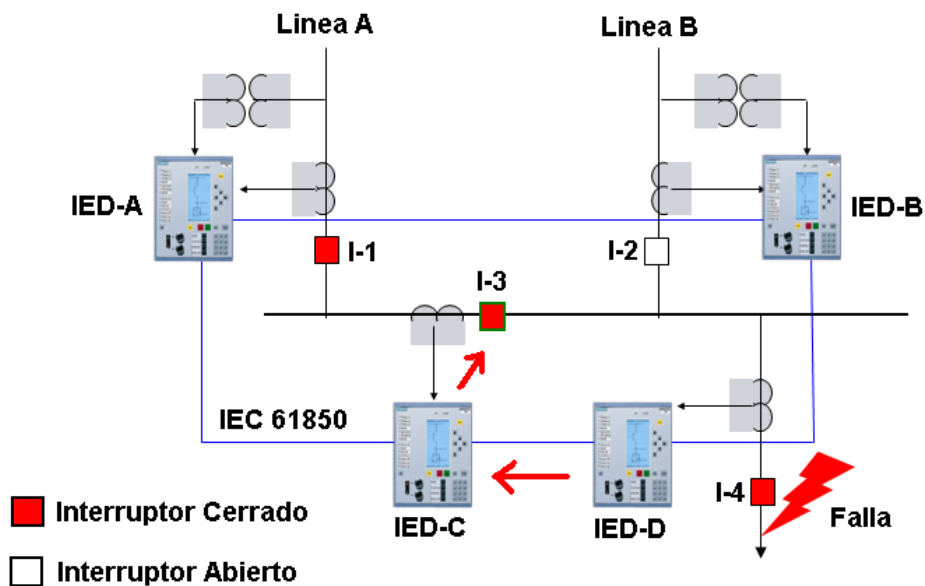


Figura 5.4.4 El IED-D envía un GOOSE al IED-C para que cierre I-3

El IDE-D envía un mensaje GOOSE a los IED's A y C, bloqueando sus funciones de sobre corriente instantánea como se muestra en la figura 5.4.5.

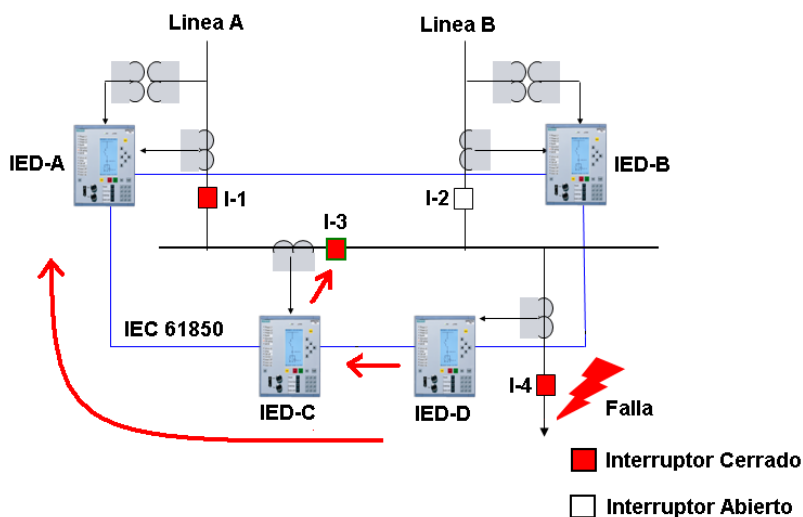


Figura 5.4.5 El IED-D envía un GOOSE a los IED's A y C

Cuando la falla F1 es liberada, el IDE-D envía un nuevo mensaje GOOSE a los IED's A y C, donde este último envía al interruptor I-3 la función de continuar cerrado, y nuevamente la función de sobre corriente es activada, como se muestra en la figura 5.4.6.

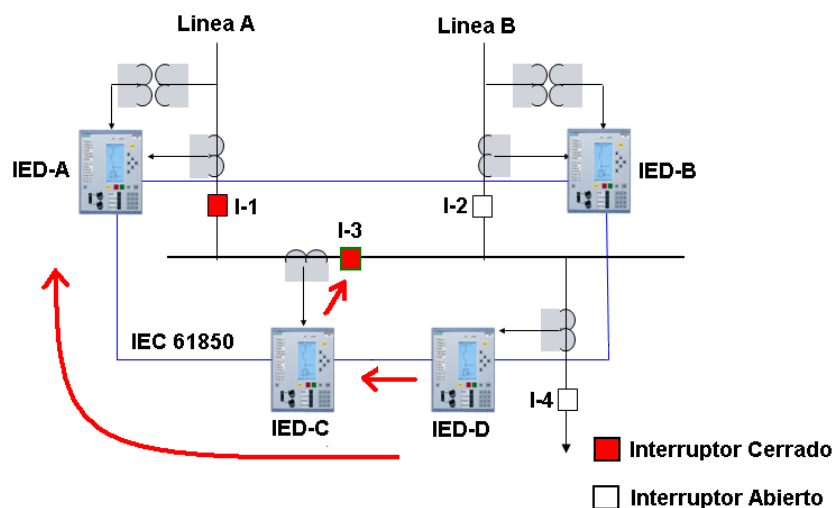


Figura 5.4.6 El IED-D envía un GOOSE a los IED's A y C activando sus funciones

5.5 Estudio de caso 3 “Tiro de carga”

La interacción y la capacidad de respuesta de los dispositivos inteligentes se prueban ante un tiro de carga, así como su comunicación mediante mensajes GOOSE, describiendo la operación de estos dispositivos.

Se Contempla un aumento de la demanda en la energía de tal forma que es necesario evitar la sobre carga eléctrica en la red de distribución de la subestación, proponiendo un tiro de carga automático.

Un punto importante a considerar es la configuración de los relevadores eléctricos para el sistema de un tiro de carga automático, que se traduce en una mayor seguridad en la operación de la red, en el incremento de la disponibilidad de

energía, en la protección del sistema eléctrico ante contingencias extremas, etc; lo que redundaría en una mayor calidad de servicio.

La simulación del equipo eléctrico de un sistema determinado bajo las condiciones de operación especificadas es vital para futuras aplicaciones en posibles fallas.

La solución está basada en una configuración de equipos de la red, que contempla el suministro de relevadores automatizados para la detección de un tiro de carga en cada una de las subestaciones, sin embargo, en el caso que no existiera un tiro de carga, los relevadores no cambiarían de estado.

Las unidades terminales remotas tienen la función de recoger las señales para la detección de excedencias, para el ajuste dinámico de límites y para la lectura de las cargas de las líneas que permitirán obtener el registro de la carga desprendida en una contingencia; las señales digitales para el desenganche intempestivo y para autodiagnóstico y los controles para el desprendimiento de carga.

En la figura 5.5.1 se muestra un arreglo con un banco que alimenta a todas las subestaciones generales del campus universitario, donde se necesita realizar un tiro de carga. Cabe mencionar que este estudio de caso se resuelve por dos vías, sin embargo, este unifilar no varía para ninguno de los dos casos.

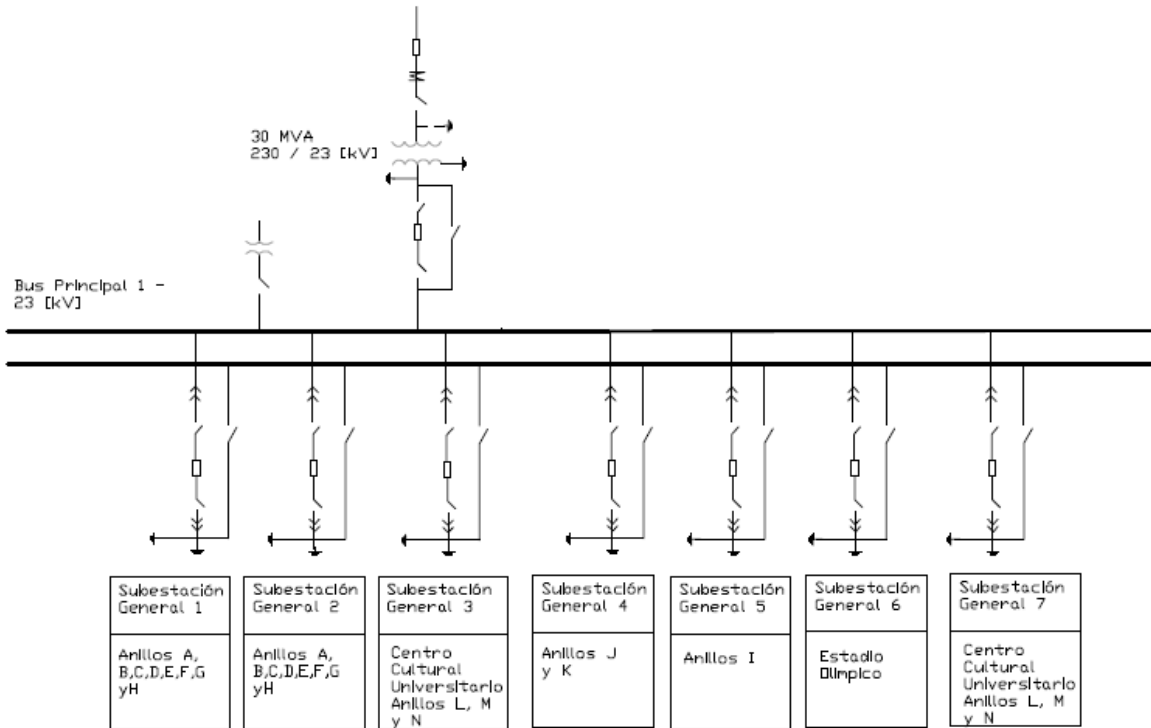


Figura 5.5.1 Diagrama unifilar con un banco de alimentación y varias cargas

En la figura 5.5.2 se muestra un arreglo con IED's, representando el unifilar de la figura 5.5.1 y se proporciona la información concerniente a un conjunto de bahías, las cuales forman parte de la subestación, donde cada bahía se conforma de un conjunto de relevadores conectados al controlador de bahía, que a su vez este controlador de bahía está conectado a un controlador de la subestación.

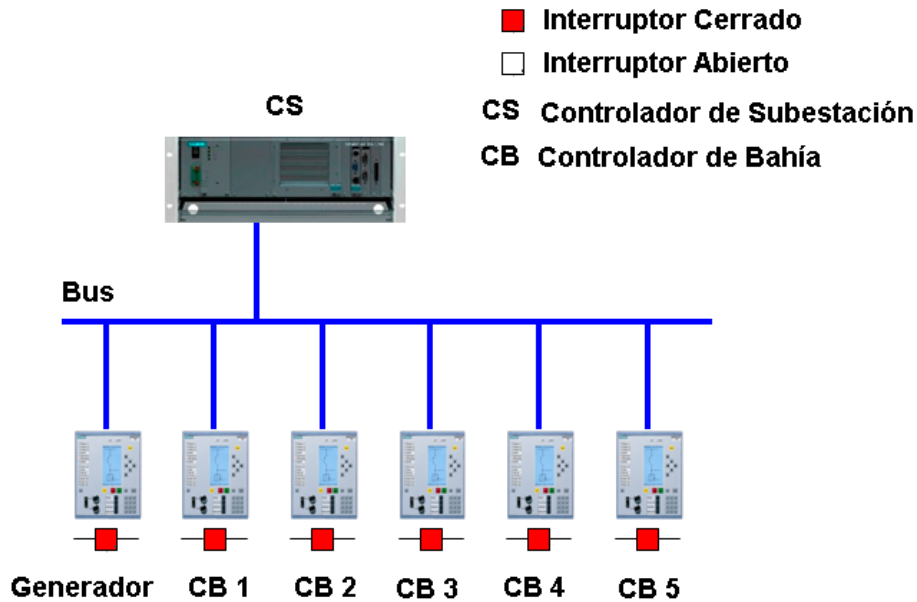


Figura 5.5.2 Bahías manejadas por un controlador de subestación

El IED del circuito del generador detecta un aumento excesivo en la carga, a lo que envía un mensaje convencional al controlador de la subestación, este procesa el mensaje, una vez que lo procesa, manda abrir los controladores de bahía. Este proceso se da en la forma convencional, maestro - esclavo. En la figura 5.5.3 se muestra el procedimiento que se realiza.

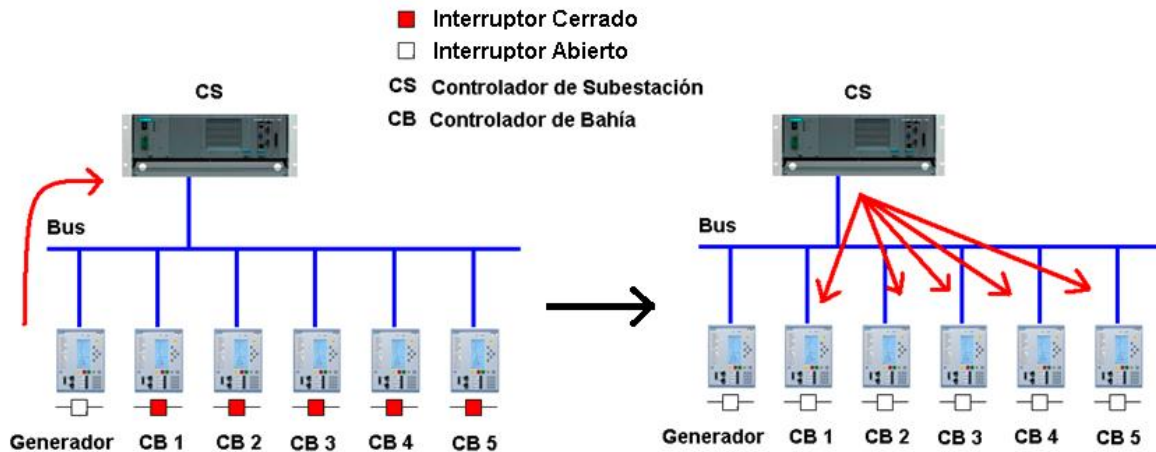


Figura 5.5.3 Arquitectura maestro - esclavo con mensajes convencionales

Por otra parte mediante la IEC 61850 y usando mensajes GOOSE, se realiza un proceso similar, con la diferencia de que el IED del circuito del generador al notar el aumento en la carga, envía un mensaje GOOSE al controlador de la subestación, avisándole de la condición del generador. Todo esto al mismo tiempo envía mensajes GOOSE a los controladores de bahía para que cambien su condición a abierto, como se muestra en la figura 5.5.4.

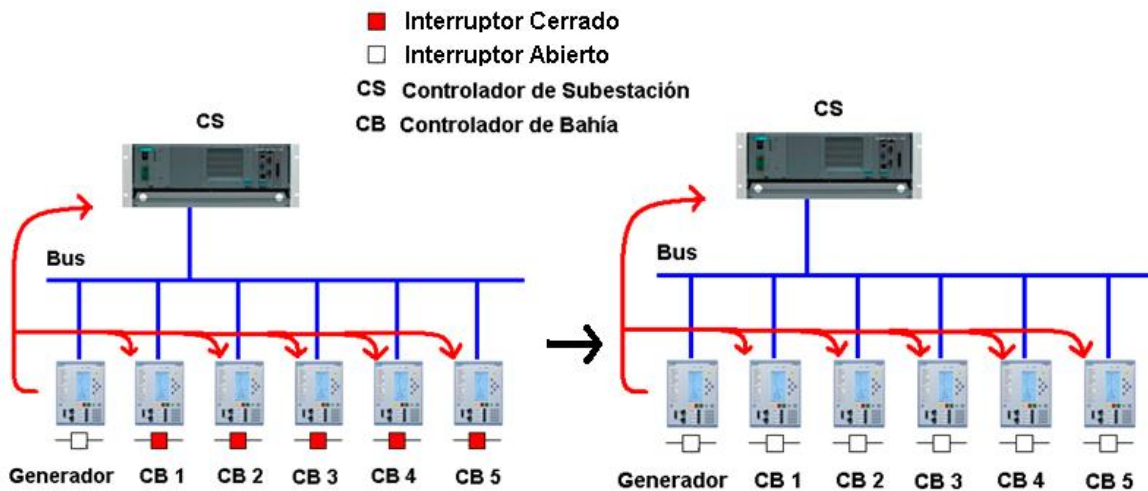


Figura 5.5.4 Arquitectura publicista - suscriptor con mensajes GOOSE

5.6 Estudio de caso 4 “Control redundante”

Se realiza la operación de equipo eléctrico mediante mensajes GOOSE dentro de una subestación eléctrica, describiendo el proceso de interacción y la capacidad de respuesta de los dispositivos inteligentes, con un control redundante de carga, así como su comunicación mediante mensajes GOOSE.

La redundancia en sistemas de control asegura la disponibilidad de elementos adicionales que garantizan su funcionamiento si uno de sus componentes falla. Sin embargo, en algunas ocasiones, este objetivo no se cumple, incluso con múltiples dispositivos redundantes, por falta de un correcto plan de mantenimiento.

Si bien el elemento final de control es más susceptible a fallar, existen mecanismos para predecir el mal funcionamiento. En cambio, no se puede anticipar cuándo el sistema de control dejará de funcionar, por lo que se deben tomar las prevenciones necesarias.

El control redundante garantiza un servicio ininterrumpido del proceso operativo de comunicación en caso de que uno de sus elementos falle. La solución para una situación de falla con tecnología de automatización se describe a continuación:

El controlador de bahía está conectado con un relevador de protección y a un interruptor en una línea, la comunicación entre ellos es permanente, simulando un constante flujo de información mediante mensajes GOOSE.

En la figura 5.6.1 se muestra la parte del unifilar que representa el banco, el alimentador y la protección, tomando en cuenta que se hace una representación usando IED's para controlar dicha protección.

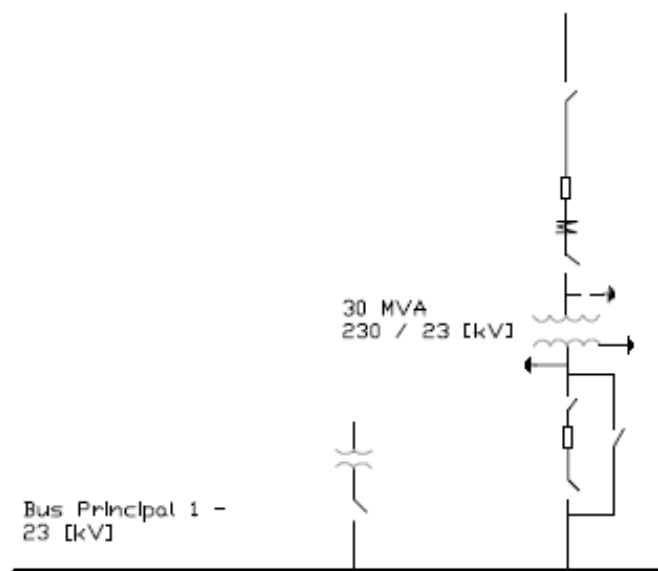


Figura 5.6.1 Representación de un banco de alimentación

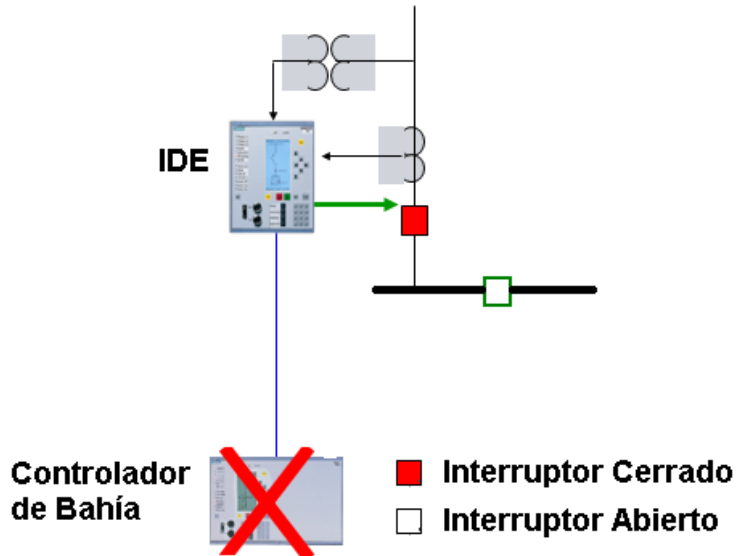


Figura 5.6.3 El controlador de bahía pierde comunicación con el IED

Una vez que el controlador de bahía restablece su funcionamiento y se comunica con el relevador de protección, toma nuevamente el control sobre la línea y el interruptor, como se muestra en la figura 5.6.4, y el relevador de protección continúa realizando sus funciones, manteniendo una comunicación permanente con el controlador de bahía para actuar en caso de alguna contingencia.

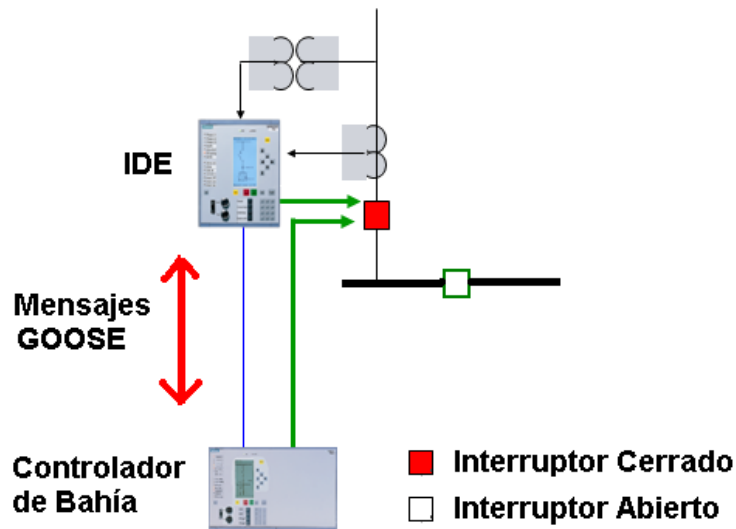


Figura 5.6.4 El controlador de bahía restablece comunicación con el IED

5.7 Estudio de caso 5 “Disparo de interruptor”

Se realiza la operación de equipo eléctrico mediante mensajes GOOSE dentro de una subestación eléctrica, describiendo el proceso de interacción y la capacidad de respuesta de los dispositivos inteligentes, ante el disparo de un interruptor, así como su comunicación mediante mensajes GOOSE.

Los interruptores son dispositivos destinados a abrir y cerrar circuitos en condiciones normales de carga, sin embargo, algunas de las principales causas por las cuales se podría suscitar un disparo de interruptores son: al juntarse dos líneas y provocar una falla transitoria, una de las líneas se deriva a tierra, en otros casos por el deterioro del aislamiento en las líneas, empalmes húmedos e incluso un gran número de cargas conectadas a una misma línea.

Conociendo la información de una línea dentro de una subestación, donde el suministro de alimentación es constante y se tiene un controlador de bahía conectado con un relevador de protección, se suscita un disparo del interruptor, suponiendo que se debe a la sobrecarga temporal de un circuito.

Si consideramos la misma parte del unifilar del estudio de caso anterior con el banco, el alimentador y la protección, sin embargo, es necesario trasladar dicha parte a un diagrama unifilar usando IED's para su resolución, como se muestra en la figura 5.7.1.

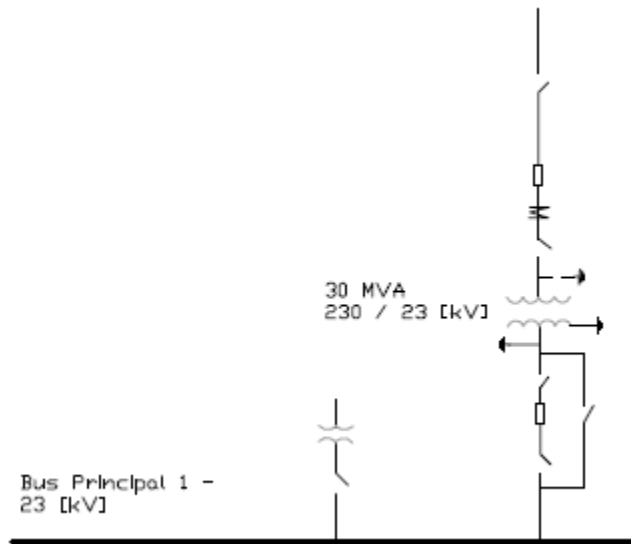


Figura 5.7.1 Representación de un banco de alimentación

Se aporta la información concerniente a un disparo de interruptor, debido a una falla en el circuito, teniendo un controlador de bahía conectado con un relevador de protección y el controlador de bahía a su vez maneja a un interruptor que se encuentra cerrado, como se muestra en la figura 5.7.2.

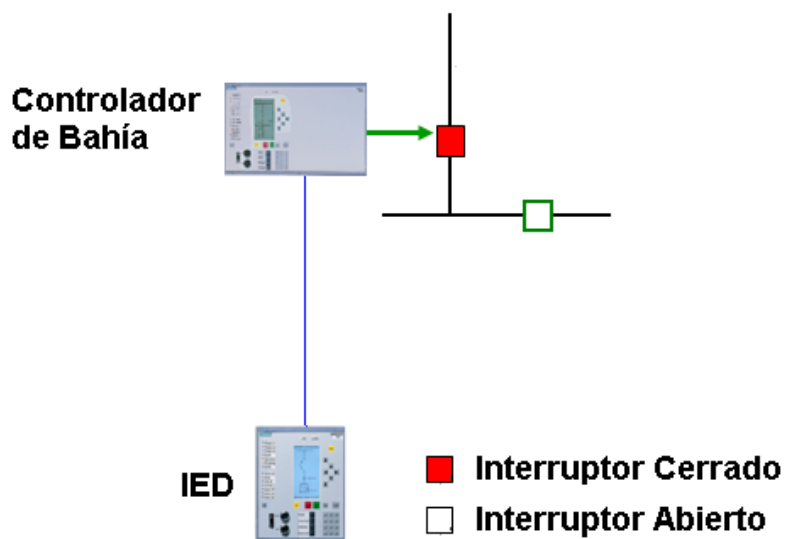


Figura 5.7.2 Controlador de bahía conectado a IED

En el momento en el que ocurre la falla en la línea, el relevador de protección detecta esta falla y mediante un mensaje GOOSE envía el disparo de la protección al controlador de bahía que se encuentra al pie del equipo primario, como se muestra en la figura 5.7.3.

El controlador de bahía a su vez envía el disparo al interruptor correspondiente, para librar la falla y a su vez reporta a la estación de trabajo el disparo del interruptor.

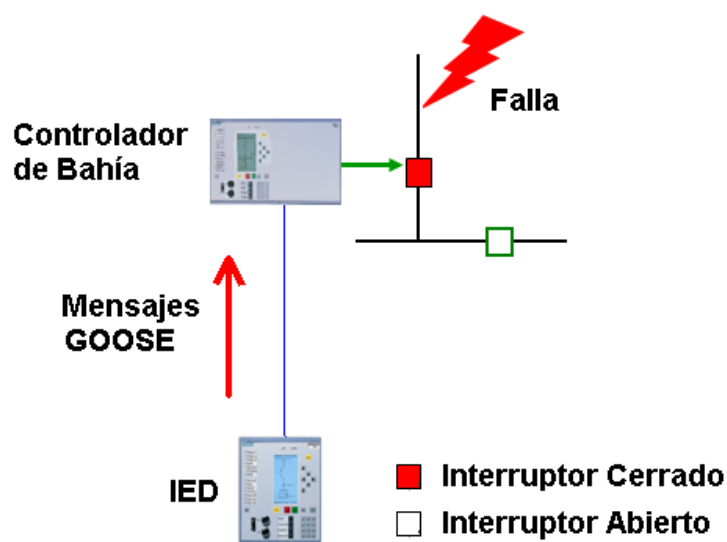


Figura 5.7.3 El IED envía el disparo mediante GOOSE para librar la falla

CAPÍTULO 6

“Conclusiones”

A lo largo de este trabajo se ha desarrollado un balance tecnológico entre las subestaciones actuales y las de última generación junto con los diferentes elementos que las conforman. Con el fin de proponer distintos dispositivos que podrían mejorar el servicio de energía eléctrica en el país y hacer más eficientes los procesos que se desarrollan en las subestaciones eléctricas.

Hoy en día, el gran reto que tiene la compañía suministradora es cubrir el creciente número de usuarios que se suscriben a la red eléctrica nacional, de tal forma que se brinde un servicio eléctrico sustentable y de calidad. Por lo anterior es necesario, sustituir el equipo eléctrico deteriorado que actualmente es usado en las subestaciones.

De estos requerimientos nace la necesidad de estar a la vanguardia en materia de distribución eléctrica, por lo que se propuso automatizar los equipos y los procesos de comunicación entre dispositivos eléctricos y estaciones de control en las subestaciones. Siendo los IED's los dispositivos que mejoran la forma de medición, comunicación, monitoreo y control del equipo eléctrico, optimizando las labores que desempeñan los equipos eléctricos actualmente usados en las subestaciones.

El poder trabajar bajo el protocolo de la IEC 61850, mediante el SCADA, la HMI y los gateway, logró dar una opción para facilitar, eficientar y mejorar los procesos

de control y comunicación dentro de la subestación. Dado que a lo largo de este trabajo se desarrolla la forma en que dichos procesos de control se llevan a cabo y las mejoras que presentan en comparación con los protocolos que imperan actualmente en las subestaciones.

Además de Mostrar como el control distribuido con apoyo del protocolo IEC 61850 y sus aplicaciones, ayudan a mejorar el modo de operación, no solo entre equipos y subestaciones, sino también a optimizar la comunicación hacia los centros de control.

Al utilizar los nuevos dispositivos, aplicando la automatización e incluyendo el uso del protocolo IEC 61850 en la red, los IED's en las subestaciones eléctricas adquieren la capacidad de notificarse entre sí o a las estaciones de trabajo alguna falla, maniobra o incidente mediante mensajes GOOSE o convencionales. Incluso los IED's de las protecciones son capaces de tomar decisiones ante cierto tipo de eventos. Este es uno de los puntos más importantes de la automatización en las subestaciones eléctricas.

A lo largo de este trabajo pude comprobar varios objetivos que se plantearon al inicio de esta investigación, como las mejoras que se lograrían al utilizar dispositivos de última generación y los beneficios que esto tendría. Sin embargo, algunos otros se cumplieron, sin embargo, no alcanzaron superar del todo mis expectativas que tenía de ellos, tales como la comunicación, que si bien se puede dar de forma instantánea entre dispositivos, hacia los centros de control en la subestación es más lenta y por tanto ineficiente,

El poder enviar mensajes GOOSE hacia todos los centros de control dentro de la subestación es de vital importancia y mejoraría en gran medida la velocidad de respuesta ante cualquier maniobra o falla dentro de las instalaciones.

Como ya se mostró, los IED's son capaces de reaccionar de manera instantánea ante alguna maniobra o falla de manera automática y de una mejor forma que un ser humano, esta es un gran beneficio en materia de seguridad, dado que los IED's poseen esa capacidad, aunque siempre reportando a la estación de trabajo las acciones y acontecimientos suscitados. Además, se estudiaron y comprobaron las diferentes arquitecturas de red aplicables a IEC 61850, así como las utilidades de los mensajes GOOSE, su composición y diferente contenido.

Cabe mencionar que actualmente la gran mayoría de las subestaciones se manejan bajo DNP3, Modbus, Conitel 20-20, Harris 500, UCA 2, etc. y aún no se ha adoptado en su totalidad la IEC 61850. Debido a que la aplicación de la IEC 61850 involucra en muchos casos un cambio de equipo, cableado y procesos de comunicación, control y monitoreo. Sin embargo, a lo largo de este trabajo se ha comprobado que es un protocolo confiable y que proporciona sustentabilidad a las subestaciones.

Dentro del equipo que involucra a los sistemas de comunicación, medición, control y monitoreo existen diferentes opciones para mejorar el que se usa actualmente y sustituirlo por dispositivos con tecnología de punta, mejorando el funcionamiento en la subestación. Sin embargo, dado que este equipo en ocasiones suele ser más costoso que el actual y tomando en cuenta que el que se ha usado hasta ahorita en las subestaciones sigue siendo confiable, no se ha optado por un cambio total.

No obstante, el problema no solo es que el equipo ya es obsoleto o deficiente sino que el medio físico es a base de cobre y esto ya es insustentable, dado que reduce espacio en estaciones de trabajo, requiere un mayor mantenimiento y es muy costoso. Lo anterior, se mejora sustituyendo este medio físico por cable ethernet o/y fibra óptica, dado que aumenta la confiabilidad en el sistema de comunicación y agiliza su funcionamiento y al mismo tiempo que reduce costos y espacio en los cuartos de control y subestaciones. Y si a este medio físico de

comunicación se le suma el uso de mensajes instantáneos GOOSE entre IED's, la confiabilidad en el sistema aumenta.

El estándar de comunicación de la IEC 61850 no es algo nuevo en materia de automatización eléctrica y en México existe un gran rezago tecnológico. Uno de los desafíos más grandes que enfrenta la IEC 61850 en México es la falta de conocimiento que tienen muchos ingenieros de este estándar y también el entender la funcionalidad e implementación de las pruebas del sistema usadas en las pruebas de estos dispositivos.

Considero que es importante tomar en cuenta la propuesta de construcción de una subestación eléctrica general para C.U. de la cual se partió para poder realizar los estudios de caso de este trabajo. Siendo esta propuesta una opción para mejorar la alimentación que recibe la universidad y que derivaría en una forma sustentable y eficiente de mantener a la universidad comunicada y la vanguardia tecnológica.

Además considero necesario empezar a aplicar la automatización en toda la red eléctrica nacional y no solo en las subestaciones si se desea estar a la vanguardia tecnológica, ya es ineludible la necesidad de avanzar de la mano con el uso de estos protocolos y nuevos dispositivos en nuestro país.

Por todos los beneficios que traería el uso de los IED's y la IEC 61850 vale la pena mirar hacia el futuro, ya no deben de sernos indiferentes las nuevas tecnologías como nación si deseamos llegar a tener una red eléctrica sustentable.

Gracias al estudio del protocolo IEC 61850 y sus aplicaciones, se logró dar un panorama más amplio de la estructura, los avances y los beneficios que se obtendrían utilizando esta nueva forma de control y comunicación en las subestaciones eléctricas de distribución en México.

El reto aún es grande, sin embargo, se están dando diferentes avances tecnológicos con el fin de mejorar el servicio eléctrico nacional. Y en el presente trabajo se comprobó la confiabilidad del protocolo IEC 61850, al responder de manera más eficiente ante contingencias, fallas, maniobras, etc. y optimizar las comunicaciones dentro de la subestación, además, se mostraron algunas de sus ventajas y bondades con su implementación y aplicaciones.

En México ya se han logrado grandes adelantos de automatización en las subestaciones eléctricas en materia de comunicación, protección, control y monitoreo del equipo eléctrico. Tomando en cuenta estos avances y siendo conscientes que aún falta mucho por hacer, el futuro se mira más prometedor para lograr no solo un servicio eléctrico sustentable sino tener una empresa eléctrica líder a nivel mundial.

Bibliografía

[1] Comisión Federal de Electricidad, Prospectiva del sector eléctrico 2010 – 2025, México D.F., 2013

http://www.sener.gob.mx/res/1825/SECTOR_ELECTRICO.pdf

[2] Artech Group, Transformador de corriente de media tensión encapsulado, México D.F., 2013

<http://www.directindustry.es/prod/artech-group/transformadores-de-corriente-de-media-tension-encapsulados-en-resina-para-exterior-20841-187641.html>

[3] Artech Group, Transformador de corriente óptico, México D.F., 2013

http://www.artech.com/web/frontoffice/verProducto.aspx?id_prod=229&idioma=1

[4] Smart Digital optics, Optical transformers, México D.F., 2013

<http://www.smartdigitaloptics.com/news.html>

[5] Alstom Grid, Transformadores Ópticos, México D.F., 2013

<http://www.directindustry.es/prod/alstom-grid/transformadores-de-medida-opticos-112419-1076033.html>

[6] Electricidad, Hilo Piloto, México D.F., 2013

<http://www.todoexpertos.com/categorias/ciencias-e-ingenieria/ingenieria-electrica/respuestas/2508578/electricidad>

[7] Instalaciones Eléctricas, Microondas, México D.F., 2013

<http://www.slideshare.net/6IM8/radio-enlace-de-microondas>

[8] DMC International Group, Power Line Carrier, México D.F., 2013

<http://www.dmc-uae.net/spanish/plc.html>

[9] TDT Latinoamérica, Fibra óptica, México D.F., 2013

<http://www.tdt-latinoamerica.tv/foro/actualidad-cablevision-fibertel-t10952-360.html>

[10] Alexandra Von Meier, John Wiley & Sons,

Electricity Power Systems a Conceptual Introduction, Inc., IEEE Press Editorial Board

[11] Ethernet, México D.F., 2013

<http://www.electrorincon.com/tutorial-compartir-la-conexion-a-internet-del-pc-con-ps3/2011-12>

[11] Ethernet, México D.F., 2013

<http://franskrool.blogspot.mx/>

[13] Ing. Ramírez Alanís Margil S., Universidad Autónoma de Nuevo León, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, México D.F., 2013
<http://www.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>

[14] Juan M. Gers, Edward J. Holmes
Protection of electricity distribution networks, third edition 2011, Institution of engineering and technology, London, UK, Macmillan Company UK.

[15] ABB Oy Distribution Automation, Relevador de Protección para alimentador feeder, México D.F., 2013
<http://www.directindustry.es/prod/abb-oy-distribution-automation/rees-de-proteccion-para-alimentadores-41044-523252.html>

[16] GE Digital Energy, Relevador de Protección para línea eléctrica, México D.F., 2013
<http://www.directindustry.es/prod/ge-digital-energy/rees-de-proteccion-diferenciales-para-lineas-electricas-50469-358609.html>

[17] SIEMENS Smart Grid, Relevador de Protección a Distancia, México D.F., 2013
<http://www.directindustry.es/prod/siemens-smart-grid/rees-de-proteccion-a-distancia-para-lineas-electricas-30064-216819.html>

[18] Savu C. Savulescu
Real – time stability assessment in modern power system control centers
John Wiley & Sons, Inc., IEEE Press Editorial Board.

[19] James A. bright, senior member, IEEE, Blaster electric company
Substation automation for distribution substations

[20] K.P. Brand, M. Janssen, The specification of IEC 61850 based Substation Automation Systems. Paper presented at the DistribuTech 2005, Jan 25-27, San Diego.

[21] Comisión Federal de Electricidad, Estadísticas de transmisión y distribución, México D.F., 2013
http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/Transmision-y-distribucion.aspx

[22] Deon Reynders Pr.Eng, BSc (ElecEng) (Hons), MBA, Senior Staff Engineer, IDC Technologies, Perth, Australia Steve Mackay FIE (Aust), CPEng, BSc (ElecEng), BSc (Hons), MBA, Gov.Cert.Comp., Technical Director – IDC Technologies
Practical Industrial Data Communications, Best Practice Techniques
Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP
30 Corporate Drive, Burlington, MA 01803
First published 2005

[23] Ivan De Mesmaeker, Peter Rietmann, Substation Automation based on IEC 61850, México D.F., 2013
[http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/f169c6ca0710df26c12570d1005396b5/\\$File/cairo-dfn.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/f169c6ca0710df26c12570d1005396b5/$File/cairo-dfn.pdf)

[24] C.PICASSO, F.C. POUJOL, R.E. LLAMAS, Comité de Estudio B5 - Protecciones de Sistemas y Automatización de Subestaciones, México D.F., 2013
<http://www.iie.org.mx:8080/SitioGSP/Articulos/metodologia%20para%20establecer%20el%20perfil%20de%20una%20meta.pdf>