

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE VALPARAÍSO – CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

Carlos Alberto Romo Santander

**INFORME FINAL DEL PROYECTO
PRESENTADO EN CUMPLIMIENTO DE
LOS REQUISITOS PARA OPTAR AL
TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO CIVIL ELECTRÓNICO**

NOVIEMBRE DE 2017

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

INFORME FINAL

Presentado en cumplimiento de los requisitos
para optar al título profesional de
INGENIERO CIVIL ELECTRÓNICO
Otorgado por la
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
de la
PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE VALPARAÍSO

Carlos Alberto Romo Santander

Profesor Guía:	Sr. (Francisco Alonso Villalobos)
Profesor Correferente	Sr. (Guillermo Fernandez Segovia)

NOVIEMBRE DE 2017

ACTA DE APROBACIÓN

La Comisión Calificadora designada por la Escuela de Ingeniería Eléctrica ha aprobado el texto del Informe Final de Proyecto de Titulación, desarrollado entre el Segundo Semestre de 2016 y el Primer Semestre de 2017 y denominado

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Presentado por el Señor
Carlos Alberto Romo Santander

Sr. (Francisco Alonso Villalobos)
Profesor Guía

Sr. (Guillermo Fernandez Segovia)
Segundo Revisor

Sr. Sebastian Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, NOVIEMBRE DE 2017

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

CARLOS ALBERTO ROMO SANTANDER

Profesor Guía Sr. Francisco Alonso Villalobos

RESUMEN

La ingeniería eléctrica y las comunicaciones están cada vez más vinculadas. En la actualidad no se puede concebir algún proyecto de Ingeniería sin pensar en protocolos y medios de comunicación adecuados que permita la comunicación entre los distintos dispositivos pertenecientes a una subestación.

El avance de la tecnología, obliga la integración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) a cualquier proceso. En el caso de una subestación eléctrica, demanda la necesidad de utilizar protocolos de comunicación para la operación y control de la misma subestación. El tiempo que aparecen en el mercado nuevos equipos aplicables a la automatización de las subestaciones se ha reducido considerablemente en los últimos años, este cambio demanda la interoperabilidad de todos los equipos de la subestación, así que una manera de garantizarlo se logra con la aplicación de protocolos que cumplan todos estos requisitos. Lo anterior no ha sido fácil, este trabajo tiene como finalidad realizar un análisis de los protocolos IEC 61850 y DNP3 para determinar el protocolo más apropiado para ser utilizado en la actualidad y en el futuro.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	9
ANTECEDENTES GENERALES DEL PROYECTO	9
1.1 Niveles de automatización en subestaciones eléctricas	10
1.2 Equipos de Medición en subestaciones	11
1.2.1 Transformador de Corriente	12
1.2.2 Transformador de Potencial	13
1.3 Comunicación en subestaciones eléctricas	14
1.3.1 Red de comunicación	15
1.3.2 Arquitectura de Red	17
1.3.3 Protocolos de Comunicación	18
 CAPÍTULO 2	 21
EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	21
2.1 Sistemas de Protección	21
2.1.1 Relés de Protección	22
2.1.2 Principales Protecciones Eléctricas	25
2.2 Control de subestaciones	26
2.2.1 Niveles de control	27
2.2.2 Equipos de Control	27
 CAPÍTULO 3	 30
IEC 61850	30
3.1 Introducción a la norma IEC 61850	30
3.2 Fundamentos IEC 61850	31
3.2.1 Nodo Lógico	33
3.3 Implementación IEC 61850 en una subestación	35
3.3.1 Arquitectura de red en IEC 61850	38
3.3.2 Mensajes mediante IEC 61850	40
 CAPÍTULO 4	 44
PROTOCOLO DE RED DISTRIBUIDA (DNP3)	44
4.1 Introducción Protocolo de red distribuida (DNP3)	44
4.2 Esquema general de la comunicación con DNP3	45
4.3 Características del protocolo DNP3	46
4.4 Capas del protocolo DNP3	47
4.4.1 Capa de aplicación	47
4.4.2 Capa de pseudotransporte	48
4.4.3 Capa de enlace de datos	49
4.5 Mensajes mediante DNP3	54
4.6 Ventajas de DNP3	55

CAPÍTULO 5	56
SISTEMA SCADA EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	56
5.1 Introducción	56
5.2 Comparación entre protocolos IEC61850 y DNP3	57
5.3 Integración de equipos que conforman una subestación eléctrica	59
5.4 Arquitectura de comunicación en una subestación	60
5.4.1 Estación de trabajo microSCADA SYS 600	62
5.4.2 Display de proceso	63
5.4.3 Registro histórico SYS600	66
CONCLUSIONES	68
REFERENCIAS	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1-1 Niveles de Automatización en una Subestación	10
Fig. 1-2 Construcción de un Transformador de Corriente	12
Fig. 1-3 Conexión y Simbología de un TC	13
Fig. 1-4 Conexión y Simbología de un TP	13
Fig. 1-5 Topologías de Red	15
Fig. 1-6 Cable Ethernet	16
Fig. 1-7 Fibra óptica	17
Fig. 1-8 Arquitectura de Red	18
Fig. 2-1 Zonas de Protección	21
Fig. 2-2 IED's de diferentes Fabricantes	23
Fig. 2-3 Botones de Control del IED	23
Fig. 2-4 Puerta de Comunicación del IED	24
Fig. 2-5 Display con los Parámetros de Medición	25
Fig. 2-6 Niveles de Control	26
Fig. 3-1 Dispositivo Físico y Lógico	32
Fig. 3-2 Estructura de un IED con nodos lógicos	33
Fig. 3-3 Ejemplo de asignación de nodos lógicos	35
Fig. 3-4 Capas del Protocolo IEC 61850	35
Fig. 3-5 Comunicación a través del Protocolo IEC 61850	36
Fig. 3-6 Lenguaje Descriptivo de Configuración de Subestación	37
Fig. 3-7 Software de Configuración de IED	38
Fig. 3-8 Arquitectura Publicista – Suscriptor	39
Fig. 3-9 Sistema de Control Convencional y Distribuido	40
Fig. 3-10 Transmisión de mensaje GOOSE	41
Fig. 3-11 Mensajes GOOSE	42
Fig. 4-1 Esquema general del protocolo DNP3	45
Fig. 4-2 Topologías permitidas por el protocolo DNP3	46
Fig. 4-3 Estructura de un segmento	48
Fig. 4-4 Conector DB – 9 hembra	49
Fig. 4-5 Estaciones primarias y secundarias	49
Fig. 4-6 Estructura de una trama	49
Fig. 4-7 Byte de control	50
Fig. 4-8 Petición al totalizador	51
Fig. 4-9 Nivel de aplicación	52
Fig. 4-10 Nivel de pseudotransporte	52
Fig. 4-11 Nivel de enlace de datos	53
Fig. 4-12 Nivel físico	54
Fig. 4-13 Mensajes convencionales	54
Fig. 5-1 Arquitectura de comunicación de una subestación digital	101
Fig. 5-2 Diagrama unilineal microSCADA SYS 600	12
Fig. 5-3 Ejemplo de display de supervisión de un sistema SCADA	64
Fig. 5-4 Plantilla de visualización de alarma	65
Fig. 5-5 Configuración de un sistema de registro historico	67

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Magnitudes Instrumentos utilizados en Subestaciones	12
Tabla 3-1 Nodos lógicos definidos en la norma IEC 61850	34
Tabla 5-1 Comparación protocolo DNP3 - IEC 61850	54

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ASCII:	American Standard Code for Information Interchange
ANSI:	American National Standards Institute
AMR:	Automatic Meter Reading
BPS:	Bits por Segundo
CCL:	Consola de Control Local
CI:	Consola de Ingeniería
CID:	Configured IED Description
CRC:	cyclic redundancy check
DNP:	Distributed Network Protocol
Ethernet:	Estándar de redes de área local
Gateway:	Puerta de Enlace
GIS:	Gas Insulated Switchgear
GOOSE:	Generic Object Oriented SubstationEvent
GSSE:	Generic Substation State Event
GOMSFE:	Generic Object Model for Substation
HMI:	Human Machine Interface
ICD:	IED Capability Description
IED:	Intelligent Electronic Device
IEC:	International Electrotechnical Commission
LAN:	Local Area Network
OSI:	Open System Interconnection
PLC:	Programmable Logic Controller
RTU:	Remote terminal unit
RSTP:	Rapid Spanning Tree Protocol
SCADA:	Supervisión, control y adquisición de datos
SCD:	Substation Configuration Description
SCL:	Substation Configuration Language
SF6:	Hexafluoruro de Azufrex
SSD:	System Specification Description
TCP:	Transmission Control Protocol
UDP:	User Datagram Protocol
WAN:	Wide Area Network
XML:	Extensible Markup Language

INTRODUCCIÓN

Actualmente el proceso de automatización de las subestaciones eléctricas (S/E), está enfocado en la correcta operación y funcionalidad de los equipos de control que la conforman, el avance de la tecnología obliga la integración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) a cualquier proceso. En el caso de una Subestación Eléctrica, esta demanda la necesidad de utilizar protocolos de comunicación adecuados para la operación y control de esta. En la actualidad, IEC 61850 y DNP3 son los protocolos más usados para comunicar equipos en una subestación eléctrica.

Otro aspecto en el que se ha mejorado es en la protección, ya que antes se usaban relés electromecánicos. Ahora gracias a la protección basada en microprocesadores se pueden cambiar paneles completos de relés electromecánicos por un IED, los cuáles abarcan un gran número de funciones de protección.

En el desarrollo de las protecciones a través de IED's, otras áreas también se vieron beneficiadas, por ejemplo las comunicaciones, ya que estos dispositivos aumentaron la velocidad en la operación y en el manejo de información.

En una subestación eléctrica, una inapropiada maniobra puede ser perjudicial y dañar el equipo eléctrico o perder la continuidad del servicio. Ahora todos los sistemas necesitan trabajar de forma eficiente, precisa, a prueba de errores y con una menor intervención humana, una forma de lograrlo es automatizándolos. Para ello se necesita equipo electrónico, el cual se va perfeccionando constantemente y creando la necesidad de actualizar dichos sistemas. Por esta razón surge una brecha tecnológica entre sistemas antiguos y sistemas nuevos.

Cien años en términos de tecnología son una eternidad, en ese entonces nadie habría imaginado cómo serían las instalaciones. En aquella época, los interruptores eran voluminosos y complicados, debido a que exigían supervisión constante y mantenimiento frecuente. En la actualidad se desarrollaron nuevas tecnologías que aumentaron la capacidad, la disponibilidad y redujeron el mantenimiento, así como brindaron mejoras en las características como el tamaño, la velocidad y la automatización.

Como resultado de las investigaciones, en los años 60's se hizo el lanzamiento de equipo eléctrico aislado en gas SF₆. Gracias a estos equipos pequeños y compactos se redujeron las dimensiones de una subestación convencional en casi un 60 %. En la década de 1970, el desarrollo también alcanzó a las protecciones sustituyendo a los relés electromecánicos convencionales por protecciones estáticas que se comunican con otros sistemas por medio de tecnología digital. Gracias a la tecnología desarrollada en los interruptores y a la intervención de seccionadores, se logró reducir el tamaño de una subestación.

Otros equipos en las subestaciones que han tenido un gran avance son los transformadores de instrumentación o de medida, los cuales eran grandes, hechos solo de aislamiento, cobre y hierro. Estos se usaban para alimentar a los aparatos de medición y de protección, en la actualidad estas funciones se pueden hacer con sensores ópticos y comunicados mediante fibra óptica. Por otra parte, ahora los aparatos de medición se alimentan con baterías independientes.

Los equipos de control también han cambiado con el paso del tiempo, ya que antiguamente eran de funcionamiento manual y dieron paso a un control electrónico, dicho sistema de control se usa para:

- Protección y supervisión del equipo primario.
- Funciones locales, manuales y automáticas.
- Enlaces e interfaz de comunicaciones del sistema secundario.
- Enlaces e interfaz de comunicaciones con los sistemas de gestión de la red.

Anteriormente se usaba el control centralizado, el SCADA era el único que se encargaba de medir y controlar los procesos de la subestación a través de dispositivos electromecánicos. Ahora el control es distribuido, hay diferentes equipos con los cuales se puede controlar la subestación.

En un sistema de control actual, es esencial que la comunicación entre equipos sea eficaz y rápida. Durante muchos años se ha usado una comunicación, que por la falta de protocolos normalizados limita la eficacia y el uso de equipos con los de otras empresas. Para superar este problema se desarrolló una norma para la comunicación en subestaciones.

Hacer cambios en el equipo de control traerá ventajas como la reducción de costos, debido a que se reducirá la necesidad de un operador en la subestación, además si se automatizan procesos como tiro de carga, cambiadores de taps, entre otros, se reducirán costos en las capacitaciones para los operadores.

La vida del equipo primario es de 30 a 40 años, cuando la de los dispositivos de protección y control es de 15 a 20 años . En promedio dos generaciones de aparatos de protección y control se usan en una subestación. Por otro lado, con el paso del tiempo el costo de mantenimiento aumenta debido a la restauración de los equipos viejos, en este caso la mejor estrategia es cambiar dichos equipos por unos más actuales.

Los nuevos dispositivos de protección y control influyen de manera importante en el cierre y apertura de los interruptores de poder. Además estos cuentan con diversas funciones como la función de auto chequeo, lo cual reduce la necesidad del mantenimiento preventivo y diversas funciones de protección en el mismo dispositivo. Todo esto representa un ahorro importante en el costo.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES GENERALES DEL PROYECTO

Objetivos del proyecto

El objetivo general de este proyecto es realizar un estudio de factibilidad de los protocolos de comunicación aplicados en subestaciones eléctricas, estableciendo una comparación para determinar cuál es el protocolo más idóneo para ser implementado en las subestaciones eléctricas en la actualidad.

Para llevar a cabo el objetivo general del proyecto se plantean los objetivos específicos los cuales se mencionan a continuación:

- Principales componentes de una subestación eléctrica
- Estudio protocolo comunicación IEC 61850
- Estudio de protocolo de red distribuida (DNP3)
- Análisis para determinar cuál es el protocolo más adecuado para ser implementado en las subestaciones eléctricas en el presente y en el futuro.

Formulación del problema

Para el funcionamiento eficiente de una subestación eléctrica se deben cumplir estrategias adecuadas de diseño, operación y mantenimiento. En cada etapa de la vida útil de una subestación se encuentra con la peculiaridad de que la tecnología avanza. Así que los equipos originalmente instalados tienen que pasar por etapas de actualización o cambios. El tiempo en el que salen al mercado nuevos equipos aplicables a la automatización de subestaciones se ha reducido considerablemente en los últimos 2 años.

Este cambio demanda la interoperabilidad de todos los equipos de la subestación, así que una manera de garantizarlo se logra con la aplicación de protocolos adecuados. Lo anterior no ha sido fácil, así que un análisis minucioso nos permitirá tener un panorama completo para su aplicación de manera más eficiente.

Resultados esperados

El presente trabajo presenta un análisis y solución al problema que implica la actualización de las subestaciones eléctricas existentes. Lo anterior, será resuelto a través de la automatización de los equipos de las subestaciones, considerando los protocolos de comunicación más usados y a la normalización vigente. Adicionalmente, se describen las ventajas y desventajas de la automatización de las subestaciones.

1.1 Niveles de automatización en subestaciones eléctricas

Siguiendo los modelos de los sistemas de control de Subestaciones Eléctricas, desde el punto de vista del control y automatización, está por lo general dividida en 4 niveles de automatización, los que se mencionan en la figura 1.1.



Fig. 1-1 Niveles de Automatización en una Subestación

El primer nivel, está conformado por los equipos de Patio en el cual se encuentran los equipos de campo, como lo son interruptores y seccionadores, estos equipos por lo general poseen control local y remoto en cada uno de ellos.

El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito.

El segundo nivel, es el nivel de Paño - IED's, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel se poseen equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varias IED's en una sola.

En este nivel el control de la operación es dada desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

El tercer nivel, es el nivel de Subestación, en el cual desde un Sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la

Subestación, en este nivel se cuenta con un desarrollo de ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA HMI.

En este nivel el control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado y el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores del Sistema SCADA.

Desde este nivel se puede obtener la información general de cada uno de los IED's, información como:

- Estado de los equipos de campo (interruptores y seccionadores).
- Valores analógicos de medición (tensiones, corrientes).
- Niveles de aceite y gas.
- Consumo de energía

El cuarto nivel, es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los Sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los Sistemas SCADA HMI de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

Este nivel es el principal y más importante pues, si la integración de todos los niveles inferiores fue desarrollado correctamente, con el desarrollo de este nivel simplemente ya no sería necesaria la utilización de personal supervisor en cada Subestación, bastaría contar con una cuadrilla especial que pueda ser utilizada ante cualquier contingencia, por todo lo demás, desde el Centro de Control SCADA, se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante, todo esto de manera directa “on-line”.

Hoy en día, entre cada uno de los niveles de automatización, se utilizan selectores de control, que sirven para habilitar o deshabilitar el control inmediato de los equipos desde el próximo nivel superior, de esta manera se pueden realizar maniobras de mantenimiento con mayor seguridad.

1.2 Equipos de Medición en subestaciones

El equipo primario necesita ser monitoreado en todo momento, con la finalidad de conocer su comportamiento en tiempo real, de esta forma se tendrán valores de la subestación. Este proceso es de suma importancia, ya que con los valores obtenidos se toman medidas para hacer maniobras en la subestación.

La medición de un sistema eléctrico y en particular en las subestaciones eléctricas es la operación de un conjunto de aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de corriente y potencial, llamados también transformadores de instrumentación, los cuales miden magnitudes eléctricas, ya sea en alta o baja tensión.

En las subestaciones donde se manejan magnitudes de corriente y voltaje muy elevado se utiliza un equipo especial, con la capacidad de soportar dichas magnitudes y de censarlas con una gran precisión, estos son los transformadores de corriente y potencial.

Estas magnitudes se mencionan a continuación en la tabla 1-1 así como los elementos utilizados por cada una:

Tabla 1-1 Magnitudes Instrumentos utilizados en Subestaciones

Magnitud	Instrumento
Voltaje	Voltímetros
Corriente	Amperímetros
Factor de potencia	Medidores de factor de potencia
Potencia activa y reactiva	Wattmetros y Varmetros
Frecuencia	Frecuencímetros

1.2.1 Transformador de Corriente

El transformador de corriente trabaja bajo el principio de inducción electromagnética, tiene un devanado primario y uno secundario, la construcción de un transformador de corriente es a partir de una barra que se conecta en serie con la línea, y ésta pasa a través de un devanado en forma de toroide o anillo, el cual es el devanado secundario, pueden haber 2 o más devanados del lado secundario. En la Figura 1.2 se observa la construcción del devanado primario y secundario.

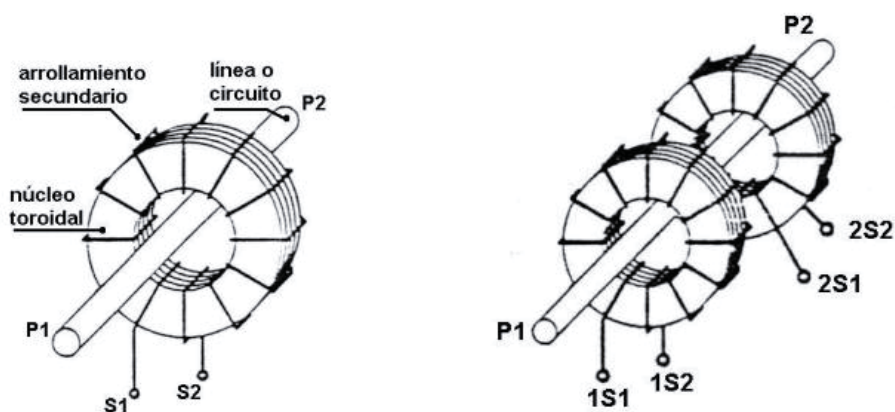


Fig. 1-2 Construcción de un Transformador de Corriente

Se construyen de diferentes relaciones de transformación para diversas magnitudes del lado primario, y por el lado secundario se conecta hacia los instrumentos de medición. En la Figura 1.3 se puede observar la forma de conexión de un transformador de corriente (TC).

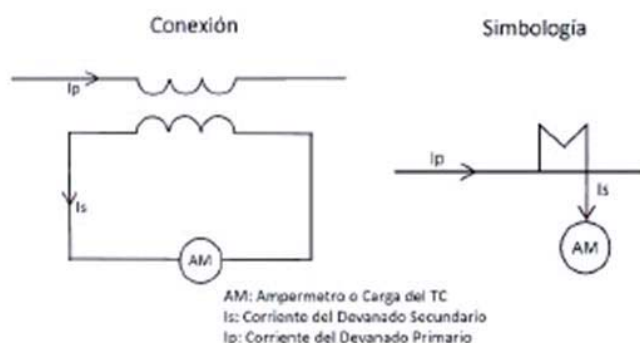


Fig. 1-3 Conexión y Simbología de un TC

Las características más importantes de un TC son las siguientes:

- Relación de transformación
- Designación y clase de precisión
- Numero de devanados,
- Carga o Burden

1.2.2 Transformador de Potencial

Un transformador de potencial es un dispositivo que trabaja con voltaje y está destinado a la alimentación de aparatos de medición y/o protección, el devanado primario se conecta en paralelo con la línea, y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de potencial de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Este equipo cuenta con diversas relaciones de transformación, para usarse en diferentes niveles de tensión. El Transformador de potencial (TP) tiene terminales primarias que se conectan de fase a fase o de fase a tierra, y terminales secundarias a las cuales se conectan a los aparatos de medición. En la Figura 1.4 se observa la conexión y simbología del mismo.

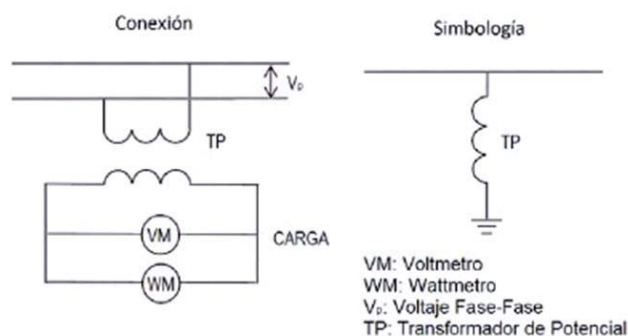


Fig. 1-4 Conexión y Simbología de un TP

1.3 Comunicación en subestaciones eléctricas

Una vez teniendo la información entregada por los equipos que monitorean las condiciones de la subestación, se envía a los diversos equipos de control o protección que la requieran.

La comunicación entre estos equipos debe de ser rápida y confiable, con la finalidad de que la información llegue a su destino, para ello se utilizan métodos y una diversidad de equipos especiales que con el paso del tiempo han ido mejorando.

Las primeras formas de comunicación fueron realizadas por fabricantes que proponían estándares propietarios, los cuales solo funcionaban con los equipos que comercializaban; si se querían usar equipos de diferentes fabricantes la comunicación entre ellos era muy complicada.

Para darle solución a este problema, tenía que haber un acuerdo entre los fabricantes, lo cual era muy difícil, por lo cual la Organización Internacional de Normalización o ISO, creo un modelo abierto de comunicación llamado OSI.

La comunicación puede ser entre la misma subestación u otras subestaciones. Esto se hace para comunicarse con los equipos de protección, control y medición de la subestación colindante, esto se puede hacer mediante:

- Hilo piloto
- Microondas
- Onda portadora por línea de potencia

La comunicación por hilo piloto consiste en un par de conductores torcidos que enlazan las dos terminales de una línea. Puede ser instalado en la estructura de la línea de transmisión o ser tendido a lo largo del mismo derecho de vía. La principal función es como teleprotección ya que se usa para la comunicación de protecciones entre subestaciones. Se usa en líneas cortas de menos de 20 Km, dado que una desventaja es que es muy costosa.

La comunicación por microondas consiste en un sistema de señales que se propagan a altas frecuencias, estas señales operan a 2, 6 y 12 GHz . Se emplean generalmente para comunicación de voz y para la transmisión de grandes cantidades de información, pero sería muy costoso si se usa solo para teleprotección.

La comunicación por onda portadora consiste en transmitir información a través de la línea de transmisión. Esto se hace por medio de capacitores, los cuales acoplan las señales a la línea, las trampas de onda se instalan del otro extremo de la línea con el fin de filtrar dichas señales. Las señales operan en un rango de frecuencias de 30 a 550 KHz, con una potencia de 1 a 100 Watts, se pueden instalar en tensiones de a partir de 34.5 kV.

1.3.1 Red de comunicación

Una red de comunicaciones es un conjunto de medios físicos que permiten la transmisión de datos, audio, video entre equipos a distancia. El usuario siempre va a manejar la información de forma analógica, en caso que hubiera conversión de la forma de la información, esta se haría internamente. La información puede ser transmitida en forma digital, analógica o mixta a través de ondas electromagnéticas o algunos otros medios, como el aire, el vacío, cable de cobre, Ethernet o fibra óptica.

Dado que la finalidad de la red de comunicación es la transmisión de datos, hay términos importantes que se deben definir, como la capacidad de transmisión, la cual consiste en la velocidad de la transmisión de la información, es decir, el número de bits por segundo que pasa a través de la red.

Las redes se pueden clasificar de diferentes maneras. Las principales clasificaciones son:

- Por su extensión: Redes de área personal (PAN), local (LAN), extensa (WAN).
- Por su topología: Estrella, bus, anillo, malla, mixta.
- Por su conexión física: se clasifican en redes punto a punto (unicast) y redes multipunto o de difusión (broadcast).
- Por su técnica de transmisión de datos: líneas dedicadas, circuito conmutado o paquetes conmutados.
- Por su uso: se clasifican en redes privadas o corporativas y redes públicas.

La topología de una red es el diseño de las comunicaciones entre los nodos de la red. En la figura 1.5 se observan las topologías de red más usadas, donde los puntos representan los equipos y la líneas son los medios de comunicación.

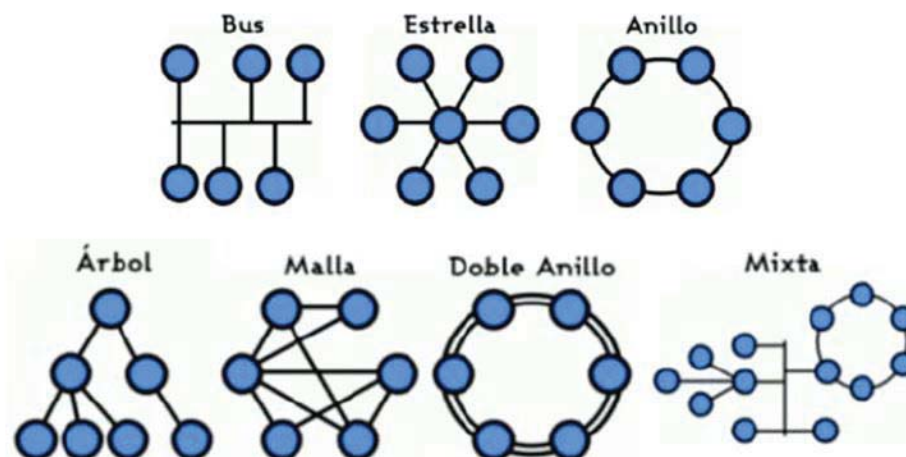


Fig. 1–5 Topologías de Red

Otra característica importante en las redes es la conexión física, o métodos de transmisión, estos se clasifican en:

- Unicast: Comunicación uno a uno, se refiere a que la comunicación es exclusivamente desde el equipo central a uno solo, a pesar de que hayan más equipos conectados en la red.
- Multicast: La comunicación se da entre el equipo central y solamente algunos de los equipos conectados en la red, no necesariamente a todos, dicha comunicación es recíproca.
- Broadcast: Todos los equipos en la red se pueden comunicar simultáneamente.

La comunicación en la subestación va desde el equipo en bahía hasta el centro de control. La información debe estar en la misma red de comunicación, ya sea en forma digital o analógica.

Hay diversos medios de comunicación que se usan para la conexión de las redes, dependiendo el equipo que se va a conectar a la red y del uso que esta va a tener, a ellos se les llama cables de control. Por ejemplo, para la comunicación a nivel bahía, se usan cables de cobre. En subestaciones con tensiones superiores a los 150 kV, el cable se rodea con una cubierta metálica con el fin de blindarlos contra señales externas. La ruta de estos cables puede ser a través de:

- Tubería conduit
- Cables directamente enterrados
- Cables en trincheras

En la red que comunica a los IED's con los diversos equipos de control se usa cable de fibra óptica y ethernet. Estos cables manejan señales de voltajes y corrientes muy bajos.

El cable Ethernet es un estándar muy utilizado en las redes de las subestaciones eléctricas, se le llama par trenzado y no tiene blindaje, consta de ocho alambres, cada alambre esta trenzado con otro alambre de cobre, siempre deben de ir en pares, ya que cada par de alambres trenzados representan el camino positivo y negativo de un circuito. Tiene una velocidad de 10 Mbit/s. En la figura 1.6 se puede observar el trenzado de los 8 alambres y la construcción del cable Ethernet.



Fig. 1–6 Cable Ethernet [20]

Por otra parte, dentro de la red también se utiliza la fibra óptica como medio de comunicación, está conecta los IED's a los buses de comunicación. La información que viaja en ella es de forma digital. El principio de operación de la fibra óptica es transportar datos por medio de un láser que emite la información y esta viaja a gran velocidad. En la Figura 1.7 se puede observar la construcción física de la fibra óptica. Además, la fibra óptica tiene las siguientes características:

- Vinculo ethernet 100Mbit/segundo
- No sufre alteraciones por interferencias electromagnéticas
- Tamaño y peso menores que el cableado de cobre
- Detección de fallas en la fibra
- Conector ST de fibra óptica
- Fibra multimodo 62,5/125 μm



Fig. 1-7 Fibra óptica [21]

1.3.2 Arquitectura de Red

La arquitectura de red es un factor muy importante a considerar en el diseño de la red de comunicaciones, ya que de ella depende que la información llegue a su destino de forma rápida y eficiente.

La arquitectura Esclavo/Maestro se basa en un nodo principal al cual se le llama maestro, este controla y envía información a los demás equipos conectados en la red. El maestro pregunta a cada uno de los esclavos si tiene algo que reportar; esto tenía una desventaja, ya que si el esclavo tenía algo importante que reportar, tenía que esperar su turno en la fila para comunicarlo. Este tipo de arquitectura se usaba más en redes antiguas.

La arquitectura de red Cliente/Servidor está conformada por un servidor que concentra toda la información, y otros dispositivos llamados clientes, los cuales pueden enviar y acceder a la información del servidor.

El servidor manda un mensaje, el cual tiene grabado el origen y el destino, además, el servidor tiene la capacidad de saber si la información llegó al destino.

La ventaja de este tipo de arquitectura es que cualquier dispositivo conectado a la red puede tener acceso a la información.

La arquitectura Publicista/Suscriptor es muy parecida a la anterior, ya que en esta el publicista envía información a la red y todos los dispositivos conectados pueden tener acceso a ella, entonces se convierten en suscriptores, pero ellos deciden si la utilizan o no. La comunicación es recíproca, ya que en algún momento el suscriptor se vuelve publicista. La desventaja de esta arquitectura es que no hay forma de saber si el mensaje llegó a donde se suponía que tenía que llegar. En la figura 1.8 se observa la representación gráfica de estas arquitecturas de red.

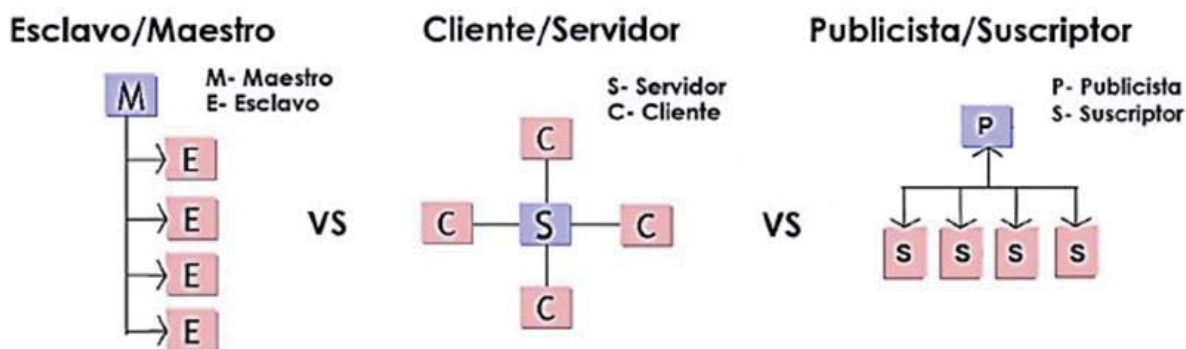


Fig. 1-8 Arquitectura de Red [22]

1.3.3 Protocolos de Comunicación

La automatización hoy en día desempeña una gran función en los sistemas para su desarrollo. Además, el que un sistema este automatizado es indispensable para aquellos sectores donde la operación, supervisión y control de sus equipos se encuentra disperso geográficamente, por ejemplo los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Un protocolo de comunicación es el conjunto de normas que especifican la forma de comunicación entre dispositivos. Los protocolos de comunicación pueden ocupar las 7 capas del modelo OSI, o solo una parte de ellas, dependiendo la aplicación que se vaya a dar.

La mejor manera de enviar un mensaje es mandándolo directamente, sin ninguna conversión entre el emisor y el receptor. Hoy en el ámbito de las comunicaciones en subestaciones, todos los protocolos pueden ser recibidos a través de convertidores de protocolos. Sin embargo, los convertidores pueden producir errores en el mensaje e introducir retrasos. La gran cantidad de protocolos hacen que el desarrollo tecnológico tenga que crecer, en especial por parte de los fabricantes y aumentan los costos de operación y de mantenimiento.

Dos equipos de diferentes marcas se pueden comunicar solo si usan el mismo protocolo, es por ello que hay una gran cantidad de protocolos; los cuales pueden dividirse en dos categorías: protocolos propietarios y abiertos.

Los protocolos propietarios se desarrollan, pertenecen y son controlados sólo por el fabricante. Al hablar de un protocolo propietario significa que un pequeño grupo de empresas controla el uso total de la tecnología.

A mediados de 1980, las empresas se enfrentaron a problemas serios debido a su expansión caótica. Resultaba cada vez más difícil que las redes que usaban diferentes especificaciones pudieran comunicarse entre sí. Entonces, estos se dieron cuenta que necesitaban salir de los sistemas propietarios. En el mercado existen diversos protocolos de comunicación de diversos fabricantes.

Dichos protocolos a lo largo de la historia se han creado y desarrollado para diferentes propósitos, la selección de cada uno de estos depende de los requerimientos en su aplicación.

Los protocolos abiertos significan que el uso libre de la tecnología está disponible para todos. Gracias a esto se pueden comunicar dos dispositivos de diferente fabricante. A lo largo de la historia, los protocolos abiertos se han desarrollado y mejorado, ya que la cantidad de equipos electrónicos utilizados en la subestación ha ido en aumento y la información ha aumentado. Por lo tanto, se necesitan protocolos que procesen la información más rápido. Los protocolos actualmente utilizados en subestaciones son DNP3 e IEC 61850. A continuación se mencionan otros protocolos abiertos que han sido utilizados y actualmente se encuentran en operación en subestaciones antiguas.

El protocolo ASCII es de gran simplicidad, por lo tanto es utilizado en instalaciones pequeñas, usa sólo una unidad maestra para controlar remotamente. Tiene la desventaja que es muy lento y sólo puede procesar hasta 32 unidades remotas y tiene una velocidad de transmisión de entre 300 y 1200 bps.

El protocolo Modbus fue desarrollado antes que el modelo de referencia OSI, pero se puede identificar con que solo cuenta con 3 capas, tiene un control centralizado con una estación maestra que puede comunicarse con hasta 247 unidades remotas, no tiene un medio de transmisión definido así que el usuario lo define.

El protocolo Conitel 20-20 es usado para la supervisión y control de sistemas SCADA, así tiene una topología punto a punto y multipunto, pudiendo enviar mensajes de 31 bits a diferentes puntos al mismo tiempo, tiene un máximo de 15 nodos y una velocidad de 1200 bps.

El protocolo UCA 2.0 fue creado en la década de los 90's, se basa en el modelo OSI y este puede trabajar con varios protocolos en los niveles de enlace y medios físicos distintos sin afectar a los protocolos usados en las capas superiores. Entre las desventajas de este protocolo están la complejidad para integrarse con otras tecnologías.

El protocolo IEC 60870 se basa en 4 de las capas del modelo OSI, usa el Ethernet como medio de transmisión y permite enviar mensajes por telecontrol. Esta norma tiene 6 secciones en las cuales en cada una de ellas se especifican las características técnicas de la red.

El protocolo Profibus es el estándar encargado de la comunicación con equipo de campo, la información se transmite mediante un par de cobre trenzado con una velocidad de entre 9.6 a 12 Mbps, permite hasta 32 estaciones o más si se usan repetidores.

En la subestación existen una gran cantidad de dispositivos que se tienen que comunicar, es por ello que la comunicación se divide en niveles. Cada nivel se creó para dar solución a un tipo de problema en particular, ya que se comunican diferentes tipos de equipos. Los niveles de comunicación son los siguientes:

- Comunicación en campo, es la comunicación entre el equipo primario y los IED's, en este caso el protocolo que se utiliza es el Profibus.
- Comunicación bahía, es la comunicación entre los IED's, en este caso el protocolo que se utiliza es el IEC 61850.
- Comunicación subestación, es la comunicación entre los IED's con el sistema SCADA o control de subestación, aquí se utiliza el protocolo DNP3.
- Comunicación con niveles superiores, es la comunicación de la subestación con los centros de control y lo hace con el protocolo DNP3.

CAPÍTULO 2

EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.1 Sistemas de Protección

Todos los sistemas eléctricos de potencia están propensos a sufrir alguna falla del tipo eléctrico, ya sea por una descarga atmosférica o algún fenómeno físico que interfiera con el funcionamiento normal del sistema. Por esta razón, necesitan ser monitoreados para conocer cuando se estén comportando de una manera diferente, así prevenir y tomar acciones para evitar el daño al equipo.

Hay diferentes maneras para lograr esto, evidentemente se usa la más eficiente y precisa, ya que algún daño en el equipo de la subestación se traduce en pérdidas económicas y como resultado un mal servicio. La parte importante en estas acciones de protección la realizan los relés de protección, los cuales detectan una falla y llevan a cabo la acción de desconexión del circuito y así aislar la falla.

En el sistema eléctrico de potencia existen diversos equipos eléctricos expuestos a fallas, los cuales se les debe de proteger, por ejemplo generadores, líneas de transmisión, transformadores de potencia, buses y banco de capacitores. Para cada equipo hay una forma en particular de protegerlos y eso se calcula a partir de las características físicas de su construcción. Todos estos elementos al momento de una falla por estar en la misma red tienen el riesgo de resultar dañados, es por eso que existen las zonas de protección, las cuales sólo tienen el alcance para aislar la falla dentro de cierta zona a su elemento protegido.

Un ejemplo se observa en la Figura 2.1, la cual muestra, una red eléctrica, las líneas punteadas hacen referencia a las zonas de protección y estas son delimitadas por los interruptores de potencia, cada elemento tiene su propia protección.

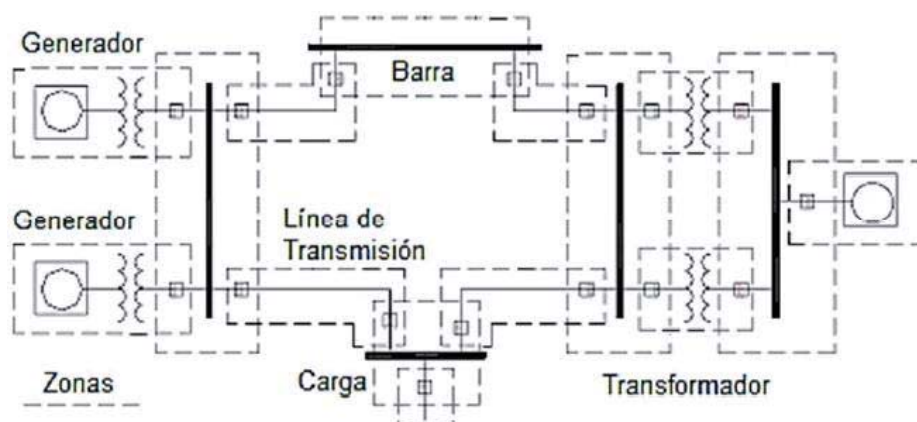


Fig. 2-1 Zonas de Protección [23]

Los elementos que conforman el sistema de protecciones son los siguientes:

- Alimentación o baterías (220/120 VCD)
- Cables de Control
- Interruptores de Potencia
- Transformadores de Corriente y Potencial
- Relevadores

2.1.1 Relés de Protección

El relé es un dispositivo que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico. Su principio de operación se basa en una bobina con un núcleo magnético, el cual al inducir corriente en la bobina se desplaza, en uno de sus extremos tiene un par de contactos los cuales al desplazarse hacen contacto, y así cierran el circuito de disparo, además cuentan con derivaciones en la bobina, para poderlos ajustar a diferentes corrientes.

Dado que el relé es capaz de controlar un circuito de salida de mayor potencia que el de entrada, puede considerarse, en un amplio sentido, como un amplificador eléctrico.

Los relevadores se pueden dividir en tres grupos:

- Atracción Electromagnética
- Inducción Electromagnética
- Estado Sólido

La tecnología día con día se va innovando, creando nuevos equipos con mayores funciones y reduciendo el tamaño, las subestaciones eléctricas no están a salvo de estos cambios, antiguamente se manejaban equipos puramente mecánicos que con el paso del tiempo han sido reemplazados por equipos electrónicos.

Los relés de protección que actualmente se usan se llaman IED's. Un IED es un Dispositivo Electrónico Inteligente, que utiliza la tecnología de un microprocesador, gracias a esto se puede realizar varias funciones como la de protección, control y medición. En la Figura 2-2 se puede ver la construcción física de los actuales IED's.



Fig. 2–2 IED´s de diferentes Fabricantes

Anteriormente se utilizaba un dispositivo independiente para cada función requerida, por ejemplo, un solo dispositivo contenía solamente una función de la protección, si se requerían varias funciones de protección, tendrían que combinar una cantidad más grande de relevadores de protección.

Un IED típico puede contener alrededor de 5-12 funciones de la protección, 5-8 funciones de control, controlar diversos equipos, medición, una función de “autocierre” y las funciones de comunicación. El tiempo de operación de este tipo de relevadores es aproximado a 1 milisegundo.

Los IED´s reciben datos de los transformadores de instrumento u otros sensores y puede informar a los comandos de control, tales como el estado de los interruptores, disparos cuando se producen fallas, o alguna otra anomalía. Algunos IED´s se diseñan para apoyar a la norma IEC61850 para la automatización de la subestaciones.

En la Figura 2-3 se puede observar un ejemplo del panel de botones que tienen los IED´s para controlar el equipo en bahía. Mediante los IED´s se pueden realizar las siguientes funciones de control:

- Control remoto del interruptor y cuchillas
- Botones pulsadores para control
- Esquemas de enclavamientos

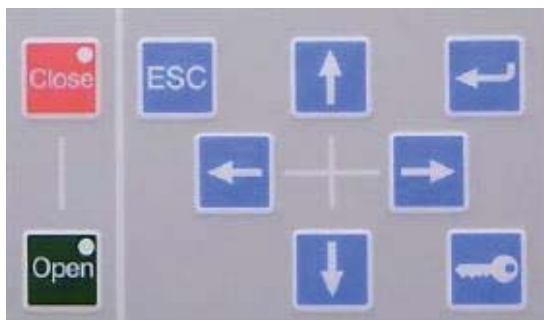


Fig. 2–3 Botones de Control del IED

En la Figura 2-4 se pueden observar las salidas de los puertos de comunicación de fibra óptica, Ethernet, puerto serial y cobre que tienen los IED's para conectarlos a la red, estos se encuentran ubicados en la parte trasera.



Fig. 2-4 Puerta de Comunicación del IED

Los IED's tienen las siguientes características de comunicación:

- Se puede conectar mediante Ethernet RJ45
- Configuración del IED usando un puerto frontal
- Acceso al IED usando la interface de WEB HMI
- LED de indicación para la transferencia de datos
- Detección automática de dirección IP

Los IED's también tienen la función de medición de las magnitudes eléctricas, se conectan los transformadores de instrumento a los IED's y estos muestran los parámetros eléctricos en un display. La Figura 2.5 muestra el display de un IED con los parámetros de medición, tales pueden ser:

- Voltaje fase a fase
- Voltaje residual
- Factor de potencia
- Potencia activa, reactiva y aparente con precisión del 1.5%.

- Energía activa y reactiva con precisión del 1.5%
- Valores acumulados de energía bi-direccionales
- Valores mostrados en cantidades primarias
- Conexiones a los TP fase a fase o fase a neutro



REM615	
IA-A	0.0
IB-A	0.0
IC-A	0.0
IG-A	0.0
VG-kV	0.000
VAB-kV	0.000
VBC-kV	0.000
VCA-kV	0.000
S-kVA	0.0

Fig. 2-5 Display con los Parámetros de Medición

2.1.2 Principales Protecciones Eléctricas

El sistema eléctrico de potencia está compuesto de diversas secciones, los elementos principales son: Generadores, transformadores y líneas de transmisión; a los cuales se les debe de proteger de posibles daños ocasionados como: fallas de cortocircuito, línea abierta, circuitos resonantes o alguna otra anomalía como las sobrecargas, baja o sobre frecuencia, oscilación de potencia y pérdida de sincronismo. Se diseña la protección en base al comportamiento del equipo durante la falla. A cada protección se les asigna un número, el cual se le llama número ANSI. Los números ANSI se utilizan para identificar las funciones de cada elemento, a continuación se explican las protecciones más utilizadas.

La protección de sobrecorriente instantánea o de tiempo cero, con número ANSI 50, trabaja con corriente. En una falla eléctrica la corriente tiende a aumentar y cuando la magnitud de la corriente de falla es superior a la corriente de ajuste, o también llamada corriente de pick up, el relevador manda el disparo para la apertura del interruptor en un tiempo de prácticamente cero.

La protección de sobrecorriente de tiempo inverso o tiempo definido, con número ANSI 51, funciona igual que la protección de sobrecorriente, a diferencia que ésta tiene un retardo. El retardo se debe a que en algunas aplicaciones como el arranque de motores, la corriente llega a un máximo por un instante, y después de un tiempo la corriente se normaliza, en este caso se define un tiempo de retardo en lo que la corriente se normaliza. Si después de este tiempo la corriente no se normaliza la protección se dispara.

El tiempo de retardo está definido por las curvas características y dicho tiempo se puede ajustar.

La protección de distancia con numero ANSI 21 es llamada de distancia, esta protección es para líneas de transmisión, trabaja con voltaje y corriente, tiene 4 zonas de protección en el que el 100% de la línea debe estar dentro de ellas. Una línea de transmisión tiene una impedancia proporcional a su longitud, al momento de una falla, el relevador calcula la impedancia a partir del cociente entre el voltaje y la corriente, a partir de esto, se determina la distancia de donde ocurrió la falla y tiene la capacidad de discriminar las fallas fuera de su zona de protección.

La protección con número ANSI 87, llamada protección diferencial, se usa para la protección de barras, líneas, reactores y transformadores. Lo que hace esta protección, es una comparación de corrientes entre una zona, la cual es definida por dos TC's, compara la corriente que entra con la que sale de la zona. En condiciones normales la corriente que entra es de la misma magnitud a la que sale, pero si las corrientes son diferentes significa que hay una falla eléctrica y el relevador manda un disparo al interruptor, protegiendo a los elementos dentro de esa zona.

La protección direccional con número ANSI 67, es una protección de sobrecorriente que aísla la falla cuando el flujo de la corriente va en un solo sentido, trabaja con corriente y con voltaje. El voltaje sirve para dar la direccionalidad y se usa para proteger líneas de transmisión, transformadores y motores. Es por eso que se usa como protección de respaldo.

2.2 Control de subestaciones

La subestación necesita ser controlada, esto se logra a través de diferentes equipos, grandes, complejos y con los IED's, junto con el control distribuido. El control de una subestación se divide en tres niveles de control, los cuales se pueden observar en la Fig. 2-6.

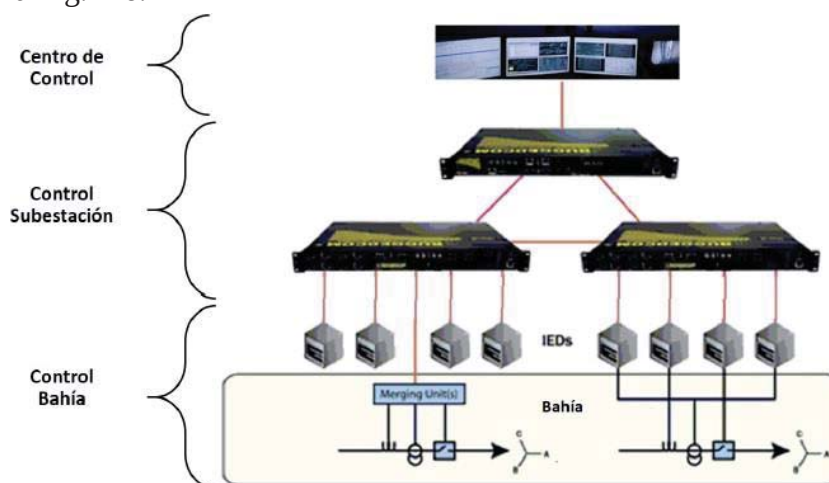


Fig. 2-6 Niveles de Control [3]

2.2.1 Niveles de control

El nivel de control de bahía se conforma de los IED's, que están conectados directamente a los equipos en patio, los cuales se encargan de las funciones de protección y control de las bahías. A cada bahía le corresponde un IED, estos concentran los datos digitales y analógicos y mantienen monitoreado a los elementos dentro de la bahía. Así mismo, desde los IED's se puede controlar la bahía, por ejemplo hacer mandos de cierre y apertura de interruptores y cuchillas. El IED también envía información a niveles superiores y estos pueden bloquear o permitir el control a nivel bahía.

El nivel de control subestación se encarga de las funciones de operación y monitoreo de todas las bahías, mediante datos recopilados por los SCADA. Los operadores a partir de esta información se encargan de las maniobras y monitorean estas órdenes mediante la HMI.

El nivel de centro de control es donde se concentra la información de varias subestaciones. Desde este nivel se pueden controlar de forma remota cualquier subestación, es por eso que, este nivel es el más alto en la jerarquía de control para subestaciones. Para hacer cualquier maniobra en alguna subestación se debe de avisar al centro de control.

2.2.2 Equipos de Control

Para el control de la subestación se utilizan diferentes equipos, el trabajo de dichos equipos es concentrar toda la información de la subestación, y con ella hacer las maniobras necesarias. Estos equipos a través del tiempo han ido mejorando, teniendo más funciones, son menos complejos y más pequeños. A continuación se mencionan los equipos más importantes que conforman el área de control.

El sistema SCADA es un software para la adquisición de datos, la función principal del SCADA es la supervisión y monitoreo de algún proceso, así como una mejora en la información, ya que tiene un sistema de retroalimentación. Un sistema SCADA incluye un hardware de señal de entrada y salida, controladores, interfaz hombre-máquina, redes, comunicaciones, base de datos y software. La principal cualidad es que tiene enlaces con los niveles superiores.

La información de la bahía es recabada por los IED's o UTR's, la información obtenida es enviada al servidor SCADA mediante un bus, al llegar al SCADA almacena la información como un historial de eventos, así la información puede ser consultada en cualquier momento.

La UTR tiene la función de procesar la información recibida por los equipos en bahía y enviarla a la estación central, tiene una función similar al sistema SCADA, a diferencia que un UTR no procesa la información tan rápido como el SCADA, es por eso que trabaja con protocolos más antiguos como el MODBUS.

La HMI es la interfaz por la cual se controla la subestación, esta interfaz puede ser un software desde una computadora, un panel de control e incluso dispositivos como

PDA's. Después de que el sistema SCADA procesa la información recabada, se tiene que presentar esta información de forma que el operador la entienda, así se puede controlar la subestación de manera remota.

El MCAD permite el intercambio de datos entre los IED's, además tiene la función de supervisión, control y adquisición de datos provenientes de los equipos eléctricos en bahía y equipo auxiliar de subestaciones, también tiene la capacidad para almacenar registro de eventos, cambios de estado y ejecución de controles.

En la CCL se obtienen las funciones de supervisión y control de la subestación. La CCL muestra el estado de la subestación al operador a través de acceso a comandos, eventos y alarmas en la pantalla. La información es alimentada directamente desde los MCAD o IED's. Este nivel de control se queda solo en la subestación a diferencia del sistema SCADA.

La Consola de Ingeniería tiene la misma funcionalidad que la CCL, a diferencia que contiene el software para configuración y acceso a la información de los IED's a través de la red LAN, así como para la configuración del sistema CCL, servidor SCADA y MCAD's.

Los switches son los encargados de la interconexión de los equipos a la red LAN. Un switch se puede interpretar como un nodo, ya que muchos dispositivos se pueden conectar en él. Este dispositivo opera en la capa de enlace de datos del modelo OSI.

El Gateway es una puerta de enlace, ya que su función es la de convertidor de protocolos. Gracias a los Gateway's es posible la comunicación de dos dispositivos con protocolos de comunicación diferentes.

El SICLÉ es el encargado del control local de la subestación a través de todos los equipos de control, es por ello que el servidor SCADA, CCL, CI, switches y MCAD's tienen que estar conectados a la red LAN para asegurar el intercambio de información entre el operador y el equipo en bahía.

El telecontrol es el conjunto de dispositivos para la comunicación entre subestaciones o con el centro de control. Esta comunicación es a grandes distancias y se puede hacer por medio de hilopiloto, onda portadora o fibra óptica, así se puede controlar la subestación de forma remota.

En los tableros Protección y Control se encuentran físicamente los IED's. MCAD's, switches, relés auxiliares y conmutadores de control, debido a que son encargados de las funciones de protección, control y medición de los equipos en bahía, para ello se basa en las multifunciones de los IED's. Estos tableros se conectan a la red LAN para enviar la información al SCADA.

Los GPS monitorean y sincronizan todos los equipos de la red de la subestación. Establecen el tiempo de sincronización con el de niveles superiores, ya que cuando en la subestación ocurre algún evento, se emite un mensaje con una marca de tiempo exacto en el que ocurrió y dicha marca de tiempo debe de coincidir con el del nivel superior.

Las cajas de interconexión óptica son los dispositivos utilizados para la comunicación mediante fibra óptica, se trata de una charola deslizante para la conexión de hasta 12 fibras ópticas, las cuales forman parte de la red de comunicación de la subestación.

Los nodos de Jerarquía Digital síncrona o SDH son protocolos estandarizados para transmitir datos a largas distancias a través de fibra óptica, estos datos son emitidos mediante la luz de un LED. Este método se usa para remplazar a las comunicaciones por cable de cobre.

El Inversor del Sistema de Alimentación de CD/CA proporciona potencia ininterrumpida a los paneles de control, instrumentación, computadoras y equipos de comunicación a un voltaje de 120/240 CA, esto se alimenta a través de una fuente de alimentación de CD o de un banco de baterías. En la siguiente Figura 2-7 se representa un esquema con los equipos utilizados para el control de una subestación.

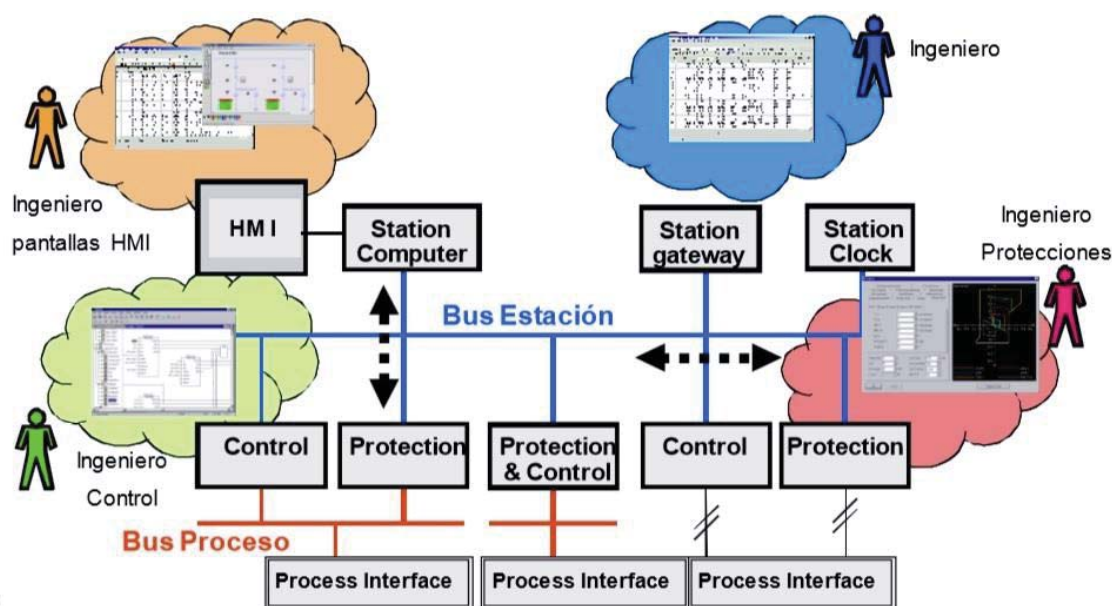


Fig. 2-7 Esquema de equipos utilizados en el control de una subestación [24]

CAPÍTULO 3

IEC 61850

3.1 Introducción a la norma IEC 61850

En 1991 se inició la idea de un protocolo universal que fuera compatible, ya que existían cientos para diversas aplicaciones, los cuales funcionaban sólo con los equipos del mismo fabricante, eran llamados protocolos propietarios, al integrar equipos de diferentes fabricantes en un solo sistema, era complicado y costoso. Desde entonces, el objetivo era reducir la cantidad de protocolos existentes, para tener protocolos más pequeños, efectivos y menos complicados.

En 1995, cerca de 60 expertos de 14 países se dieron a la tarea de buscar una solución a este problema, crearon un estándar de comunicaciones para las subestaciones único, global y probado a futuro, la IEC 61850. Algunos de los objetivos por los que fue creado este estándar son los siguientes:

- Tener toda la subestación monitoreada
- Establecer un estándar que sea útil para aplicaciones futuras
- Una mejor interoperabilidad a partir de los estándares conocidos
- Una mayor vida de servicio

En el 2000 se realizaron pruebas a la IEC 61850, utilizando equipos de diferentes fabricantes, se analizó la interoperabilidad de dispositivos. Como resultado, demostró eficiencia y calidad. En el 2001 se hicieron pruebas de comandos de cierre y apertura, secuencias, transmisión de datos y comunicación entre dispositivos de diferentes fabricantes, con resultados satisfactorios. En el 2002 se probaron la interacción con variables analógicas y disponibilidad entre equipos de protección y medición. En el 2003 se realizó una prueba de interoperabilidad en una subestación piloto. Después de estas pruebas exitosas en el 2004 comenzaron a fabricar y comercializar los primeros productos que se comunicarán a través de la norma IEC 61850.

En el 2005 el protocolo de comunicación IEC 61850 fue lanzado como estándar de comunicación, el cual era diseñado para los sistemas de automatización y cumplía con las funciones de integración de información con el SCADA, los requerimientos de comunicación, la estructura de datos en dispositivos, aplicaciones para el control y protección de dispositivos y las pruebas de conformidad. El desarrollo de este protocolo continuo, y en el 2010 se publicó la edición 2, la cual extendió su aplicación a otras áreas como hidroeléctrica.

Este estándar es la base de las especificaciones para que los fabricantes construyan sus dispositivos, además de que la norma establece que la red de comunicación es

bajo Ethernet. Gracias a esto al hacer un proyecto de una subestación se ahorra tiempo y errores en el proceso, esta simplificación en el proceso se debe a:

- No se requiere Gateway para los Dispositivos Electrónicos Inteligentes.
- Los componentes de la red Ethernet son comercialmente rentables.
- La red a base de Ethernet puede ser reutilizable.
- Como hay menos componentes, habrá menor mantenimiento y menor error en la integración con los diferentes equipos.

El desarrollo del estándar IEC 61850 se considera que es una gran aplicación, porque no solo es una aplicación para los relés, sino para toda la automatización del sistema de potencia.

3.2 Fundamentos IEC 61850

El protocolo IEC 61850 es la norma internacional de comunicaciones para subestaciones. En este estándar, reemplaza el método tradicional de disparo de un interruptor a través de un contacto por un mensaje GOOSE enviado a través de cables Ethernet o fibra óptica, como resultado el mensaje llega a su destino en un tiempo menor.

Esta norma es aplicable a dispositivos de diversos fabricantes para la automatización, además provee la interoperabilidad entre IED's, los cuales cumplen las funciones de protección, control y medición de las subestaciones. Finalmente la tarea de automatización la realizan los IED's y la IEC 61850 es una herramienta para el diseño de la automatización.

En la actualidad en el ámbito de la comunicación en las subestaciones, todos los protocolos existentes en el mercado pueden ser utilizados e interactuar entre sí, a través de los convertidores de protocolos, con la desventaja que podrían tener errores en los mensajes e inclusive retrasos. Dado que la mejor manera de mandar los mensajes desde el emisor hasta el receptor es de forma directa. Con la utilización de esos convertidores de protocolos la comunicación en la subestación se vuelve más costosa y tendría un mantenimiento mayor.

Hoy en día tanto los fabricantes como los usuarios se han visto envueltos en el desarrollo del protocolo IEC 61850. Las ventajas que puede tener el implementar este estándar en la automatización son:

- Define un solo protocolo para toda la subestación.
- Soporta todas las funciones de control, protección y monitoreo.
- Es un estándar mundialmente aplicado, lo cual optimiza los sistemas interoperables.

- Cumple con los requerimientos de calidad, integra los datos, seguridad y condiciones ambientales.
- Especifica sus herramientas de soporte y proceso, el ciclo de vida del sistema y los requisitos de calidad, así como su mantenimiento.
- Utiliza tecnología actualmente disponible como ethernet y sus componentes de comunicación.
- Permite la utilización de una estructura común de comunicación, desde el centro de comunicación a las variables de campo.

El modelado de una subestación dentro del protocolo de comunicación se hace a tres de los nodos lógicos. Un nodo lógico es una representación virtual de una función real del IED, estos nodos están estandarizados, el listado completo se encuentra en el documento 7-4 de la norma.

Dispositivos lógicos, nodos lógicos y clases de datos son términos virtuales usados para las funciones reales, y se usan cuando se configura la red de comunicación con el estándar IEC 61850. Estos nodos lógicos pueden tener comunicación solo con otro nodo lógico compatible. Por ejemplo, se usa el nodo lógico XCBR1 para la función de control de un interruptor, cuando se configura un dispositivo con el IEC 61850 se debe seleccionar el nodo XCBR1 para indicar que hay una comunicación con el interruptor. Dentro de este nodo lógico se encuentran un listado de funciones, como por ejemplo cierre/apertura y posición del interruptor, a las cuales se les llama clases de datos. En total la norma establece 91 nodos lógicos, divididos en 13 grupos.

Para ilustrar esto se usa la Fig. 3-1, la primera capa es el contenedor físico, la cual puede contener uno o más dispositivos lógicos. Cada dispositivo lógico puede tener uno o más nodos lógicos, y estos tienen sus clases de datos. Cada clase de dato tiene sus atributos como valor, estatus y calidad.

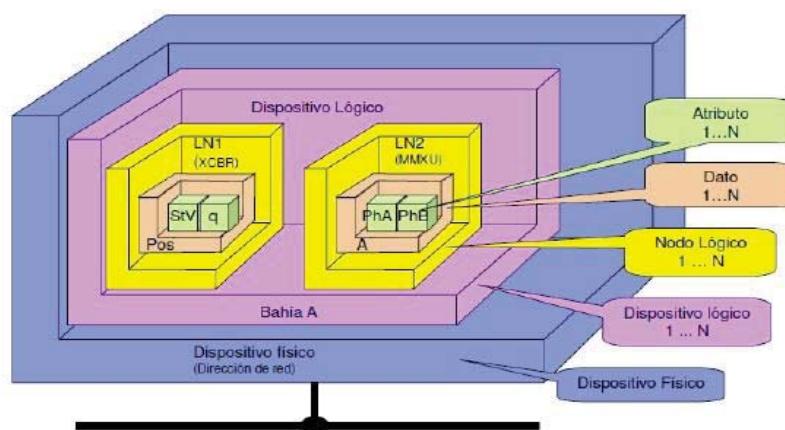


Fig. 3-1 Dispositivo Físico y Lógico

3.2.1 Nodo Lógico

Un nodo lógico es considerado como un recipiente en el que se reúnen todos los datos que se intercambian entre IEDs. Los IEDs numéricos con protocolo de comunicación IEC 61850 poseen funciones específicas a través de las cuales se realiza el intercambio de información con otros equipos o IEDs integrados en un sistema. Las funciones están conformadas por nodos lógicos y en los nodos lógicos se agrupan todos los datos suministrados por las funciones. En la figura 3-2 se observa la estructura de un IED con nodos lógicos.

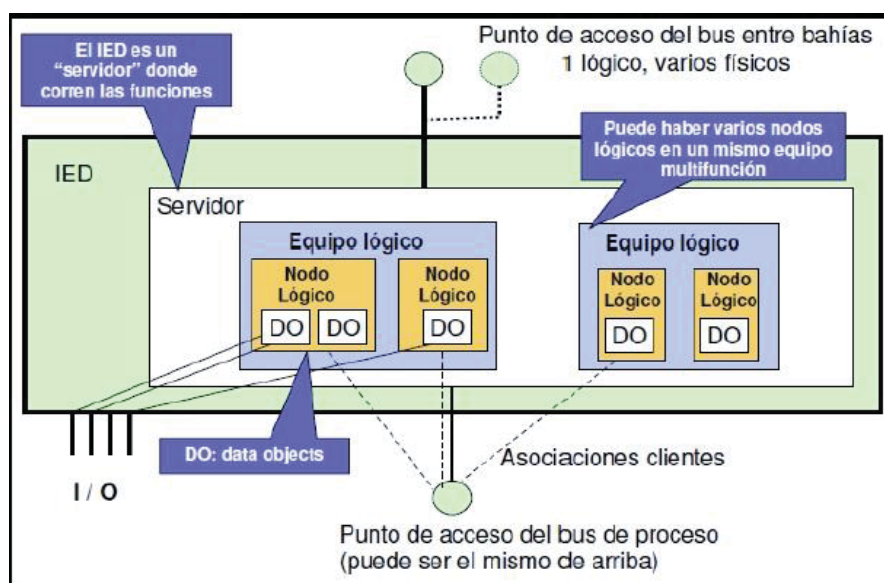


Fig. 3–2 Estructura de un IED con nodos lógicos.

En esta figura se observa que un IED puede estar conformado por varias funciones lógicas como son control, protección y medición, estas funciones se identifican con la norma IEC 61850 como: CTRL, PROTEC y MEAS respectivamente.

En cada función se agrupan los nodos lógicos y en los nodos lógicos se agrupan los datos de objeto (DO), estos objetos pueden ser intercambiados a través del bus de proceso (red en anillo de fibra óptica), entre varios IED.

Un nodo lógico puede ser visto como una ventana al mundo exterior de una función, cabe indicar que la norma define los nodos no las funciones, estas dependen de la especificación del equipo. La norma ha definido un listado de nodos lógicos (Tabla 3.1), en total 92 los que se encuentran divididos en 6 grupos y que son: Nodos lógicos para funciones de protección, Nodos lógicos para el control, Equipos físicos, Seguridad del sistema y de los equipos, Nodos lógicos relacionados con los equipos primarios, Nodos lógicos relacionados con los servicios del sistema.

Tabla 3-1 Nodos lógicos definidos en la norma IEC 61850

Denominación	Grupo nodo lógico	Funciones	Unidades
L	LN's del sistema	PXCD	3
P	Protección	PTOC,PIOC, PDIS,PDIF	28
R	Relacionado con Protección	RREC,RSYN	10
C	Control	CSWI,CILO, CALH,CPOW	5
G	Genericos	GGIO,GAPC,GSAL	3
I	Interfaz y archivo	IHMI, ITCL. IAC,ITMI	4
A	Control automatico	ATCC,ANRC, ARCO,AVCO	4
M	Medidas	MXXU,MMTR, MHALMSQI	8
S	sensores	SIMG,SARCM, SPDC	4
X	Switchgear	XCBR,XSWI	2
T	Trafo. De medida	TCTR,TVTR	2
Y	Trafo. De potencia	YPTR,YLTC, YENF,YPSH	4
Z	Otros equipos SEP	ZBAT,ZGEN, ZMOT.etc	15

La estructuración de nuevos nodos lógicos no es más que el agrupamiento de la denominación del NL definido en la norma con la designación del equipo al que se hace referencia, por ejemplo: PDIF: Protección diferencial. En este ejemplo el agrupamiento corresponde a la primera letra P que de acuerdo a la norma corresponde a la función de protección asociado al tipo de función que corresponde a la protección diferencial. A continuación se presentan otros ejemplos de nodos lógicos estructurados:

- RBRF: Falla de interruptor
- CSWI: Control de Switch
- MMXU: Unidad de medida
- YPTR: Transformador de potencia.

En la figura 3-3 se muestra un ejemplo de asignación de funciones lógicas a equipos primarios y secundarios.

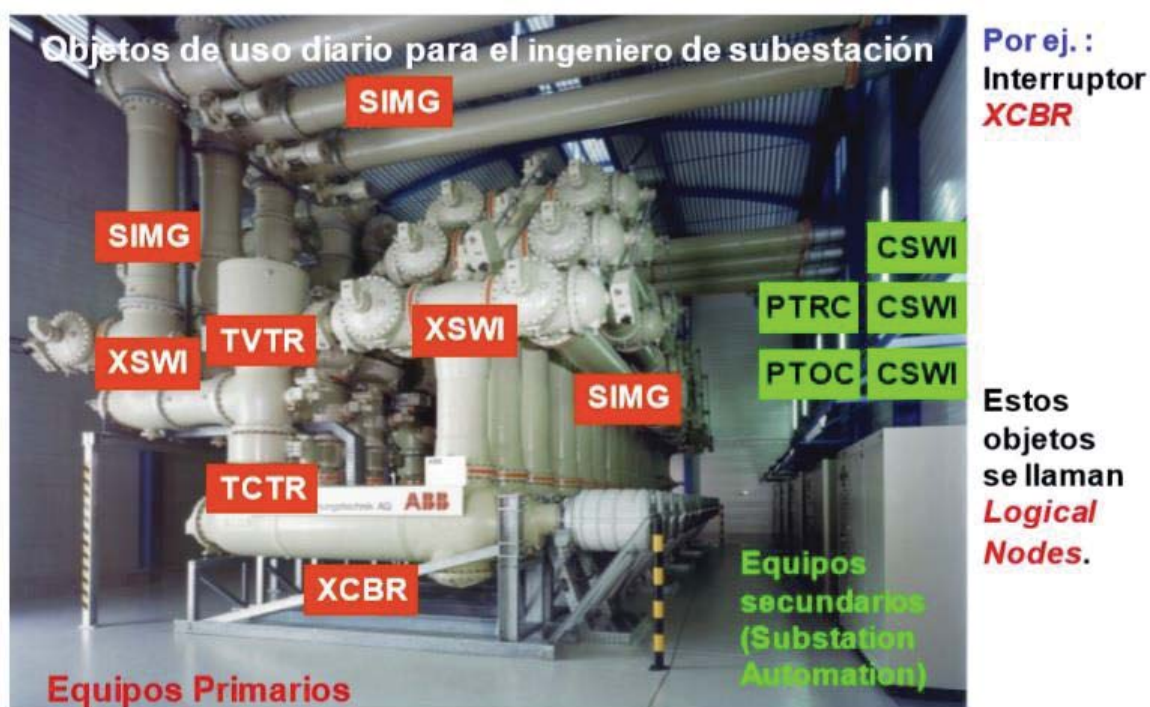


Fig. 3-3 Ejemplo de asignación de nodos lógicos.

3.3 Implementación IEC 61850 en una subestación

Este protocolo de comunicación cumple con las 7 capas del modelo de referencia OSI, lo cual lo hace más completo y eficiente en comparación con el protocolo DNP3. En la figura 3-4 se muestran las capas y su función que usa para comunicarse el protocolo IEC 61850.



Fig. 3-4 Capas del Protocolo IEC 61850

En la Fig. 3-5 se muestra como viaja un mensaje entre dos dispositivos de diferentes fabricantes utilizando en protocolo IEC 61850. El dispositivo A manda un mensaje, primero pasa por la capa de Aplicación, después por la de Presentación y así sucesivamente hasta llegar a la física. La información viaja a través del cable Ethernet en forma binaria y al llegar al segundo dispositivo el mensaje llega a la capa Física, después a la de Enlace de Datos y así sucesivamente hasta que se reconstruye el mensaje para que pueda ser interpretado por el dispositivo B.

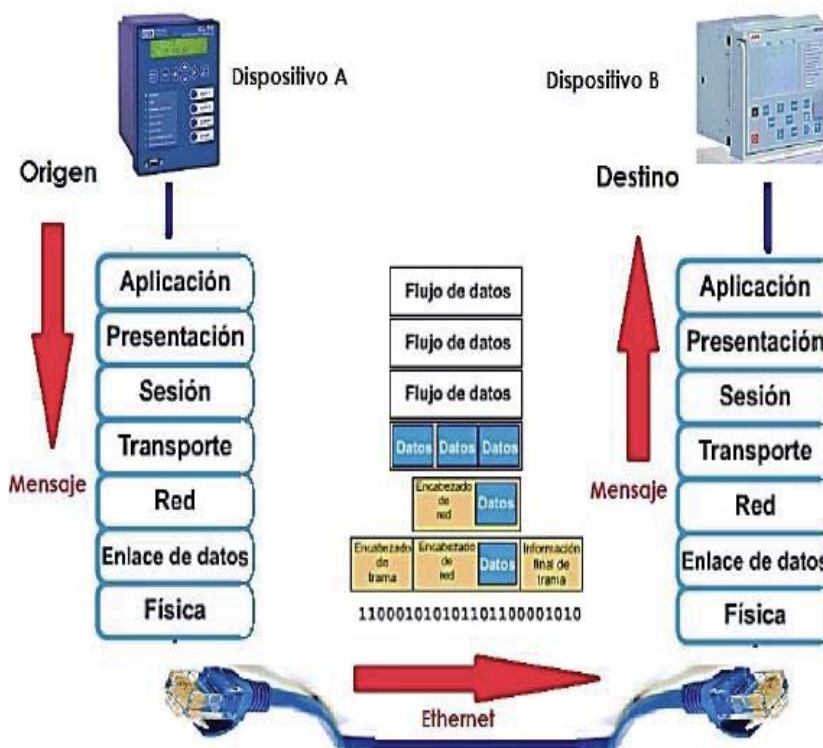


Fig. 3-5 Comunicación a través del Protocolo IEC 61850.

Esta norma requiere que todos los IED's que estén dentro del sistema provea un archivo SCL, el cual contiene la descripción de la configuración de cada IED, este se configura a través de un lenguaje llamado XML, estos archivos sirven para la comunicación y la configuración de la red en la automatización. En la Fig. 3-6 se observa un archivo SCL.

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8" ?>
- <SCL xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL"
  xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance"
  xsi:schemaLocation="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL SCL.xsd">
  <Header id="E-Energy" nameStructure="IEDName" />
  + <Communication>
  - <IED name="SpyDER" type="" manufacturer="" configVersion="">
  + <Services>
  - <AccessPoint name="P1">
  - <Server>
    <Authentication none="true" />
  - <LDevice inst="1">
    + <LN InType="LLNO_0" InClass="LLNO" inst="">
    + <LN InType="LPHD_0" InClass="LPHD" prefix="" inst="1">
    - <LN InType="MMXU_0" InClass="MMXU" prefix="" inst="1">
      + <ReportControl name="bcrb" dataSet="" intgPd="5000"
        rptID="SpyDER1/MMXU1$bcrb" confRev="1" buffered="true"
        bufTime="1000">
      + <DOI name="Mod">
      - <DOI name="NamPlt">
        - <DAI name="vendor">
          <Val>Quare Novum Enterprises</Val>
        </DAI>
        - <DAI name="swRev">
          <Val>1.06</Val>
        </DAI>
        - <DAI name="d">
          <Val>High accuracy measurement and power flow supervision
            of 3 phase system with a frequency of 6 values per
            second</Val>
        </DAI>
      </DOI>
    </LN>
  </LDevice>
  </Server>
  </AccessPoint>
  </IED>
  - <DataTypeTemplates>
  + <LNNodeType id="LLNO_0" InClass="LLNO">
  + <LNNodeType id="LPHD_0" InClass="LPHD">
  - <LNNodeType id="MMXU_0" InClass="MMXU">
    <DO name="Mod" type="INC_1" />
    <DO name="Beh" type="INS_0" />
    <DO name="Health" type="INS_1" />
    <DO name="NamPlt" type="LPI_0" />
    <DO name="TotW" type="MV_0" />
    <DO name="TotVAr" type="MV_0" />
    <DO name="Hz" type="MV_0" />
    <DO name="PhV" type="WYE_0" />
    <DO name="A" type="WYE_0" />
  </LNNodeType>

```

Fig. 3–6 Lenguaje Descriptivo de Configuración de Subestación [25]

Un archivo SCL está conformado por los siguientes archivos:

- ICD, el cual define las capacidades del IED, por lo cual es hecho por el fabricante.
- CID el cual contiene la descripción de configuración del IED. Cada fabricante tiene su propio software en el cual se emite el archivo CID. Como los de la Fig. 3 - 7. También en él se pueden configurar algunas características como pantalla, LED's y botones.
- SCD el cual contiene la configuración de la comunicación, IED's, datos de control de la subestación.
- SSD el cual contiene las especificaciones completas del sistema de automatización de la subestación incluyendo los diagramas.

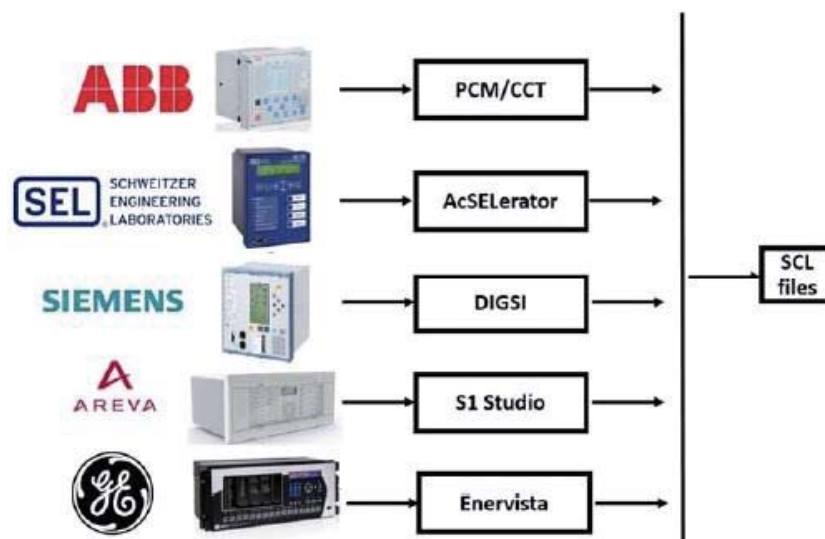


Fig. 3-7 Software de Configuración de IED.

En general, el SCL contiene:

- Un modelo de la subestación en un único nivel de línea
- Un modelo de las conexiones lógicas de comunicación entre los IED's utilizados.
- Un modelo de la funcionalidad del Sistema de Automatización representado por nodos lógicos, dispositivos lógicos y el conjunto de datos flotantes entre ellos.
- Las conexiones entre los modelos: Ubicación de los nodos lógicos.

3.3.1 Arquitectura de red en IEC 61850

Todos los IED's que se comunican a través del protocolo IEC 61850 lo hacen gracias a una red en base a Ethernet. Este protocolo utiliza la arquitectura de red publicista-suscriptor, ya que este tipo de arquitectura permite que el intercambio de información sea mutuo, cosa que otro tipo de arquitectura no lo permitía.

Otro punto a destacar en la arquitectura utilizada por este protocolo es que los dispositivos pueden mandar el mensaje a un destinatario, a diversos o a todos los dispositivos conectados en la red, esto dependerá del tipo de mensaje. En la Figura 3-8 se observa las diferentes posibilidades con las que puede comunicarse la HMI con los IED's y viceversa.

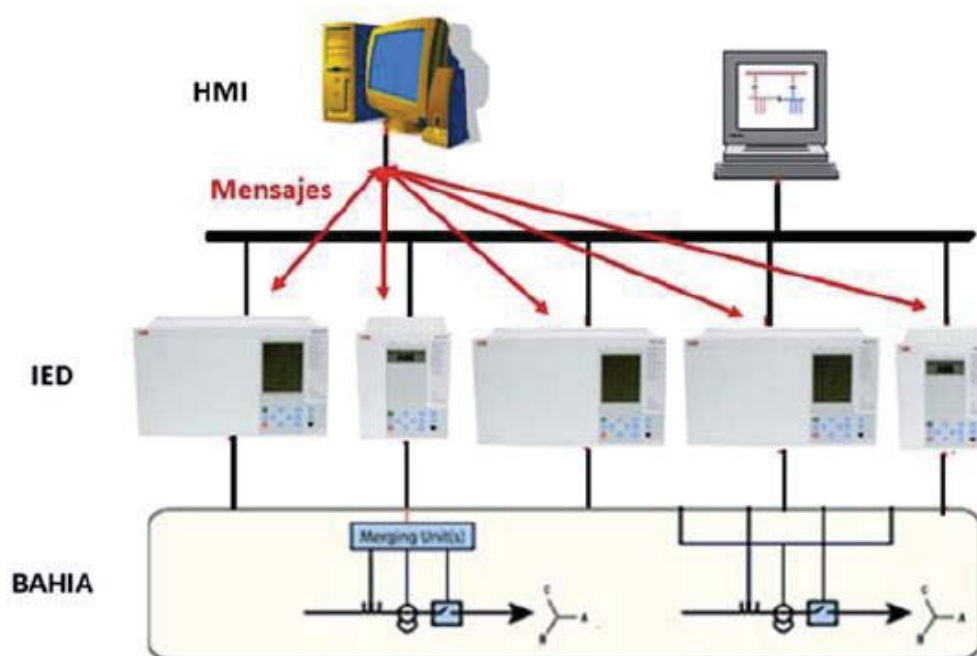


Fig. 3-8 Arquitectura Publicista – Suscriptor

Otra de las características importantes de IEC 61850 es el sistema de control, ya que normas anteriores a esta, utilizaban una forma de control centralizada. Es decir, había un solo equipo de control que concentraba toda la información, y solo con él se podía controlar toda la subestación. Además, dichos equipos centralizadores eran voluminosos y con una gran cantidad de cableado, lo cual aumentaba la probabilidad de errores, que en algún momento podría colapsar y perder temporalmente el control de la subestación, también requería un mayor mantenimiento y el costo era costo más elevado.

El sistema de control que usa IEC 61850 es el control distribuido, este sistema consiste en que todo el control de la subestación no está en un solo equipo, sino que está distribuido en los diferentes IED's de cada bahía, los cuales son capaces de realizar todas las funciones de control, haciéndolo más flexible y confiable. Además, todos los dispositivos están sincronizados con un mismo reloj, así toda la información tendrá la misma hora de registro. En la Figura 3-9 se muestran los sistemas de control convencional y el distribuido, este último es el usado por el protocolo IEC 61850.

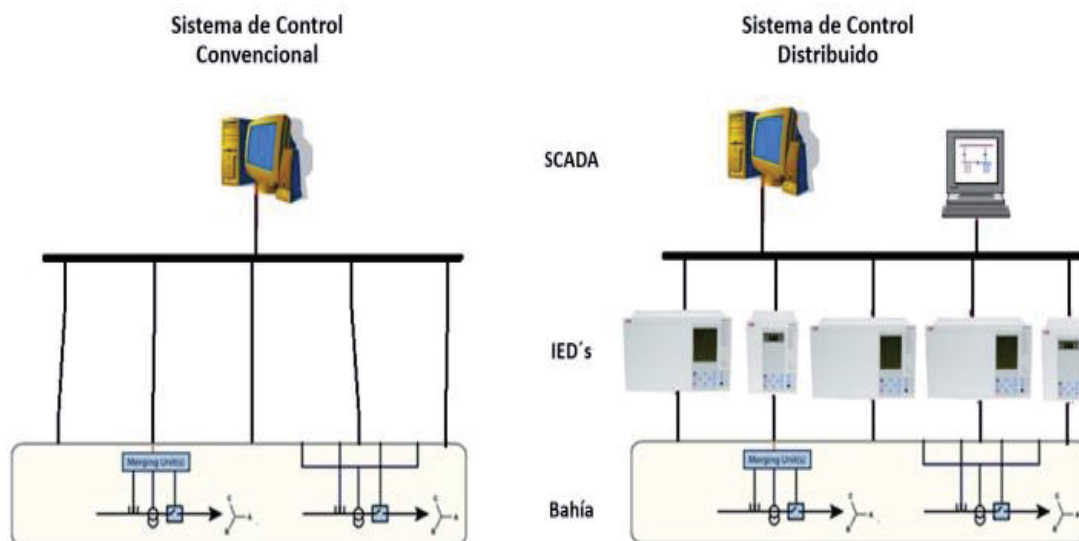


Fig. 3–9 Sistema de Control Convencional y Distribuido.

3.3.2 Mensajes mediante IEC 61850

La comunicación entre bahías, IED's y consolas de comunicación es constante, ya que reportan el estado de la subestación en todo momento, reportan la posición de los elementos asociados, valores de las variables eléctricas y alarmas. El envío de información entre estos debe de ser rápida y eficaz, ya que si alguna no llegara a su destino, podría perderse parte del control en la subestación.

Existen dos tipos de mensajes: los mensajes convencionales, los cuales se usan para reportar el estado del equipo hacia el centro de control, este tipo de mensajes no son de carácter urgente. El otro tipo de mensajes son los mensajes GOOSE, este tipo de mensajes si son de carácter urgente, ya que se usan para reportar alarmas, disparos, entre otros, los cuales necesitan llegar lo más rápido posible a su destino, este tipo de mensajes se envían entre IED's.

Los mensajes GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) son paquetes de datos que permiten transmitir, a través de comunicación Ethernet de forma cíclica y controlada los eventos que se presentan como fallas, sirven para intercambiar información directa entre los equipos IED mediante el envío de mensajes estableciendo la comunicación. Otra definición más simple a la mensajería GOOSE sería que consiste en un servicio de comunicación que ofrece la norma IEC 61850 por medio del cual se realiza la transferencia rápida de eventos dentro de la red LAN implementada en una subestación eléctrica.

El tiempo de transmisión de mensajes GOOSE depende del número de equipos conectados al canal IEC 61850 con enlace de fibra óptica y las señales emitidas por los Switches, así mismo se considera la prioridad que posee cada mensaje, el encargado de dar la prioridad son los Switches con el protocolo RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*).

Los mensajes GOOSE tienen un periodo fundamental (T_{max}), si no existe cambio en el estado del mensaje, si existe un cambio en el estado del mensaje, los mensajes GOOSE se envía espontáneamente con un T_{min} , hasta volver al periodo fundamental si no cambia de estado. La transmisión cíclica permite detectar un fallo en la transmisión o que un canal de comunicación está interrumpido utilizando bloques lógicos. A continuación se muestra como ejemplo una señal de corriente sobre un mensaje GOOSE, en la Fig. 3-10.

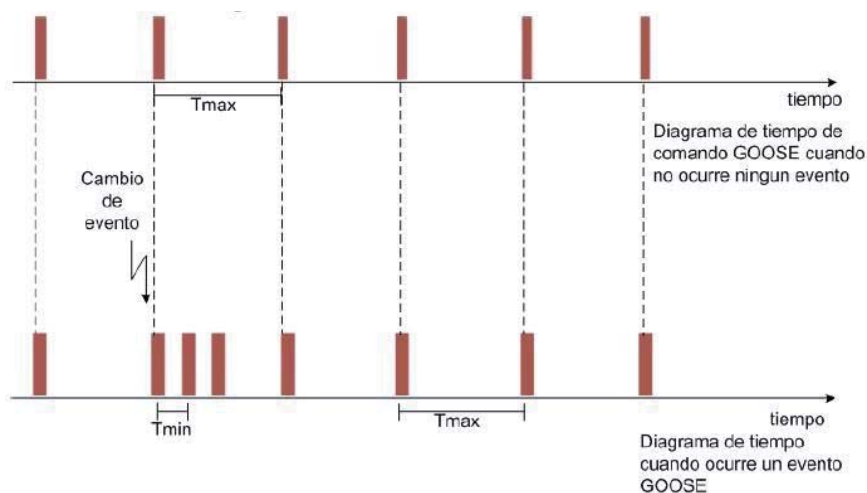


Fig. 3-10 Transmisión de mensaje GOOSE

Como se mencionó los mensajes GOOSE están basados en el modelamiento genérico de datos de los elementos constitutivos de la subestación eléctrica con la finalidad de que cada procesador inteligente (IED) parte del sistema de automatización pueda generar, compartir y comprender cualquier información referente a estos elementos dentro del sistema. Estos elementos se encuentran definidos mediante el documento GOMSFE (*Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment*), como por ejemplo se tienen modelos de:

- Unidad terminal remota
- Controlador de interruptor
- Controlador de seccionador
- Controlados de banco de condensado

En la tecnología GOOSE, los mensajes están pensados para pasar información crítica entre los IED's, dentro de la subestación lo que antes se realizaba con cableado tradicional, ahora se puede hacer mediante mensajes GOOSE que básicamente son usados para transmitir eventos entre IED's en una subestación en forma de punto a punto. La velocidad de transmisión de los mensajes es primordial, esta velocidad se define a través de un perfil de mapeado específico.

Los mensajes GOOSE son mensajes de prioridad o de urgencia, este tipo de mensajes deben de ser rápidos. En general estos se usan para transmitir comandos de disparo a un interruptor desde un relé a otro, es por ello que la comunicación es en forma horizontal, ya que los mensajes solo viajan en la red de un IED a otro IED. En la Fig. 3-11 se observa las direcciones de los mensajes GOOSE, estos son del tipo mensajes multicast, es decir, todos los IED's lo reciben y pueden o no ocupar la información, si la necesitan la toman. Además estos mensajes sirven para:

- Mensajes de disparo de interruptor: El disparo de apertura se emite desde un relé y se quiere abrir un interruptor de otro relé.
- Mensajes de cierre de interruptor: Se quiere cerrar un interruptor que está conectado a otro relé.
- Inicio de falla de Interruptor
- Inicio de cierre
- Estado de un relé o de una salida lógica para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección.
- Supervisión de otros relés: verifica el estado de otro relevador.

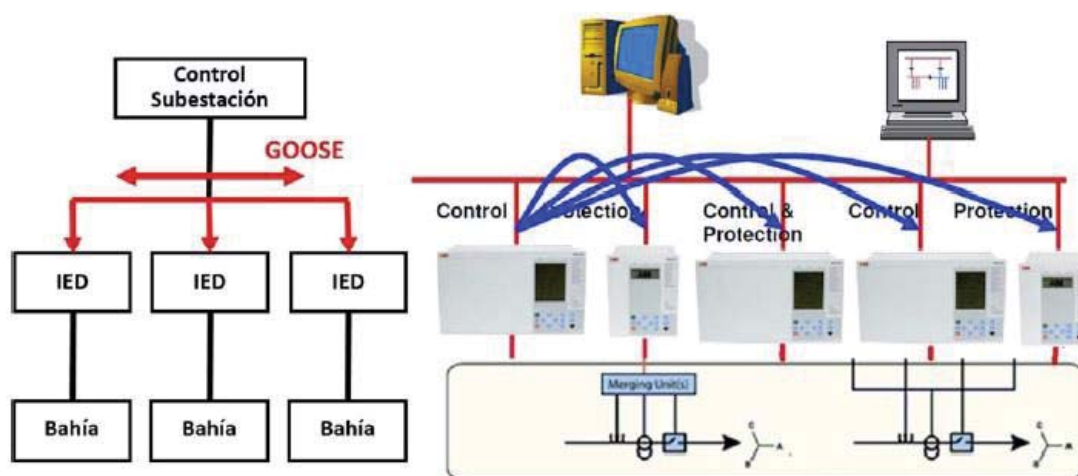


Fig. 3–11 Mensajes GOOSE.

El modelo para el servicio de mensajes GOOSE es del tipo publicadores – suscriptores, es decir los mensajes se difunden en la red (multicast) por parte de los publicadores y los IEDs que lo necesitan se suscriben para recibir los mensajes. Para garantizar que la información sea recibida se prevén mecanismo de reintentos durante la transmisión de señales. El mensaje GOOSE puede estar conformado por diferentes tipos de datos, el interfaz a través del cual fluyen los datos o mensajes se denominan nodos lógicos.

Una característica sobresaliente de los mensajes GOOSE es que se puede saber cuándo una trayectoria de control falla, y no tienen que esperar hasta que una operación incorrecta de algún relé se presente para detectarla. Además la transmisión y recepción de mensajes GOOSE se da mediante la arquitectura de red publicista – Suscriptor, la cual consiste en lo siguiente:

- El dispositivo que emite el mensaje se llama publicista y el dispositivo que recibe y usa el mensaje se llama suscriptor.
- Los mensajes GOOSE no están dirigidos a un receptor en particular, sino a diferentes destinos y viaja a través de la red con la identificación de quien lo envía y la identificación del mensaje específico.
- No existe dirección de destino, todos y cada uno de los relevadores y IED's en la LAN pueden ver el mensaje y por si solos deciden si necesitan leerlo o no.

CAPÍTULO 4

PROTOCOLO DE RED DISTRIBUIDA (DNP3)

4.1 Introducción Protocolo de red distribuida (DNP3)

El protocolo de red distribuida (DNP, *distributed network protocol*) fue desarrollado por la firma WESTRONIC, ahora GE Harris, a inicios de la década de los 90's con la finalidad de obtener un protocolo libre y orientado a soluciones dentro de la industria eléctrica. Los protocolos de comunicación existentes eran propietarios y no eran compatibles con productos de diferentes fabricantes, lo cual motivo que la firma WESTRONIC diseñara su propio protocolo de comunicaciones considerando las principales características de los ya existentes.

DNP3 define un método de comando-respuesta para comunicar información digital entre un equipo maestro y otro esclavo. La conexión eléctrica entre dispositivos se conoce como un bus. En DNP3 existen dos tipos de dispositivos adjuntos al bus: equipos maestro y esclavo. Un dispositivo maestro emite comandos a los esclavos. Un dispositivo esclavo, emite respuestas a los correspondientes comandos procedentes del maestro. Cada bus debe contener exactamente un maestro, mientras que puede contener tantos esclavos como permitan los estándares eléctricos.

El protocolo DNP3 es ampliamente utilizado en sistemas SCADA, en donde la estampa de tiempo (tiempo exacto de la información de un evento), sincronización y el hecho de que una estación esclavo transmita información sin ser solicitada, son fundamentales al momento de analizar fallas y sincronizar el accionamiento de todos los dispositivos. Este protocolo fue diseñado específicamente para aplicaciones SCADA para realizar tareas de adquisición de información y envío de comandos de control entre una estación maestra y una estación esclavo.

Todos los dispositivos en un bus deben operar de acuerdo con los mismos estándares eléctricos. Un estándar es la interfaz entre una unidad maestra y una esclava para el intercambio de datos binarios. Los estándares RS-232C especifican que sólo pueden conectarse a un bus dos dispositivos, es decir se permite únicamente un esclavo, mientras que el estándar RS-485 permite hasta 32 dispositivos en un bus.

Este protocolo se basa solo en 3 de las siete capas del modelo de referencia OSI, y son suficientes para que los equipos maestros se comuniquen de forma satisfactoria con los IED's. Dichas capas son: aplicación, pseudo transporte y enlace de datos. El criterio para definir qué protocolo de comunicación utilizará es la estabilidad del sistema, porque se necesita garantizar que la información enviada sea recibida de forma completa. DNP3 ha sido diseñado para operar en condiciones como una subestación eléctrica, donde se manejan IED's que deben de comunicarse con un centro de control.

4.2 Esquema general de la comunicación con DNP3

En la Figura 4.1 se observa el esquema de un sistema comunicado a través del Protocolo DNP3. El camino que recorre un mensaje es: primero se emite por un equipo maestro que manda el mensaje a través de un software de aplicación, lo comunica a la red a través del protocolo DNP3, viaja por la red, después es comunicado nuevamente por el protocolo DNP3 hacia la unidad remota o IED y finalmente éste lo interpreta con su software de aplicación. A continuación se explica cada una de ellas.

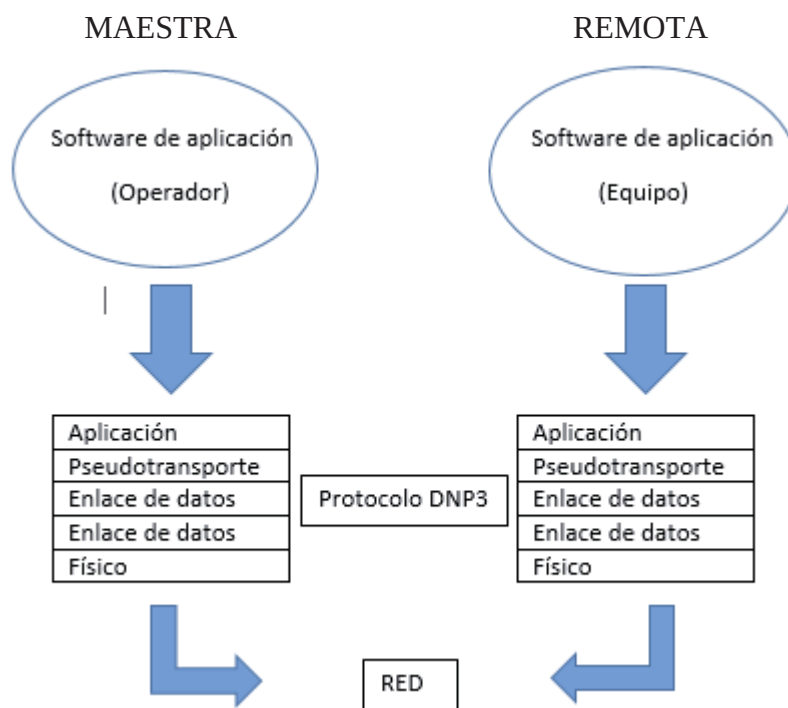


Fig. 4-1 Esquema general del protocolo DNP3

Guiándose con el orden del esquema anterior, primero se observa al software de aplicación, que es el software que ve el operador de la computadora maestra en forma de mímicos y diagramas unifilares (corresponde al diagrama que ve el operador en la sala de control). Por el lado remoto, el software propio de cada IED se encarga de las operaciones, o las funciones que este programado a realizar, las cuales pueden ser control, medición y protección. Siguiendo el camino que recorre la información, está el protocolo DNP3 y sus capas, el cual se encuentra entre el software de aplicación y la red, éste realiza las transacciones de información de una forma segura y eficiente.

Por último la red, que es el medio y la forma de interconectar los elementos que desean Comunicarse. En el caso del protocolo DNP3 existe una gran diversidad de medios para lograr la comunicación, como son:

- Cable de Cobre
- Fibra Óptica
- Radio
- Línea Telefónica

4.3 Características del protocolo DNP3

El protocolo DNP3 permite la implementación de las siguientes estructuras de comunicación:

1. Maestro-esclavo.
2. Maestro con múltiples esclavos.
3. Múltiples maestros.
4. Maestros intermediarios.

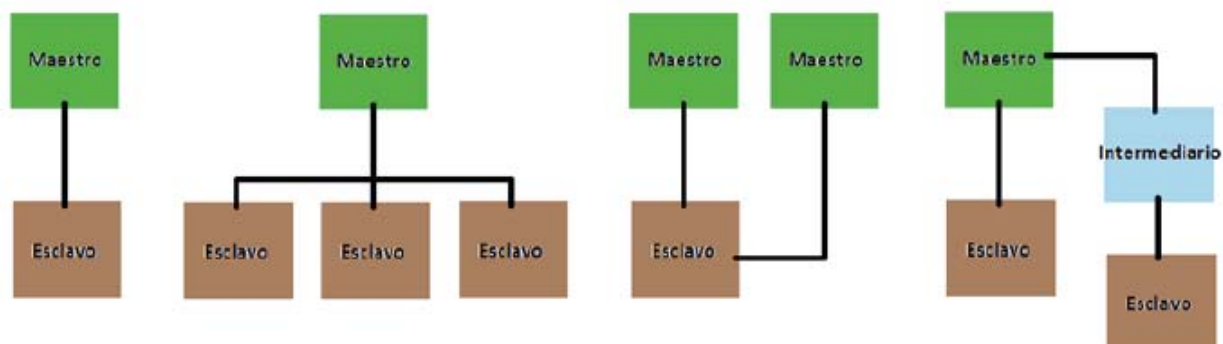


Fig. 4-2 Topologías permitidas por el protocolo DNP3

A cada dispositivo DNP3 conectado a una red se le debe asignar una dirección única. Esta puede ir desde el 0 hasta el 65.536. Lo que significa que en una red SCADA con DNP3 pueden conectarse un máximo de 65.537 dispositivos.

La manera en la cual un maestro solicita la información de los esclavos puede de las siguientes formas:

1. Polling: El maestro solicita cierta información a un esclavo determinado. Si el maestro no solicita nada, el esclavo no debe mandar nada. La desventaja de esta técnica es que se hace un mayor uso del ancho de banda de la red, además de que el maestro debe estar programado para estar solicitando la información cada cierto tiempo.

2. Respuestas no solicitadas: El esclavo manda información acerca de un evento importante ocurrido sin que el maestro la haya solicitado. Esto reduce considerablemente el uso del ancho de banda.

Para lograr una comunicación solida es necesaria una combinación de las dos formas anteriores.

El protocolo es tan extenso que desarrollarlo completamente en todos los dispositivos es innecesario. Es por esto que el estándar tiene 4 niveles de implementación, cada uno con un nivel de complejidad mayor al anterior. La regla es que un dispositivo esclavo de nivel x tiene que ser controlado por un dispositivo maestro de nivel $x+1$, por lo que el primer nivel está destinado únicamente para sistemas esclavos sencillos. Esta diferenciación se hace evidente solo en la capa de aplicación ya que tanto las capas de transporte como la de enlace de datos deben ser prácticamente iguales en todos los dispositivos.

4.4 Capas del protocolo DNP3

A continuación se describen las capas de conforman el protocolo DNP3, con sus principales características.

4.4.1 Capa de aplicación

Esta capa es la que diferencia a todos los dispositivos y evidencia su funcionalidad. Puede estar implementada en diferentes niveles (interoperabilidad) y para diferentes tipos de dispositivo (maestros o esclavos). Su función es generar peticiones, recibirlas, procesarlas y generar respuestas. Esto lo hace mediante unidades de datos llamadas fragmentos, los cuales pueden tener un largo de hasta 2048 bytes, dependiendo de las capacidades de los dispositivos. Dichos fragmentos deben ser procesables por sí mismos, es decir, que en un fragmento debe de estar disponible toda la información para que pueda ser procesado y no debe requerir de otros fragmentos para llevar a cabo tal acción. Puede llegar a darse el caso de que se genere tanta información que no cabe en un fragmento. En este caso dicha información se divide en múltiples fragmentos, sin embargo, cada uno sigue siendo independiente.

Una de las funcionalidades del protocolo es la capacidad de reportar información por excepción. Esto quiere decir que dicha información contiene únicamente los cambios ocurridos en el sistema y no el estado del sistema entero. Para esto es necesario dividir los datos en dos tipos:

1. Datos estáticos: Representan el estado actual del sistema.
2. Eventos: Representan los cambios ocurridos en el sistema. Estos cambios pueden ser de importancia crítica o pueden ser completamente irrelevantes, por lo que se subdividen en 4 clases cuyo nivel de importancia es especificado por el usuario.

4.4.2 Capa de pseudotransporte

Se encarga de tomar los fragmentos (unidad de datos de la capa de aplicación cuya extensión puede ser de hasta 2048 bytes), dividirlos en grupos de hasta 249 bytes (el protocolo DNP3 deja a libre elección el tamaño en el que se dividen los fragmentos) y agregarles un byte de control. A esta unidad de datos se le llama segmento representados en la fig. 4.2 y tiene una extensión máxima de 250 bytes.

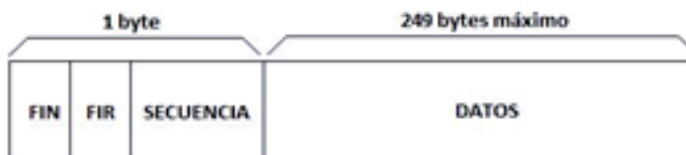


Fig. 4-3 Estructura de un segmento

Para reordenar los segmentos, la capa hace uso del byte de control que contiene a FIR, FIN y SECUENCIA que se describen a continuación:

1. FIR y FIN: Identifican a el primer y último segmento que forman parte de un fragmento (ver tabla 1).

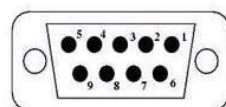
Tabla 1. Significado FIR y FIR

FIN	FIR	Descripción
0	0	No es el primer segmento ni el último
0	1	Primer segmento de la serie
1	0	Último segmento de la serie
1	1	La serie consta de un sólo segmento

2. SECUENCIA: Se utiliza para evitar que se repitan o se omitan segmentos al enviar una serie de estos. El primer segmento de la serie toma cualquier número entre 0 y 63 y se va incrementando en cada segmento enviado. Cuando se llega al 63, el siguiente número de secuencia será 0.

4.4.3 Capa de enlace de datos

La comunicación entre capas de enlace de datos es una comunicación balanceada porque cualquiera de ellas puede iniciar dicha comunicación, no importando si esta pertenece a una estación esclavo o a una estación maestra. Por esta razón, a este nivel no se habla de maestros o esclavos sino de primarios o secundarios.



2: Transmisión de datos (TX).
3: Recepción de datos (RX).
7: Común (GND).

Fig. 4-4 Conector DB – 9 hembra

Un primario es aquella capa de enlace que inicia una transmisión y el secundario es el que la recibe y en algunos casos puede generar una respuesta.

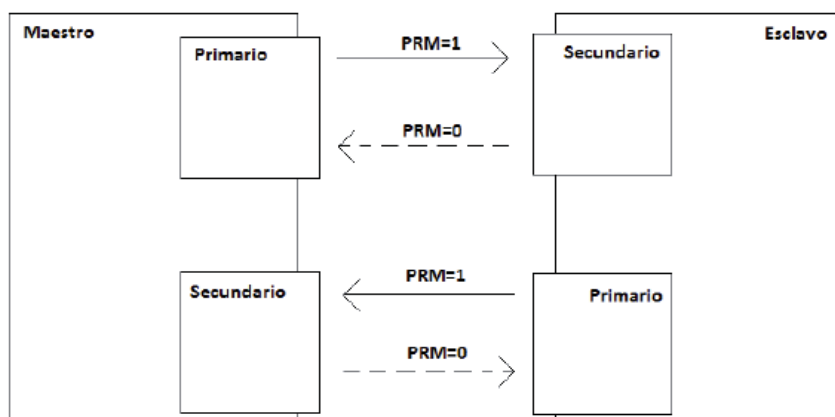


Fig. 4-4 Estaciones primarias y secundarias

La unidad de datos con la que trabaja esta capa es la trama figura 4- 5, cuyo tamaño máximo es de 292 bytes.

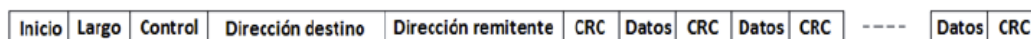


Fig. 4-5 Estructura de una trama

Descripción de la estructura de una trama:

1. Inicio: Constituido por dos bytes: 0x0564.
2. Largo o Lenght: Un solo byte que representa la longitud de la trama contando a partir del byte de control y sin contar los CRC.
3. Control: El byte de control contiene información sobre la condición de la capa de enlace que emitió el mensaje y sobre ciertas acciones que se deben llevar a cabo para mantener la sincronización a y evitar que la comunicación no falle.
4. Dirección destino: Dos bytes que contienen la dirección del dispositivo al que va dirigido el mensaje. En caso de que la trama haya arribado, el dispositivo tendrá que verificar que la dirección de destino sea la suya. El orden de los bytes es invertido, es decir, primero se coloca el byte menos significativo y luego el más significativo (LSB, MSB). Por ejemplo, una dirección destino = 1 se verá en la trama de la siguiente manera: 0x0100.
5. Dirección remitente: Dos bytes que contienen la dirección del remitente. El orden de los bytes es el mismo que el de la dirección destino (LSB, MSB).
6. Datos: El segmento de la pseudocapa de transporte es dividido en grupos de 16 bytes. Solo el último dato de la trama puede contener un número de bytes distinto. Por ejemplo, si el segmento es de 105 bytes, entonces se crearan 6 grupos de 16 bytes y un grupo de 9 bytes.
7. CRC (*Cyclic Redundancy Check*): Cada CRC consta de dos bytes acomodados de manera similar a los bytes de dirección (LSB, MSB). Estos bytes son el resultado de la aplicación de un algoritmo a cada uno de los bloques de datos y a los bytes correspondientes a inicio, largo, direcciones de remitente y destino juntos. El primer CRC corresponde a los bytes de inicio, largo, control y direcciones, el segundo CRC corresponde al primer bloque de datos, el tercer CRC al segundo bloque de datos y así sucesivamente.

Cuando una trama es recibida, los valores de CRC para cada bloque de datos y para los bytes de inicio, largo, control y direcciones son re calculados y comparados con los CRC recibidos. Si algun CRC re calculado llega a ser distinto al recibido la trama será descartada ya que contiene errores.

El byte de control de la capa de enlace de datos se divide en:

DIR	PRM	FCB	FCV	CF
		RES	DFC	

Fig. 4-6 Byte de control

1. DIR: Consta de un bit. Indica si la trama proviene o será enviada desde una estación maestra (1) o de un esclavo (0).

2. PRM: Consta de un bit. Indica si la trama proviene o será enviada desde una estación primaria (1) o una estación secundaria (0).

3. FCV o DFC: En caso de que la trama sea enviada de una estación primaria este bit toma el nombre de FCV. Si es igual a 1 significa que el valor del bit FCB debe ser verificado pero si es 0 entonces se ignora el valor de FCB.

Cuando la trama es enviada por un secundario, entonces el bit es llamado DFC y tiene la función de comunicar el estado de los buffers de llegada del secundario.

4. FCB: Se utiliza para detectar mensajes duplicados o perdida de mensaje. El dispositivo que recibe la trama compara el valor del FCB de esta con el valor del FCB esperado. Si coinciden, la trama será correcta. En caso contrario se presentara un error. Si el bit FCV no es utilizado entonces el valor de FCB deberá ser siempre 0.

5. FC (*Function Code*): Consta de 4 bits. Representa la acción que debe realizar un dispositivo secundario cuando recibe una trama.

Después de ver el esquema general de comunicación utilizando el protocolo DNP3 a continuación se realiza un ejemplo de comunicación entre dos equipos. En la Figura 4-7 se observa la unidad maestra la cual envía una petición al totalizador, para solicitar al equipo remoto que envíe los contadores asociados al consumo, la Unidad terminal remota (UTR), procesará esta información y devolverá los valores del contador.

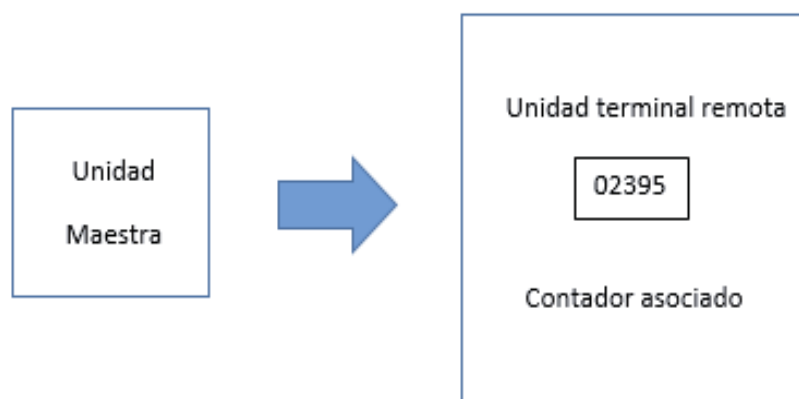


Fig. 4-7 Petición al totalizador

En la capa de aplicación se definen los mensajes estandarizados que fluyen entre los equipos, la aplicación de la maestra encapsula el mando para transferirlo al nivel de aplicación remoto. En la Figura 4-8 se observa la forma en que el mando del valor del contador viaja desde la aplicación maestra hasta la aplicación remota. En el diagrama hay una comunicación directa con el equipo remoto, esto es debido a que cada capa de DNP3 es totalmente autónoma, sin embargo la comunicación es descendente.

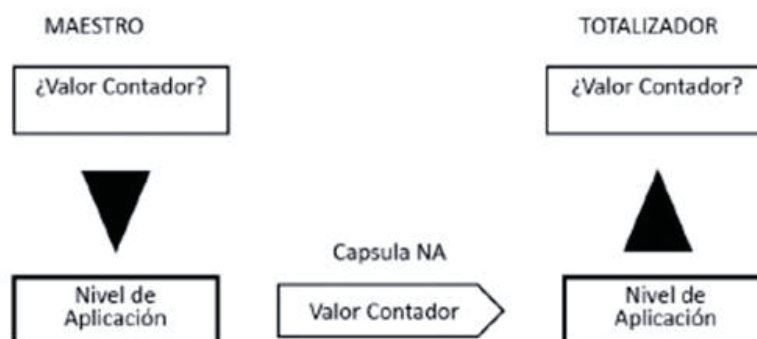


Fig. 4-8 Nivel de aplicación

En la capa de pseudotransporte se recibe la cápsula del mensaje generada por el nivel de aplicación, si esta cápsula es muy grande se divide en varios fragmentos y encapsula cada uno, para que en la capa de pseudotransporte del remoto sea reconstruida la cápsula original, como se observa en la Figura 4-9, la capa de pseudotransporte no le importa el contenido de la cápsula del nivel superior, solo se preocupa si fragmenta o no la cápsula para su transferencia.

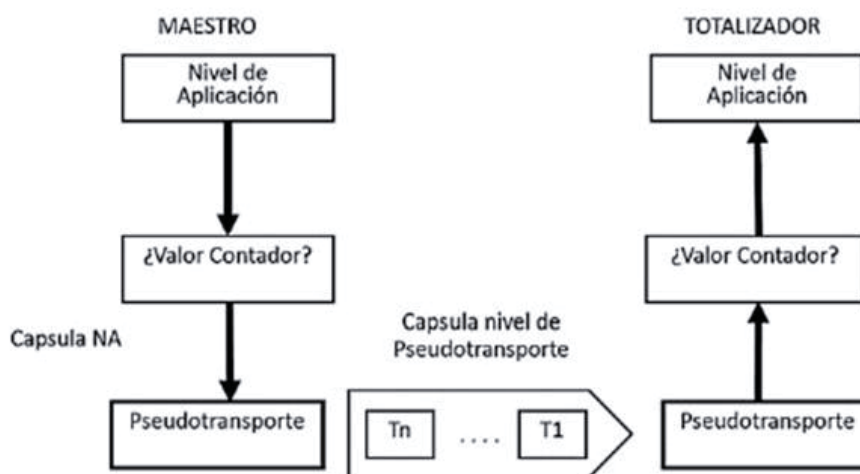


Fig. 4-9 Nivel de pseudotransporte

La capa de enlace de datos es responsable de que no se pierda la conectividad entre dos equipos, maneja la lógica que enlaza al emisor y al receptor, además tiene la capacidad de corregir errores ocasionados por el canal de comunicación. Su función esta descrita en la figura 4-10 Este nivel recibe cada uno de los fragmentos del nivel del pseudotransporte y cada uno es una unidad para el nivel de enlace de datos y éste procede a hacer una labor de control de calidad empaquetando cada cápsula de la siguiente forma:

1. Toma el mensaje en fragmentos más pequeños.
2. A cada pequeño fragmento le agrega un código de 16 bits para verificación de errores.
3. Junta todos los pequeños fragmentos y antepone una cabecera.
4. Esta cabecera contiene el destino y el origen del mensaje, así como su código de verificación de errores.

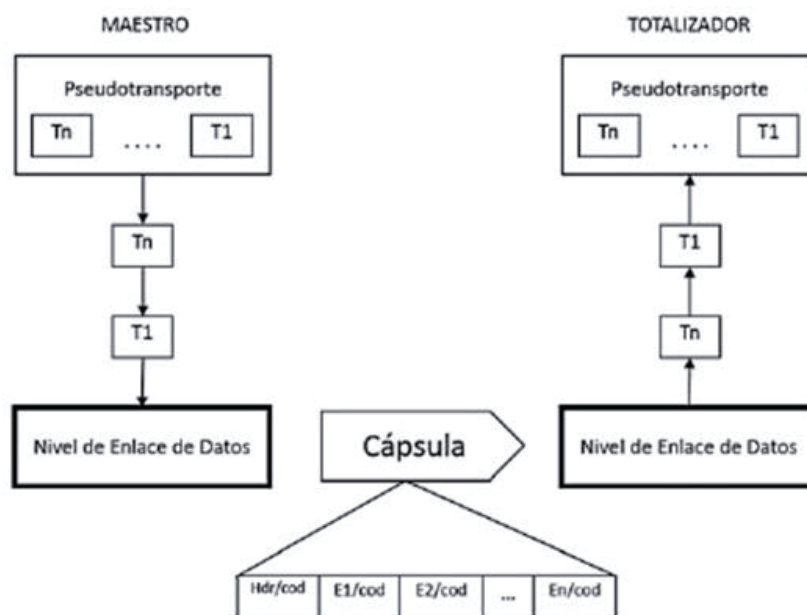


Fig. 4-10 Nivel de enlace de datos.

El nivel físico recibe la cápsula y la transfiere directamente al medio a través del cual el protocolo está siendo comunicado. Ésta es la capa que realiza la transferencia del mensaje del nivel superior y que se comunica directamente con su contraparte remota a través de la red. En la figura 4-11 se observa como la cápsula generada por el nivel de enlace de datos es dirigida hacia la red.

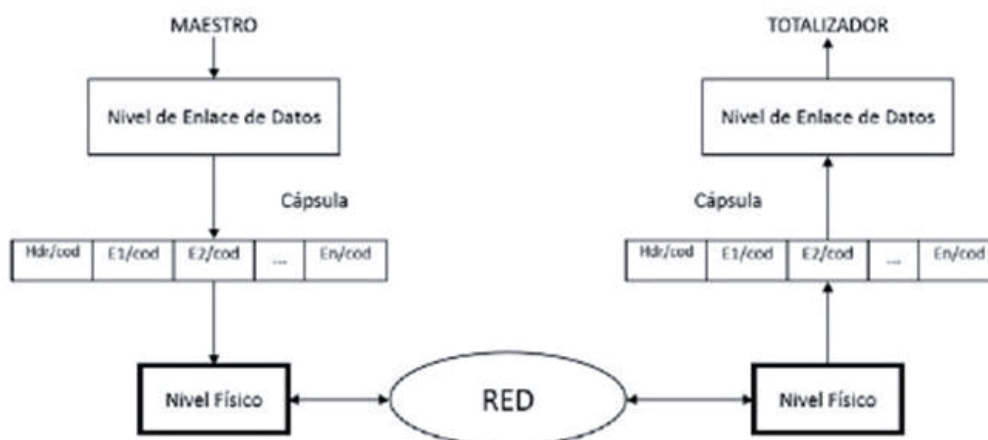


Fig. 4-11 Nivel físico

4.5 Mensajes mediante DNP3

La comunicación en la subestación se da entre los 3 niveles de control, esta comunicación es constante, la característica importante de este tipo de mensajes es que no son de carácter urgente. Por lo tanto, se utiliza en todos los niveles de control, es decir hay mensajes que viajan desde la bahía hasta el centro de control, o viceversa. Por ejemplo, mandos de cierre o apertura de interruptores desde el centro de control. Este mensaje primero se decodifica a través del protocolo utilizado y viaja en la red para posteriormente ser codificado y llegar a su destino. En la Figura 4-12 se muestra la dirección que tienen los mensajes convencionales, es decir de forma vertical.

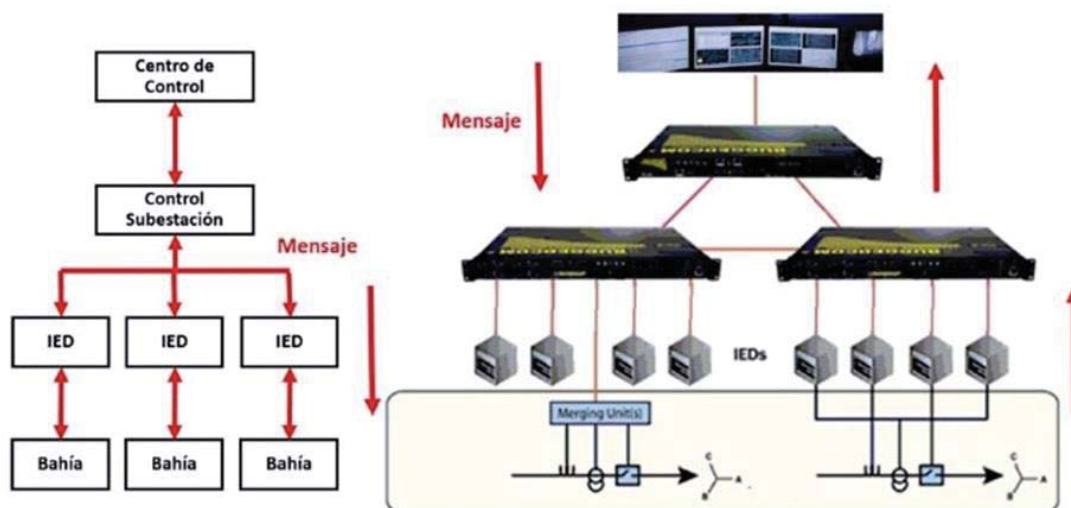


Fig. 4-12 Mensajes convencionales

Los mensajes convencionales además se usan para comunicarse a través de otros protocolos de comunicación, eso hace posible que en una subestación pueda manejar más de un tipo de protocolo.

4.6 Ventajas de DNP3

DNP3 se basa en los requisitos de IEC, por lo tanto, es conveniente para el uso en el ambiente entero de SCADA. Además al ser un protocolo basado en la capa de aplicación, DNP3 tiene la flexibilidad de apoyar modos de funcionamiento múltiples, entre las mayores ventajas se encuentran:

- Interoperabilidad entre los dispositivos.
- Pocos protocolos a apoyar en el campo.
- Costos reducidos del software.
- No necesita ningún traductor de protocolos.
- Menos prueba, mantenimiento y entrenamiento.

En las ventajas a largo plazo de usar DNP3 se incluye:

- Extensión de sistema fácil.
- Mayor vida del producto, comparado con protocolos propietarios.
- Productos con mayor valor añadido.
- Una adopción más rápida de la nueva tecnología.
- Ahorros importantes en las operaciones.

CAPÍTULO 5

SISTEMA SCADA EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

5.1 Introducción

Por los requerimientos cada vez más exigentes de minimizar los tiempos de interrupción y reducir los costos operativos, por la década de 1980 se desarrollaron los sistemas de automatización SCADA que permiten controlar, supervisar y adquirir datos de forma remota de las subestaciones. La introducción de estos sistemas permitió que las subestaciones pasen a ser subestaciones desatendidas y se reduzca el tiempo de interrupción de servicio. En general la funcionalidad básica de la automatización de sistemas eléctricos de potencia incluye al equipo de protección del sistema eléctrico (IED's), el control del flujo de potencia, la monitorización del proceso de suministro eléctrico y la supervisión del estado del equipo.

Los sistemas SCADA monitorean y controlan de forma remota, ya sea un sistema de poder local o sistemas de alimentación de mayores dimensiones, además de la gestión de calidad de servicio y seguridad, esto se lleva a cabo en los sistemas que normalmente se distribuyen en grandes áreas en las que existe la necesidad de controlar y supervisar en forma frecuente el sistema de potencia. Estos sistemas varían desde plantas industriales; tales como petróleo, gas, plantas de procesos químicos, industria de las telecomunicaciones, la industria del transporte, la industria de control de residuos, e incluso para el seguimiento y control de la generación eléctrica y distribución de todo un país. El sistema recoge datos y la información de los dispositivos basados en computadoras, los que se encuentran repartidos por toda la red, tales como Unidades Terminales Remotas (RTU), controladores lógicos programables (PLC) y los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs).

La principal funcionalidad de los sistemas SCADA es brindar a los operadores de sala de control una herramienta fácil y amigable diseñada sobre plataformas conocidas como Windows o Linux, desde el cual puede ayudar a desempeñar mejor las labores de los operadores y lograr almacenar la información de las medidas, maniobras o incidencias de un largo periodo de tiempo de los equipos que conforman la subestación.

También provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control de calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.).

Los sistemas SCADA en las subestaciones eléctricas son implementados para la supervisión, control de variables de procesos a distancia y adquisición de datos en tiempo real de los equipos de campo (controladores autónomos), los que son conformados por protecciones eléctricas, sensores de temperatura, sensores de nivel, equipos de facturación, entre otros. La implementación de este sistema corresponde a la última etapa de la automatización, ya que con la ayuda del sistema SCADA se puede integrar cada uno de los dispositivos de campo, en este capítulo se hará referencia al microSCADA SYS 600 que permite la interoperabilidad entre diferentes protocolos.

Los principales objetivos del sistema SCADA se describen a continuación:

- Monitorear y controlar sistemas grandes y complejos en una ubicación remota para garantizar un funcionamiento seguro y fiable.
- Almacena los datos adquiridos del sistema para el análisis futuro o para mejorar la eficiencia o fiabilidad del sistema.
- Proporciona un sistema de alarma que diagnostica los fallos o anomalías en el sistema para ser presentados en la pantalla del operador.
- Reducción de los niveles operativos mediante la introducción de un mayor nivel de automatización y centralizando la operación en un único centro de control.
- Mejorar la confiabilidad y la calidad de servicio de energía eléctrica.
- Implementar nuevas señales que permitan tener supervisión y control remoto.

5.2 Comparación entre protocolos IEC61850 y DNP3

Desde el inicio de la adopción de los Sistemas de Automatización, Protección y Control utilizando equipos electrónicos inteligentes, uno de los aspectos más significativos ha sido la integración de todos los componentes en un sistema único y homogéneo. La selección de los protocolos de comunicación adecuados para la interconexión confiable y robusta entre estos componentes siempre ha sido uno de los aspectos más delicados y riesgosos en todo proyecto de automatización de subestaciones. La integración de Equipos Electrónicos Inteligentes (IED's) de distintas marcas, modelos y funcionalidades, cada uno con implementaciones propietarias de protocolos estándares de la industria o protocolos propietarios en otros casos, es definitivamente uno de los escollos a vencer para lograr una arquitectura de automatización confiable, robusta, y adaptable a nuevos requerimientos.

En la actualidad los protocolos de comunicaciones más usados dentro de las aplicaciones relacionadas con el sector eléctrico son IEC 61850 y DNP3, lo cual presenta una inquietud acerca de cuál de ellos es el más idóneo, confiable, flexible y fácil de implementar y mantener.

Para ellos se presenta la siguiente tabla comparativa, la cual muestra los aspectos comunes de los protocolos de comunicaciones, ventajas y desventajas.

Tabla 5.1 Comparación protocolo DNP3 – IEC 61850

Característica	DNP3	IEC 61850
Interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes	SI	SI
Escalabilidad en tecnologías de comunicaciones	SI	SI
Permisivos de operación (Interlock) sobre el bus de proceso	NO	SI
SCL - Lenguaje de descripción de config. De cada IED.	NO	SI
Uso dentro de la subestación	SI	SI

Se destaca que una de las principales ventajas del estándar IEC 61850 sobre el protocolo DNP3, es el uso de direccionamiento por medio de nombres jerárquicos, en vez del uso de índices numéricos, lo cual reduce el tiempo de esfuerzo que debe realizar el ingeniero a la hora de desarrollar el sistema. Para la configuración de sistemas el protocolo IEC 61850 ofrece la posibilidad de describir sus dispositivos y componentes en lenguaje descriptivo, el cual puede ser reutilizable en otros proyectos, en comparación del protocolo DNP3, que no ofrece un lenguaje de configuración.

Los registros históricos y la secuencia de eventos se pueden contar en cualquiera de los dos protocolos, sin embargo para realizar ajustes de los servicios operacionales, la IEC 61850 proporciona mayor flexibilidad. La definición de grupos de información como de la selección de información para reportes es posible en ambos protocolos los cuales permiten la configuración de parámetros agrupando la información que se desea reportar.

El protocolo IEC 61850 y DNP3 trabajan sobre Ethernet, realizan su enrutamiento por IP (*Internet Protocol*), el cual establece una dirección que identifica el dispositivo dentro de una red; el protocolo IEC 61850 hace uso del OSI NP, el cual es un filtrado de tres capas, y el enrutamiento del DNP3 puede realizarse por medio del TCP/IP, soportando también el UDP (*User Datagram Protocol*) que no proporciona la información de que los paquetes de información hayan llegado, igualmente se le es permitido comenzar a transmitir sin que se halla establecido previamente una conexión, lo cual no es provechoso en alguna clase de información que se transfiere en un sistema de potencia.

Referente al protocolo de transporte utilizado por los protocolos, ambos hacen uso del TCP (*Transmission Control Protocol*), el cual es un protocolo orientado a conexión que garantiza que los datos serán entregados a su destino sin errores y en el mismo orden en que se transmitieron. En ambos protocolos se puede realizar una descarga de configuración en "Online", lo que ofrece una continuidad en el servicio, y estabilidad en el sistema.

5.3 Integración de equipos que conforman una subestación eléctrica

El proceso de integración de los dispositivos que conforman la subestación eléctrica, consiste en la configuración de estos y posteriormente la implementación de los protocolos para finalmente realizar la configuración del sistema SCADA en el cuál serán integrados IED's , RTU's, transductores, equipos de facturación, entre otros.

Al estar la mayoría de los dispositivos al interior de la subestación, la integración viene a ser mucho más sencilla y menos costosa, ya que los requerimientos son menores, solamente es muy importante conocer las funciones de comunicación de cada uno de los dispositivos para poder diseñar correctamente la arquitectura de integración al sistema SCADA, teniendo en cuenta la redundancia de datos y los protocolos de comunicación a utilizar.

Los medios de comunicación con los que interactuarán los equipos de campo son relevantes para una correcta comunicación y diseño de la arquitectura de comunicación. Al momento de realizar la implementación de los niveles del sistema de control se debe conocer cuál es la necesidad del sistema SCADA, identificar el ancho de banda necesario, las características geográficas de la zona donde está ubicada la subestación, las tecnologías que permitirán la mejor integración y finalmente el capital con el que se cuenta para contratar, comprar e implementar el medio de comunicación adecuado.

El Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) es también un dispositivo de control común en la industria de energía eléctrica. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) lo ha descrito como "cualquier dispositivo que incorpora uno o más procesadores con la capacidad de recibir o enviar datos/control desde una fuente externa, por ejemplo, medidores electrónicos multifuncionales, relés digitales, controladores).

La Unidad de Control de Bahía (BCU) es un ejemplo de tal dispositivo, donde se utiliza ampliamente como una caja de automatización conectada a varios IED's los que son capaces de reunir información importante de los equipos del sistema eléctrico lo que aumenta el conocimiento de la situación del sistema. Por tanto, es capaz de controlar y ajustar ciertos equipos cuando se producen los cambios o alteraciones en el sistema, al igual que la RTU y los PLC.

Un IED típicamente está equipado con varias funciones, por ejemplo: visualización de eventos ,registrador de perturbaciones, funciones de protección, funciones de control, auto-diagnóstico y la funciones de comunicación que generalmente están asociadas con cada entrada y salida analógica del dispositivo. Las entradas y salidas pueden ser en forma binaria o digital. Por lo tanto, un IED combina un sensor de entrada analógica, salida analógica, controlador PID, sistema de comunicación, y la memoria del programa. La comunicación del IED se basa en una comunicación digital bidireccional donde el IED se puede comunicar a otros IED o incluso otras RTU donde él actúa como un dispositivo maestro de la RTU. Además, se comunica con el sistema SCADA o el sistema de control en uso. Permite la auto-restauración de todo el sistema y la ubicación de la falla más rápidamente o la identificación de una perturbación cuando esta se produce en el sistema eléctrico de potencia.

5.4 Arquitectura de comunicación en una subestación

La subestación tradicional tiene una gran cantidad de cables de cobre cableados que son cada vez más caros y pueden causar significantes interferencias electromagnéticas. Esta configuración es también ineficiente ya que el cableado físico entre los dispositivos provoca una baja velocidad de comunicación serial y la comunicación "peer to peer" entre dispositivos en el mismo nivel no es factible. Hoy en día, esta subestación está evolucionando lentamente en el mundo digitalizado con el uso de equipos de capa de procesos digitales, la comunicación inalámbrica, y el mayor nivel de automatización. La subestación digital es una de esas soluciones emergentes, donde el diseño se centra en la interoperabilidad entre los dispositivos, adquisición de datos, una mayor protección, y la capacidad de control óptimo de todos los equipos que forman parte de la subestación.

La arquitectura de una subestación digital puede estar constituida por tres diferentes niveles de jerarquía funcionales estos son el nivel de proceso, nivel de protección y control y el nivel de control de la estación. El nivel de proceso es el primer nivel por lo general consta de diferentes equipos en la subestación; como por ejemplo, transformadores de corriente y de potencial, actuadores, entradas y salidas remotas que están conectados a los equipos primarios del sistema que están conformados por transformadores, interruptores de poder, desconectadores, etc. Una medición en tiempo real del funcionamiento se obtiene de los dispositivos primarios y los datos se procesan digitalmente. Esta información puede ser información del estado de los equipos, valores de presión o de temperatura en dispositivos de distribución, la tensión de fase, corrientes de los transformadores de medida y transductores. *Merging Unit* convierte las mediciones a una forma digital y envía el paquete de datos a los equipos de nivel de bahía apropiado a través de enlaces de comunicación basados en Ethernet. Estos paquetes de datos también se pueden enviar al bus de procesos. *Merging Unit* es el elemento clave del bus de proceso y elimina el problema de cableado complejo entre subestaciones y sala de control, reduciendo significativamente los costos. Por lo tanto, el servicio entregado por el bus de proceso es crítico en el tiempo, necesita ser rápido y fiable.

Nivel de protección y control: Este nivel incluye el equipo secundario, es decir, dispositivos de protección y medida, controladores de bahía, registradores de eventos, entre otros. Estos dispositivos incluyen IED's de protección y control de diferentes bahías que se utilizan para supervisar y controlar el estado del sistema y sus elementos, y proporcionan a la subestación un mayor conocimiento de su estado actual. También se utiliza para recoger diferentes mediciones, por ejemplo: registro digital de fallas, relés de protección digitales, medidores de calidad eléctrica, monitores de interruptores de poder, RTU, PLC, etc. El protocolo IEC 61850 permite la interoperabilidad entre dispositivos. Este nivel es la interfaz entre la estación y el bus de proceso y recibe órdenes desde el nivel de control de la estación y analiza los valores de medición del nivel de proceso, es decir, de las unidades de monitoreo y supervisión.

Finalmente se encuentra el nivel de control de la estación que se utiliza para la comunicación entre el sistema de control y la subestación. Este nivel está conformado por el servidor de estación en el que está instalado el software de aplicación MicroSCADA Pro, parte de las funciones están asociadas al HMI de la subestación que permite al

operador de la subestación consultar información y tomar acciones como el control de dispositivos a través de los diagramas unilineales del sistema

Se coordina la información de los IED's a nivel de la bahía y se presenta la información a través de varias pantallas de ordenador. También es posible distribuir la información para dar a los operadores la posibilidad de supervisar y controlar el sistema en salas de control o en lugares remotos mediante el uso de un servidor proxy o una puerta de enlace y red de área extensa (WAN).

La implementación del hardware general de la arquitectura de tres niveles para una subestación digital y los enlaces de comunicación están representados en la Figura 5-1.

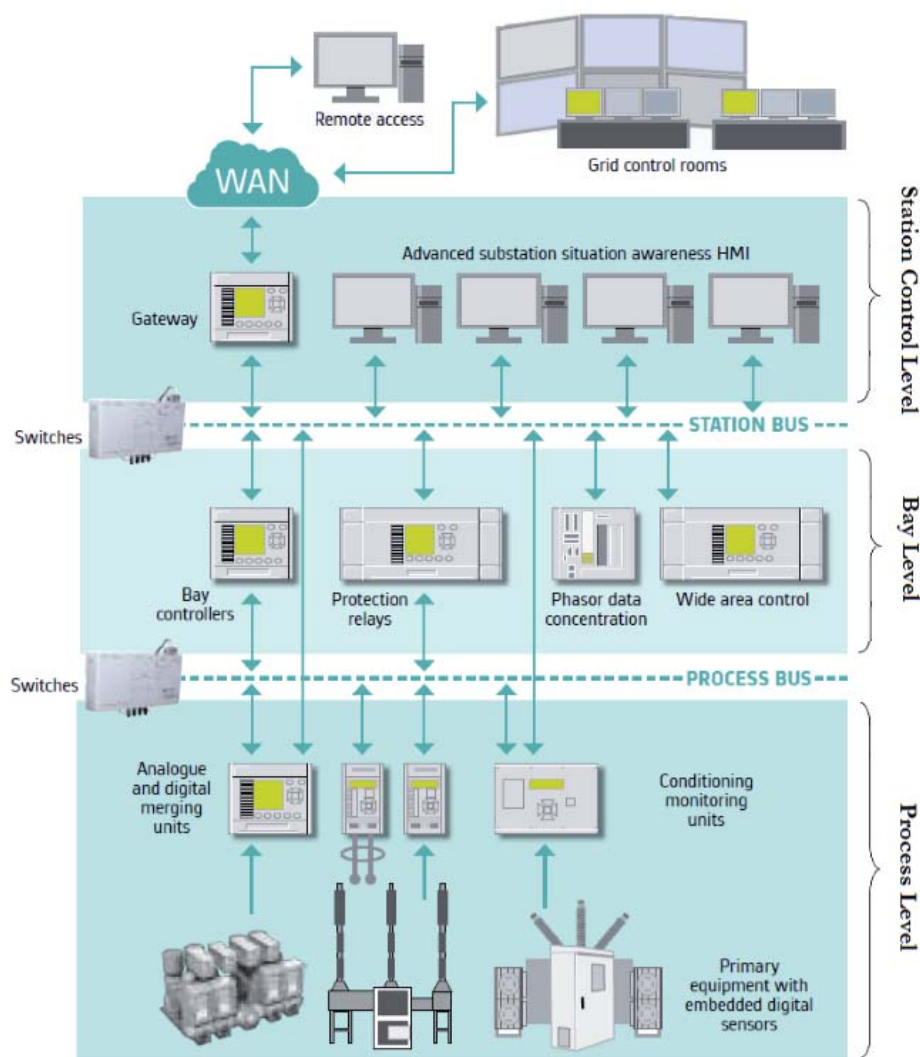


Fig. 5-1 Arquitectura de comunicación de una subestación digital.

5.4.1 Estación de trabajo microSCADA SYS 600

MicroSCADA SYS 600 es un sistema SCADA que recoge los datos de medición y el estado en tiempo real de la red. Los datos se recopilan en una base de datos de proceso y se pueden visualizar en las pantallas HMI. Permite la supervisión y control de los equipos de la subestación es decir visualización de estados y generación de mandos, a través de los diagramas unilineales, en los que se pueden visualizar estados de posición de interruptores de poder, desconectadores y valores de variables eléctricas, permitiendo realizar: selección de gráficos y uso de cuadros de diálogo para control, ejecución de mandos según la filosofía seleccionar antes de operar, generación de alarmas y eventos asociados a los mandos.

La interfaz de usuario de SYS600 es configurable. Puede ser creado por un ingeniero de la empresa de distribución o puede ser, al menos en parte creado como parte de la implementación del proyecto. Las características más utilizadas en esta plataforma son registro de eventos, visualización de alarmas, tendencias y diagramas unilineales que describen el sistema eléctrico de potencia. A continuación en la figura 5-2 se representa un diagrama unilineal de la estación microSCADA SYS 600.

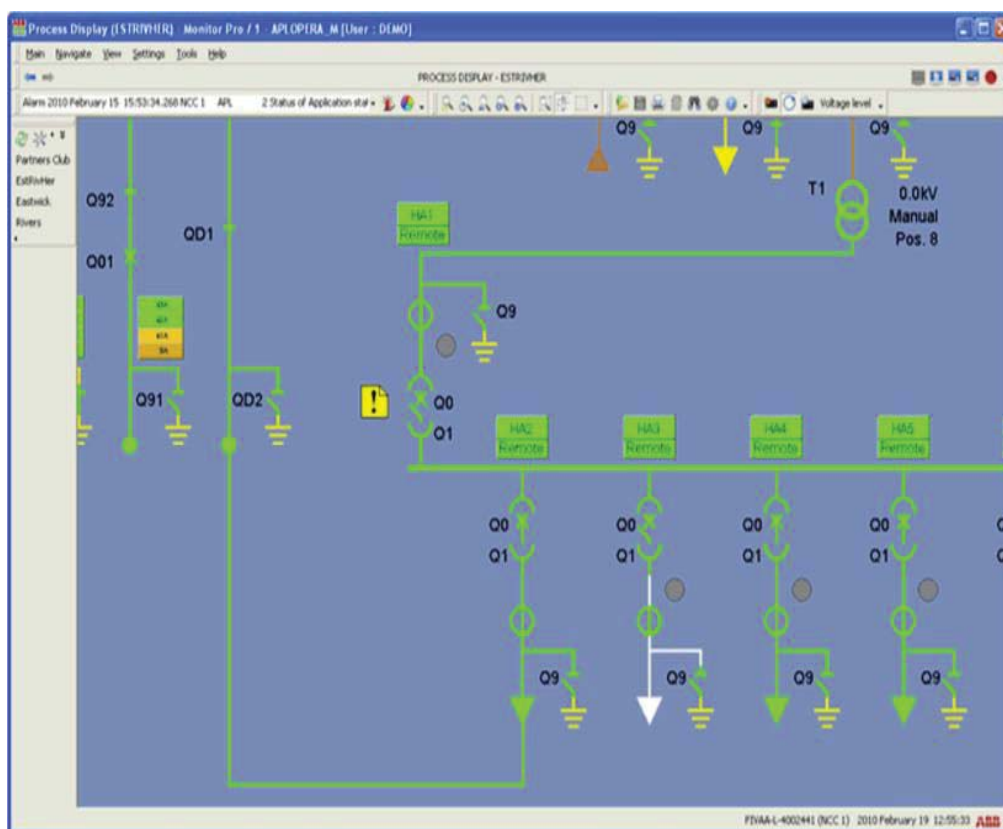


Fig. 5-2 Diagrama unilineal microSCADA SYS 600.

El sistema microSCADA SYS 600 puede ser equipado desde 1 hasta 5 estaciones de trabajo para ser usadas al mismo tiempo. La estación de trabajo proporciona medios para que el operador pueda configurar el sistema y supervisar e interactuar con el proceso en tiempo real, cada equipo SYS600 puede tener una estación de trabajo local, pero los lugares de trabajo también pueden ser distribuidos a otros equipos y ubicaciones. Las estaciones de trabajo pueden ser distribuidas a través de una red TCP/IP.

Cada lugar de trabajo puede ser utilizado para la ingeniería, supervisión, y el funcionamiento del proceso. Las posibilidades se definen por los derechos de acceso dado para el usuario en cuestión. También el diseño y las funciones de los puestos de trabajo pueden ser totalmente personalizados para cada usuario.

El concepto de trabajo distribuido se basa en técnicas de acceso remoto disponibles, típicamente servicios de escritorio remoto. Cualquier PC u otro dispositivo habilitado para la Web pueden ser utilizados como una estación de trabajo sin necesidad de instalar ningún software adicional.

MicroSCADA cuenta con DMS600 que es un sistema que integra los datos del proceso SCADA, los datos del sistema de información de la red, y hoy en día también los datos del sistema de AMR(*Automatic Meter Reading*), se utiliza en los principales centros de control de las empresas de distribución de electricidad para manejar funciones tales como la gestión de fallas, gestión de interrupciones de mantenimiento, gestión de equipo de campo, análisis de flujo de energía, cálculo de corrientes de falla, simulaciones operativas y la estimación de la carga. Esto ayuda a percibir la red geográficamente, ya que presenta el estado en tiempo real de la red en la parte superior de un mapa geográfico o aéreo. Alternativamente, la red se puede controlar desde una vista esquemática. DMS600 ofrece una gran cantidad de funcionalidades diferentes para ayudar al operador en la gestión de la distribución, por ejemplo, en las áreas de gestión de fallas y la gestión de interrupciones de mantenimiento. Se dice, que el sistema DMS es hoy en día la herramienta prácticamente indispensable en el centro de control principal, junto con SCADA

5.4.2 Display de proceso

Uno de los tipos de visualización de la estación de trabajo es el display de proceso que se utiliza para representar el proceso y el equipamiento primario, normalmente en forma de diagrama unilineal con símbolos gráficos para dispositivos primarios, tales como interruptores, seccionadores y transformadores. El display de proceso se construye normalmente con bibliotecas de símbolos, pero los símbolos y las pantallas personalizadas también se pueden construir por el ingeniero especialista de SCADA. El indicador de procesos admite zoom panorámico para la visualización eficiente y clara de la información por parte del operador de la planta industrial. A través del display el usuario puede monitorear continuamente el proceso, tales como estado de interruptores y variables de medidas, así como el acceso a los cuadros de diálogo de control para emitir comandos y parámetros establecidos, entre otros.

El display de proceso cuenta con la visualización de eventos utilizado para controlar la información sobre los eventos que ocurren en el sistema. Por lo tanto, puede tomar las decisiones correctas y verificar que las medidas adoptadas se han realizado con éxito. También puede recibir información sobre las actividades llevadas a cabo por otros usuarios, operaciones de objetos, reconocimiento de alarmas, edición de los valores límite, iniciar la sesión, y todo otro tipo de eventos que pueden ocurrir en el sistema de potencia de una subestación eléctrica.

Dentro del display se encuentra el sistema de Auto - Supervisión que muestra el estado de los diversos componentes del sistema en una pantalla que es representada en la figura 5-3 para un fácil y rápido mantenimiento del sistema y la localización de averías en el sistema de potencia. La pantalla muestra información sobre el sistema de base, las aplicaciones, la redundancia, líneas de comunicación, IED's, y así sucesivamente. El sistema también puede recibir información del estado de cualquier dispositivo o software externo reportando informes de registros de eventos de Windows, por ejemplo, los discos, fuentes de alimentación, y tarjetas de la computadora.

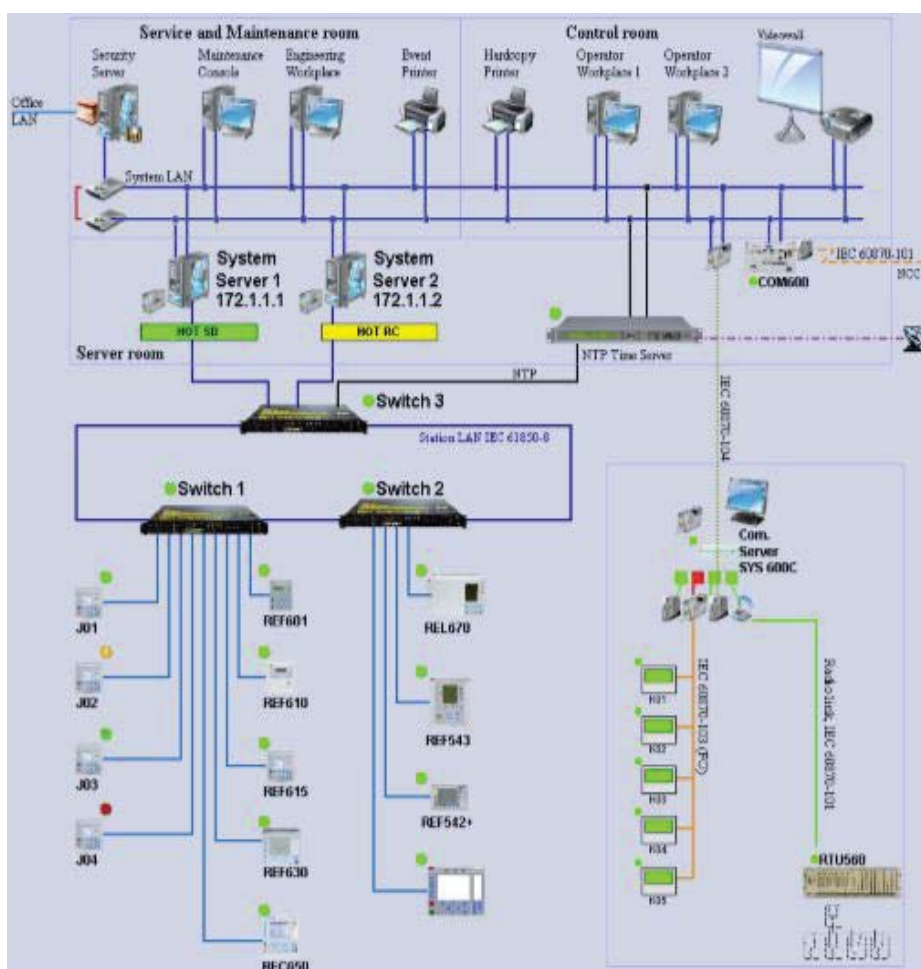


Fig. 5-3 Ejemplo de display de supervisión de un sistema SCADA

Las alarmas también forman partes del display de proceso y permiten identificar situaciones anormales que pueden ser corregidas por lo que el sistema cuenta con las siguientes funciones: manejo de prioridades de alarmas, bloqueo de alarmas según el criterio del administrador, filtrado de alarmas, registro histórico de alarmas, información del elemento y las condiciones que generan la alarma y reconocimiento individual o por grupos de alarmas. Las alarmas en el sistema son consideradas como un subconjunto de los eventos ocurridos en el sistema, es por ello que el listado de eventos tiene un concepto más amplio que incluye funciones para auditorías de operación, mediante el registro de las acciones del operador y de las situaciones que generan un evento en el sistema. En el listado de eventos se tiene diferentes estados de las alarmas como son: cuando se generó, en qué momento fue reconocida por el operador y el momento en el que se normalizó la condición que generó originalmente la alarma.

La pantalla de alarma muestra un resumen de la situación actual de alarma del proceso supervisado del sistema de potencia. Cada alarma se presenta normalmente como una fila de texto de alarma, que describe la causa de la alarma en el proceso, con los ajustes predeterminados de la fila de texto de alarma normalmente tiene una estampa de tiempo, una identificación de objeto, un objeto de texto y el texto que indica el estado de alarma. En la figura 5-4 está representada una plantilla de visualización de alarma.

Alarm Display Template 1 (No Preconfiguration) - Monitor Pro / 1 - APLOPERA [User : demo]

MainNavigateViewSettingsToolsAlarm Template 1Help

ALARM DISPLAY TEMPLATE 1 - <No Preconfiguration>

(Alarm) 2012-03-20 12:36:41.389 RiversWardtonQ0 Breaker position indicationEastwickElgaroseEstRivHerHenwoodNorwood

Fault Location Demo

PERSISTING ALARMS

Count: 4

#	Activation time (YT+YM)	Station	Bay	Device	Object Text	Status
1	2012-03-20 12:05:13.206	NCC 1	APL	2	Status of Application state	Low alarm
2	2012-03-20 12:05:12.261	Stone	IEC	Q1	Station Motor MCB	Ack.
3	2012-03-20 12:05:12.260	Stone	IEC	Q1	Station Stone Door Switch	Alarm
4	2012-03-20 12:05:12.260	Stone	IEC	Q1	Gas too Low	Alarm

FLEETING ALARMS

Count: 1

#	Activation time (YT+YM)	Station	Bay	Device	Object Text	Status
1	2012-03-20 12:36:41.389	Rivers	Wardton	Q0	Breaker position indication	Normal

9.3.2 Filters: Not used Mode: Undation Active Alarms: 4 Unack Alarms: 4

DENFRO1 A (NCC 1) 2012-03-20 12:37:44

Fig. 5-4 Plantilla de visualización de alarma.

La visualización de alarma contiene las siguientes características y opciones:

- 2 tipos de display de template de alarmas
- filtros
- herramientas de configuración de display de alarmas para los colores y la disposición de texto
- actualización de alarmas y modo congelado
- función de reinicio de alarmas
- soporte de autorización
- ayuda en todos los cuadros de dialogo (se abrirá el manual completo de ayuda)
- clase de alarma visible
- localización de objetos en display

En el caso de la pantalla de tendencias se utiliza para el análisis de las tendencias y para mostrar valores medidos en la forma de una curva o una tabla. Una tendencia es un seguimiento relacionado con el tiempo de los datos del proceso en el sistema eléctrico de potencia de todos los tipos de objetos de proceso, por ejemplo, en los datos de entrada y salida analógica, binaria, y los datos digitales se pueden ilustrar como tendencias. La pantalla de tendencias contiene las siguientes características: Vista gráfica o tabular, modo zoom, desplazarse mediante las barras de desplazamiento, ejes configurables y propiedades de la línea, Uso de leyenda, Opciones de actualización de intervalo de 10 segundos a 10 minutos, Formulas de cálculo; directa, media, suma, integral y diferencia, eliminación de los datos de tendencias para actualización por parte del usuario, Guardar, abrir y eliminar configuraciones previas, Opción de impresión, Actualizar/modos congelado

5.4.3 Registro histórico SYS600

El registro histórico es un subsistema dedicado para un rápido y eficiente registro de datos, el refinamiento de datos y visualización de la información. El historiador flexible puede almacenar todos los datos de proceso por períodos largos y perfeccionar los datos en información significativa. Esto le da una visión clara de la situación en el proceso primario, permitirá aprovechar al máximo la energía y equipos, así como los informes del producto y de las estadísticas. La información se visualiza en forma de varios gráficos, tendencias e informes numéricos. Los informes numéricos pueden utilizar el Microsoft Excel que proporciona herramientas comúnmente conocidos para el refinamiento de más datos.

El historiador debe utilizarse principalmente en un servidor dedicado. Las fuentes de datos para el Historiador son objetos de proceso u objetos de datos de SYS600C. Los datos son la transferencia de información del SYS600C al historiador a través de una red LAN TCP / IP. Una aplicación SYS600C puede registrar datos en una o varias instancias del historiador y un historiador pueden recibir datos de uno o varios dispositivos SYS600C.

El historiador registra datos desde la aplicación SYS600 y más precisamente de objetos de proceso o de objetos de datos. El registro de datos se desencadena por la actualización del procedimiento objeto de procesos o de objetos de datos. Los siguientes tipos de datos se pueden registrar en el Historiador: objetos de proceso que corresponden a entradas binarias (BI), salidas binarias (BO), doble entrada binaria (DB), la entrada digital (DI), salida digital (DO), entrada analógica (AI) , salida analógica (AO), contador de pulsos (PC), con el objeto de datos de valor numérico. La información recopilada vía comunicaciones por el sistema desde los IED's es almacenada en bases de datos para su posterior consulta siendo configurable: la periodicidad de almacenamiento, la cantidad de datos a almacenar y los periodos de archivos.

El historiador registra los datos en bruto (todas las actualizaciones) de las fuentes durante 8 días. Se refinan entonces los datos en bruto en el almacenamiento a largo plazo, con un promedio de 1 minuto, 2 minutos máximo y mínimo 1 hora, etc.

En la figura 5-5 se representa la configuración de un sistema de registro histórico SYS600.

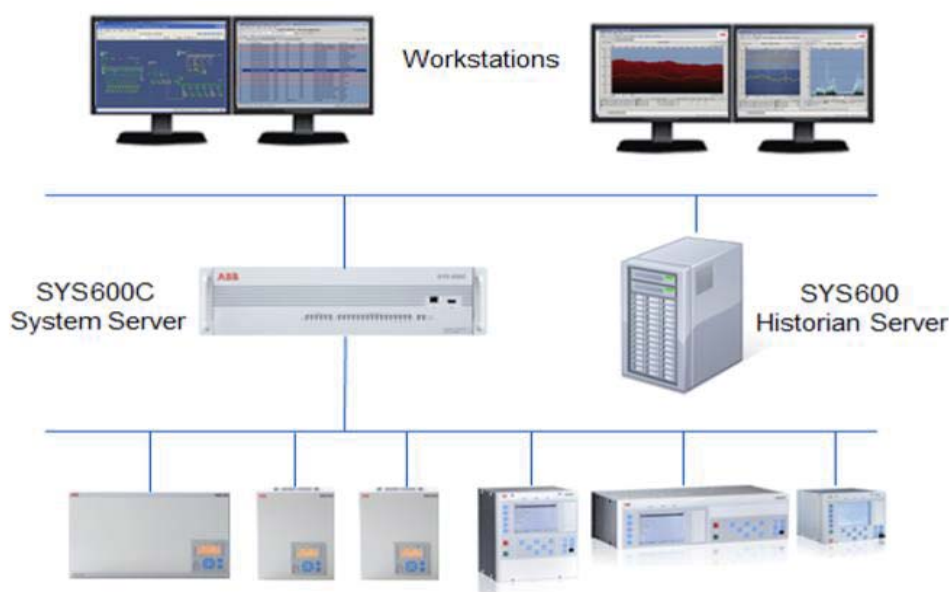


Fig. 5-5 Configuración de un sistema de registro historico.

CONCLUSIONES

Los protocolos de comunicación en las subestaciones eléctricas y el avance de la tecnología utilizada a lo largo del tiempo ha avanzado de manera considerable. Se empezaron a introducir nuevos dispositivos de diferentes áreas con la finalidad de mejorar el funcionamiento de la subestación, la automatización nace con la necesidad de controlar todos estos equipos y hacer más eficiente el proceso.

Actualmente la maniobrabilidad en las subestaciones es más sencilla y eficiente que las antiguas, sin embargo su complejidad en puesta en servicio ha aumentado, principalmente por la integración y configuración de una gran cantidad de equipos y sistemas. Ahora el ingeniero a cargo de la subestación no solo debe tener conocimientos en el área eléctrica, sino también en las áreas de comunicaciones, programación y control.

Definitivamente los IED's simplifican las tareas en la automatización, ya que hoy en día un solo dispositivo puede realizar diversas tareas como la comunicación, protección, medición y control del equipo primario, además esto trae ventajas como la reducción de espacio, ya que tableros antiguos pueden ser sustituidos por un IED.

De nada serviría tener todos estos equipos de gran tecnología, si no se tiene una buena comunicación entre ellos. Así la información y comandos de control no llegarían a su destino y por ende la función no se llevaría a cabo.

A lo largo de la historia se han creado diferentes protocolos de comunicación, primero se utilizaron los protocolos propietarios, ya que los equipos estaban condicionados a utilizar este tipo de protocolo, debido a que era una estrategia de los fabricantes por usar solo sus productos. De alguna forma el uso de este tipo de protocolos frenaba el crecimiento del desarrollo de las subestaciones. Por otra parte la estandarización de los protocolos ayudó a mejorar la comunicación en la subestación.

Se desarrollaron protocolos estandarizados, cada uno con mejoras y ventajas sobre su antecesor, en los cuales todos los fabricantes aportaron ideas para su desarrollo. En este trabajo se analizaron los dos protocolos actualmente usados, DNP3 e IEC 61850, el uso de cada uno depende del tipo de información que se quiera comunicar.

El protocolo DNP3 está diseñado para comunicar a los IED's con el centro de control. Dado que en este nivel de comunicación solo se reporta información como estados de posición, alarmas y valores de las magnitudes eléctricas. Este protocolo es ideal para ser implementado a este nivel, donde el tiempo de llegada de la información no es tan importante. Se puede concluir que con DNP3 el tiempo de llegada de los mensajes a su destino depende de la cantidad de mensajes en la red.

El protocolo de comunicación IEC 61850 es el estándar más actual y eficiente que existe en el mercado, dado que tiene la mayor compatibilidad con todos los sistemas utilizados en la subestación, además su funcionalidad es independiente del fabricante. Gracias a que es un estándar aceptado internacionalmente, muchas subestaciones alrededor del mundo están optando por implementar este protocolo, como consecuencia de esto, muchos ingenieros, investigadores y fabricantes aportan para el desarrollo de este estándar, haciéndolo mejor y único. IEC 61850 es un estándar probado a futuro.

La mayor ventaja del protocolo IEC 61850 son los mensajes GOOSE, ya que estos definen un nuevo tipo de mensajes, los cuales llegan a su destino en el menor tiempo posible. Esto trajo beneficios al área de protecciones, ya que el mensaje de disparo de protección llega al interruptor en un tiempo menor, comparado con los protocolos anteriores.

El protocolo de comunicación DNP3 es recomendable implementarse cuando la comunicación se trata de reporte de eventos y estado de la posición de los equipos en bahía, ya que su complejidad es menor respecto a la de IEC 61850.

El protocolo de comunicación IEC 61850 es recomendable implementarse a nivel bahía, ya que si se requiere velocidad en la transmisión de datos, este protocolo lo hace eficientemente. La implementación de este protocolo es más compleja comparada con la de DNP3, ya que IEC 61850 es una norma más completa que abarca otras áreas aparte de la de comunicación.

Cuando se requiere una comunicación donde el tiempo de envío y recepción no es tan importante se puede usar el protocolo DNP3, pero cuando se requiere velocidad en la comunicación el protocolo IEC 61850 es la mejor opción, una combinación de ambos es el esquema que actualmente se utiliza.

REFERENCIAS

- [1] Hossenlopp, Luc. “Strategies for the Renovation of Protection and Control Systems in Electrical Substations”. Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE
- [2] Gers, Juan M. y Holmes, Edward J. “Protection of Electricity Distribution Networks”. 3ra Edition. London, United Kingdom. The Institution of Engineering and Technology
- [3] IEC 61850-1 Communication networks and systems for power utility automation. Part 1: Introduction and overview, 2013.
- [4] IEC 61850-3 Communication networks and systems for power utility automation. Part 3: General Requirements, 2013.
- [5] IEC 61850-4 Communication networks and systems for power utility automation. Part 4: System and project management, 2013
- [6] IEC 61850-5 Communication networks and systems for power utility automation. Part 5: Communication requirements for function and devices models , 2013
- [7] IEC 61850-6 Communication networks and systems for power utility automation. Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to ieds, 2013
- [8] IEC 61850-7.1 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7.1: Basic communication structure – principles and models, 2013.
- [9] IEC 61850-7.2 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7.2: Basic information and communication structure – abstract communication service interface, 2013.
- [10] IEC 61850-7.3 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7.3: Basic information and communication structure – common data classes, 2013.
- [11] IEC 61850-7.4 Communication networks and systems for power utility automation. Part 7.4: Basic communication structure – compatible logical node classes and data object classes, 2013.
- [12] K Hubert, K; Introduction to the IEC 61850 Substation communication standard. 2004 ABB Switzerland Ltd, Corporate Research, ABBCH-RD.
- [13] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation, Communication structure – compatible logical node classes and data object classes, 2015.
- [14] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation, Basic Communication requirements for function and device models, 2015.

- [15] IEC 61850 Communication networks and systems in substations IEC 61850. Especific communication service mapping.
- [16] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation, IEC 61850: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs, 2015.
- [17] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. IEC 61850, communication networks and system in substations- introduction and overview. Geneve, suiza 2015.
- [18] IEEE Standar for electric power systems communications – distributed network protocol DNP3, 2015.
- [19] ABB. MicroSCADA PRO SYS600C, Manual.
- [20] Norma EIA TIA 568A – 568B, Abril 2011. En línea:
<http://bignewsoftware.blogspot.cl/2011/04/norma-eia-tia-568a-568b.html>
- [21] Redes industriales INTERBUS, Agosto 2015. En línea:
<http://jairgarcia26.blogspot.cl/2015/08/redes-industriales-interbus.html>
- [22] Arquitecturas de Red, Mayo 2016. En línea:
<http://www.eveliux.com/mx/curso/arquitecturas-de-red.html>
- [23] Martín Jose Raull. “Diseño de subestaciones eléctricas”. Libros McGRAW- HILL, México 1987.
- [24] Carlos Jara. SCADA Eléctrico, Control, supervisión y adquisición de datos. ABB Octubre 2012.
- [25] Embedded controller exposes electric measurements through IEC 61850, September 2009. En línea:
<http://blog.iec61850.com/2009/09/embedded-controller-exposes-electric.html>