



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

**DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA
ARQUITECTURA IEC61850**

AUTOR: Elena Pérez Villalón

MADRID, Junio de 2008

Autorizada la entrega del proyecto del alumno/a:

Elena Pérez Villalón

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Amaya Lago Moneo

Fdo.:

Fecha:/...../.....

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Tomás Gómez San Román

Fdo.:

Fecha:/...../.....

RESUMEN

Los sistema de automatización de una subestación (SAS) son los elementos que le permiten al operador tener toda la información concentrada en un solo sitio con el fin de ejecutar sus acciones operativas de una manera más segura, brindándole la información necesaria en el tiempo oportuno con el fin de evitarle cometer errores en la operación de la subestación e incluso agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

Históricamente cada fabricante ha desarrollado los sistemas de control y protección con su protocolo en general propietario o adaptado al entorno de subestaciones. Los clientes han reclamado desde hace años un protocolo estándar, con funciones de control y protección que les permita realizar las funciones de las que disponen ahora.

La nueva norma IEC61850 cumple con los requisitos mínimos para un protocolo en el mundo eléctrico y a su vez permite una de las características que los clientes tanto han reclamado: Interoperabilidad entre equipos de diversos fabricantes.

La norma IEC61850 se ha creado para ser perdurable en el tiempo, lo que no ocurrió con las conocidas IEC60870-5, y no fija únicamente el protocolo. Precisamente, al referirse al modelado de los diversos componentes de una subestación, se espera su perdurabilidad en el tiempo.

Uno de los conceptos principales que introduce esta norma son los switches 61850, necesarios para una correcta y eficiente transmisión de datos dentro de las arquitecturas de comunicación.

La motivación del proyecto ha surgido debido al importante cambio que se está dando en los sistemas de automatización de subestaciones, como consecuencia de la introducción de la norma IEC61850.

Con el fin de analizar tanto desde el punto de vista económico como técnico, las distintas opciones de sistemas de comunicación, se ha implementado una herramienta que permite de forma rápida y sencilla, diseñar distintas arquitectura para los sistemas de control de subestaciones según las necesidades de, robustez, velocidad y coste. Por otro lado, la herramienta ha de ser flexible y permitir la modificación y actualización de valores y detalles y que sean contemplados en el resultado final.

La aplicación considera todos los elementos que son necesarios a la hora de llevar acabo el diseño de las arquitecturas de comunicaciones en subestaciones. Por una parte, se trata desde un punto de vista económico analizar los equipos de interconexión Switches 61850, dividiendo las arquitecturas de comunicación según el criterio de fiabilidad, para ello se han definido cinco tipos de fiabilidad: Alta, Baja, Media, Media-Baja y Media-Alta. Por otro lado, la herramienta implantada analiza los retrasos máximos de los dos tipos de mensajes, que establece la norma (Mensajes tipo Goose 64 bytes y Mensajes de 1518 bytes), según el tipo de arquitectura de comunicación donde se transmitan.

Por tanto, mediante el modelo, simplemente introduciendo varios parámetros de entrada, como el número de IEDs (Intelligent Electronic Device) a comunicar, niveles de tensión, posiciones existentes en la subestación y el tipo de fiabilidad esperada, se puede obtener una estimación muy rápida y detallada, no sólo del coste total, sino de costes parciales de los equipos, y retrasos máximos en la transmisión de datos.

Además la herramienta presenta la posibilidad de estudiar de forma rápida y sencilla las distintas opciones de comunicación y así poder ver, en cada caso, cual se ajusta más a las necesidades económicas y técnicas del cliente.

El hecho de analizar todas las posibles opciones de forma rápida y concreta, añade valor a la labor y gestión de un ingeniero encargado de diseñar las arquitecturas de comunicación, ya que en cada caso se ha observado que los resultados obtenidos difieren en gran medida según tamaño y complejidad de la subestación. Por este motivo se aconseja analizar todas las opciones posibles antes de tomar una decisión final.

Finalmente, se ha realizado, a modo de ejemplo, un análisis de un proyecto real con el fin de mostrar el manejo de la herramienta, así como remarcar la importancia de poder analizar y comparar todas las opciones de fiabilidad en el diseño de las arquitecturas de comunicación.

SUMMARY

Substation Automation Systems (SAS) are the elements that allow the operator to access all the information in the same point, in order to execute the actions more safely. SAS also offer the opportunity to have the necessary information on time aiming to avoid operational mistakes in the substation and even making it possible to restore the circuits after any error.

Historically every manufacturer has developed its control and protection systems with its own protocol in general proprietary or adapted to the environment of substations. The clients have claimed for years a new standard protocol, with control and protection functions that allow them to perform the functions which they have now.

The advancing global IEC 61850 standard for communication in substations brings the characteristics that the clients have claimed in the last years, Interoperable systems between different equipments of diverse manufactures, and flexible architectures to the substation automation domain.

IEC61850 standard has been created to last, which was not achieved with IEC60870-5, and does not only set the protocol. Precisely, when referring to modelling the different components of a substation, it is expected that it lasts.

One of the most important concepts that IEC61850 standard introduces, are the 61850 switches, necessary for a correct and efficient transmission in the control and protection systems.

The motivation of the project has arisen due to the important change in the substation automation systems, as consequence of the introduction of the IEC61850 standard.

In order to analyze the economical aspect and technical characteristics of the different communication systems, we have implemented a tool or a model to contribute with a fast and precise method to achieve the best communication architecture, according to ruggedness, speed and cost requirements. Moreover, the tool has to be flexible so as to allow the modification and update of the prices, values and details.

The application considers all the elements that are necessary to design communication architectures in substation systems.

On one hand, the tool includes an economical analysis of the 61850 switches in terms of reliability. We have divided and defined five different options of communications depending on their reliability: High, Low, Medium, Medium-Low and Medium- High.

On the other hand, the tool analyses transmission times and worst case latency of two types of messages, defined in the standard (64 bytes Goose type messages and 1518 bytes messages), depending on the type of architecture implemented.

Therefore, using the model, a fast and detailed estimation can be obtained simply by introducing several input parameters, like the number of IEDs (Intelligent Electronic Device) to communicate, voltage levels, number of positions, general

characteristics and the reliability expected. Not only is the total cost values obtained, but partial costs and the worst latency of a substation are as well.

In addition the tool presents the possibility of studying easily and faster the different communication option with the intention of observing, in each case, the best solution for the customer's economical and technical requirements.

Being able to analyse all plausible options, quickly and accurately adds value to the engineer's work and management of designing the communication structures, since each case is fairly different from the others in size and complexity of the substation. That is the reason for recommending an analysis of the possibilities before taking a definitive decision.

Finally, the model has been used to analyse a real project in order to illustrate the management of the tool, as well as to show the importance of being able to study and compare all the reliability options for the design of communication architectures.

ÍNDICE

1ª Parte: Introducción, conceptos generales

1	El sistema Eléctrico	1
1.1	Descripción del sistema eléctrico.....	1
1.1.1	Subsistemas de producción.	2
1.1.2	Subsistema de transporte.	3
1.1.3	Subsistema de distribución.....	4
1.2	Sistema de Protecciones.....	5
1.2.1	Características de las protecciones.	10
1.2.2	Componentes de un sistema de protecciones.....	13
1.2.3	Funciones de Protección	15
1.3	Sistemas de control y protecciones.	32
1.3.1	Estructura general del sistema de control de subestaciones	34
1.3.2	Estructura de los sistemas de control digitales.....	36
2	Protecciones y SAS.....	46
2.1	Funciones de los sistemas de automatización de subestaciones.....	46
3	Comunicación en el entorno de subestaciones	51
3.1	Transmisión de datos.....	52
3.1.1	Datos analógicos y digitales.....	52
3.1.2	Señales analógicas y digitales	52
3.1.3	Transmisión analógica y digital.....	53
3.1.4	Dificultades en la transmisión	54
3.2	Medios de transmisión.....	57
3.2.1	Pares trenzados.....	58
3.2.2	Cable coaxial.	59
3.2.3	Fibra óptica.....	60
3.3	Sistemas de comunicación entre subestaciones.....	65
3.3.1	Sistema de Onda Portadora	66
3.3.2	Sistema de Fibra Óptica	66
3.3.3	Enlaces vía radio	67
3.4	Clasificación ISO.	67
3.4.1	Capas OSI.....	69
3.5	Protocolos de comunicación en Subestaciones.....	80
3.5.1	Protocolos maestro esclavo	82
3.5.2	Protocolo TDM, (Time Division Multiplex Media Access)	92

3.5.3	TOKEN PASSING	93
3.5.4	Protocolo CSMA/CD media Access	94
3.5.5	Protocolo CSMA/CD/PS	97

2ª Parte: Norma IEC 61850

1	Introducción	1
1.1	Desarrollo del estándar	5
1.1.1	Comité internacional de electrotecnia	9
1.1.2	UCA	13
1.2	Objetivos del estándar	18
1.3	Beneficios y ventajas del estándar	19
1.3.1	Beneficios del estándar IEC 61850	20
1.3.2	Ventajas del estándar IEC 61850	23
2	Estructura de la norma IEC 61850	25
2.1	Parte 1: Introducción y Resumen.....	27
2.2	Parte 2: Terminología.....	27
2.3	Parte 3: Requisitos Generales.	27
2.4	Parte 4: Gestión de Sistemas y Proyectos.....	27
2.5	Parte 5: Requisitos de las Comunicaciones.	28
2.6	Parte 6: Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL)	30
2.7	Parte 7.....	31
2.7.1	Parte 7.1: Modelos y principios.	31
2.7.2	Parte 7.2: Servicios de comunicación abstractos (ASCI)	32
2.7.3	Parte 7.3: Clases de datos comunes.....	34
2.7.4	Parte 7.4: Clases compatibles de nodos lógicos y datos.	34
2.8	Parte 8: Aplicación para el bus de estación	36
2.9	Parte 9: Aplicación para el bus de proceso.	38
2.10	Parte 10: Pruebas de conformidad.	40
3	Lenguaje de configuración de Subestación (SCL).....	42
3.1	Datos en SCL	44
3.2	El proceso de ingeniería con SCL.....	46
3.2.1	Primera etapa:	48
3.2.2	Segunda etapa	49
3.2.3	Tercera etapa.....	49
4	Modelo de datos y servicios.....	51

4.1	Nodos lógicos	58
4.1.1	Asignación de nodos lógicos.....	61
4.1.2	Descomposición de funciones en LNS	62
4.1.3	Atributos asociados a los nodos lógicos:	64
4.1.4	CONCEPTO DE PICOM	67
4.1.5	Modelado de datos y servicios.....	68
4.2	Datos y Atributos	70
4.2.1	Atributos asociados a los DATOS	72
4.2.2	Ejemplo de descomposición de datos	75
4.2.3	Common Data Class CDC.	77
4.3	Equipos Lógicos.....	78
4.3.1	Atributos asociados a los equipos Lógicos.....	80
5	Mapeado	82
5.1	Comunicación vertical.....	86
5.2	Comunicación horizontal.....	87
5.3	Valores analógicos en el bus de estación	88

3ª Parte: Arquitecturas de comunicación

1	Arquitecturas de comunicación	1
1.1	Arquitectura en Cascada (o Bus)	3
1.2	Arquitectura en Anillo	4
1.2.1	Configuración en anillo centralizado (gran estrella).....	6
1.2.2	Configuración en anillo descentralizado	7
1.2.3	Segmentación por niveles de voltaje	8
1.2.4	Grandes sistemas con varios anillos	9
1.3	Arquitectura en Estrella.....	10
2	Descripción del modelo desarrollado.....	12
2.1	Datos iniciales	12
2.1.1	Switch tipo RS900	14
2.1.2	Switch tipo RS8000	14
2.1.3	Switch tipo RS900G	15
2.1.4	Switch tipo RSG2100.....	15
2.1.5	Switch tipo RSG2200.....	16
2.2	Estructura del programa	16
2.2.1	Tipos de Fiabilidad	17
2.3	FORMULARIOS.....	23
2.3.1	Formulario Inicial	23

2.3.2	Formularios para realizar el estudio económico.....	24
2.3.3	Formularios para realizar el estudio de los tiempos de transmisión.	27
2.4	Muestra de resultados	28
2.4.1	Coste de equipos.....	29
2.4.2	Velocidad de transmisión.....	31
2.4.3	Esquema de comunicaciones.....	41
3	Descripción de los casos analizados.....	42
3.1	Subestación de transformación	42
3.1.1	Especificaciones	43
3.1.2	Implantación en la herramienta	45
3.2	Centros de Autotransformación.....	54
3.2.1	Especificaciones	54
3.2.2	Implantación en la herramienta	56
3.3	Conclusiones finales	60

1ª Parte:

**INTRODUCCIÓN, CONCEPTOS
GENERALES.**

1 El sistema Eléctrico

El sistema eléctrico es su sistema global que permite que la energía eléctrica se produzca, se transporte y se distribuya a los usuarios con eficiencia, con calidad y con seguridad. Este sistema, se ha ido complicando y sofisticando con el transcurso de las décadas debido en gran medida a un aumento progresivo de la demanda de energía.

El sistema eléctrico tiene como cometido el generar y producir electricidad en los lugares más idóneos para tal fin, transformar o convertir esta electricidad a unas características que sean propicias para el transporte a larga distancia, el volver a transformar tal energía para que pueda ser distribuida en las cercanías de los centros de consumo y finalmente convertirla a unos valores aptos para los abonados o consumidores.

1.1 Descripción del sistema eléctrico.

Dada la amplitud del concepto de sistema eléctrico conviene dividir a este por partes o subsistemas para una mejor comprensión. Estos subsistemas constan a su vez de elementos o etapas que quedan enumerados a continuación:

a) Subsistemas de producción: Comprende las centrales generadoras.

b) Subsistema de transporte: Comprende las subestaciones transformadoras elevadoras, las líneas de transporte y las subestaciones transformadoras.

c) Subsistema de distribución: Consta de las redes de reparto, subestaciones transformadoras de distribución, redes de distribución en media tensión, centros de transformación y redes de distribución en baja tensión.

La interconexión entre estos sistemas queda indicada en la figura siguiente:

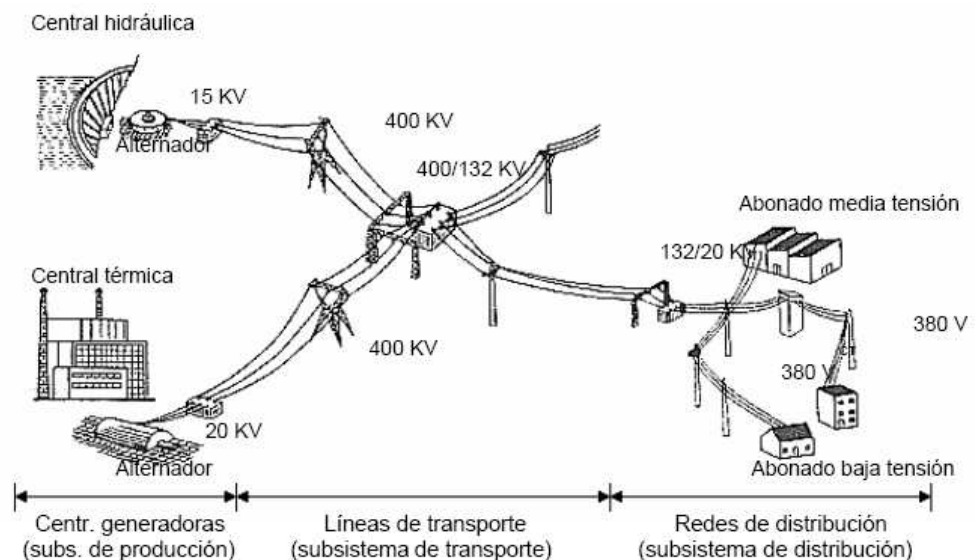


Figura 1 El sistema eléctrico

1.1.1 Subsistemas de producción.

- *Centrales generadoras:*

Cuya misión es la de generar electricidad a partir de otras fuentes de energía. Las tensiones más habituales de generación oscilan entre 3 y 23kV, y la potencia generada en una central tipo medio alto ronda los 500 y 1000 MVA.

1.1.2 Subsistema de transporte.

- *Estaciones transformadoras elevadoras:*

Es el primer paso de transformación que encuentra la energía eléctrica a su salida de las centrales generadoras. Como por lo general el lugar de generación suele estar alejado de los grandes centros de consumo, esta energía debe ser transportada, pero con el fin de que las pérdidas de energía en el transporte sean lo más pequeñas posibles y que la instalación para tal transporte resulte económica, se elevan estos valores de tensión de generación a valores de tensión de transporte, que suelen ser de 220 y 400 kV.

- *Líneas de transporte:*

Son las líneas aéreas que unen las subestaciones elevadoras con la subestaciones transformadoras, y por tanto las encargadas de realizar los transportes de energía a larga distancia.

- *Subestaciones transformadoras:*

Tiene la función básica de reducir los valores de tensión de transporte a unos valores aptos para el reparto en las cercanías de las grandes áreas de consumo. Estos valores suelen ser de 132, 66 ó 45 kV. En otras ocasiones, la subestaciones transformadoras realizan la misión de interconexión entre distintas líneas de transporte, por lo que tienen en tales casos funciones de maniobra.

1.1.3 Subsistema de distribución.

Consta de las redes de reparto, subestaciones transformadoras de distribución, redes de distribución en media tensión, centros de transformación y redes de distribución en baja tensión.

- *Redes de reparto:*

Son las líneas que se distribuyen en torno a los grandes centros de consumo con unos valores de tensión que suelen ser de 132, 66, o 45 kV. En la mayoría de las ocasiones estas redes suelen ser aéreas; no obstante, en núcleos urbanos importantes estas redes son subterráneas.

- *Subestaciones transformadoras de distribución:*

Transforman los valores de tensión de reparto a valores de distribución en media tensión, del orden de 20 ó 15 kV.

- *Redes de distribución en media tensión:*

Son las líneas que unen las subestaciones transformadoras con los abonados en media tensión, que suelen ser instalaciones industriales o consumidores de cierta importancia, o con los centros de transformación, donde se vuelve a reducir los valores de tensión. Estas redes pueden ser aéreas o subterráneas.

- *Centro de transformación:*

Transforman los valores de media tensión a valores aptos para el consumo en baja tensión.

- *Redes de distribución de baja tensión:*

Son las líneas que unen los centros de transformación con la acometida del abonado en baja tensión, estas redes son en su mayoría subterráneas.

1.2 Sistema de Protecciones

La creciente utilización de la energía eléctrica, en todas las aplicaciones de la vida actual, aconseja crear la información precisa y dirigirla al usuario de la electricidad para que se familiarice con los medios de protección y contra los riesgos propios de este tipo de energía.

Estudios realizados sobre accidentes por causas eléctricas, demuestran que, en la mayoría de los casos, los medios de seguridad previstos no fueron suficientes para garantizar la seguridad de las personas, o bien no estuvieron correctamente aplicados e, incluso, que con el paso del tiempo su capacidad protectora había disminuido.

Para poder prevenir los accidentes debidos a la corriente eléctrica es necesario adoptar medidas de protección y control, adecuadas a los posibles riesgos que puedan presentarse.

Estas medidas implican la elección adecuada de los elementos preventivos que hagan a las instalaciones eléctricas (de acuerdo con su tensión, tipo de instalación y emplazamiento) fiables y seguras, tanto para las personas como para las cosas.

Se podría definir protección eléctrica, como el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de los incidentes en los sistemas o instalaciones eléctricas, cuya misión consiste en:

- Identificar y localizar el defecto o falta en cuanto a su tipo y lugar.
- Realizar las actuaciones y desconexiones necesarias:

Los sistemas de protección deben poner en práctica automáticamente las actuaciones y desconexiones necesarias para aislar la falta de la manera más rápida, reduciendo los efectos destructivos de la falta, y poniendo fuera de servicio la parte más pequeña de la instalación que basta para dejar la falta aislada y al equipo fuera de peligro.

- Señalizar el defecto detectado y las actuaciones efectuadas.
- Aportar información necesaria con el fin de garantizar una operación segura y el análisis posterior de la incidencia.

Toda instalación eléctrica tiene por tanto, que estar dotada de una serie de protecciones que la hagan segura, tanto desde el punto de vista de los conductores y los aparatos a ellos conectados, como de las personas que han de trabajar con ella.

Desarrollo histórico para lograr tales fines fue que con la irrupción hacia finales del siglo XIX, de los primeros sistemas eléctricos de corriente alterna, empezaba una etapa entonces apenas insospechable para el desarrollo de la energía eléctrica. El descubrimiento del transformador permitió alrededor de 1885, vislumbrar la posibilidad de expansión a grandes áreas geográficas del transporte y distribución de la energía eléctrica.

El crecimiento de los sistemas eléctricos fue generando unas necesidades auxiliares, entre las cuales se incluyen los sistemas de protección.

Los relés se pueden clasificar de distintas maneras. Como presentación vamos a elegir una general en base a la función que realizan:

- **Relés de protección:** Detectan alternaciones de las condiciones normales de los equipos que la protegen, indicando o permitiendo disparos y/o activando alarmas.
- **Relés de supervisión:** Verifican condiciones del sistema, en su zona asignada. Las condiciones que no implican disparo pueden ser monitorizadas por este tipo de relés.

- **Relés de Angulo:** Establecen o detectan secuencias desfases entre magnitudes eléctricas.
- **Relés de regulación:** Se activan cuando una variable supera un rango previsto. Operan sobre equipos auxiliares para devolver la variable a su valor de consigna.
- **Relés auxiliares:** Se utilizan para multiplicar señales y activar equipos. Responden a la apertura o cierre de contactos de los relés principales y equipos diversos.

En cuanto a los sistemas de protección podemos distinguir dos a grandes rasgos los sistemas de protección directos e indirectos, los primeros se basan en los que el elemento de medida es, generalmente, el mismo que el de corte, o está incorporado a él, y la magnitud que hay que controlar, normalmente la intensidad, se aplica a la protección sin ningún tipo de protección, este tipo de sistema de protecciones hoy por hoy está casi en desuso.

Mientras los sistemas de protección indirectos, son aquellos en los que las magnitudes que hay que controlar (tensión, intensidad, frecuencia, temperatura...) se transforman en valores normalizados antes de inyectarse al relé de protección. En general estos sistemas son más costosos pero son donde el concepto de protección alcanza su plenitud, y los que mayoritariamente se utilizan en la

actualidad. En este tipo de protecciones se usan distintos tipos de relés en los que podemos distinguir:

- **Relés de atracción electromagnética:** Responden instantáneamente al valor eficaz de la tensión que se les aplica, intensidad o tensión, que es convertida en una fuerza capaz de cerrar un par de contactos.
- **Relés electromagnéticos de inducción:** Responden de forma temporizada al valor eficaz de la magnitud que se les aplica. En estos relés, el campo magnético generado en una bobina produce un par proporcional en un disco o copa, que son los que cierran los contactos. El tiempo de actuación es inversamente proporcional a la magnitud medida, o al producto vectorial de las dos, en el caso de copa de inducción.
- **Relés de cuadro móvil:** Son el primer paso hacia los relés estáticos. El valor medio de la magnitud de entrada se mide por integración y se rectifica. El resultado alimenta un cuadro móvil que cierra contactos.
- **Relés estáticos:** Son relés totalmente electrónicos. Existen dos tipos principalmente:

a) Analógicos: Son estáticos con elementos convencionales.

Son el primer tipo de relés estáticos y su construcción es generalmente modular. Tienen una gran fiabilidad, duración y precisión.

b) Digitales: Están dotados de microprocesador, y encaminados a la utilización de fibra óptica, lo que garantiza la transmisión de gran cantidad de información a alta velocidad. Incorporan funciones de autodiagnóstico, mejoran las características de software, tiene mayor flexibilidad, menor mantenimiento y reducen el conexionado.

1.2.1 Características de las protecciones.

Un sistema de protecciones debidamente concebido debería poseer en la mayor medida posible, las siguientes características:

- **Sensibilidad:**

Capacidad de detectar las variaciones más pequeñas en los parámetros medidos, dentro de una zona o elemento protegido. El sistema de protecciones debe disponer de la suficiente sensibilidad para la detección rápida y segura de todos los defectos o faltas que puedan existir en la zona protegida.

- **Selectividad:**

Capacidad de discriminar cuando se debe actuar, esperar o bloquearse, en función del lugar y del tipo de falta sucedida, con objeto de originar la desconexión de la parte de la instalación afectada por la avería y evitar la puesta fuera de servicio de la parte no afectada; es decir intentando minimizar la parte de instalación desconectada.

- **Rapidez:**

Se persigue el tiempo mínimo en el proceso detección-selección-actuación, tratando de minimizar los posibles daños en la instalación, producidos por la falta.

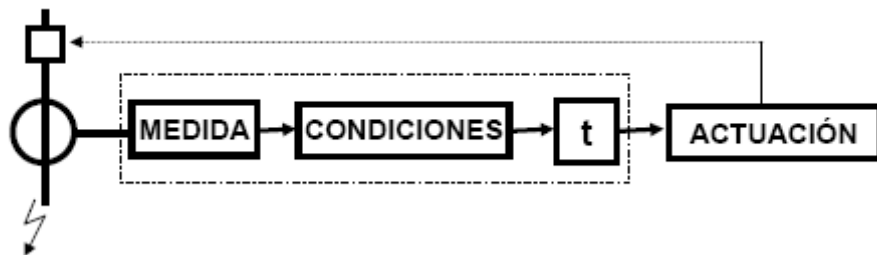


Figura 2 El sistema eléctrico

En cualquier caso debe de tenerse en cuenta que al aumentar la velocidad puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, y debe ser estimada para cada aplicación concreta.

- **Fiabilidad:**

Nivel de confianza en el comportamiento correcto, que se compone en dos partes distintas: seguridad y obediencia.

A) Seguridad: Probabilidad de no actuar cuando no tiene que hacerlo.

Los sistemas de protecciones no deben de actuar cuando o bien no exista un defecto o falta, o existiendo alguna falta o defecto pero no se cumplen una serie de condiciones, como puede ser faltas localizadas fuera de la zona protegida por el sistema, o incluso tampoco deben de actuar cuando estas condiciones y/o faltas desaparezcan antes de un tiempo t .

B) Obediencia: Probabilidad de actuación cuando si tiene que hacerlo.

Ante la existencia de un determinado defecto o falta dentro de la zona protegida, el sistema de protecciones deberá detectarlo e iniciar las acciones oportunas de las protecciones, de forma que se eviten daños en la instalación.

Hay que tener en cuenta que una operación incorrecta por parte de los sistemas de protecciones puede ser motivada por una de las siguientes causas, diseño incorrecto para una aplicación concreta, instalación incorrecta de una protección, ajustes incorrectos de los valores de operación, deterioro de equipos en servicio por falta de un adecuado mantenimiento, manipulación indebida etc.

▪ Robustez:

Capacidad de soportar durante años las condiciones ambientales y de trabajo a que son sometidos, de forma que se garantice un correcto funcionamiento y condiciones operativas a lo largo del tiempo.

- **Autonomía:**

El fallo de cualquier otro elemento de la instalación, ajeno al sistema de protección, no debe afectar a ésta. El sistema de protección debe ser independiente, en sus funciones primordiales, del resto de sistemas, con el objeto de que las consecuencias de la propia avería no afecten a la capacidad para despejarla.

- **Economía:**

Un sistema debe proporcionar la máxima protección al mínimo costo. A la hora de elegir un sistema o elementos de protección, existe una serie de factores de decisión entre los que se encuentra el coste de los equipos, fiabilidad, selectividad, etc.

1.2.2 Componentes de un sistema de protecciones

Básicamente los sistemas de protección están compuestos por:

- *Transformadores de intensidad y tensión*

Este tipo de transformadores de medida permiten reducir los valores de intensidad y tensión, del punto de la red en que están conectados, a valores proporcionales a aquellos más pequeños.

Las Funciones principales de este tipo de aparataje son:

1. Aislar y separar los circuitos de medida / protección de la red.
2. Evitar o atenuar perturbaciones electromagnéticas.
3. Reducir magnitudes a valores normalizados y medibles.

De esta manera sirven como protección a personas y aparatos. Hay dos clases de trafos: TI y TT (intensidad y tensión). En ambos, la magnitud secundaria es, en condiciones normales, prácticamente proporcional a la primaria y desfasada un ángulo próximo a cero.

- *Relés de protección*

Son dispositivos que permiten detectar los defectos fortuitos de una instalación. Mediante la entrada de magnitudes, actúan sobre los dispositivos de corte y maniobra (interruptores) evitando males mayores.

Normalmente se conectan a la red por medio de trafos de medida, y frecuentemente disponen de una fuente auxiliar que les proporciona la energía para funcionar.

Existe una gran variedad de clasificaciones de los relés, entre las cuales se encuentran:

- Sistema de inducción: electromagnético, electrónico, electrodinámicos, térmicos.

- Magnitud que vigilan: I, U, frecuencia, producto (P), cociente (z), diferencia, T^a , etc.
- Arranque: instantáneos, temporizados (a tiempo fijo, o de tiempo inverso).
- Direccionales o no (miran el sentido de la magnitud, normalmente I, P o z).

- *Unidades de disparo.*

Este tipo de unidades multiplican la actuación, que generan los réles, sobre distintos elementos.

- *Baterías de alimentación.*

- *Sistemas de señalización, registro y oscilografía.*

1.2.3 Funciones de Protección

Los sistemas eléctricos, y en particular las subestaciones eléctricas modernas, se protegen empleando equipos que emplean las señales captadas directamente de los equipos primarios (tensiones, intensidades, etc.) y la aplicación de determinados algoritmos, para activar la actuación de mecanismos para aislar selectivamente las partes del sistema eléctrico afectadas por una falta, en el menor tiempo posible,

minimizando los daños en las instalaciones y procurando la continuidad del suministro del servicio eléctrico.

Los algoritmos de protección contienen magnitudes y variables de referencia que pueden ajustarse a discreción del usuario, lo que determina la actuación o no del equipo de protección ante la presencia de determinadas condiciones.

Según las magnitudes, el umbral de actuación y el tiempo de actuación, existen diferentes funciones de protección. Dependiendo del tipo de posición que se desee proteger en una subestación, se emplearán una o varias funciones de protección y por tanto uno o varios equipos de protección.

Se establecen varias clasificaciones, atendiendo a distintos conceptos, que llevan a dar diferentes denominaciones a los equipos de protección:

a) Según su función:

- Sobreintensidad.
- Sobrefrecuencia.
- Máxima ó mínima tensión etc...

b) Según su magnitud de entrada o medida:

- Intensidad.
- Relés de intensidad o máxima intensidad.
- Relés de mínima intensidad.
- Tensión.
- Relés de sobretensión o de máxima tensión.

- Relés de subtensión o de mínima tensión.
- Relés de tensión nula o falta de tensión.
- Impedancia.
- Relé de impedancia.
- Frecuencia.
- Relé de frecuencia.
- Potencia ó producto.
- Relé vatimétrico.

c) Según su conexión de medida:

- Fase.
- Neutro.

d) Según su actuación sobre el interruptor:

- Directos.
- Indirectos o secundarios.

1.2.3.1 Clasificación según su tiempo de actuación

Relé instantáneo y relé temporizado:

El relé de protección puede actuar instantáneamente o después de un cierto tiempo, aunque la decisión la toma en el momento inicial.

Se entiende por relé instantáneo aquel cuyo tiempo de operación, o t es lo más rápido posible, atendiendo a las limitaciones técnicas y constructivas del propio relé.

Hoy en día se consideran relés de alta velocidad aquellos que actúan dentro de los dos primeros ciclos desde la ocurrencia de la falta.

Los relés temporizados tienen un retardo añadido, tras la decisión, para realizar la actuación. Hay dos tipos de temporizaciones:

1. De tiempo fijo o independiente. El tiempo es independiente del valor de la magnitud de entrada; una vez se decide actuar, tarda en hacerlo un tiempo que siempre es fijo, de acuerdo a un ajuste determinado.
2. De tiempo inverso o dependiente. Los retardos son inversamente proporcionales al valor de la magnitud de entrada. Las curvas que representan el valor del retardo en función de la entrada suelen ser similares a hipérbolas, con una asíntota paralela al eje de tiempos definida por el valor de arranque del relé.

Existen varias familias de curvas de actuación caracterizadas por tener pendientes más o menos acusadas, y que se agrupan bajo las denominaciones de tiempo inverso, muy inverso o extremadamente inverso.

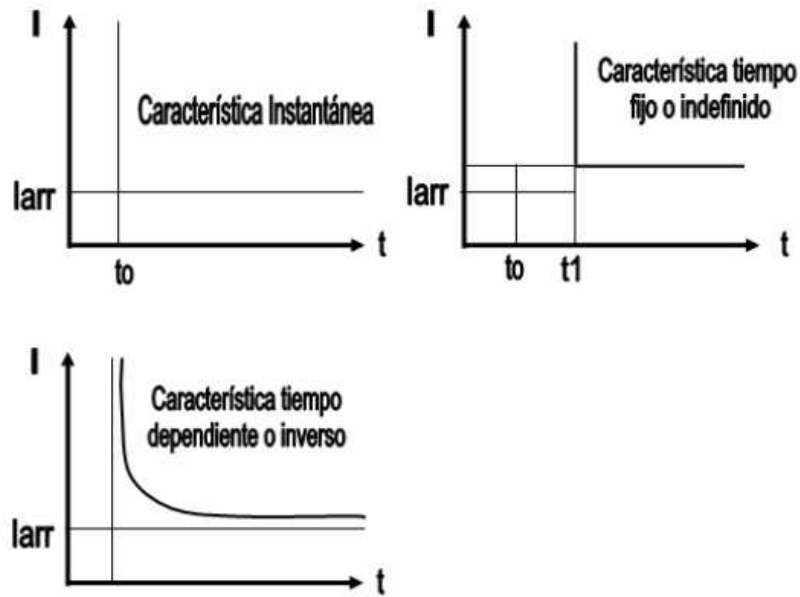


Figura 3 Curvas Características de las protecciones

1.2.3.2 Clasificación según su magnitud de medida.

Relé de sobreintensidad.

El objeto de la protección de sobreintensidad es detectar toda elevación anormal de la intensidad del elemento protegido, ordenando la desconexión de la red, en el momento que por cortocircuito o sobrecarga se sobrepasan los límites máximos tolerables de intensidad.

En principio, las protecciones de sobreintensidad admiten una clasificación en dos grandes grupos, en función del tiempo de operación:

- a) Instantáneos.
- b) Temporizados.

b.1) A tiempo independiente: un relé de este tipo operará siempre en el mismo tiempo para todo valor de intensidad superior al ajustado en el propio relé.

b.2) A tiempo dependiente o tiempo inverso: en este caso el relé operará en un tiempo que es función del valor de la corriente, de forma que cuanto mayor sea esta, menor será el tiempo de actuación.

Lo normal es que un relé de sobreintensidad, dentro de su característica, el fabricante ofrezca una familia de curvas de actuación, de forma que se puede acceder a diferentes curvas comprendidas entre los límites superior e inferior de la familia, adecuándose así la protección a las necesidades particulares de la instalación.

Casi todos los relés de sobreintensidad incorporan una unidad instantánea, colocada en serie con el relé de sobreintensidad a tiempo independiente, de forma que ambas están recorridas por la misma corriente. Usualmente esta unidad se ajusta a un valor muy superior al de la intensidad de arranque del relé a tiempo independiente.

Relé direccional

El relé direccional actúa para las mismas faltas que el anterior, contra cortocircuitos y sobrecargas, pero con la diferencia de hacerlo cuando la

intensidad de falta forma un ángulo determinado en relación a una magnitud de referencia o polarización, normalmente la tensión.

De esta forma, el criterio de actuación no solo depende del valor de la intensidad, sino también del ángulo por el vector de la intensidad y la magnitud de polarización.

Esta protección es más selectiva que la de sobreintensidad, por ejemplo:

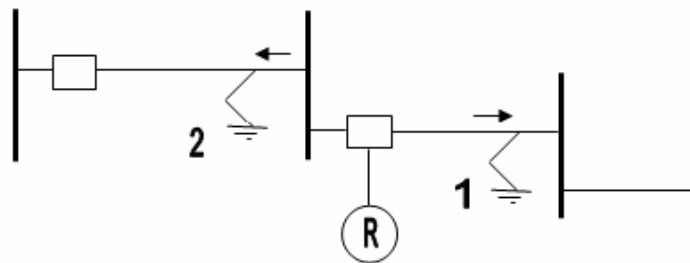


Figura 4 Relé diferencial

Si ocurre una falta en 1 el relé la detectara, pero si la falta tiene lugar en 2, aún siendo mayor la intensidad de falta, el relé estará bloqueado y no la verá.

Una protección de sobreintensidad direccional suele dividirse en dos elementos:

Un elemento direccional, que controla el ángulo formado por la magnitud a medir con la magnitud de polarización.

Un elemento de sobreintensidad, que controla la magnitud de la corriente.

El elemento direccional permite la actuación del elemento de sobreintensidad cuando esta forma un ángulo determinado con la magnitud de polarización. Esto se puede representar en un diagrama, según se indica en la figura siguiente:

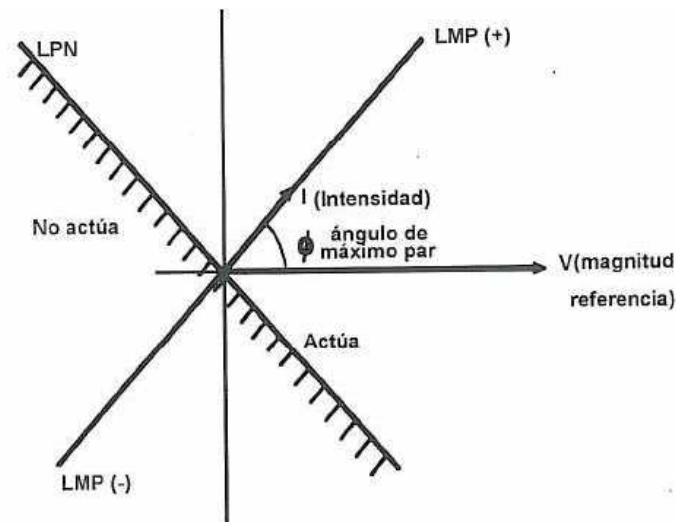


Figura 5 Curva característica relé diferencial

El ángulo ϕ es el ángulo característico o ángulo de máximo par. Su valor está comprendido normalmente entre 0 y 90° . A la hora de ajustar el relé para una falta determinada, el ángulo ϕ que interesa es el de la impedancia equivalente del esquema de avería. Para faltas a tierra tiene una especial relevancia la impedancia de puesta a tierra del sistema.

La magnitud más crítica para un relé direccional es la magnitud de polarización o referencia. Interesa que en cualquier caso llegue a polarizarse el relé con, al menos, un valor mínimo de dicha magnitud para asegurar la correcta direccionalidad.

En este sentido se define la sensibilidad direccional del relé como el valor mínimo de la magnitud de polarización que asegura el funcionamiento correcto del relé.

Algunos relés estáticos disponen de un sistema de memoria de tensión que permite la comparación de la intensidad con la tensión que había en el circuito de polarización un instante antes. Así por ejemplo, en caso de un cortocircuito en el que la tensión se hace nula, se mantendría la direccionalidad porque el relé haría la comparación con la tensión existente antes de que ocurra la falta, teniendo en cuenta, por supuesto, la variación del argumento de la tensión en relación a la intensidad durante ese tiempo.

En el caso de una protección direccional de fases, si el relé controla la corriente de la fase R y esta polarizado con la tensión R-tierra, al producirse una falta en bornes del transformador de tensión que alimenta la protección, es posible que la tensión aplicada al relé no sea suficiente para garantizar su actuación adecuada. Por tanto, en este caso se utilizan tensiones de fase para polarizar. Los posibles tipos de conexión se definen por el desfase existente entre la tensión aplicada y la tensión de la fase a la que se conecta el elemento de sobreintensidad.

Por los relés direccionales de tierra, la tensión que se utiliza para polarizar es la homopolar del sistema, que puede obtenerse por medio de la conexión en triángulo abierto de los secundarios de los transformadores de tensión. En aquellos casos en que no sea posible polarizar el relé de esta forma, se puede tomar como magnitud de referencia la corriente del neutro de la puesta a tierra de un transformador o transformadores de potencia próximos.

Relé de mínima impedancia.

La protección de distancia o de impedancia, engloba toda una gama de relés cuya unidad de medida actúa en función del valor de la impedancia por fase del elemento protegido.

Normalmente el objeto de la protección de distancia es desconectar rápida y selectivamente las faltas de líneas, haciendo que el tiempo de disparo dependa de la dirección y distancia del punto de localización de la falta, el cual se determina mediante la medida de las corrientes y tensiones en el extremo de la línea.

Las protecciones de sobreintensidad, tanto las simples como las direccionales, seleccionan su actuación por medio de un escalonamiento progresivo en el tarado de las intensidades y tiempos de actuación. Para sistemas mallados, este método selectivo presenta dificultades para su correcta aplicación. Además, estos relés tienen una sensibilidad muy limitada. Estos inconvenientes se solucionan mediante los relés de distancia.

Estos relés miden la relación entre intensidad y tensión: $Z = \frac{V}{I}$

Presentan distancias características de actuación, dependiendo del tipo de defecto para que se utilicen. A continuación vemos algún ejemplo de ellas:

Característica de mínima impedancia: Se ajusta el relé según el valor de una impedancia Z_m , de forma que si se produce un cortocircuito aumenta la intensidad y disminuye la tensión, con lo cual la impedancia medida es menor que la ajustada y el relé actúa. La característica de actuación del relé de mínima impedancia en el plano RX, responde a una circunferencia centrada en el origen y de radio el valor la impedancia ajustada Z_m . Siempre que se presenten situaciones en las que el cociente entre tensión e intensidad sea inferior al valor de impedancia ajustada el relé actuara.

Característica de mínima impedancia direccional: El relé de mínima impedancia no es direccional y, por tanto, ante una falta externa si el valor de la impedancia que mide es inferior a la de ajuste se producirá una actuación incorrecta del relé. Si se añade a la unidad de mínima impedancia una unidad direccional que la controle, el relé no actuara en caso de que la dirección de la falta no sea la correcta

Característica Mho: Los relés de distancia con característica Mho, combinan las características de los elementos de mínima impedancia y direccional. La característica que se obtiene en el plano R-X es un círculo que pasa por el origen y de diámetro el valor de la impedancia de ajuste. En función del argumento de la impedancia de falta se obtiene la línea de máximo par del relé y, dependiendo del

argumento entre la diferencia de la impedancia ajustada y de la falta, el relé actuara o no.

Característica Mho-Offset: La característica de este relé es igual a la del anterior pero desplazada sobre el eje de reactancias un valor Z_r , que se ajusta en el relé. Este desplazamiento se consigue normalmente, añadiendo la impedancia Z_r al circuito de medida del relé.

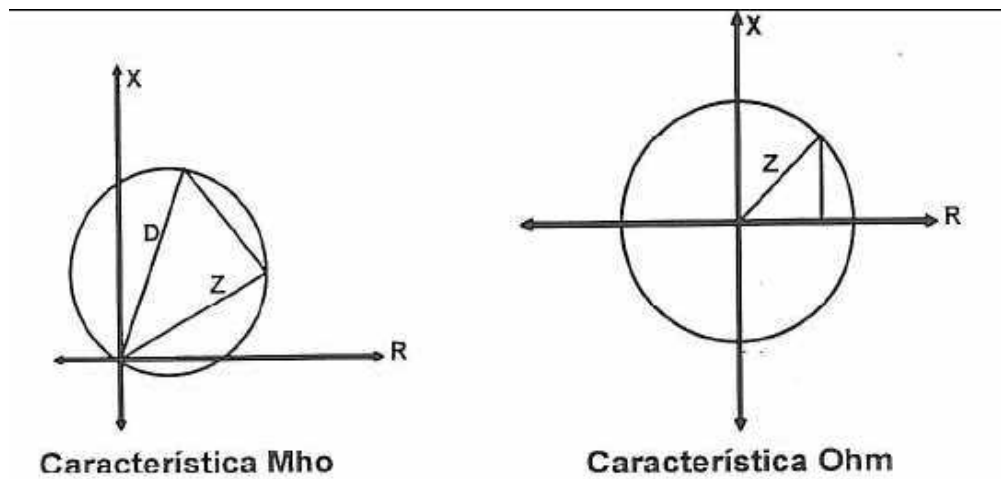


Figura 6 Curva característica Mho y Ohm

Relé de sobretensión.

La tensión junto con la frecuencia, es una característica nominal de un sistema eléctrico. Por tanto, los diferentes equipos conectados a dicho sistema se diseñan para una tensión nominal determinada y soportan sobretensiones de un cierto porcentaje sin averiarse.

Los generadores, son elementos muy sensibles a sobretensiones, mientras que los motores, reguladores etc. No deben funcionar con tensiones muy inferiores a la nominal.

Los relés que se utilizan para sobre y subtencción deben ser temporizados para que operen dentro de un tiempo prudencial que permita la posible corrección de la desviación de la magnitud nominal que intentaran realizar los dispositivos reguladores. Normalmente se usan relés de tiempo inverso o de tiempo independiente con tiempos de operación comprendidos entre 2 y 20 s.

Relé diferencial.

La protección diferencial tiene por objeto detectar faltas internas al objeto protegido (cortos entre fases de un transformador o generador, desviaciones a tierra...) así como las faltas que se encuentren dentro de la zona de protección definida como todo objeto eléctricamente comprendido entre dos transformadores de intensidad, utilizados por la medida de protección.

Se utilizan preferentemente para proteger sistemas donde la cualidad de selectividad y rapidez es muy necesaria, y la distancia entre los transformadores utilizados en la medida no es excesiva.

Su funcionamiento se basa en la comparación de las intensidades en los dos extremos a proteger, aunque puede hacerse de dos formas distintas:

a) Relés diferenciales simples.

La protección diferencial solo ve faltas en el interior de la zona de protección debido a que si la falta es externa, la intensidad que circula a ambos lados del diferencial es la misma y por lo tanto $I_d=0$. Los transformadores de intensidad deben ser idénticos para evitar posibles apariciones de intensidad diferencial que provocaría disparos intempestivos.

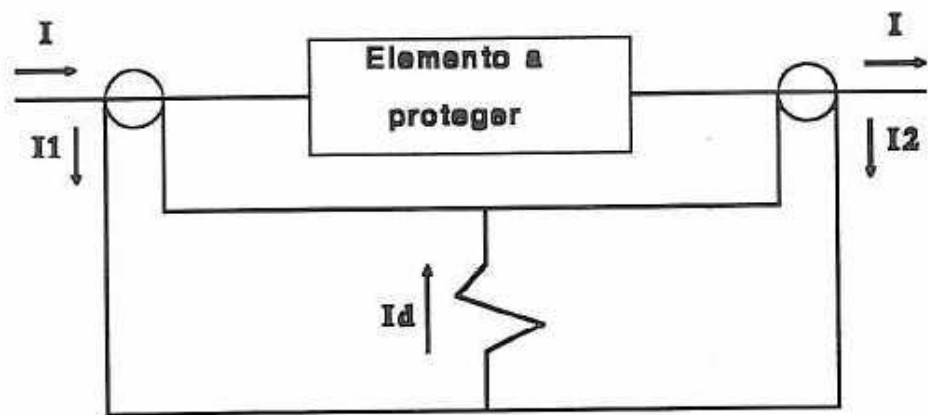


Figura 7 Conexión Relé diferencial simple

b) Relés diferenciales a porcentaje o con frenado.

En la práctica, los transformadores de intensidad no son idénticos por razones constructivas, y por tanto las intensidades secundarias tienen un cierto error entre sí.

Así, en condiciones normales la bobina de operación detecta una pequeña intensidad, la intensidad error, que constituye una componente diferencial. Por otro lado, en el caso de producirse una falta externa a la zona de protección, de tipo cortocircuito, se establecen fuertes corrientes que pueden saturar los núcleos

magnéticos de los transformadores de medida utilizados por el diferencial, y que acentúan la diferencia de intensidades secundarias propiciando un funcionamiento incorrecto de la protección.

También hay que tener en cuenta que en los primeros ciclos de una falta no sólo puede producirse una fuerte intensidad, sino además de una fuerte asimetría en la forma de onda de la corriente, lo que favorece aún en mayor medida la saturación de los transformadores de medida.

Para tratar de paliar estos inconvenientes se utiliza el relé diferencial de tanto por ciento. Dispone de una bobina de retención o frenado conectada en serie con los transformadores de intensidad, a cuya toma intermedia se conecta la bobina de operación, de forma que la mitad la atraviesa I_1 y la otra I_2 , siendo el esfuerzo de retención proporcional a $(I_1+I_2)/2$.

Se denomina:

$(I_1+I_2)/2$ corrientes de paso o frenado.

I_1-I_2 corriente de operación.

Es necesario que la intensidad de operación alcance una cierta proporción de la de frenado para que el relé actúe. Normalmente se considera entre el 5% y el 50%.

Relé de frecuencia.

En los sistemas eléctricos de corriente alterna la frecuencia es una de las magnitudes que definen la calidad del servicio, y para mantener estable su valor nominal es necesario permanentemente, un equilibrio, es necesario tomar acciones inmediatas sobre la red, empleándose para ello relés de sobre o subfrecuencia.

Por otro lado, en caso de sistemas no conectados a la red previamente a su acoplamiento, es necesario vigilar la frecuencia del sistema en vacío o en isla, de modo que la frecuencia se mantenga dentro de unos ciertos límites.

Por razones de utilización, los relés de frecuencia suelen bloquearse cuando la tensión de medida disminuye por debajo del 50% de su valor nominal.

Normalmente se utilizan relés temporizados que permiten un cierto régimen transitorio, y en algunos casos permiten un disparo rápido cuando la pendiente df/dt de la bajada de la frecuencia supera un valor determinado.

Protección de barras

Es un sistema conformado por un circuito de medición que evalúan las magnitudes medidas de un determinado número de puntos, en las líneas o en el embarrado.

Usualmente el sistema de protección diferencial de barras incluye una protección de respaldo como la protección de falla de interruptor.

La protección de barras limita el impacto de una falta en las barras de distribución sobre toda la red. Los esquemas de protección de las barras deben ser muy fiables de modo que no se produzcan disparos innecesarios y se seleccionen sólo los interruptores apropiados para aislar el fallo de la barra de distribución. Es importante el tiempo dedicado a aislar el fallo, a fin de limitar los daños, y la selectividad es crucial para mantener la integridad del sistema.

Los modernos sistemas de protección diferencial de barras pueden instalarse de varias formas:

a) Instalación descentralizada:

En este caso, las unidades de posición se instalan en cajas o armarios asociados a la posición correspondiente, están distribuidos en la subestación y se conectan a la unidad de procesamiento central por medio de cables de fibra óptica. La unidad de procesamiento central está normalmente ubicada en un armario centralizado o en la sala de control. Tanto las unidades de posición como la unidad de procesamiento central se ubican en el nivel de posición según la jerarquía indicada en los capítulos anteriores.

b) Instalación centralizada:

Las unidades de bahía individuales se montan típicamente en bastidores de 19 pulgadas, los cuales pueden contener varias unidades de bahía, los bastidores y la unidad de procesamiento central se instalan dependiendo del tamaño del sistema en uno o varios armarios.

c) Combinación de una instalación centralizada y descentralizada:

Básicamente la única diferencia entre un sistema descentralizado y uno centralizado es la localización de las unidades de posición y por lo tanto se pueden hacer una combinación de los dos sistemas, resultando en una instalación combinada.

1.3 Sistemas de control y protecciones.

El sistema de control y protección de un sistema eléctrico de potencia lo conforman todos los medios e instalaciones necesarias para la óptima supervisión, protección, control y gestión de todos los parámetros y componentes del sistema y en particular de los equipos de alta, media y baja tensión.

El alcance del sistema de control y protección incluye desde los relés de señalización dispuestos en los propios aparatos eléctricos, hasta los complejos sistemas para la gestión de redes de orden superior.

Los sistemas de control ofrecen la posibilidad de maniobrar los equipos y aparatos.

En el ámbito de una subestación eléctrica pueden existir varios niveles de control dependiendo de las necesidades de operación particulares. En una subestación puede existir tanto operación local a nivel del propio equipo, como operación remota desde un edificio de control o despacho alejado del parque.

Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplean redes y medios de comunicación.

En subestaciones eléctricas el sistema de protección y control está formado por un conjunto de funciones y sub-sistemas. La información para la operación de estos sistemas se obtiene directamente de los aparatos de alta, media y baja tensión en el parque de la subestación.

El sistema de protección es sin embargo el más importante de cualquier instalación eléctrica y subestación. Los equipos de protección son los encargados de aislar selectivamente las partes del sistema eléctrico afectadas por una falta en el menor tiempo posible minimizando los daños en las instalaciones y procurando la continuidad del suministro del servicio eléctrico.

Los sistemas de control y protección han evolucionado aceleradamente en los últimos años. El avance de la electrónica digital, los microprocesadores y sus buenos resultados, ha permitido el desarrollo de sistemas digitales tanto de protección como de control, e incluso el desarrollo de sistemas que integran las funciones de protección, control, medida y que además incorporan amplias facilidades de comunicación.

Los equipos y sistemas modernos de tecnología digital basados en microprocesadores han sido ampliamente probados y aceptados por los usuarios y operadores de los sistemas eléctricos de potencia y por las empresas eléctricas, son altamente versátiles y sus posibilidades de ajuste cubren cualquier necesidad.

En general resultan muy fiables y además ofrecen amplias funciones de protección y control, autosupervisión, almacenamiento de datos, manejo de eventos, alarmas, medidas, etc., reduciendo la cantidad de equipos necesarios y la necesidad de espacio físico

1.3.1 Estructura general del sistema de control de subestaciones

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista del control, en tres (3) sectores:

El primero, en el ámbito de los equipos primarios (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo. La operación de los interruptores y seccionadores se hace por lo general en el mando del propio equipo.

El control a este nivel reside en el propio mando del interruptor y seccionador y en la lógica de control implementada en el propio gabinete de mando.

Un segundo nivel, se denomina nivel de control de posición, conformado por elementos intermedios como lo son: armarios de agrupamiento, unidades de control de posición (unidades de control digital o control convencional mediante manetas, pulsadores y relés auxiliares, dependiendo de la tecnología de control empleada) y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas al conjunto de la posición, tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.

En un nivel superior, nivel de control de subestación, en el cual se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de toda la subestación incluyendo toda la aparamenta y las posiciones de alta, media y baja tensión.

Esto nos define una estructura lógica del sistema de control, con dos niveles jerárquicos superiores desde donde pueden ejecutarse órdenes y supervisar el sistema o parte de este (en el caso del control de posición), y un nivel de campo donde se realiza la adquisición de datos fundamentales para la operación y control de la subestación, tales como:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.
- Etc.

Todos los niveles deben estar interconectados para lograr el intercambio de información.

1.3.2 Estructura de los sistemas de control digitales

Los sistemas de control digitales han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y la protección de una subestación y de sus líneas de entrada y salida.

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de subestaciones mencionada anteriormente, en un nivel de campo, un nivel de control de posición, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

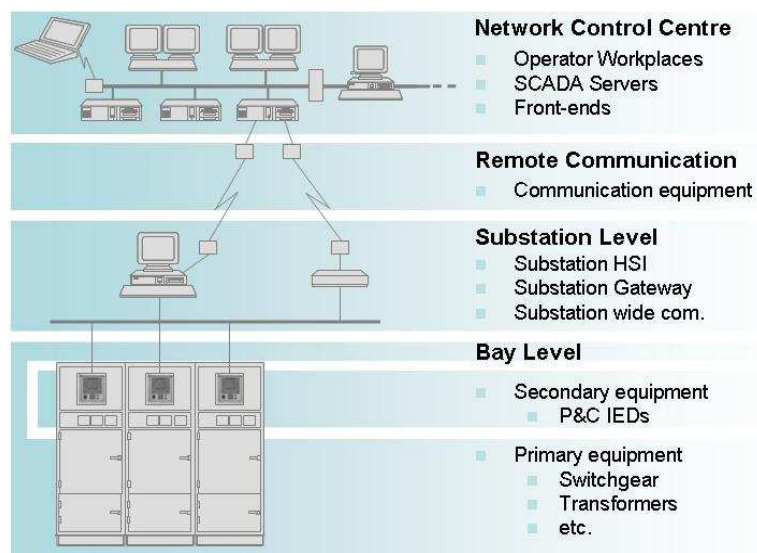


Figura 8 Estructura de los sistemas de control

1.3.2.1 Nivel de campo

El nivel de campo proporciona los datos básicos necesarios para el control eficiente de la subestación. A través de estas unidades el sistema de control digital realizará:

- La adquisición de datos analógicos, que está formado por:
 - Corrientes y tensiones, tomados desde los transformadores de corriente y tensión respectivamente.
 - Temperatura de equipos, tomados desde, por ejemplo, RTDs (“Resistance temperatura device”) en los transformadores.
 - Niveles de aceite en los transformadores.
 - Presión de gas en los interruptores.
- La adquisición de datos digitales (“Status”), que incluye la indicación del estado del equipo, operación local, remota, mantenimiento.

Se encuentran además, los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las ordenes generadas en los niveles de control superiores o en el propio nivel de campo a través del mando del equipo respectivo.

A este nivel de control, se puede realizar las siguientes operaciones en estos equipos de alta tensión:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.
- Control manual de cambiadores de tomas.
- Control manual de bancos de condensadores y/o reactancias.

Finalmente, a este nivel también se encuentran los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control digital y los equipos de alta tensión. Estos canales están conformados por cables de cobre multiconductores que deben estar diseñados de manera que establezcan una barrera contra las interferencias electromagnéticas, deben contar con el aislamiento galvánico y el blindaje apropiado. Esto se logra generalmente mediante el uso de cables de baja tensión apantallados.

1.3.2.2 Nivel de control de posición.

El segundo nivel, nivel de control de posición, está conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de control y supervisión de la posición, además, en este nivel se encuentran los elementos de protección asociados a la posición. Las funciones que conforman este segundo nivel son:

- Protección de la posición: línea o transformador.
- Protección de barras.
- Protección contra fallos en los interruptores.
- Medición.

- Registro de eventos.
- Enclavamientos.
- Regulación de tensión
- Automatismos.
- Control y señalización de la posición.

Los equipos dispuestos al nivel de posición realizan las siguientes operaciones:

- Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de la subestación:
 - Apertura automática de interruptores ante condiciones de falta.
 - Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.
 - Reenganche automático de los interruptores, en aquellos esquemas de protección donde aplique.
- Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción a voluntad del operador (maniobras de operación):

-Apertura y cierre de seccionadores de línea, barra y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.

-Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

Todas estas funciones están llevadas a cabo por relés de protección, relés de medición, controladores de posición y en general equipos electrónicos (IEDs, Intelligent Electronic Devices).



Figura 9 Unidad de control y protección

En muchos casos, el equipo empleado para la posición es un terminal multifunción que incluye las funciones de control de la posición, las funciones de protección de la posición, medidas, función de oscilografía, señalización del estado de la posición, etc.

En otros casos se emplean equipos independientes de control, de protección, de medida, osciloperturbógrafos y paneles de alarma independientes, incluso se emplean uno o varios equipos de protección para cubrir las funciones de protección requeridas en la posición.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos con entradas y salidas analógicas y digitales. Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de supervisión y operación de la posición asociada, ante la ausencia del nivel superior, a través de interfaces de usuario (HMI, Human Machine Interface) en la unidad controladora de posición.

La unidad de control, al igual de que los relés de protección o los equipos multifunción (control y protección), cuentan con facilidades de comunicación que permiten implementar redes de comunicación para el intercambio de información entre los elementos del propio nivel de posición y hacia niveles superiores, como el nivel de control de la subestación o el sistema SCADA (Supervisory, Control and Data Acquisition) de la subestación.

El controlador de la posición envía al SCADA de subestación las señales de medición, los estados y los controles para todos los interruptores y seccionadores de la posición controlada.

El envío de los estados y cambios de estado en general se hace con formato SOE (Sequence of Events) de manera que el SCADA de la subestación reciba los eventos con un estampado de tiempo asociado.

En la posición también se realiza la automatización de los enclavamientos por medio de lógica programada en la propia unidad de control de la posición.

Finalmente, en muchos casos, la unidad de control de la posición dispone de una interfaz mímica local para el manejo de la posición, a través de despliegues gráficos configurables dispuestos en el frente del terminal de control. Desde dicho interfaz se podrán ejecutar maniobras y se dispondrá de información relevante tal como señalización y alarmas.

Los equipos individuales de control, protección o control y protección se instalan en armarios generalmente contruidos de chapa metálica.

Las compañías eléctricas suelen normalizar estos tipos de armarios, los cuales pueden ser de línea, transformador, de acoplamiento, etc. según la aplicación particular.

1.3.2.3 Nivel de control de subestación

El tercer nivel, el nivel de control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y vigilancia de la subestación.

A este nivel los operadores de la subestación ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se vigila el estado de los parámetros propios del sistema, tales como:

- Tensiones de barra.
- Corriente en las salidas.

- Potencias entregadas y recibidas.

Todo esto se realiza a través de interfaces hombre-máquina, utilizando un software SCADA local para la subestación, normalmente instalado sobre estaciones de operación con redundancia. A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de toma, seccionadores motorizados de la subestación.
- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación, a través de los SOE obtenidos de las unidades controladoras de bahía.
- Examinar la subestación en su conjunto o cualquier parte de la misma a través de los despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento como por ejemplo, oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación.
- Supervisión y cambio de los parámetros de ajuste de las protecciones.
- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuenciación de eventos de todos los IEDs de la subestación.

Además de esto, en el ámbito de control de la subestación, el SCADA local puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen más de una bahía, como por ejemplo:

- Transferencia de barras.

- Programa de maniobras de transformadores, maniobras de líneas.

- Sincronización de tiempo con las unidades controladoras de bahía.
- Supervisión del programa de mantenimiento de equipos.
- Restauración automática del sistema por pérdida de alimentación.
- Deslastre de carga cuando las condiciones establecidas se cumplan.

1.3.2.4 *Comunicación remota*

El interfaz de comunicación hacia niveles superiores (gateway) es utilizado para la comunicación con el centro, o los centros, de control remoto (tales como los centros de despacho de carga regionales o nacionales). De esta manera se puede realizar el control remoto de la subestación.

Esto se logra a través de la transferencia de estados, control, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Dichas transferencia se hace empleando un protocolo de comunicación. Existen diferentes protocolos de comunicación. La selección de uno u otro dependerá de las prácticas habituales de la compañía eléctrica y de sus

necesidades de transmisión de información. Generalmente se emplean protocolos no propietarios IEC para poder integrar sistemas de diferentes fabricantes y permitir una fácil expansión o actualización del sistema en caso de requerirse.

A través de un conjunto de switches y conexiones, por lo general de fibra óptica, se confeccionan las redes de área local (LAN) para el intercambio de datos en el nivel de subestación. Estas redes son por lo general del tipo estrella redundante, aunque también se emplea el esquema de anillo redundante entre los controladores de posición y los equipos en el nivel de control de subestación.

El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa, necesaria para ser utilizada por las estaciones de operación, el gateway, y por los IEDs de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (SOE).

El receptor GPS suele instalarse, en muchos casos, a nivel de la posición. Mediante una red de comunicación simple con cable coaxial, los IEDs pueden conectarse al receptor GPS, en cuyo caso el estampado de tiempo lo harían los terminales de posición.

2 Protecciones y SAS

2.1 Funciones de los sistemas de automatización de subestaciones

Los requisitos de comunicación también dependen de las funciones que tienen que soportar, es decir es necesario saber el dominio de la subestación. El sistema de potencia consiste en un conjunto de nodos llamados subestaciones.

En este nivel, el control y el sistema de dirección son representados por un sistema de automatización de subestación incluyendo la protección, la supervisión, etc. Un estándar para la comunicación en subestaciones no estandarizará las funciones, pero dependerá de las funciones que deben de ser realizadas en la subestación.

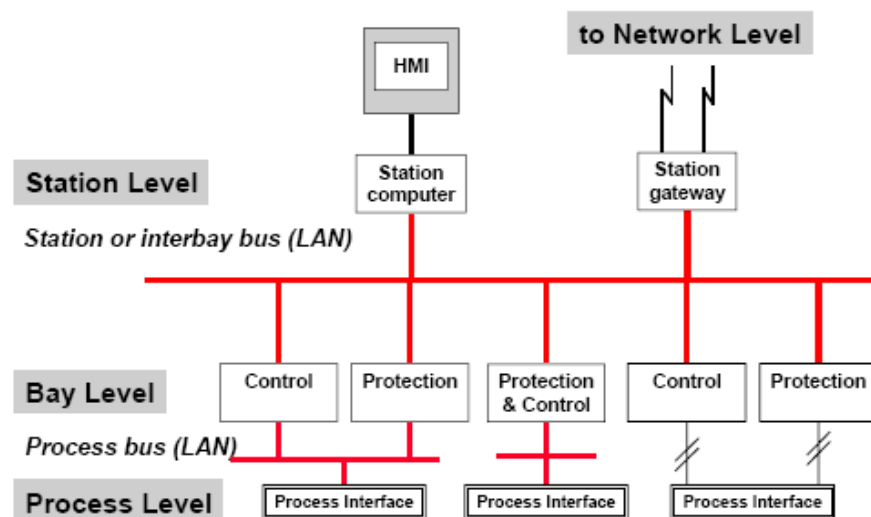


Figura 10 Niveles de control en subestaciones

La figura muestra un ejemplo típico de un sistema de automatización de subestación con sus tres grandes niveles. En el nivel de proceso hay interfaces de proceso integrados en el pasado y en serie unidos por el bus de proceso en el futuro. La protección y el control en el nivel de bahía pueden residir comúnmente en un dispositivo. Estos dispositivos son conectados con el nivel de estación por el bus de interbahía o estación.

En el nivel de estación, existe muy a menudo un ordenador de estación con HMI (el interfaz de máquina humano) y una entrada al control en el nivel de red superior. Existe muchas variaciones de este modelo pero todos los sistemas de automatización de subestación tienen que proporcionar todo o al menos un subconjunto de las siguientes funciones.

Los grupos de funciones y funciones más importantes que deben incluir los sistemas de automatización de subestaciones se dan a continuación:

- Funciones a nivel estación y HMI(Interfaz hombre-máquina)
 - Administrar el control y la seguridad en los accesos.
 - Acceso al sistema por parte de los operadores.
 - Muestra de datos e información.
 - Almacenamiento de los datos en el ordenador de la estación.
 - Control de acceso.
- Funciones de operación y control
 - Control operacional (dispositivos de conmutación,...).
 - Indicación de los acontecimientos.

- Manejo de los eventos y alarmas.
 - Ajuste de parámetros. (Parameter setting and parameter set switching)
 - Adquisición de datos.
-
- Funciones de supervisión y medidas financieras:
 - Medidas financieras.
 - Supervisión del sistema y equipos de potencia.
 - Registro de perturbaciones.
-
- Funciones de los procesos de automatización locales.
 - Protección.
 - Automatización.
 - Enclavamiento en las bahías.
-
- Funciones de del soporte de distribución.
 - Enclavamientos en la estación.
 - Sincronización de los dispositivos de conmutación.
 - Secuencias de conmutación automáticas
 - Distribución de sincronismo.
 - Load shedding and restoration
-
- Funciones del soporte del sistema:
 - Supervisión del sistema.
 - Gestión de la configuración.

- Comunicación.
- Sincronización del tiempo (etiqueta de eventos 1ms, fasores 1 μ s).

El emplazamiento de funciones en electos y niveles de control no es fija y depende de diversas consideraciones como:

- Disponibilidad.
- Costes.
- Estado del arte.
- Criterios de compañías.
- etc.

Por lo tanto los sistemas deberán soportar cualquier modo de emplazamiento de las funciones en los IEDs.

Las funciones se pueden asignar a tres niveles:

- Nivel de estación (Station level). Consiste en un ordenador para la subestación con una base datos, pantallas para los operadores, interfaces de comunicación remotas, etc.
- Nivel de Bahía (Bay level). Está compuesto por las unidades de protección, control y medida de la posición. Algunos ejemplos de funciones protección a nivel de bahía son:
 - Protección de distancia.
 - Protección de sobrecorriente.

- Protección diferencial.
 - Protección térmica.
-
- Nivel de proceso (Process level). Compuesto por módulos remotos de I/O, sensores inteligentes, relees de actuación, etc.

3 Comunicación en el entorno de subestaciones

La especie humana es de carácter social, es decir, necesita de la comunicación; pues de otra manera viviría completamente aislada. Para que pueda existir cualquier tipo de comunicación es necesario que se establezcan tres requisitos fundamentales: Conexión física, medio acordado y que se desarrolle en el mismo idioma.

En los sistemas de automatización de subestaciones además de los requisitos básicos de comunicación hay que tener en cuenta una serie de necesidades básicas.

- Velocidad: Se persigue el tiempo mínimo en el proceso detección-selección-actuación, tratando de minimizar los posibles daños en la instalación, producidos por la falta. En cualquier caso debe de tenerse en cuenta que al aumentar la velocidad puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, y debe ser estimada para cada aplicación.
- Capacidad de envío de datos grandes
- Sincronización: Es necesario que el receptor sea capaz de determinar cuándo comienza y cuándo acaba la señal recibida. Igualmente deberá reconocer la duración de cada elemento de señal.

3.1 Transmisión de datos.

El éxito de la transmisión de datos depende fundamentalmente de dos factores: La calidad de la señal que se transmite y las características del medio de transmisión.

3.1.1 Datos analógicos y digitales

Los datos analógicos pueden tomar valores en un intervalo continuo. Por ejemplo, el vídeo y la voz son valores de intensidad que varían continuamente. La mayor parte de los datos que se capturan con sensores, como los de temperatura y presión, toman valores continuos. Por otra parte los datos digitales son aquellos que toman valores discretos, como puede ser las cadenas de texto o los números enteros.

3.1.2 Señales analógicas y digitales

En un sistema de comunicaciones, los datos se propagan de un punto a otro mediante señales electromagnéticas. Una señal analógica es una onda electromagnética que varía continuamente y que según sea su espectro, puede propagarse a través de una serie de medios (guiados o no, ejemplo, cables como el coaxial, la fibra óptica y medios de propagación espacial o atmosférica).

Una señal digital es una secuencia de pulsos de tensión que se pueden transmitir a través de un medio conductor, por ejemplo, un nivel de tensión positivo constante puede representarse como uno binario y un nivel de tensión negativo puede representarse como el cero binario.

La principal ventaja de la señalización digital es que, en términos generales, es más económica que la analógica, a la vez de ser menos susceptible a las interferencias de ruido. Sin embargo La principal desventaja de las señales digitales es que sufren más con la atenuación que las señales analógicas

3.1.3 Transmisión analógica y digital

La transmisión de datos dentro de los sistemas de comunicación de subestaciones se puede realizar de dos formas distintas de forma analógica o bien de forma digital.

- Transmisión analógica.

Este tipo de transmisión propaga señales analógicas a través de amplificadores.

- Transmisión digital.

Partimos de una señal digital, que representa una cadena de unos y cero, los cuales a su vez pueden representar datos digitales o bien datos analógicos tras haberlos sometido a una codificación. Este proceso de codificación se lleva a cabo en dos pasos, existiendo varios métodos de conversión que difieren en precio y tiempos de conversión.

1) Digitalización:

A partir de un valor continuo, por ejemplo la medida de corriente, lo digitalizamos; es decir convertimos este valor analógico a digital.

2) Codificación de los Bits:

Convertimos los valores digitales, que representan las formas de onda de la corriente, tensión, etc a valores binarios. Estos valores binarios, Bits, se transmiten y representan con niveles eléctricos ON/OFF.

$$205(\text{decimal}) \rightarrow 11001101(\text{binario})$$

Una vez terminada la codificación analógica, la señal se propaga a través de repetidores; en cada repetidor, se recupera la cadena de unos y ceros a partir de la señal de entrada, a partir de los cuales se genera la nueva cadena de salida.

3.1.4 Dificultades en la transmisión

La transmisión de una señal supone el paso de la misma a través de un determinado medio, por ejemplo: un cable, el aire, etc. Debido a diferentes fenómenos físicos, la señal que llega al receptor difiere de la emitida por el transmisor. Existen una gran variedad una de efectos que modifican la señal transmitida. Si la suma de todos los efectos no produce una gran diferencia entre ambas señales, se consigue una transmisión libre de errores. Por el contrario, cuando la señal recibida difiera en exceso de la señal transmitida el receptor puede interpretar incorrectamente la información y por lo tanto que se ha producido un error de transmisión.

Algunos problemas que afectan a la transmisión de datos son: La atenuación, distorsión, de retardo y el ruido.

- Atenuación

Consiste en el debilitamiento o pérdida de amplitud de la señal recibida frente a la transmitida.

En cualquier medio de transmisión la energía de la señal decae con la distancia. En medios guiados, esta reducción de la energía es por lo general exponencial y, por tanto, se expresa generalmente como un número constante en decibelios por unidad de longitud.

Se pueden establecer tres condiciones respecto a la atenuación:

- 1) La señal recibida debe tener suficiente energía para que la circuitería electrónica en el receptor pueda detectar la señal adecuadamente.
- 2) Para ser recibida sin error, la señal debe conservar un nivel suficientemente mayor que el ruido.
- 3) La atenuación es habitualmente una función creciente de la frecuencia.

Los dos primeros problemas se resuelven controlando la energía de la señal, para ello se usan amplificadores o repetidores. El tercer problema es especialmente relevante para el caso de señales analógicas. Debido a que la atenuación varía en función de la frecuencia, la señal recibida está distorsionada. Para soslayar este problema, existen técnicas para ecualizar la atenuación en una banda de frecuencias dada.

- Distorsión de retardo.

Es un fenómeno debido a que la velocidad de propagación de una señal a través de un medio guiado varía con la frecuencia. Para una señal limitada en banda, la velocidad tiende a ser mayor cerca de la frecuencia central y disminuye al acercarse a los extremos de la banda. Por tanto, las distintas componentes en frecuencia de la señal llegarán al receptor en instantes diferentes de tiempo, dando lugar a desplazamientos de fase entre las diferentes frecuencias.

Este efecto se llama distorsión de retardo, ya que la señal recibida está distorsionada debido al retardo variable que sufren sus componentes. Es particularmente crítica en transmisión de datos digitales y limita la velocidad de transmisión.

- Ruido.

Para cualquier dato transmitido, la señal recibida consistirá en la señal transmitida modificada por las distorsiones introducidas en la transmisión, además de señales no deseadas que se insertarán en algún punto entre el emisor y el receptor. A estas últimas señales no deseadas se les denomina ruido. El ruido es el factor de mayor importancia de entre los que limitan las prestaciones de un sistema de comunicación.

- Capacidad del canal.

Velocidad máxima a la que se pueden transmitir los datos en un canal, o ruta de comunicación de datos, bajo unas condiciones dadas.

3.2 Medios de transmisión

El medio de transmisión constituye el soporte físico a través del cual emisor y receptor pueden comunicarse en un sistema de transmisión de datos. Existen dos tipos de medios: guiados y no guiados. En ambos casos la transmisión se realiza por medio de ondas electromagnéticas. Los medios guiados conducen (guían) las ondas a través de un camino físico, ejemplos de estos medios son el cable coaxial, la fibra óptica y el par trenzado. Los medios no guiados proporcionan un soporte para que las ondas se transmitan, pero no las dirigen; como ejemplo de ellos tenemos el aire y el vacío.

La naturaleza del medio junto con la de la señal que se transmite a través de él constituye los factores determinantes de las características y la calidad de la transmisión. En el caso de medios guiados es el propio medio el que determina principalmente las limitaciones de la transmisión: velocidad de transmisión de los datos, ancho de banda que puede soportar y espaciado entre repetidores. Sin embargo, al utilizar medios no guiados resulta más determinante en la transmisión el espectro de frecuencia de la señal producida por la antena que el propio medio de transmisión.

Algunos medios de transmisión guiados son:

3.2.1 Pares trenzados.

Consiste en dos cables de cobre embutidos en un aislante, entrecruzados en forma de bucle espiral. De forma que cada par de cables constituye un enlace de comunicación aislada. La forma trenzada que presentan los cables se utiliza para reducir la interferencia eléctrica con respecto a los pares cercanos que se encuentran a su alrededor.

Los pares trenzados se pueden utilizar tanto para transmisión analógica como digital, siendo este tipo de cables el medio más utilizado y económico. En el caso de señales analógicas exige amplificadores cada 5 o 6 Km., mientras que en la transmisión de señales digitales requiere repetidores cada 2 o 3 km.

Su uso es básico para redes de comunicación dentro de edificios y redes de telefonía. En la señalización digital, es habitual que los pares trenzados se utilicen para las conexiones al conmutador digital o a la central privada (PBX, Private Exchange Branch). También se utiliza como medio de transmisión para redes de área local.

Su ancho de banda depende de los cables de cobre y de la distancia que recorren. Comparado con otros medios guiados, el par trenzado permite distancias menores, menor ancho de banda y menor velocidad de transmisión.

Este medio se caracteriza por su gran susceptibilidad a las interferencias y al ruido, debido a su fácil acoplamiento con campos magnéticos externos.

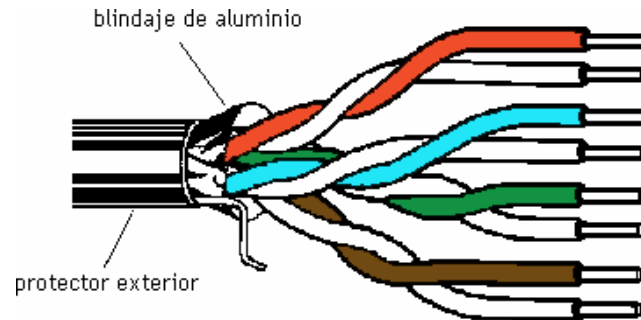


Figura1. 11 Pares trenzado

3.2.2 Cable coaxial.

Al igual que el par trenzado tiene dos conductores, pero está construido de forma diferente para que pueda operar sobre un rango de frecuencias mayor. Consiste en un conductor cilíndrico externo que rodea a un cable conductor interior. El conductor interior se mantiene a lo largo del eje axial mediante una serie de anillos aislantes regularmente espaciados, o bien mediante un material sólido dieléctrico. El conductor exterior se protege con una cubierta o funda. Comparado con el par trenzado, el cable coaxial se puede usar para cubrir mayores distancias, así como para conectar un número mayor de estaciones en líneas compartidas.

Se trata quizá del medio de transmisión más versátil, por lo que cada vez más se está utilizando en aplicaciones como:

- La distribución de televisión.
- La telefonía a larga distancia.
- Los enlaces en computadores a corta distancia.
- Las redes de área local.

Los cables coaxiales se usan para transmitir tanto señales digitales como analógicas. El cable coaxial presenta mejores respuestas en frecuencia que las del par trenzado permitiendo, por tanto, mayores frecuencias y velocidades de transmisión. Debido al apantallamiento, por construcción, el cable coaxial es mucho menos susceptible tanto a interferencias como a diafonía.

Sus principales limitaciones son la atenuación, el ruido térmico y el ruido de intermodulación.



Figura 12 Cable coaxial.

3.2.3 Fibra óptica.

Un cable de fibra óptica tiene forma cilíndrica y está formado por tres secciones concéntricas:

- Núcleo: es la sección más interna; está constituido por una o varias fibras de cristal o plástico, con un diámetro entre 8 y 100 micrómetros.
- Revestimiento: rodea a cada fibra, es otro cristal o plástico con propiedades ópticas distintas a las del núcleo. La separación entre el

núcleo y el revestimiento actúa como reflector, confinando así el haz de luz, ya que de otra manera escaparía del núcleo.

- Cubierta: capa más exterior que envuelve a uno o varios revestimientos. Está hecha de plástico y otros materiales dispuestos en capas para proporcionar protección contra la humedad, la abrasión y otros peligros.

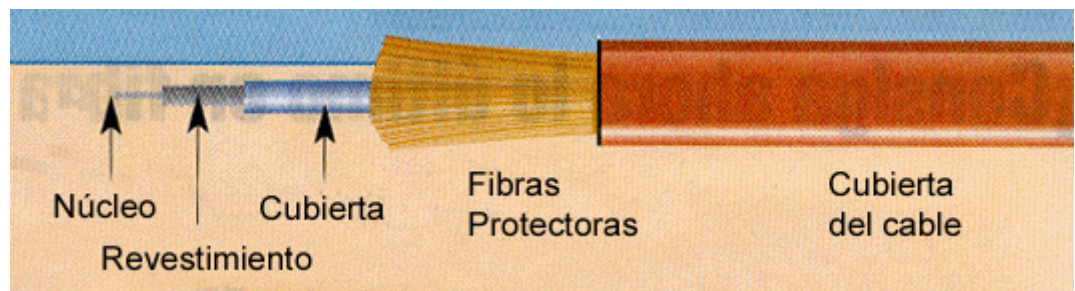


Figura 13 Fibra óptica.

Para construir la fibra se pueden usar diversos tipos de cristales y plásticos. Las pérdidas menores se han conseguido con la utilización de fibras de silicio ultra puro fundido. Sin embargo las fibras ultra puras son muy difíciles de fabricar, mientras que las fibras de cristal multicomponente son más económicas y, aunque sufren mayores pérdidas, proporcionan unas prestaciones suficientes. Por otra parte las fibras de plástico tienen todavía un coste menor, pudiendo ser utilizada en enlaces de distancias más cortas, en los que sean aceptables pérdidas moderadamente altas.

Las mejoras constantes en las prestaciones a precios cada vez inferiores, junto con sus ventajas inherentes, han contribuido decisivamente para que la fibra sea un

medio atractivo en los entornos de red. Las características diferenciales de la fibra óptica frente al cable coaxial y el par trenzado son:

- Mayor capacidad.
- Menor tamaño y peso.
- Menor atenuación.
- Aislamiento electromagnético: estos sistemas no son vulnerables a interferencias, ruido o diafonía. Por la misma razón la fibra no radia energía, produciendo interferencias despreciables con otros equipos que proporcionan, a la vez, un alto grado de privacidad.
- Mayor separación entre repetidores: cuantos menos repetidores haya el coste será menor, además de haber menos fuentes de error.

Las aplicaciones básicas de este tipo de transmisión son:

- Transmisiones a larga distancia.
- Transmisiones metropolitanas.
- Redes de área local.

La fibra óptica propaga internamente el haz de luz que transporta la señal codificada de acuerdo con el principio de reflexión total. Este fenómeno se da en cualquier medio transparente que tenga un índice de refracción mayor que el medio que lo contenga.

Existen dos formas de transmitir sobre una Fibra:

- **Modo simple (Monomodo)**

Al reducir el radio del núcleo a dimensiones del orden de magnitud de la longitud de onda un solo ángulo, o modo, podrá pasar el rayo axial. Este tipo de propagación, denominada monomodo, proporciona prestaciones superiores debido a la existencia de un único camino posible, impidiéndose así la distorsión multimodo. Las fibras monomodo se utilizan generalmente en aplicaciones de larga distancia.

- **Multimodo**

Existen dos Tipos para este modo los cuales son Multimodo/Índice fijo y Multimodo/Índice Gradual.

El primer tipo, Multimodo/Índice fijo esta formado por una fibra que tiene un ancho de banda de 10 a 20 MHz y consiste en un núcleo de fibra rodeado por un revestimiento que tiene un índice de refracción de la luz muy bajo, la cual causa una atenuación aproximada de 10 dB/Km. Los rayos que inciden con ángulos superficiales se reflejan y se propagan dentro del núcleo de la fibra, mientras que para otros ángulos de incidencia, los rayos son absorbidos por el material que forma el revestimiento.

En la transmisión multimodo, existen múltiples caminos que verifican la reflexión total, cada uno con diferente longitud y, por tanto, con diferente tiempo de propagación. Esto hace que los elementos de señalización que se transmitan (los

pulsos de luz) se dispersen en el tiempo, limitando así la velocidad a la que los datos puedan ser correctamente recibidos.

Este tipo de fibra es usado típicamente para distancias cortas menores de un kilómetro.

El segundo tipo Multimodo/Índice Gradual, en el cual las fibras, al disponer de un índice de refracción superior en la parte central, hacen que los rayos de luz avancen más rápidamente conforme se alejan del eje axial de la fibra. En lugar de describir un zig-zag, la luz en el núcleo describe curvas helicoidales debido a la variación gradual del índice de refracción, reduciendo así la longitud recorrida. El efecto de tener una mayor velocidad de propagación y una longitud inferior posibilita que la luz periférica llegue al receptor al mismo tiempo que los rayos axiales del núcleo. Las fibras de índice gradual se utilizan frecuentemente en redes de área local.

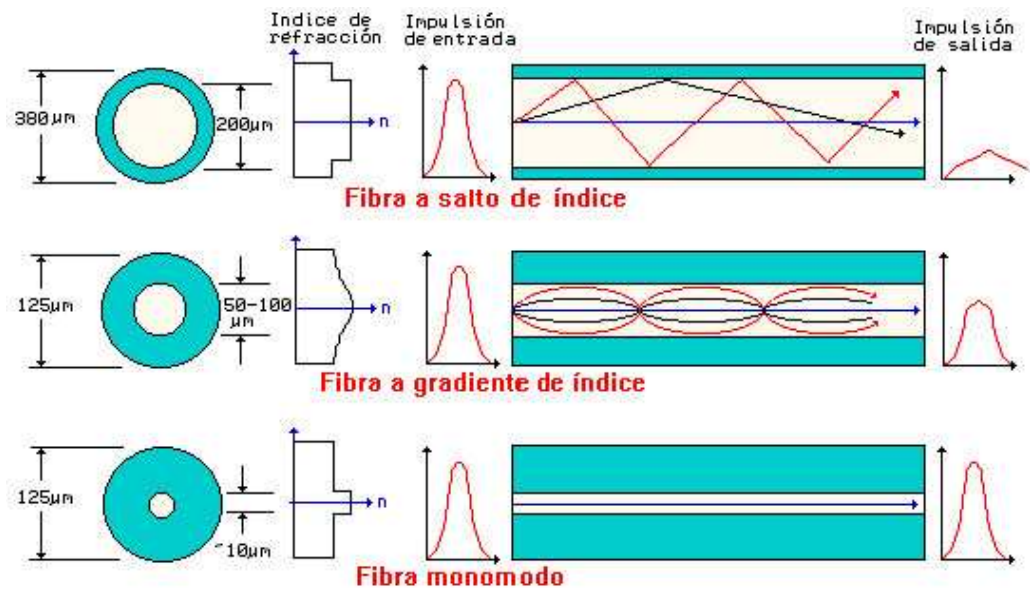


Figura 14 Tipos de cable coaxial

En los sistemas de fibra óptica se utilizan dos tipos diferentes de fuentes de luz: los diodos LED (Light Emitting Diode) y los diodos ILD (Injection Laser Diode). Ambos son dispositivos semiconductores que emiten un haz de luz cuando se les aplica una tensión. El LED es menos costoso, opera en un rango mayor de temperaturas y tiene un tiempo de vida media superior. El ILD es más eficaz y puede proporcionar velocidades de transmisión superiores.

3.3 Sistemas de comunicación entre subestaciones.

El sistema de comunicación entre dos subestaciones es un elemento crítico a la hora de establecer la selectividad de un sistema de protección. Tan importante como el hecho de proteger el sistema, es el saber distinguir que tipo de falta ha sucedido. Para ello es necesario tener información conjunta de los equipos que vigilan el mismo dispositivo. En el caso de líneas es necesario implementar un sistema de comunicación instantánea a larga distancia.

3.3.1 Sistema de Onda Portadora

Es el sistema de comunicación que utiliza las trampas de onda. Es el conjunto formado por un transformador de tensión, un emisor / receptor de una señal de alta frecuencia y una bobina de bloqueo además de otros dispositivos necesarios como bobinas de drenaje etc.

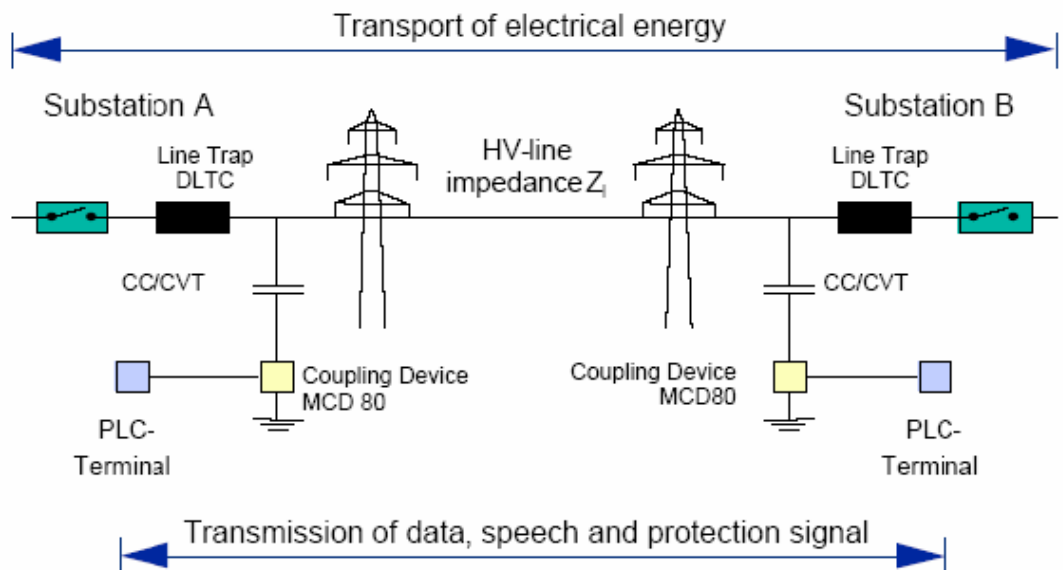


Figura 15 Sistema de Onda Portadora

Con este equipo lo que se hace es utilizar el conductor normal de potencia para transmitir una señal de información de alta frecuencia, es sensible a las interferencias y aun necesitando implementar la aparamenta es bastante interesante ya que evita el tendido de el cable.

3.3.2 Sistema de Fibra Óptica

La información es transmitida por fibra óptica. Para evitar un tendido adicional, se suele llevar la fibra por el interior del cable de guarda pero tiene el inconveniente

de que hay que haber previsto en la línea un cable de guarda con fibra en su interior.

Al utilizar la tecnología de la fibra, no existen problemas de interferencias ni afecta a la medida en caso de sobretensiones. Sin embargo puede ser, por el material, sensible a las muy altas temperaturas.

3.3.3 Enlaces vía radio

Utilizado antiguamente por aquellas subestaciones que no tenían posibilidad de comunicación por dificultades geográficas o por dificultad en el tendido del cable. Su uso es ahora muy limitado ya que presenta un gran problema de interferencias al ser ondas de radio.

3.4 **Clasificación ISO.**

La mejor manera de enviar un mensaje es hacerlo de forma directa, sin ningún tipo de conversión entre el emisor y receptor. Hoy en día, para la comunicación en las subestaciones, existe una gran cantidad de protocolos. Por este motivo se están utilizando protocolos de conversión para que los dispositivos que funcionan en distintos protocolos puedan comunicarse. Sin embargo estos protocolos pueden ser los causantes de errores en los mensajes e incluso introducir importantes retrasos. El gran número de protocolos existentes ha originado una gran inversión en desarrollo por parte de los fabricantes al igual que en la operación y mantenimiento por parte de los usuarios.

Los protocolos en el campo eléctrico deben de cumplir dos características principales:

- Deben de ser deterministas: El máximo tiempo que transcurre desde que aparece un evento hasta que el operador recibe este mensaje debe estar determinado.
- Debe de utilizar fechado de eventos: Todas las unidades están sincronizadas y cada una envía su evento con fecha para poder determinar el orden real en que ocurrieron.

A finales de la década de los setenta, la Organización Internacional para la Normalización (ISO) empezó a desarrollar un modelo conceptual para la conexión en red al que bautizó con el nombre de *Open Systems Interconnection Reference Model* o Modelo de Referencia de Interconexiones de Sistemas Abiertos. En los entornos de trabajo con redes se le conoce más comúnmente como el modelo OSI. En 1984, este modelo pasó a ser el estándar internacional para las comunicaciones en red al ofrecer un marco de trabajo conceptual que permitía explicar el modo en que los datos se desplazaban dentro de una red.

Se trata de un modelo el cual plantea la comunicación en 7 niveles distintos. Cada nivel trata un aspecto específico de la comunicación proporcionando una interfaz al nivel superior.

Nivel	Nombre	Categoría
Capa 7	Nivel de aplicación	Aplicación
Capa 6	Nivel de presentación	
Capa 5	Nivel de sesión	
Capa 4	Nivel de transporte	
Capa 3	Nivel de red	Transporte de datos
Capa 2	Nivel de enlace de datos	
Capa 1	Nivel físico	

Tabla 1 Niveles OSI

A su vez, esos 7 niveles se pueden subdividir en dos categorías, las capas superiores y las capas inferiores. Las 4 capas superiores trabajan con problemas particulares a las aplicaciones, y las 3 capas inferiores se encargan de los problemas pertinentes al transporte de los datos.

3.4.1 Capas OSI

Las capas del modelo OSI describen el proceso de transmisión de los datos dentro de una red. Las dos únicas capas del modelo con las que, de hecho, interactúa el usuarios con la primera capa, la capa Física, y la última capa, la capa de Aplicación.

- La capa física abarca los aspectos físicos de la red (es decir, los cables, hubs y el resto de dispositivos que conforman el entorno físico de la red).
- La capa de aplicación proporciona la interfaz que utiliza el usuario en su ordenador para enviar mensajes de correo electrónico o ubicar un archivo en la red.

Cuando los datos abandonan la capa de aplicación (la capa insertará un encabezado de capa de aplicación en el paquete de datos), éstos pasan por las restantes capas del modelo OSI. Cada capa proporcionará servicios específicos relacionados con el enlace de comunicación que debe establecerse, o bien formateará los datos de una determinada forma.

Al margen de la función específica que tenga asignada cada capa, todas adjuntan un encabezado (los encabezados vienen representados por cuadritos en la siguiente figura) a los datos. Puesto que la capa física está integrada por dispositivos de hardware (un cable, por ejemplo) nunca añade un encabezado a los datos.

Los datos llegan así a la capa física (el entorno tangible de la red, como los cables de par trenzado y *hubs*) del destinatario, desplazándose por el entorno físico de la red hasta alcanzar su destino final.

Los datos se reciben en la capa física del receptor y pasan a subir por la pila OSI. A medida que los datos van pasando por cada una de las capas, el encabezado pertinente se va suprimiendo de los datos. Cuando los datos finalmente alcanzan la capa de aplicación, el destinatario puede utilizar los datos.

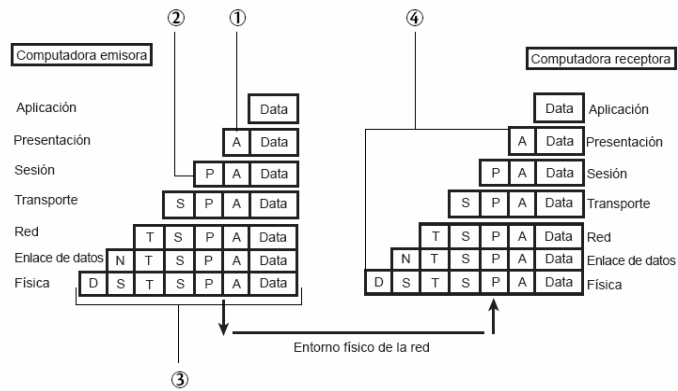


Figura 16 Transmisión Capas OSI

1. Encabezado de la capa de aplicación.
2. Encabezado de la capa de presentación.
3. Paquetes con todos los encabezados de las capas OSI.
4. Los encabezados se van suprimiendo a medida que los datos suben por la capa OSI.

■ Nivel 1- Físico

La Capa Física del modelo de referencia OSI es la que se encarga de las conexiones físicas hacia la red, tanto en lo que se refiere al medio físico (medios guiados: cable coaxial, cable de par trenzado, fibra óptica y otros tipos de cables; medios no guiados: radio, infrarrojos, microondas, láser y otras redes inalámbricas); características del medio (p.e. tipo de cable o calidad del mismo; tipo de conectores normalizados o en su caso tipo de antena; etc.) y la forma en la que se transmite la información (codificación de señal, niveles de tensión/intensidad de corriente eléctrica, modulación, tasa binaria, etc.)

Es la encargada de convertir las tramas procedente de la capa de enlace de datos en una secuencia única de bits que puede transmitirse por el entorno física. Se ocupa de las propiedades físicas y características eléctricas de los diversos

componentes; de la velocidad de transmisión, si ésta es uni o bidireccional (simplex, dúplex o full-dúplex). También de aspectos mecánicos de las conexiones y terminales, incluyendo la interpretación de las señales eléctricas/electromagnéticas.

Sus principales funciones se pueden resumir como:

- Definir el medio o medios físicos por los que va a viajar la comunicación: cable de pares trenzados (o no, como en RS232/EIA232), coaxial, guías de onda, aire, fibra óptica.
- Definir las características materiales (componentes y conectores mecánicos) y eléctricas (niveles de tensión) que se van a usar en la transmisión de los datos por los medios físicos.
- Definir las características funcionales de la interfaz (establecimiento, mantenimiento y liberación del enlace físico).
- Transmitir el flujo de bits a través del medio.
- Manejar las señales eléctricas/electromagnéticas
- Especificar cables, conectores y componentes de interfaz con el medio de transmisión, polos en un enchufe, etc.
- Garantizar la conexión (aunque no la fiabilidad de ésta).

El nivel físico recibe una trama binaria que debe convertir a una señal eléctrica, electro magnético, óptica u otra dependiendo del medio, de tal forma que a pesar de la degradación que pueda sufrir en el medio de transmisión vuelva a ser interpretable correctamente en el receptor.

En el caso más sencillo el medio es directamente digital, como en el caso de las fibras ópticas, dado que por ellas se transmiten pulsos de luz.

Cuando el medio no es digital hay que codificar la señal, en los casos más sencillos la codificación puede ser por pulsos de tensión (PCM o *Pulse Code Modulation*) (por ejemplo 5 V para los "unos" y 0 V para los "ceros"), es lo que se llaman codificación unipolar RZ. Otros medios se codifican mediante presencia o ausencia de corriente. En general estas codificaciones son muy simples y no usan bien la capacidad de medio. Cuando se quiere sacar más partido al medio se usan técnicas de modulación más complejas, y suelen ser muy dependientes de las características del medio concreto.

En los casos más complejos, como suelen ser las comunicaciones inalámbricas, se pueden dar modulaciones muy sofisticadas, este es el caso de los estándares Wi-Fi, con técnicas de modulación complejas de espectro ensanchado

Indirectamente el tipo de conexión que se haga en la capa física puede influir en el diseño de la capa de Enlace. Atendiendo al número de equipos que comparten un medio hay dos posibilidades:

- Conexiones punto a punto: que se establecen entre dos equipos y que no admiten ser compartidas por terceros.
- Conexiones multipunto: en las que dos o más equipos pueden usar el medio.

Así por ejemplo la fibra óptica no permite fácilmente conexiones multipunto, y por el contrario las conexiones inalámbricas son inherentemente multipunto. Hay

topologías como el anillo, que permiten conectar muchas máquinas a partir de una serie de conexiones punto a punto.

A la hora de diseñar una red hay equipos adicionales que pueden funcionar a nivel físico, se trata de los repetidores, en esencia se trata de equipos que amplifican la señal, pudiendo también regenerarla. En las redes Ethernet con la opción de cableado de par trenzado (la más común hoy por hoy) se emplean unos equipos de interconexión llamados concentradores (repetidores en las redes 10Base-2) más conocidos por su nombre en inglés (hubs) que convierten una topología física en estrella en un bus lógico y que actúan exclusivamente a nivel físico, a diferencia de los conmutadores (switches) que actúan a nivel de enlace.

- *Nivel 2- Enlace*

Cuando los paquetes de datos llegan a la capa de enlace de datos, éstos pasan a ubicarse en tramas (unidades de datos), que vienen definidas por la arquitectura de red que se está utilizando (como Ethernet, Token Ring, etc). La capa de enlace de datos se encarga de desplazar los datos por el enlace físico de comunicación hasta el nodo receptor, e identifica cada ordenador incluida en la red de acuerdo con su dirección de hardware, que viene codificada en la NIC.

La información de encabezamiento se añade a cada trama que contenga las direcciones de envío y recepción. La capa de enlace de datos también se asegura de que las tramas enviadas por el enlace físico se reciben sin error alguno. Por ello, los protocolos que operan en esta capa adjuntarán un chequeo de Redundancia Cíclica (*Cyclical Redundancy Check* o CRC) al final de cada trama. El CRC es básicamente un valor que se calcula tanto en el emisor como en el

receptor. Si los dos valores CRC coinciden, significa que la trama se recibió correcta e íntegramente, y no sufrió error alguno durante su transferencia.

El tipo de trama que genera la capa de enlace de datos depende de la arquitectura de red que se este utilizando, como Ethernet, Token Ring. Esta trama se compone básicamente de un encabezado que la describe, de los datos que incluye, y de la información referente a la capa de enlace de datos (como los Puntos de Acceso al Servicio de Destino, *Destination Service Access Points*, y Puntos de Acceso al Servicio, *Service Access Points*),

La especificación IEE 802 divide la capa de enlace de datos en dos subcapas, el Control Lógico del Enlace (*Logical Link Control*, LLC) y el Control de Acceso al Medio (*Media Access Control*, MAC)

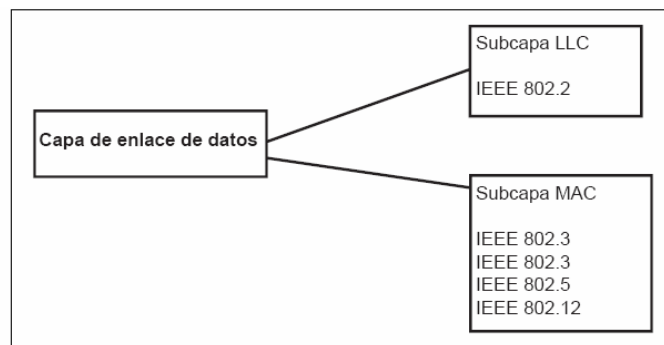


Figura 17 Sub-capas de datos de enlace

La subcapa de Control de Acceso al Medio determina la forma en que los ordenadores se comunican dentro de la red, y cómo y dónde un ordenador puede acceder al entorno físico de la red y enviar datos. La especificación 802 divide a su vez la subcapa MAC en una serie de categorías (que no son más que formas de

acceder al entorno físico de la red), directamente relacionadas con la arquitectura específica de la red.

- *Nivel 3 Red:*

La capa de red encamina los paquetes además de ocuparse de entregarlos. La determinación de la ruta que deben seguir los datos se produce en esta capa, lo mismo que el intercambio efectivo de los mismos dentro de dicha ruta. Esta capa es donde las direcciones lógicas (como las direcciones IP de un ordenador de red) pasan a convertirse en direcciones físicas (las direcciones de hardware de la NIC, la Tarjeta de Interfaz para Red, para ese ordenador específico).

- *Nivel 4 Transporte:*

Proporciona el transporte fiable de los datos garantizando el envío de paquetes, controlando el formato, orden de salida y llegada de los paquetes, independiente del hardware.

La capa de transporte se encarga de controlar el flujo de datos entre los nodos que establecen una comunicación; los datos no sólo deben entregarse sin errores, sino además en la secuencia que proceda. La capa de transporte se ocupa también de evaluar el tamaño de los paquetes con el fin de que éstos tengan el tamaño requerido por las capas inferiores del conjunto de protocolos. El tamaño de los paquetes lo dicta la arquitectura de la red que se utilice.

La comunicación también se establece entre dos nodos (emisor y receptor) del mismo nivel; la aceptación por parte del nodo receptor se recibe cuando el nodo

emisor ha enviado el número acordado de paquetes. Por ejemplo, el nodo emisor puede enviar de un solo golpe tres paquetes al nodo receptor y después recibir la aceptación por parte del nodo receptor. El emisor puede entonces volver a enviar otros tres paquetes de datos de una sola vez.

Esta comunicación en la capa de transporte resulta muy útil cuando el emisor manda demasiados datos al receptor. En este caso, el nodo receptor tomará todos los datos que pueda aceptar de una sola vez y pasará a enviar una señal de “ocupado” si se envían más datos. Una vez que el receptor haya procesado los datos y esté listo para recibir más paquetes, enviará al emisor un mensaje de “luz verde” para que envíe los restantes.

- *Nivel 5 Sesión:*

La capa de sesión es la encargada de establecer el enlace de comunicación o sesión entre las entidades emisoras y receptoras. Esta capa también gestiona la sesión que se establece entre ambos nodos y comprende: establecimiento, mantenimiento y finalización de las sesiones, manejando nombres y direcciones de red.

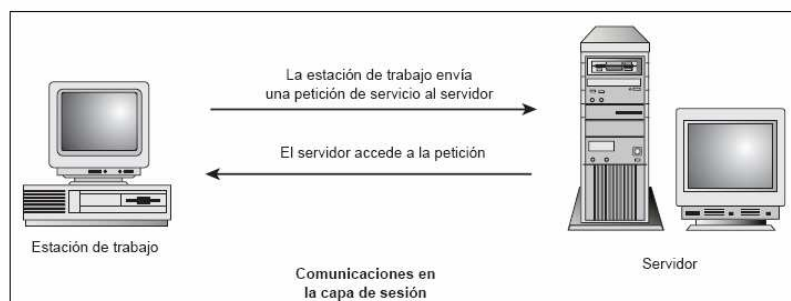


Figura 18 Comunicación en la capa de sesión

Una vez establecida la sesión entre los nodos participantes, la capa de sesión pasa a encargarse de ubicar puntos de control en la secuencia de datos. De esta forma, se proporciona cierta tolerancia a fallos dentro de la sesión de comunicación. Si una sesión falla y se pierde la comunicación entre los nodos, cuando después se restablezca la sesión solo tendrán que volver a enviarse los datos situados detrás del último punto de control recibido. Así se evita el tener que enviar de nuevo todos los paquetes que incluía la sesión.

Los protocolos que operan en la capa de sesión pueden proporcionar dos tipos distintos de enfoques para que los datos vayan de emisor al receptor: la comunicación orientada a la conexión y la comunicación sin conexión.

Los protocolos orientados a la conexión que operan en la capa de sesión proporcionan un entorno donde los nodos conectados se ponen de acuerdo sobre los parámetros relativos a la creación de los puntos de control en los datos, mantienen un diálogo durante la transferencia de los mismos, y después terminan de forma simultánea la sesión de transferencia.

Los protocolos orientados a la conexión operan de forma parecida a una llamada telefónica: en este caso, la sesión se establece llamando a la persona con la que se desea hablar. La persona que llama y la que se encuentra al otro lado del teléfono mantiene una conexión directa. Y, cuando la conversación termina, ambos se ponen de acuerdo para dar por terminada la sesión y cuelgan el teléfono a la par.

El funcionamiento de los protocolos sin conexión se parece más bien a un sistema de correo regular. Proporciona las direcciones pertinentes para el envío de los paquetes y éstos pasan a enviarse como si se echaran a un buzón de correos. Se supone que la dirección que incluyen permitirá que los paquetes lleguen a su destino, sin necesidad de un permiso previo del receptor.

- *Nivel 6 Presentación:*

La capa de presentación puede considerarse el traductor del modelo OSI. Esta capa toma los paquetes (la creación del paquete para la transmisión de los datos por la red empieza en realidad en la capa de aplicación) de la capa de aplicación y los convierte a un formato genérico que pueden leer todos los ordenadores, compatibilizando ficheros, impresoras, plotters, etc. Por ejemplo, los datos escritos en caracteres ASCII se convertirán a un formato más básico y genérico, si corresponde

La capa de presentación también se encarga de cifrar los datos (si así lo requiere la aplicación utilizada en la capa de aplicación) así como de comprimirlos para reducir su tamaño. El paquete que crea la capa de presentación contiene los datos prácticamente con el formato con el que viajarán por las restantes capas de la pila OSI (aunque las capas siguientes irán añadiendo elementos al paquete, lo cual puede dividir los datos en paquetes más pequeños.

- *Nivel 7 Aplicación:*

La capa de aplicación proporciona la interfaz y servicios que soportan las aplicaciones de usuario. También se encarga de ofrecer acceso general a la red.

Esta capa suministra las herramientas que el usuario, de hecho ve. También ofrece los servicios de red relacionados con estas aplicaciones de usuario, como la gestión de mensajes, la transferencia de archivos y las consultas a bases de datos. La capa de aplicación suministra cada uno de estos servicios a los distintos programas de aplicación con los que cuenta el usuario en su ordenador. Entre los servicios de intercambio de información que gestiona la capa de aplicación se

entra la Web, los servicios de correo electrónico (como el protocolo Simple de Transferencia de Correo, comúnmente conocido como SMTP- *Simple Mail Transfer Protocol*- incluido en TCP/P), así como aplicaciones especiales de bases de datos cliente/servidor.

3.5 Protocolos de comunicación en Subestaciones.

Históricamente cada fabricante ha desarrollado los sistemas de control y protección con su protocolo en general propietario o adaptado al entorno de subestaciones. Los clientes han reclamado desde hace años un protocolo estándar, con funciones de control y protección que les permita realizar las funciones de las que disponen ahora.

Como se puede observar en la siguiente figura existe una gran variedad de protocolos que hoy en día se están utilizando en todo el mundo en el entorno de las subestaciones.

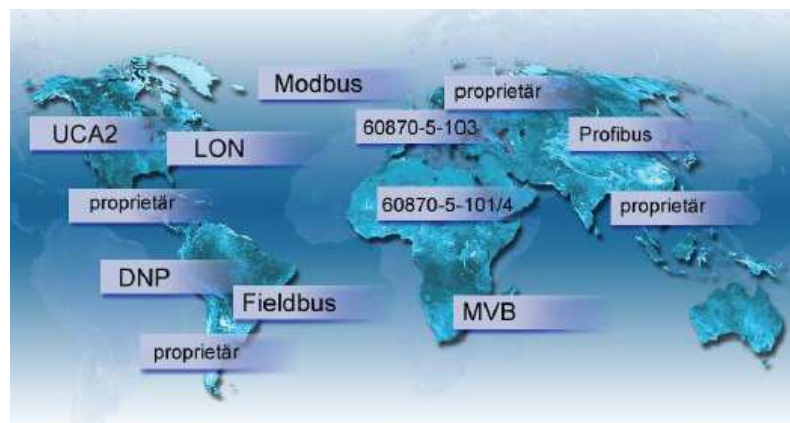


Figura 19 Protocolos de comunicación en el mundo

La nueva norma IEC61850 cumple con los requisitos mínimos para un protocolo en el mundo eléctrico y a su vez permite una de las características que los clientes tanto han reclamado: Interoperabilidad entre equipos de diversos fabricantes.

La norma IEC61850 se ha creado para ser perdurable en el tiempo, lo que no ocurrió con las conocidas IEC60870-5, y no fija únicamente el protocolo. Precisamente, al referirse al modelado de los diversos componentes de una subestación, se espera su perdurabilidad en el tiempo.

Hasta el nacimiento de la IEC61850 no existía un estándar que aunase control y protección. Existían los antiguos IEC60780-5-101 y 104 para fines de telecontrol y el IEC60870-5-103 para fines de teleprotección. Los fabricantes de sistemas de control y protección eléctricos desarrollaron sus propios protocolos para poder utilizar los avances que la tecnología iba permitiendo. Otros optaron por modificar ligeramente los estándares y adaptarlos a sus sistemas, de nuevo de una forma particular, sin ser reconocido por el comité IEC.

Protocolo	Tipo	Determinista	Teleprotección	Telecontrol	Peer to peer
Modbus	M-E	si	si	si	no
SPA	M-E	si	si	si	no
IEC 103	M-E	si	si	no	no
IEC101	M-E	si	no	si	no
IEC 104	CSMA/CD	semi	no	si	si
DNP 3.0	M-E	si	si	si	no
LON	CSMA/CD/PS	si	si	si	si
Profibus	Token ring	semi	si	si	si
UCA 2.0	M-E	si	no	si	no
IEC 61850	CSMA/CD	si	si	si	si

Protocolo	Controlador de comunicación	Velocidad max Mbit/s	Envío de eventos	Sincronización
Modbus	Maestro	0,192	no	no
SPA	Maestro	0,192	si	si
IEC 103	Maestro	0,192	si	si
IEC101	Maestro	0,192	si	si
IEC 104	No hay	100	si	si
DNP 3.0	Maestro	0,192	si	si
LON	No hay	1,28	si	si
Profibus	Token	12	si	si
UCA 2.0	Maestro	100	si	si
IEC 61850	No hay	No hay	si	si

3.5.1 Protocolos maestro esclavo

El funcionamiento básico de este tipo de protocolos consiste en: el maestro accede al bus de datos y los esclavos contestan solamente si les pregunta el maestro, sin existir comunicación alguna entre dos esclavos distintos. Las características fundamentales de este tipo de protocolos son:

- No existe comunicación directa entre esclavos.
- Tiempos de respuesta determinista.
- Control de comunicación centralizado (administrador del bus, Maestro).
- Utilizado en cualquier topología.
- Fuerte dependencia del medio físico utilizado en la velocidad de transmisión de datos
- La transmisión de datos no se basa en el modelo ISO/OSI de las siete capas sino que se basa en modelo EPA (*Enhanced Performance Architecture*). Este modelo lo que hace es simplificar el modelo de las 7 capas a las capas en tres capas: nivel físico, nivel de enlace y nivel de aplicación.

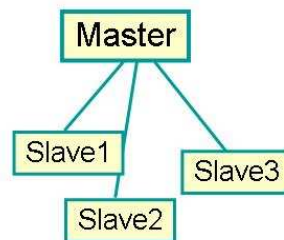


Figura 20 Protocolo maestro esclavo

Existe una gran cantidad de protocolos maestro esclavo, como pueden ser: IEC 60870-5 (-101, 103), DNP3, etc.

3.5.1.1 Protocolo Modbus

Modbus es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo ISOI basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, diseñado en 1979 por Modicon para su gama de controladores lógicos programables (PLCs).

Modbus es un protocolo de transmisión para sistemas de control y supervisión de procesos (SCADA) con control centralizado, puede comunicarse con una o varias Estaciones Remotas (RTU) con la finalidad de obtener datos de campo para la supervisión y control de un proceso. Las Interfaces de Capa Física puede estar configurada en: RS-232, RS-422, RS-485.

Existen dos variantes, con diferentes representaciones numéricas de los datos y detalles del protocolo ligeramente desiguales:

- Modbus RTU es una representación binaria compacta de los datos.
- Modbus ASCII es una representación legible del protocolo pero menos eficiente.

Ambas implementaciones del protocolo son serie. El formato RTU finaliza la trama con una suma de control de redundancia cíclica (CRC), mientras que el formato ASCII utiliza una suma de control de redundancia longitudinal (LRC). La versión

Modbus/TCP es muy semejante al formato RTU, pero estableciendo la transmisión mediante paquetes TCP/IP.

Este tipo de protocolo no permite fechado de eventos lo que le convierte en un protocolo inadecuado para envío de eventos. Modbus solamente lee estados y medidas, pero no el envío de eventos como por ejemplo los disparos.

3.5.1.2 Protocolos IEC60870-5

IEC 60870-5 recoge una serie de protocolos internacionales realizados para los sistemas de potencia de monitorización, control y protección. El perfil de protocolos IEC 60870-5 se detalla a continuación:

- IEC60870-5-101: *Basic telecontrol tasks*. (Control y telecontrol).
- IEC60870-5-102: *Transmission of integrated total*. (telemedida).
- IEC 60870-5-103:” *Informative Interface” of protection equipment*. (Protección de subestaciones).
- IEC60870-5-104: *Network access for IEC60870-5-101 using standard transport profiles (embedding of 101 into networks like ISDN, SDH, ATM)*. (101 utilizando estándares de facto a nivel de transporte, que lo hacen compatible con redes WAN ruteadas).

El desarrollo de estos estándares los llevo acabo el comité Técnico 57 perteneciente al Comité Técnico de Electrotecnia IEC, concretamente el grupo de trabajo nº3. En 1978 comenzaron la estandarización de protocolos de telecontrol, el resultado de este trabajo se conoce con el nombre de IEC 60870-5, y se compone de los siguientes documentos:

- IEC 60870-5-1 (1990) Transmission Frame Formats.

- IEC 60870-5-2 (1992) Data Link Transmission Services.
- IEC 60870-5-3 (1992) General Structure of Application Data.
- IEC 60870-5-4 (1993) Definition and Coding of Information Elements.
- IEC 60870-5-5 (1995) Basic Application Functions.
- IEC60870-5-101 (1995): Companion standard for basic telecontrol tasks.
- IEC 60870-5-103 (1996) Companion standard for the IEC 60870-5-103 protocol.
- IEC60870-5-104 (2000): Network access for IEC60870-5-101 using standard transport profiles.

Estos protocolos poseen una parte privada en la cual los fabricantes tienen la posibilidad de incluir otras funciones. Esto supone una gran ventaja ya que por ejemplo, se pueden incluir funciones de control en el protocolo IEC 60870-5-103 que es un protocolo propio para teleprotección de subestaciones. Sin embargo esta parte privada reduce la interoperabilidad entre fabricantes, lo cual supone una importante desventaja.

Protocolo IEC60870-5-101.

El Comité IEC Técnico 57 fue el encargado del desarrollo de este estándar que titulado *Basic telecontrol tasks*, y se publicó en el año 1995.

Como todos los protocolos maestro-esclavo, la clasificación típica de las 7 capas ISO se ve simplificado a las capas 1, 3,7. Basándose en el Modelo EPA (*Enhanced Performance Architecture*).

- Nivel física: Se recomienda ITU-T.

- Nivel de enlace: Soporta transmisión tanto balanceada como no balanceada.
- Nivel de aplicación: Las características principales son:
 - No proporciona embalaje de datos, es decir solo mensajes de objetos orientados.
 - Atributos: bloqueado, substituido, válido...
 - Se pueden usar 43 tipos de datos.
 - Transferencia de archivos.
 -

Capa de enlace de transmisión no balanceada:

En este tipo de transmisión solamente el maestro puede transmitir mensajes primarios. Por lo tanto no es necesaria la eliminación de colisiones, debido a que los equipos esclavos no pueden iniciar un intercambio, o reintentar un mensaje fallido. En el caso en el cual un esclavo responda con *NACK, request data not available*, el maestro volverá a intentarlo otra vez.

Capa de enlace de transmisión balanceada:

En Este tipo de transmisión todos los equipos son iguales al nivel de enlace.

Existen varias formas para eliminar las colisiones existentes como son:

- Capa física (CSMA/CD).
- Conexión punto a punto (RS232 o RS485 de cuatro cables).
- Se asigna un maestro el cual sondea al resto de los esclavos sobre la red. Esta opción es la que usa el protocolo 101.

Protocolo IEC60870-5-103.

Este estándar internacional fue desarrollado por el Grupo de Trabajo 03 perteneciente al Comité Técnico 57 del IEC, publicándose el estándar en 1997. El protocolo 60870-5-103 pertenece a la familia de protocolos 60870-5 y lleva como título *Informative Interface of Bay Protection*. El objetivo principal del IEC60870-5-103 es proveer al sector eléctrico de un protocolo de comunicación que incluyese las funciones necesarias para el control y la protección de subestaciones eléctricas. La estructura principal del estándar se divide en tres partes principales: Parte pública (en ella se encuentra las funciones de protección) Transferencia de datos de disturbios (DDT, *Disturbance Data Transfer*) y por último Servicios generales.

Este protocolo permite comunicaciones punto a punto y comunicaciones punto a multipunto. Además como todos los protocolos maestro-esclavo utiliza el modelo simplificado de tres capas del OSI (*Open System Interconnection*) conocido como EPA (*Enhanced Performance Architecture*)

- Capa física. Puede ser cualquier capa física de sucesión de bits, como RS-232 C, RS-485 o transreceptor de fibra.
- Capa de nivel de enlace de datos, solo permite transmisión no balanceada.
- Capa de aplicación. Posee las siguientes características:
 - Sincronización de tiempo.
 - Medidas de operaciones.
 - Inicialización.
 - Interrogación general.
 - Control de funciones.

Principalmente se utiliza a nivel de comunicación de proceso entre el sistema y las unidades de proceso.

Protocolo IEC60870-5-104.

El Comité IEC Técnico 57 desarrolló el estándar IEC 60870-5-104 para el telecontrol de equipos y sistemas. Lleva como título *Network Access for IEC60870-5-101*, y se publicó en el año 2000. Este protocolo principalmente se utiliza para niveles superiores de comunicación entre los sistemas base y NCC.

3.5.1.3 Protocolo SPA

El funcionamiento propio de este tipo de protocolo es del tipo maestro-esclavo, por lo tanto posee una unidad maestro y varias del tipo esclavo en este caso puede haber hasta 255 esclavos. El maestro sondea a los esclavos para adquirir información, que puede ser tanto del tipo de datos como del tipo eventos, para posteriormente enviar (escribir) datos a los esclavos.

Los esclavos poseen los siguientes datos: Ajustes, variables, datos de entrada y salida, comandos (estado, nombre, datos de eventos, reloj).

Una de las necesidades básicas en los sistemas de automatización de subestaciones es la sincronización de todas las unidades. En este aspecto, los protocolos SPA disponen en todas las unidades esclavo de relojes propios a cada

unidad, el cual es sincronizado por el maestro una vez por segundo, y permite una resolución de 1ms para el tiempo de sincronización.

Otra de las características fundamentales de este tipo de protocolos es que puede utilizar dos 2 buses físicos:

- Bus óptico (plástico o vidrio con núcleo de fibra óptica).
- Bus eléctrico (EIA RS-485), para aplicaciones de protección no relevantes.

Este tipo de protocolos SPA se utiliza para:

- Adquisición de datos (cíclico).
- Control (Transferencia de archivos, parámetros).
- Envío de eventos (cíclico).

3.5.1.4 Protocolo DNP 3.0

DNP3 (*Distributed Network Protocol*) se trata de un protocolo maestro- esclavo desarrollado inicialmente por Harris, basándose en los estándares desarrollados por el Grupo de Trabajo 03 perteneciente al Comité Técnico 57 (IEC). Su objetivo principal es Proveer al sector eléctrico de un protocolo de comunicación seguro. Dado su carácter generalista, hoy se utiliza también en sectores afines como distribución de agua y gas.

Se trata de un protocolo de comunicaciones generalista, no propietario y de uso público, cuya funcionalidad permite, no solo comunicar localmente los IED de la subestación entre sí o con un SCADA local, sino comunicar la subestación con un despacho de control.

Este protocolo permite comunicaciones punto a punto y punto a multipunto además como todos los protocolos maestro-esclavo utiliza el modelo simplificado de tres capas del OSI (*Open System Interconnection*) conocido como EPA (*Enhanced Performance Architecture*).

Al ser un protocolo genérico, de amplia funcionalidad, la variedad disponible de tipos de datos (objetos) y de servicios es muy amplia. Tanto, que diferentes fabricantes pueden optar por transmitir los mismos datos con diferentes objetos, haciendo incompatible la comunicación entre ambos dispositivos. Para evitar este problema de compatibilidad entre fabricantes, y “limitar” el número de objetos a desarrollar se establecen tres niveles de “compatibilidad” caracterizados por permitir un subset de objetos:

- Nivel 1: para comunicar con pequeños IED
- Nivel 2: para comunicar con grandes IED o pequeñas RTU
- Nivel 3: para comunicar con grandes RTU y concentradores.

El ámbito de influencia de los protocolos DNP 3.0 es propio de Norteamérica, Sudamérica, África y Asia.

Actualmente existe un organismo independiente que se ocupa del mantenimiento y evolución del protocolo, así como de la emisión de certificados de compatibilidad de protocolo a los fabricantes. Se trata de DNP3 USER GROUP.

3.5.1.5 Protocolo UCA 2.0.

UCA (*Utility Communications Architecture*) nació de la necesidad de estandarizar protocolos de comunicaciones a gran escala y bajo coste. La versión 2.0 incorpora una familia de protocolos básicos, así como modelos normalizados de objetos propios de subestaciones, autos descritos e independientes del proveedor.

La adquisición de datos en tiempo real y el control de aplicaciones se hacen vía MMS (*Manufacturing Message Specification*) que provee un formato común de mensajes en la capa de aplicación. El estándar MMS/UCA está basado en normas abiertas y bien conocidas como manera más efectiva de automatizar subestaciones.

Antes de la iniciativa UCA, las compañías han venido adoptando diversas tecnologías de comunicación fuertemente dependiente y optimizada para las plataformas de cada proveedor. Estos sistemas de información diferentes hacían difícil, compleja y cara la integración de productos de diversos fabricantes. El instituto EPRI (*Electric Power Research Institute*) inició un proyecto para promocionar y facilitar la interoperabilidad de productos de distintos proveedores.

En 1988 se lanzó el proyecto UCA y de ahí resultó un “suite de protocolos”, denominada UCA Versión 1 con el fin de cumplir los requisitos de la industria eléctrica. En dicha versión, se adoptó el estándar MMS para el nivel aplicación requerido por las aplicaciones y captura de datos en tiempo real. Dicho estándar era muy abierto, por lo que la industria no lo adoptó de un modo generalizado. Seguía habiendo un grado de interoperabilidad insuficiente. En respuesta a esta

necesidad, el EPRI patrocinó el Forum UCA que continuó desarrollando la especificación de UCA. De esta forma en 1997 salió la versión 2 que describía y especificaba en detalle la estructura de los dispositivos de campo requerido por las compañías.

Las ventajas principales del protocolo UCA Versión 2, llamado UCA 2 son:

- Aumenta la versatilidad incluyendo las potencialidades de Internet a todo tipo de servicios, electricidad, gas y agua.
- Provee un marco común para diferentes fabricantes, mejorando la disponibilidad de equipos y disponer de fuentes alternativas
- La combinación óptima de estándares a distintos niveles, desde el físico hasta el de aplicación, reduce los costes de integración.
- Las compañías han de realizar desembolsos adicionales por interfaces de comunicación (cajas negras con sus limitaciones) o gateways cada vez que necesitan conectar un equipo nuevo a la red o modificar instalaciones existentes.

3.5.2 Protocolo TDM, (Time Division Multiplex Media Access)

Este tipo de protocolos se basa en que cada uno de los nodos tiene su propio intervalo de tiempo durante el cual pueden enviar sus datos. Las características principales de este tipo de protocolos son:

- Comunicación Peer-to-peer, es decir cada nodo tiene la posibilidad de hablar con otro nodo.
- Tiempos de respuesta determinista.

- Control de comunicación centralizado (administrador del bus).
- Utilizado en cualquier topología.
- El tiempo de intervención es fijo e independiente de la carga de red.

3.5.3 TOKEN PASSING

Su funcionamiento consiste básicamente en un testigo que va pasando a través del anillo y por lo tanto cualquier nodo puede cogerlo cuando pase por el, enviar datos y posteriormente pasar el testigo. Las características principales son:

- Tiempos de respuesta Semi-determinista. No podemos determinar cuanto tiempo tardará en hablar un nodo, e incluso podría bloquear la red. Para ser determinista tenemos que tener un bus administrador que controle los tiempos que un nodo tiene el token.
- Control de comunicación descentralizado.
- Utilizado en cualquier topología.
- Tiempos de espera innecesarios con cargas de red baja.

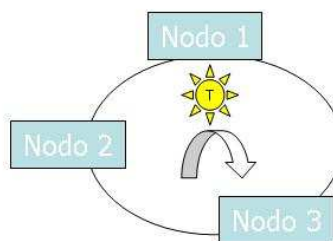


Figura 21 TOKEN PASSING

Un ejemplo de este tipo de protocolos es el protocolo Profibus.

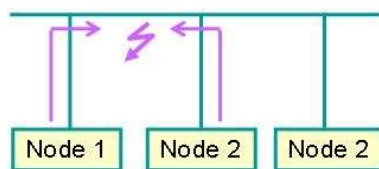
3.5.3.1 Protocolo Profibus.

Es un estándar originado en normas alemanas y europeas DIN 19245 / EN 50170. Cumple también con el modelo OSI de 7 niveles y las normas ISA/IEC. Utilizado en aplicaciones de alta velocidad de transmisión de datos entre controladores de I/O y complejas comunicaciones entre PLC. Tal es así que para diferentes tipos de comunicación presenta distintos tipos de soluciones, las cuales satisface con 3 implementaciones separadas y compatibles entre ellas: FMS, DP y PA.

Existen tres perfiles de este protocolo:

- Profibus DP (*Decentralized Periphery*). Orientado a sensores/actuadores enlazados a procesadores (PLCs) o terminales.
- Profibus PA (*Process Automation*). Para control de proceso, cumple normas especiales de seguridad para la industria química (IEC 11158-2, seguridad intrínseca).
- Profibus FMS (*Fieldbus Message Specification*). Para comunicación entre células de proceso o equipos de automatización.

3.5.4 Protocolo CSMA/CD media Access



Se trata de las siglas de *Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection*, es decir protocolo de acceso múltiple con detección de portadora y detección de colisiones. La idea básica del funcionamiento de este protocolo consiste en si un nodo desea comunicarse, comprueba si el bus está libre. Si es así, transmite los datos; de lo contrario, espera a que se libere. Al

detectar las colisiones y retransmitir más tarde, estamos evitando la pérdida de cualquier dato.

Las características fundamentales de este tipo de protocolos son:

- Tiempos de respuesta no determinista. No podemos saber cuantas colisiones tienen lugar. Puede existir un nodo que bloquea la red durante grandes periodos de tiempo.
- No existe Control de comunicación, no hay administrador del bus.
- Utilizado en topología bus.
- Derechos de acceso iguales para cada nodo.

Uno de los protocolos más importantes de este tipo son las redes Ethernet.

3.5.4.1 Protocolo ETHERNET (TCP/IP)

Se trata de un protocolo de transmisión de datos, el cual en los últimos años se ha convertido en la tecnología que domina la tecnología LAN (*Local Area Network*), y en la que más dinero se ha estado invertido.

Desde 1985 se dispone del estándar IEEE 802.3, el cual dispone de una gran variedad de protocolos estándares para los niveles 1 y 2 del modelo OSI (capa física y capa de enlace de datos).

El protocolo Ethernet sólo se define hasta la capa de transporte (nivel 4 del modelo OSI). Sobre las siguientes capas (TCP/IP) podemos mezclar otros tipos de

protocolos” como pueden ser: Modbus TCP, IEC6087-5-104, SPA TCP, http, ftp, etc, A continuación se muestra un posible ejemplo.

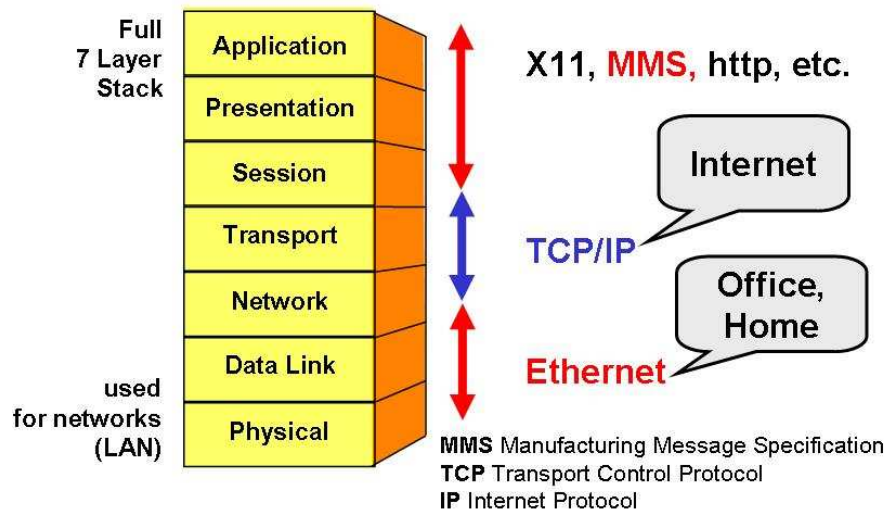


Figura 22 Protocolo ETHERNET (TCP/IP)

El algoritmo que utiliza este tipo de redes Ethernet, como ya se ha dicho anteriormente, es CSMA/CD. Si una estación necesita transmitir lo primero que tiene que hacer es comprobar que ninguna otra esta ya transmitiendo (CARRIER SENSE). El medio de comunicación es un cable, por lo tanto, permite el acceso de múltiples estaciones que pueden y transmitir y recibir utilizando mismo cable (MULTIPLE ACCES).

Para detectar errores se dispone de una estación “que escucha” mientras se está transmitiendo los datos. Las colisiones características de este tipo de protocolos se causan cuando dos nodos/ adaptadores intentan transmitir al mismo tiempo un mensaje, estos adoptadores detectan la colisión basándose en diferencias de voltaje, y transmiten una señal de atasco a toda la red para asegurarse que todas las estaciones conectadas a la red sepan que ha existido una colisión. Posteriormente todas las subestaciones estarán un tiempo aleatorio en estado

“backoff”. El orden de magnitud de los tiempos de transmisión y detención es de microsegundos.

La estructura que utilizan estas redes Ethernet es la arquitectura en estrella, por la cual todos los equipos IED están conectados entre sí, de esta forma cuando un mensaje se transmite se distribuye al resto de equipos. Este tipo de conexión tiene importantes problemas en el tema de las colisiones, ya que de esta forma todos los mensajes que se transmitan pueden ocasionar algún tipo de colisiones. La tecnología CSMA/CD utilizada en los sistemas Ethernet originales hacía imposible el determinismo, pero con la aparición del switch Ethernet las cosas han cambiado. El switch conecta todos los equipos, utilizando estructura en estrella, pero ahora cada paquete que se envía a un switch se almacena y se retransmite al puerto de destino correcto. Si ese puerto está ocupado, el switch espera, por lo que no se producen colisiones ni retransmisiones. El único problema es la espera en cola que puede producirse.

3.5.5 Protocolo CSMA/CD/PS

Los protocolos LON, *Local Operating Network*, poseen dos dominios, cada uno de ellos puede llegar a tener 255 subredes, y cada subred hasta 127 nodos.

El mecanismo de acceso que sigue es *Carrier sense/ Collision Detect* con 500/700 mensajes/seg. En este caso y a diferencia de los protocolos CSMA/CD se trata de un protocolo determinista al incorporar *priority slots*. Esto implica que en cada periodo de tiempo podemos distinguir dos partes: La primera que se trata de una parte pública en la que todos los nodos pueden acceder al bus, y la segunda parte

en la cual cada nodo dispone de un periodo de tiempo propio para acceder al bus. De esta forma nos estamos asegurando que todos los nodos puedan transmitir información en cada periodo sin tener que esperar tiempos indeterminados. Este protocolo nos garantiza como máximo 20ms de tiempo de retraso, debido a las variables de prioridad de red.

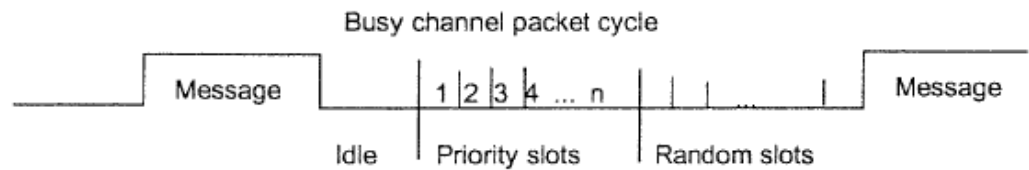


Figura 23 Protocolo CSMA/CD/PS

La topología propia de este protocolo es en estrella, la igual que las redes Ethernet.

Típicamente los protocolos LON permiten dos tipos de comunicación:

- Comunicación vertical: Describe la comunicación entre los equipos de monitorización (ejemplo sistema SCMS) y los equipos de protección y control.

Esta comunicación incluye envío de datos de proceso, datos de parámetros, grabación de archivos de configuración y disturbios. Esta comunicación se implementa usando mensaje explícitos. El formato de los eventos y comandos se basa en las definiciones IEC870-5-101.

- Comunicación horizontal: Describe la comunicación entre los equipos de control y protección. Esta comunicación incluye transferencia de datos de enclavamiento...Esta comunicación se implementa usando variables de red (NV's).

Típicamente los sistemas de automatización de subestaciones se pueden dividir en tres grandes niveles de control:

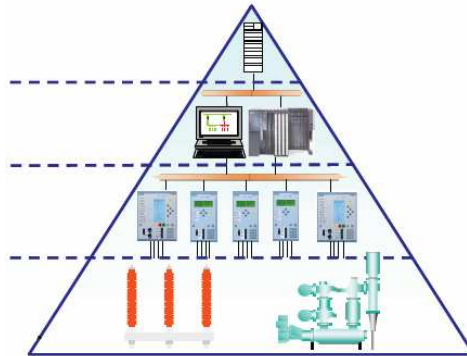


Figura 24 Niveles de control

- Nivel de estación (Station level). Consiste en un ordenador para la subestación con una base datos, pantallas para los operadores, interfaces de comunicación remotas, etc.
- Nivel de Bahía (Bay level). Compuesto por las unidades de protección, control y medida de la posición.
- Nivel de proceso (Process level). Compuesto por módulos remotos de I/O, sensores inteligentes, relees de actuación, etc.

La figura muestra los distintos niveles de control que incluyen los protocolos de comunicación junto a la norma IEC 61850. Como se puede observar hasta el momento no se había incluido en los protocolos de comunicación el nivel de proceso. Una de las más novedosas introducciones que el estándar IEC 61850 pretende incorporar, es el Mapeado del Bus de Proceso. A este respecto la norma dedica la parte 9:

- Parte 9-1: Mapeado conexiones punto a punto.
- Parte 9-2: Mapeado conexiones en bus.

La captura de medidas en tiempo real, que hasta ahora venía haciéndose de forma analógica, se propone pasar a realizarla de forma digital, empleando como tecnología base Ethernet, y fundamentalmente con fibra óptica. En concreto la parte 9-1 propone organizar la comunicación mediante enlaces unidireccionales, mientras que en la parte 9-2 se plantea la clásica arquitectura en bus.

2ª Parte:

Norma IEC 61850

1 Introducción

Los sistema de automatización de una subestación (SAS) son los elementos que le permite al operador tener toda la información concentrada en un solo sitio con el fin de ejecutar sus acciones operativas de una manera más segura, brindándole la información necesaria en el tiempo oportuno con el fin de evitarle cometer errores en la operación de la subestación e incluso agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

El nuevo estándar IEC 61850 para la comunicación en las subestaciones, traerá la interoperabilidad de los sistemas y arquitecturas flexibles en el dominio de la automatización de las subestaciones.

Hoy en día, las utilities funcionan de una forma más global y requieren sistemas flexibles, lo que ha originado la necesidad de un nuevo estándar para asegurar las características esenciales tales como interoperabilidad entre los dispositivos de diversos fabricantes, asignación libre de funciones, capacidad de adaptación en el desarrollo de las tecnologías de comunicación, etc. Las inversiones de los sistemas son salvaguardadas por la estabilidad a largo plazo del estándar.

Una de los aspectos más importantes que los clientes han estado reclamando en los últimos años era la interoperabilidad de los sistemas.

Esto significa la capacidad de dos o más equipos electrónicos inteligentes (IEDs, *intelligent electronic devices*), de distintos fabricantes para intercambiar

información entre ellos, y conseguir de este modo un funcionamiento y cooperación correcta.

Hasta la aparición de la norma IEC 61850 El abastecimiento de transferencia de datos era generalmente unidireccional con los datos que fluyen desde un remitente simple a un receptor altamente sofisticado, el cual interpretará los datos complejos. Un ejemplo es el protocolo de comunicación maestro-esclavo muy comúnmente utilizado, o también el interfaz utilizado en los dispositivos de protección según norma IEC 60870-5-103. La interoperabilidad prevista en el nuevo estándar IEC 61850 es mucho mas que una simple transferencia de datos, también prevé el intercambio de información entre dos o más dispositivos similares. El receptor tiene que entender no solo la estructura de los datos (sintaxis), sino que también deberá comprender su significado, es decir la semántica basada en los atributos de los datos recibidos en la comunicación.

Interoperabilidad no significa intercambiabilidad, pero si se trata de un requisito previo para conseguirla. La Intercambiabilidad sin impactos en el comportamiento del sistema requeriría dispositivos de idéntico funcionamiento. Esto implicaría la estandarización de funciones, las cuales están fuera del alcance de IEC 61850. Es decir el estándar no proporciona capacidad de intercambio entre diversos vendedores.

La ingeniería y el mantenimiento de un verdadero sistema interoperable requiere que el integrador del sistema sea capaz de manejar los dispositivos, cumpliendo la

norma IEC 61850, de distintos fabricantes con sus propiedades correspondientes. Al igual que para cualquier mantenimiento.

El requisito principal para una fácil y correcta integración y mantenimiento de sistemas compuesto por dispositivos de distintos fabricantes, necesita una descripción amplia y formal de dicho dispositivos al igual que del sistema completo, por lo menos desde el punto de vista de las comunicaciones. Esto incluye el diagrama unifilar de la subestación y las funciones asignadas al sistema.

Todo esto se proporciona con ayuda del lenguaje de descripción denominado (SCL, *XML-based Substation Configuration description Language*), el cual forma parte del estándar IEC 61850. Por lo tanto no solamente se intercambia información entre IEDs de distintos suministradores de forma estandarizada, sino que también se intercambia la información relativa a la ingeniería entre las herramientas de los distintos fabricantes e integradores de sistema.

La información según SCL se puede almacenar junto a la documentación del sistema y volver a utilizar la en cualquier caso de mantenimiento al igual que en caso de cambio de responsabilidad en el sistema de mantenimiento, siempre y cuando se cumpla el estándar IEC 61850.

La estabilidad a largo plazo, es otro de los grandes problemas existentes. Este nuevo estándar tiene la capacidad de adaptarse al avance en las tecnologías de comunicación al mismo tiempo que a los requisitos de desarrollo del sistema.

Las inversiones relacionadas con la automatización de subestaciones se deben de salvaguardar de la obsolescencia de sus sistemas debido al rápido desarrollo que se experimenta en las tecnologías relacionadas. De la experiencia con los PCs sabemos como la tecnología queda obsoleta rápidamente, posiblemente en uno o dos años. El tiempo de vida de las subestaciones es mayor, quizá hasta unos 60 años. La experiencia, según datos recogidos por el CIGRE, nos habla de aproximadamente dos mejoras de control y protección durante este periodo de tiempo. Debido a ello los sistemas de automatización de subestaciones tendrán un tiempo de vida esperado de mantenimiento de aproximadamente 20 años, lo que hace necesario buscar un concepto de comunicación con capacidad de estabilidad a largo plazo.

Relacionado con este tema el estándar IEC 61850 facilita la conexión de dispositivos nuevos ya implantados en cualquier instante del tiempo de vida del sistema sin la necesidad de realizar una nueva ingeniería del sistema completo. También el estándar permite mejorar el sistema de comunicación a un estado superior, sin cambiar ninguna función y base de datos de la automatización de sistemas y de los sistemas de alto nivel.

Por último hay que mencionar que junto a la interoperabilidad y la estabilidad a largo plazo, la libre configuración forma los requisitos básicos del nuevo estándar. Dicho estándar deberá tener en cuenta distintas filosofías al mismo tiempo que permitir libertad en la asignación de funciones. Debe funcionar de la misma manera para sistemas centralizados (RTU), como para sistemas descentralizados (SCS).

En resumen las características más relevantes del estándar IEC 61850 son:

- Interoperabilidad. El estándar proporciona la interoperabilidad que puede ser garantizado solamente mientras los IEDs tengan conexiones de red simples y los interruptores de Ethernet no estén integrado en los IEDs.
- Libre configuración. El estándar soporta distintas filosofías y permite la libre asignación de funciones.
- Estabilidad a largo plazo. El estándar funciona sobre una red LAN (*Local Area Network*) de conexión óptica o eléctrica (o mixta), es decir hoy en día Ethernet con velocidad de transmisión de datos de 100 MBit/s, aunque en el apartado 8 de la norma se prevee futuros mapeados que se desarrollan en el mercado.
- Comunicación vertical (cliente-servidor). El estándar proporciona la comunicación cliente-servidor, especialmente entre las bahías de las unidades IEDs y el nivel de estación.
- Comunicación horizontal (Bahía-Bahía). El estándar proporciona la comunicación entre distintas bahías, mensajes GOOSE.

1.1 Desarrollo del estándar

El estándar IEC 61850 se trata de una nueva normativa que está desarrollando la Comisión Electrotécnica Internacional, aplicable en el entorno de la automatización de subestaciones, para resolver el problema de integración de los equipos de las subestaciones eléctricas pertenecientes a distintos fabricantes.

Desde 1995 aproximadamente 60 expertos procedentes de 14 países han estado trabajando en tres grupos de trabajo pertenecientes a IEC, entre los cuales se incluye un subconjunto del UCA 2.0, para conseguir alcanzar los siguientes objetivos:

- Cubrir toda la información relativa a las subestaciones, a través de pequeñas señales digitales para conducir el proceso, que incluye transductores digitales o sensores, y actuadores localizados cerca del proceso.
- Ampliar las iniciativas para la transferencia de datos de alta eficiencia.
- Promover la idea de la interoperabilidad en los sistemas, que sobrepasan las especificaciones de datos de codificación y comunicación como IEC 6087-5. También se incluye en el estándar los requisitos de ingeniería y sostenibilidad de productos dentro del tiempo en servicio del correspondiente sistema.
- Ampliar las extensiones de la información para que la futura comunicación siga el siguiente principio: se incorpora al sistema todo lo conocido, y cualquier aplicación futura se puede completar según reglas del sistema.

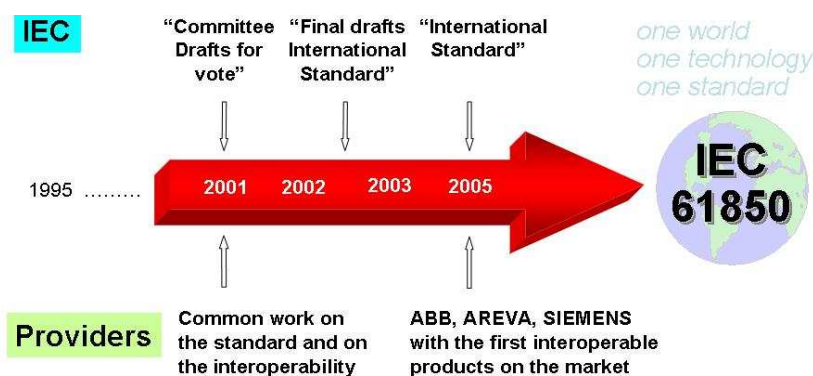


Figura 25 Desarrollo del estándar IEC61850

Inicialmente existieron dos actividades separadas:

- El desarrollo de GOMFSE (*Generic object Models for Substation and Feeder Equipment*) como parte del proyecto UCA (*The Utilities Communication Architecture*).
- El proyecto IEC 61850 para realizar un protocolo de comunicación en el entorno de las subestaciones, del cual esta encargado el comité técnico n° 57 de la IEC.

A comienzos de 1990 la EPRI y la IEEE comienzan a trabajar, dentro del proyecto UCA(*Utility Communications Architecture*) en la definición de una arquitectura de comunicaciones para el bus de comunicaciones de las subestaciones.

En 1994, EPRI y la IEEE empiezan a desarrollar la siguiente fase del proyecto UCA, la cual se conoce como UCA 2.0, esta vez centrando la atención en el bus de estación.

En 1996, El comité técnico TC 57 del IEC comienza a trabajar en el nuevo estándar IEC 61850 con el mismo objetivo, definición del bus de estación.

Las siguientes propuestas fueron presentadas y aceptadas por el Comité Nacional:

- Elaboración de un estándar sobre la arquitectura funcional, estructuras de comunicación y exigencias generales.
- Elaboración de un estándar sobre comunicación dentro y entre unidades y niveles de subestación.

- Elaboración de un estándar sobre comunicación dentro entre los niveles de proceso y de unidades.

Después de los dos primeros años, los tres grupos de trabajo del IEC responsables del desarrollo del estándar IEC 61850 continuaron trabajando de forma independiente de las actividades del UCA. Sin embargo es importante remarcar que mientras que los grupos del trabajo del IEC desarrollaron el concepto de los nodos lógicos, los miembros del UCA estaban estudiando el concepto equivalente GOMFSE.

En 1997 llegaron a la conclusión que sería bueno para el mundo de la industria, debido a las grandes similitudes de ambas actividades, tener un único estándar para las comunicaciones en las subestaciones. Por lo tanto los miembros de los grupos de trabajo del proyecto UCA se integraron en los grupos de trabajo pertenecientes a IEC TC 57 (IEC Technical Committee 57). A partir de este momento se formaron tres grupos de trabajo para terminar el estándar IEC 61850:

- Grupo de trabajo 10 (WG10), encargado de definir los requisitos generales y definir las arquitecturas.
- Grupo de trabajo 11 (WG11), encargados en estudiar la comunicación entre los niveles de estación y unidades, es decir desarrollar el conocido Bus de Estación.

- Grupo de trabajo 12 (WG12), encargados del desarrollo de la comunicación entre los niveles de proceso y unidades, Bus de Proceso.

Finalmente entre los años 2003 y 2004 se publicaron todas las partes que componen el estándar IEC 61850

Después de la publicación del estándar los grupos WG11 y WG12 se han integrado en el WG10, por lo tanto este último grupo tiene toda la responsabilidad del IEC 61850.

Los últimos estudios y desarrollos, como por ejemplo es el caso de las funciones de monitorización de las funciones de calidad de potencia que ha estado realizando el WG10, se incluirán en la segunda versión del estándar.

1.1.1 Comité internacional de electrotecnia

La Comisión electrotécnica internacional (IEC) es la organización líder global encargada de la preparación y publicación de los estándares internacionales para las tecnologías eléctricas, electrónicas. Estos estándares sirven como base y referencias en la creación de ofertas y contratos internacionales.

A través de sus miembros, el IEC promueve la cooperación internacional en todas las cuestiones relacionadas con los estándares en materia electrotécnica, tales como el problema de la conformidad a los estándares en los campos de la electricidad, de la electrónica y de las tecnologías relacionadas.

La misión del IEC abarca toda la tecnología electrotécnica, incluyendo electrónica, magnetismo, electromagnetismo, telecomunicaciones, producción y distribución energética, así como disciplinas generales asociadas tales como terminología, símbolos, compatibilidad electromagnética, medida y funcionamiento, formalidad, diseño y desarrollo, seguridad y medio ambiente.

La comisión fue fundada en junio de 1906 en Londres, desde entonces han tomado como principales objetivos:

- Resolver de manera eficiente los requisitos del mercado global.
- Asegurar la primicia y el uso mundial de sus estándares.
- Determinar y mejorar la calidad de los productos y servicios relativos a sus estándares.
- Establecer las condiciones de interoperabilidad de sistemas complejos.
- Aumentar la eficiencia de los procesos industriales.
- Contribuir en el desarrollo y mejora de la seguridad y salud humana.
- Contribuir en la protección del medio ambiente.

Los estándares internacionales del IEC facilitan el comercio internacional eliminando barreras técnicas y liderando los nuevos mercados y el crecimiento económico. Un componente o sistema fabricado en un continente A siguiendo los estándares del IEC puede ser vendido y utilizado en otro continente B, a través del país Z.

La preparación de las normas IEC es confiada a comités técnicos; cualquier Comité IEC Nacional interesado en el campo que se este tratando puede participar en el trabajo preparatorio. Organizaciones internacionales, gubernamentales y no gubernamentales que se comunican con el IEC también participan en esta preparación. El IEC colabora estrechamente con la Organización Internacional para la Estandarización (ISO) conforme a condiciones decididas según el acuerdo entre las dos organizaciones.

El comité internacional IEC se organiza en 179 comités técnicos (TCs), subcomités (SCs) y cerca de 700 equipos de proyectos. Estos grupos de trabajo se componen por expertos en tecnologías procedentes de todo el mundo, siendo la gran mayoría de las industrias.

Concretamente el comité técnico encargado del estándar IEC 61850 es el TC 57.

El comité TC 57 (IEC Technical Committee 57), es el encargado de desarrollar y mantener los estándares en el área de control de sistemas de potencia y comunicaciones asociadas, que incluye supervisión, control y adquisición de datos, automatización de la distribución y teleprotección. TC 57 también trata temas relacionado con los equipos de sistemas de control de potencia y sistemas EMS (*Energy Management Systems*), SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), teleprotección y la automatización de sistemas de distribución.

El comité TC 57 lo forma 26 países participantes y 13 países observadores agrupados en distintos grupos de trabajo:

WG3: Protocolos de Telecontrol.

WG10: Power system IED communication and associated data models.

WG3: Energy management system application program interface (EMS - API).

WG14: System interfaces for distribution management (SIDM).

WG15: Data and communication security.

WG16: Deregulated energy market communications.

WG17: Communications Systems for Distributed Energy Resources (DER).

WG18: Hydroelectric power plants - Communication for monitoring and control.

WG19: Interoperability within TC 57 in the long term.

WG20: Planning of (single-sideband) power line carrier systems (IEC 60495)

Planning of (single-sideband) power line carrier systems (IEC 60663).

El estándar IEC 61850 lo llevaron a cabo los grupos WG10, WG11 y WG12, sin embargo tras la publicación del mismo los dos últimos se integraron en el WG10, cuya área de trabajo se centra en la comunicación de las unidades IED de los sistemas de potencias y sus modelos de datos asociados. La principal tarea de este grupo es el desarrollo estándares para la comunicación de las subestaciones.

1.1.2 UCA

El grupo internacional UCA es una corporación que se dedica a promover la integración e interoperabilidad de los sistemas eléctricos/ gas/agua a través del uso de los estándares internacionales. Las actividades del UCAIug (Grupo de Usuarios UCA Internacional) incluyen actividades de entrenamiento y programas educativos, patrocinar programas promocionales en coordinación con eventos comerciales de la industria, promocionar un foro para coordinar los esfuerzos de sus miembros con varios comités técnicos que desarrollan las normas, y poner en práctica pruebas y programas de certificación de producto. El UCAIug actualmente cuenta con ochenta miembros corporativos y más de quinientos miembros individuales procedentes de veinticinco países.

Las labores principales del UCAIUG han estado enfocadas principalmente sobre:

- La norma IEC 61850, " Redes de Comunicación y Sistemas en Subestaciones".
- CIM, *Common Information Model/Generic Interface Definition* por IEC 61970/61
- *Open AMI/DR* para la medición avanzada y la respuesta de la demanda.

El comité de prueba de productos junto a los grupos de trabajo de UCAIug han desarrollado tres grandes documentos para apoyar dicha prueba:

- 1) El documento principal de prueba, perteneciente al programa de garantía de calidad (QAP, *Quality Assurance Program*), el cual define el proceso total.

- 2) Acreditaciones del sistema de pruebas/reconocimientos que establecen las reglas y procedimientos para la prueba de calificación.
- 3) Métodos de prueba del producto.

El UCAIUG trabaja estrechamente con TC57/WG10 para resolver cuestiones Técnicas, conocidas como *Tissues (Technical Issues)*. Estas cuestiones son descubiertas mediante pruebas de dispositivo o regeneración, determinadas por el proceso QAP, *Quality Assurance Program*.

Los procedimientos IEC definen maneras de hacer enmiendas y cambios de estándar por ofertas formales. Los comités nacionales votan sobre los cambios a un estándar a través de la publicación (emisión) de enmiendas. Después de dos enmiendas una nueva versión del estándar se publica (emitida). Este proceso es relativamente lento, puede llegar a durar muchos meses o incluso años. El impacto de este proceso consiste en que el uso del estándar nunca puede estar disponible hasta una etapa posterior y por lo tanto no serán usadas de un modo estandarizado y coordinado.

El Grupo de Usuarios UCA Internacional, con la cooperación cercana del IEC TC 57 WG10, ha establecido un proceso para la resolución relativamente rápida de publicaciones (cuestiones) técnicas (*Tissues*) con el IEC 61850. Un proceso acelerado ahora puede asegurar una respuesta oportuna a publicaciones (cuestiones) técnicas para reducir al mínimo el impacto sobre los proyectos. Este proceso es controlado por el grupo UCAIUG 61850 de cuestiones técnicas, el cual incluye, todos los miembros de TC57/WG10.

Como ya se ha dicho anteriormente miembros del UCA se integraron en el desarrollo del estándar IEC 61850, incorporando el trabajo que habían realizado hasta el momento que se conoce con el nombre de UCA 2.0.

UCA 2.0 (IEEE-SA-TR-1550) es una arquitectura de comunicaciones, impulsada por el EPRI (*Electric Power Research Institute*), orientada al uso de estándares para el intercambio de información de dispositivos inteligentes entre sí y al interior/exterior de empresas de electricidad, gas y agua. Además pretende dar solución a los problemas que aparecen al producirse el fraccionamiento del mercado eléctrico entre diferentes compañías, permitiendo el intercambio de información entre diferentes compañías involucradas.

UCA 2.0 emplea una filosofía descentralizada orientada a objetos en la que se definen: el formato, la representación y el significado de los datos de cada dispositivo inteligente, entre ellos los medidores. Estas definiciones están contenidas en los documentos:

- Common Application Service Models (CASM).

Consiste en un estándar para mapear los modelos de dispositivos obtenidos a partir de los modelos GOMSFE sobre MMS (capa de aplicación), y se encarga de implementar los servicios definidos para los dispositivos sobre el protocolo MMS. Así, al utilizar CASM en todos los modelos de dispositivos, se pretende simplificar los costes de integración, además de independizar los modelos de los dispositivos de los protocolos subyacentes.

- Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment (GOMSFE).

Proporciona una serie de modelos de objetos así como una metodología para modelos estos dispositivos. Una vez definido el modelo, los fabricantes lo utilizan en sus dispositivos permitiendo que los servicios MMS utilicen nombres y servicios comunes para acceder a los dispositivos. Con ello, se consigue simplificar el diseño, disminuir los costes de fabricación y desarrollo y, sobre todo, facilitar la integración con otros sistemas más complejos. Además, los objetos utilizados para modelar los dispositivos son auto descriptivos. Esto permite que cualquier cliente pueda acceder al modelo de sus equipos.

El perfil de la estructura de comunicación para las subestaciones que define UCA 2.0 se muestra en la figura.

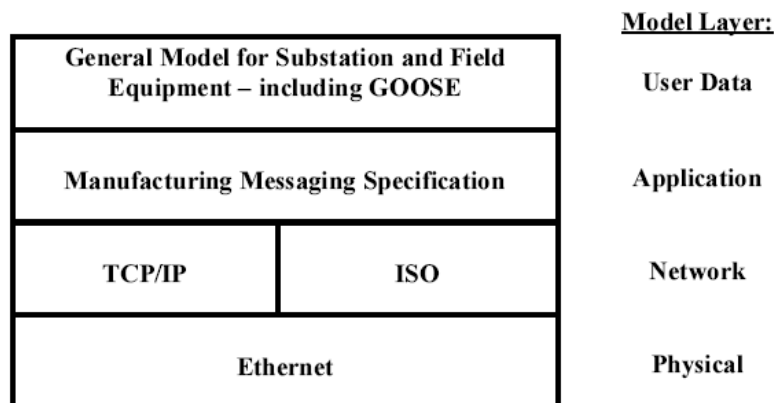


Figura 26 Estructura de comunicación UCA 2.0

La arquitectura UCA 2.0 utiliza para las capas de nivel físico y nivel de enlace de datos Ethernet. Aunque este protocolo sea “no determinista” (debido a las colisiones que se originan), cuando opera en modo de operación de acceso

compartido, la tecnología de Ethernet ha avanzado para proporcionar una reducción al mínimo de las colisiones. Además, Ethernet proporciona un camino de crecimiento a redes Ethernet de alta velocidad como 100 MB y 1GB con 10 GB ya definidos.

Para la capa de nivel de red, originalmente se quedó dentro del marco de la Organización Internacional de estándares, ISO. Sin embargo la popularidad de Internet dictó el uso de la interconexión de TCP/IP en la capa de nivel de red.

En noviembre de 1999, el Comité Internacional Electrotécnico (IEC) seleccionó TCP/IP como el protocolo "obligatorio" para la capa de nivel de red en las comunicaciones de subestación y la interconexión de ISO como opcional. La introducción de estas capas de interconexión permite que los datos de la subestación sean disponibles sobre intranet, WAN, o incluso Internet.

Para la capa de nivel de aplicación o servicio, se eligió MMS (*Manufacturing Messaging Specification*), el cual proporciona una gran variedad de servicios para leer, escribir, definir, y crear objetos de datos. La capacidad de manipular los objetos lógicos es lo que diferencia el perfil MMS de todos los demás perfiles existentes.

En la actualidad hay alrededor de 30 compañías de electricidad implantando sistemas basados en UCA 2.0 y son soportados por diversos fabricantes de productos.

1.2 Objetivos del estándar

El objetivo de la estandarización de la automatización de subestaciones es desarrollar un estándar de comunicación que se resuelva exigencias de funcionamiento, apoyando futuros acontecimientos tecnológicos. Para ser realmente beneficioso, se debe de llegar a un acuerdo general entre fabricantes de IED y usuarios para que estos dispositivos puedan cambiar información libremente.

El estándar de comunicación debe soportar las funciones de operación de la subestación. Por lo tanto, el estándar tiene que considerar los requisitos operacionales, aunque el objetivo del estándar no es, ni estandarizar las funciones implicadas en la operación de las subestaciones, ni la asignación dentro de los sistemas de automatización de subestaciones.

Las funciones de aplicación serán identificadas y descritas para definir sus requisitos de comunicación (por ejemplo, la cantidad de datos para ser intercambiados, etc.). El estándar de comunicación, debería hacer uso de normas existentes y principios de comunicación ya aceptados.

El estándar debe asegurar, entre otros, las siguientes características:

- Que el perfil de comunicación este basado en las normas de comunicación ya existentes IEC/IEEE/ISO/OSI, si están disponible.
- Que los protocolos utilizados estén abiertos a y soporten dispositivos que sean auto descriptivos. Debe ser posible añadir nuevas funcionalidades.

- Que el estándar este basado en objetos de datos relacionados con las necesidades de la industria de la energía.
- Que la sintaxis de comunicación y la semántica están basadas en el empleo de objetos de datos comunes relacionados con el sistema de potencia.
- Que el estándar de comunicación considere las implicaciones de la subestación de ser un nodo dentro del sistema de potencia p. ej el sistemas de automatización de subestaciones como un elemento en el sistema de control total de energía.

1.3 Beneficios y ventajas del estándar

Actualmente existen más de 4000 sistemas de automatización de subestaciones instalados por todo el mundo. Esto es la prueba de la aceptación de estos sistemas y la apreciación de sus beneficios por parte de los usuarios y de la industria mundial.

Los usuarios y las industrias han estado buscando durante mucho tiempo un estándar de comunicación global para facilitar sistemas de automatización de subestación totalmente integrados y realmente interoperables. Bajo el paraguas del Comité Internacional Eléctrico (IEC), los representantes tanto de usuarios como de proveedores conjuntamente han elaborado el nuevo estándar IEC 61850 "Redes de Comunicación y Sistemas en Subestaciones". Ganando la aceptación por todo el mundo, IEC 61850 es el primer estándar y que considera todas las necesidades de comunicación dentro de subestaciones.

Actualmente se están utilizando protocolos propietarios como pueden ser DNP3.0, IEC 80870-5, LON. Sin embargo estas soluciones no cumplen con al menos uno de los siguientes requisitos:

- Negocio global.
- Adaptación a los rápidos cambios de tecnología.
- Alta fiabilidad.
- Utilización de diferentes tecnologías.

Por este motivo era necesaria la aparición del estándar IEC 61850, es decir un estándar que cubra no solamente los requisitos actuales, sino que también soporte las soluciones futuras en la automatización de subestaciones.

1.3.1 Beneficios del estándar IEC 61850

El estándar IEC 61850 ofrece los siguientes beneficios a las empresas de energía y usuarios industriales:

Independencia de tecnología actual.

Los cambios de las tecnologías de comunicación se describen hoy en día con el modelo de las siete capas ISO/OSI. En el estándar IEC 61850 el dominio de aplicaciones (modelo de objetos, servicios) se desacopla de las comunicaciones. Esto permite al estándar seguir los cambios en las tecnologías de comunicación, es decir actualmente se ha seleccionado MMS/TCP/IP/Ethernet con capa física de óptica, pero en el futuro podría ser de otro tipo. El beneficio de este desacoplamiento es que las investigaciones dentro del campo de las aplicaciones

están salvaguardadas. Esto será cierto siempre y cuando el modelado de objetos y los servicios relativos no cambien, pero el mapeado será adaptado.

Asignación libre de funciones

Todo tipo de asignaciones se pueden implantar usando el estándar IEC 61850, ya que las funciones se dividen en pequeñas partes de comunicación denominadas Nodos lógicos, *Logical Nodes*, estos nodos son objetos que incluyen datos y sus servicios relativos. Cuando se asignan estos nodos lógicos a diferentes equipos, las características de comunicación relativas también se asignaran de forma automática.

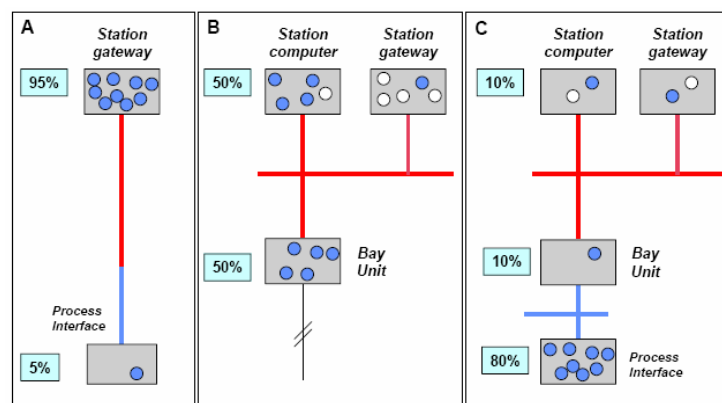


Figura 27 Asignación libre de funciones

En la figura se muestra tres asignaciones de funciones distintas dependiendo de la estructura del sistema. La distribución de la funcionalidad se representa en %, los puntos azules representan los nodos lógicos.

Sistema de mantenimiento a largo plazo.

El mantenimiento a largo plazo requiere la posibilidad de ampliar las subestaciones. No es necesariamente posible o requerido utilizar el mismo tipo

de equipos en la extensión. El estándar soporta estos requisitos introduciendo un nuevo lenguaje SCL, *Substation Configuration Language*.

Con este lenguaje de comunicación toda la información intercambiada en la red de comunicación de las subestaciones se puede describir. Si toda esta información se guarda durante el ciclo de vida del sistema, cualquier herramienta IEC 61850 en el futuro podrá manejar fácilmente cualquier extensión.

Conexión punto a punto (peer to peer)

Todos los dispositivos digitales dentro de la subestación se pueden comunicar uno con otro sin mayor cableado de los equipos de bahía; la relación de “maestro-esclavo” ha quedado en la historia. La sola reducción del cableado de cobre interno generará grandes reducciones en los costos fijos de la ingeniería de los esquemas. La comunicación directa de igual a igual puede filtrar comandos de salida que no necesariamente tienen que pasar a un sistema de control, reduciendo con esto sobre costes del proceso.

Intercambio de datos de alta velocidad

Enlaces de Ethernet que operan a 10 o 100 Mbit/s intercambian los datos recabados y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales de punto a punto o los fieldbus. Las estaciones maestras pueden realizar control supervisorio con una demora insignificante.

La norma IEC 61850 es mucho más que un estándar de comunicación, ya que proporciona una descripción formal del sistema y un modelo de datos

comprendido. Los beneficios actuales se basan en las características del estándar: interoperabilidad, libre configuración y estabilidad a largo plazo. Mientras que las futuras Ventajas están basadas en el extenso y amplio uso de este estándar en el área.

El beneficio de la norma no es a nivel de equipos si no que es a nivel de sistema, esto implica que los equipos deberán de diseñarse de forma que encajen perfectamente en los sistemas IEC 61850 bases.

1.3.2 Ventajas del estándar IEC 61850

- Define un protocolo para toda la subestación.
- La arquitectura esta abierta a pruebas futuras y facilita futuras extensiones, por lo tanto esta salvaguardada de inversiones.
- Soporta todas las funciones de automatización de subestación que comprenden el control, la protección y la supervisión.
- Es un estándar mundial, es la única solución para interoperabilidad.
- Define los requisitos de calidad (la fiabilidad, la disponibilidad de sistema, la integridad de datos, la seguridad (el valor), etc.), condiciones ambientales, y los servicios auxiliares del sistema.
- Especifica los procesos de la ingeniería y sus herramientas, el ciclo de vida de sistema y las exigencias de garantía de calidad y el mantenimiento para el sistema de automatización de subestación.

- La flexibilidad permite la optimización de arquitecturas de sistema (la tecnología escalable).
- Emplea Ethernet y componentes de comunicación
- Facilita una infraestructura de comunicación común, desde el centro de control a la aparamenta.

2 Estructura de la norma IEC 61850

El estándar internacional IEC 61850 lleva como título:

“Communications networks and systems in substation”

“Redes de comunicación y sistemas en las subestaciones “

Esta formada por un conjunto de documentos que se estructuran de la siguiente forma:

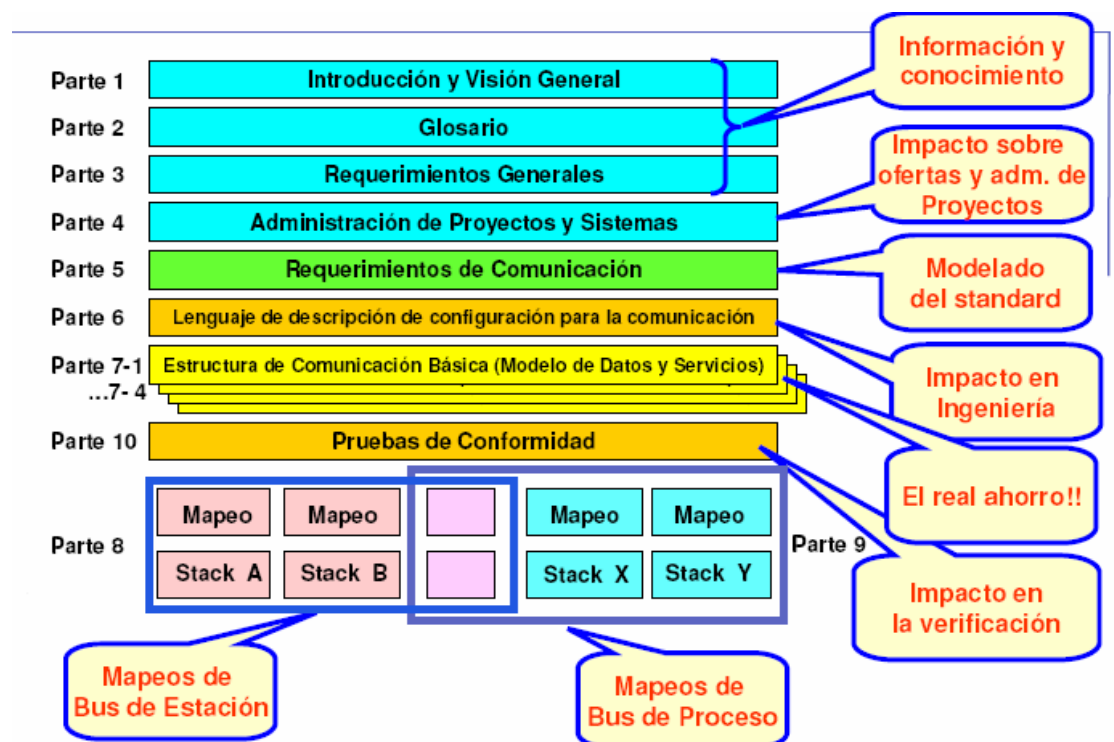


Figura 28 Estructura de la norma IEC61850

Dentro del estándar, las bases del sistema de comunicación se establecen en las partes 5 y 7-1. En estos documentos se da una inscripción funcional del sistema mediante la presentación de los elementos fundamentales. En la parte 7-2 se proporciona una definición más detallada del sistema de comunicaciones con el denominado ACSI (*Abstract Communication Service Interface*). Esta descripción

es a un nivel abstracto, mediante la definición exhaustiva de los objetos que componen el sistema de comunicaciones.

Posteriormente, en las partes 8 y 9 se explica cómo aplicar estos conceptos abstractos para cada protocolo concreto mediante los denominados SCSM (*Specific Communication Service Mapping*). Las partes 7-3 y 7-4 continúan con la definición de objetos. En concreto en la parte 7-4 se han desarrollado unos cien modelos, mediante el empleo de más de dos mil atributos. La parte 7-3 define los atributos más comunes que aparecen en multitud de objetos. La parte 6 cumple también una labor complementaria muy importante mediante la definición de un lenguaje de configuración. Este nuevo lenguaje, basado en XML, permite extender las definiciones de objetos que proporciona la norma, evitando así los inconvenientes de un modelo rígido. La correspondencia entre el interfaz abstracto de comunicaciones y los protocolos concretos de comunicaciones se establece en las partes 8 y 9. En concreto en la parte 8 se dan los detalles para el bus de la subestación. Las partes 9-1 y 9-2 proporcionan una nueva correspondencia, esta vez para el bus de proceso. La captura de medidas en tiempo real, que hasta ahora venía haciéndose de forma analógica, se propone pasar a realizarla de forma digital, empleando como tecnología base Ethernet, y fundamentalmente con fibra óptica. En concreto la parte 9-1 propone organizar la comunicación mediante enlaces unidireccionales, mientras que en la parte 9-2 se plantea la clásica arquitectura en bus.

2.1 Parte 1: Introducción y Resumen.

Se trata de un informe técnico, el cual es aplicable a los sistemas de automatización de subestaciones (SAS). En él se define la comunicación entre los equipos IEDs, en la subestación, y los requisitos del sistema.

Esta parte se trata de la introducción y descripción del estándar IEC 61850.

2.2 Parte 2: Terminología.

En ella se describe los términos y abreviaciones utilizados en el contexto de los sistemas de automatización de subestaciones, y que aparecerán en las distintas partes del estándar.

2.3 Parte 3: Requisitos Generales.

Las especificaciones de esta parte recogen los requisitos generales de la red de comunicación, centrándose en los requisitos de calidad (Fiabilidad, mantenimiento, disponibilidad, portabilidad y seguridad), condiciones ambientales y servicios auxiliares, así como de recomendaciones sobre la importancia de exigencias específicas de otras normas y datos específicos.

2.4 Parte 4: Gestión de Sistemas y Proyectos.

Esta parte del estándar se aplica a los sistemas de automatización de subestaciones. Define la comunicación entre las unidades IEDs de las subestaciones y los requisitos relacionados con el sistema.

Las especificaciones de esta parte pertenecen a la gestión del sistema y del proyecto con respecto a:

- El proceso de ingeniería (Clasificación de parámetros, herramientas, documentación).
- El ciclo de vida de todo el sistema y sus IEDs (Versiones del producto, discontinuación, soporte tras la discontinuación).
- La garantía de calidad que comienza con la etapa de desarrollo y termina con la interrupción y desmantelamiento del SAS y su IEDS (Responsabilidades, equipo de pruebas, pruebas tipo, pruebas de sistema, aceptación en fábrica, aceptación en campo).

En este apartado también se describen los requisitos del proceso y de la gestión del proyecto, así como las herramientas de apoyo para la ingeniería y pruebas.

2.5 Parte 5: Requisitos de las Comunicaciones.

Esta parte del estándar define los requisitos de comunicación para los modelos de las funciones y equipos de las subestaciones. Dependiendo de las filosofías de los fabricantes y clientes, así como de los cambios en las tecnologías, la asignación de funciones a los equipos y a los niveles de control normalmente no es fija. El estándar IEC 61850 permite la asignación libre de funciones.

Las especificaciones de esta parte se refieren a los requisitos de comunicación de las funciones, que se realizan en el sistema de automatización de la subestación y en los modelos de los distintos dispositivos. Todas las funciones y sus requisitos de comunicación están identificadas.

La descripción de las funciones no se realiza con fines de estandarizar las mismas, sino para identificar los requisitos de comunicación entre los servicios técnicos y la subestación, y los requisitos de comunicación entre las unidades IEDs dentro de las subestaciones. El objetivo principal es la interoperabilidad en todas las interacciones.

La estandarización de funciones y su implementación esta completamente fuera del alcance de esta norma. Por lo tanto, no se puede asumir una única filosofía de asignación de funciones a los dispositivos. Para soportar los requisitos asociados a una libre asignación de funciones, se define una interrupción apropiada de funciones en distintas partes relevantes para la comunicación. El intercambio de datos y sus requisitos de funcionamiento también se describen en esta parte. Estas definiciones se complementan mediante cálculos de flujos de datos informativos para las configuraciones típicas de las subestaciones.

Los equipos IEDs de las subestaciones como son, por ejemplo los equipos de protección, también se pueden encontrar en otros tipos de instalaciones como son las centrales eléctricas. La utilización de esta parte IEC 61850 para tales dispositivos en estas plantas también facilitaría la integración de sistema, pero esto está fuera del alcance del estándar IEC 61850.

Los conceptos más importantes que aparecen en este apartado son:

- Nodos lógicos.
- Enlaces de comunicación lógicas.
- Concepto de PICOM.
- Nodos lógicos y PICOMs asociados.

- Prestaciones.
- Funciones.
- Escenarios dinámicos (requisitos de flujo de información para diferentes condiciones de operación).

2.6 Parte 6: Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL)

Esta parte del IEC 61850 especifica el formato de archivo para: describir la comunicación relacionada con las configuraciones de los dispositivos IED y sus parámetros, la configuración del sistema de comunicaciones, la estructura (funciones) de la aparamenta así como las relaciones entre ellas. El objetivo principal de este apartado es el intercambio de las descripciones de los IED, y el intercambio de las descripciones del sistema de automatización de la subestación, entre las herramientas de ingeniería de distintos fabricantes de una forma compatible.

El lenguaje que se define en este apartado se llama de *Substation Configuration description Language (SCL)*. Se utiliza para describir la configuración de los IEDs y el sistema de comunicación de acuerdo con IEC 61850-5 y IEC 61850-7-x. Esto supone una descripción formal de la relación existente entre el sistema de automatización y la subestación (Aparamenta). A nivel de aplicación, se describe la topología de la aparamenta y la relación entre la estructura de la subestación con las funciones SAS (nodos lógicos) configuradas en los IEDs.

Este lenguaje de configuración se basa en los lenguajes XML versión 1.0.

En el estándar no se especifica las puestas en marcha de los productos que usan este lenguaje y tampoco obliga a la implantación de los interfaces dentro del sistema informático. Esta parte del estándar no se hace cargo de los formatos de descarga de datos de configuración a una unidad IED, sin embargo se puede utilizar como parte de los datos de configuración.

Los conceptos más importantes de este apartado de la norma son:

- Planteamiento del proceso de ingeniería.
- Definición del formato de intercambio de ficheros de parámetros del sistema y de configuración, basado en XML:
 - Descripción del unifilar del sistema primario.
 - Descripción de la conexión de comunicaciones.
 - Capacidad de los equipos.
- Asignación del nodo lógico del IED al sistema primario.

2.7 Parte 7

2.7.1 Parte 7.1: Modelos y principios.

La parte 7.1 del estándar introduce los métodos de modelado, los principios de comunicación, y los modelos de la información que se utilizarán en las partes IEC 61850-7-x. El principal objetivo es proporcionar, desde un punto de vista conceptual, la ayuda para entender los conceptos de modelado básicos y métodos de descripción para:

- Los modelos de Información específicos, para los sistemas de automatización de subestaciones.

- Las funciones de los dispositivos usadas, para los objetivos de automatización de subestaciones.
- Los sistemas de comunicación, para proporcionar interoperabilidad dentro de las subestaciones.

Además la parte IEC 61850-7-1 proporciona, de forma detallada, las explicaciones y requisitos necesarios, con relación a las partes IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3, IEC 61850-7-2 e IEC 61850-5. También intenta explicar como los servicios abstractos y los modelos de IEC 61850-7-x se mapean en protocolos de comunicación concretos, como se define en la parte IEC 61850-8-1.

Los conceptos y modelos proporcionados en esta parte también, se pueden aplicar para describir modelos de información y funciones para:

- Intercambio de información desde una subestación a otra subestación.
- Intercambio de información desde una subestación al centro de control.
- Intercambio de información para la automatización distribuida.
- Intercambio de información para las medidas fiscales.
- Intercambio de información entre los sistemas de ingeniería para configuración de dispositivos.

2.7.2 Parte 7.2: Servicios de comunicación abstractos (ASCI)

Este documento forma parte de un conjunto de especificaciones que detalla una arquitectura de comunicación de las subestaciones.

En este apartado los principales conceptos que aparecen en la norma IEC 61850 son:

- Descripción del interfaz ACSI, *Abstract Communication Service Interface*.
- Especificación de los servicios de comunicación abstractos.
- Modelo de la estructura de base de datos del equipo.

IEC 81850-7-2 se aplica a la comunicación ACSI tanto en los alimentadores como en las subestaciones. El modelo ACSI proporciona los siguientes interfaces abstractos:

a) El interfaz abstracto, que se encarga de la descripción de las comunicaciones entre un cliente y un servidor remoto para:

- Acceso de datos en tiempo real y su recuperación.
- El control de los dispositivos.
- Dispositivos auto-descriptivos.
- La transferencia de archivos.

b) Interfaz abstracto para la distribución de acontecimientos por todo el sistema entre la aplicación en un dispositivo y varias aplicaciones remotas dentro de distintos dispositivos. Este interfaz abstracto se usa para la transmisión de valores medidos.

2.7.3 Parte 7.3: Clases de datos comunes

En esta parte se especifica los tipos de atributos y clases de datos comunes relacionadas con las aplicaciones dentro de las subestación. En particular especifica:

- Clases de datos comunes para la información de estado.
- Clases de datos comunes para la información de medidas.
- Clases de datos comunes para la información de estado controlable.
- Clases de datos comunes para los ajustes de estados.
- Clases de datos comunes para ajustes analógicos.
- Tipos de atributo utilizados en estas clases de datos comunes.

Este estándar internacional es aplicable a la descripción de los modelos de dispositivos y funciones, para los equipos de la subestación y los equipos de alimentación

2.7.4 Parte 7.4: Clases compatibles de nodos lógicos y datos.

Esta parte especifica el modelado de equipos y funciones, relacionados con las aplicaciones existentes dentro de las subestaciones. En particular, especifica los nombres de los nodos lógicos y los nombres de los datos, para la comunicación entre IEDs. Esto incluye la relación entre Nodos Lógicos y Datos.

Los nombres de los nodos lógicos y de los datos, definidos en este documento son parte del modelo introducido en el apartado IEC 61850-7-1 y definidos en el IEC 61850-7-2. Estos nombres se utilizan para construir la jerarquía de los objetos

aplicables a las comunicaciones entre los equipos IEDs en la subestación y los equipos de alimentación.

Para evitar extensiones privadas e incompatibles, en este apartado la norma especifica reglas sobre el nombramiento de los nodos lógicos y clases de datos, para los casos múltiples y las extensiones privadas.

En el Anexo A de este apartado se dan todas las reglas necesarias para:

- Selección de datos, no incluidos en nodos lógicos, fuera del sistema de nombre de datos.
- Creación de de nuevas clases de nodos lógicos y de nombres de datos.

En el Anexo B, los ejemplos hacen referencia a:

- El uso de los nodos lógicos en situaciones complejas, como puede ser los esquemas de protección de líneas.
- Casos múltiples de nodos lógicos con distintos niveles de funcionalidad.

Esta parte no especifica tutoriales y se recomienda tener una visión general de las partes IEC 80850-5, IEC 80850-7-1, IEC 80850-7-2, IEC 80850-7-3. Tampoco en este apartado de la norma se trata temas relacionados con la implantación.

2.8 Parte 8: Aplicación para el bus de estación

Este documento es parte de un conjunto de especificaciones que detallan la arquitectura de comunicaciones en el entorno de las subestaciones.

El mapeado, que propone esta norma, permite el intercambio de información, sobre redes de área local ISO/IEC 8802-3, Por lo tanto las comunicaciones no quedan restringidas a redes LAN.

Lo que se trate en este apartado es especificar un método para intercambiar datos de tiempo crítico y de tiempo no crítico, a través de redes de área local, mapeando ACSI a MMS y a los marcos ISO/IEC 8802-3.

Los servicios y el protocolo MMS se especifican para operar sobre los perfiles de comunicación ISO y TCP. El empleo de este protocolo MMS permite tener provisiones para soportar tanto arquitecturas centralizadas como distribuidas. Este estándar incluye el intercambio de: datos en tiempo real, operaciones de control, y la notificación de informes.

Esta parte también especifica el mapeado de los objetos y los servicios ACSI (*Abstract Communication Service Interface*, IEC 61850-7-2) a MMS (*Manufacturing Message Specification*, ISO 9506) y a los formatos ISO/IEC 8802-3.

La semántica de protocolo se define en la parte IEC 61850-7-2. Mientras que la parte 8 del estándar contiene la sintaxis del protocolo, la definición, mapeado a

los formatos ISO/IEC 8802-3, y cualquier procedimiento relevante para el empleo de la norma ISO/IEC 8802-3.

Este mapeado de ACSI a MMS incluye la definición de como los conceptos, objetos, y los servicios del ACSI deben ser implementados, utilizando conceptos, objetos, y servicios propios de MMS. Este mapeado permite la interoperabilidad a través de funciones implementadas por diferentes fabricantes.

También se incluye en el apartado IEC 61850-8 la definición de un método estandarizado, para usar los servicios de la norma ISO 9506, es decir para implantar intercambio de datos. Para los servicios ACSI, definidos en IEC 61850-7-2, y que no estén mapeados en MMS, esta parte define protocolos adicionales. Además, el estándar describe equipos reales de subestaciones con respecto a sus datos y comportamiento externo, que utilicen un objeto de acercamiento orientado. Los objetos son abstractos en su naturaleza y pueden ser usados a una amplia variedad de aplicaciones. El empleo de este mapeado va mucho más allá de las aplicaciones propias de los sistemas de comunicaciones de subestación.

Con este apartado, se trata de proporcionar mapeados de acuerdo con los servicios y objetos especificados en las partes:

IEC 61850-7-2, IEC 61850-7-3, y IEC 61850-7-4.

2.9 Parte 9: Aplicación para el bus de proceso.

Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto

El apartado IEC 61850-9-1 especifica el mapeado de servicios, para la comunicación entre los niveles de bahía y proceso, al mismo tiempo que especifica el mapeado en un puerto serie unidireccional punto a punto de acuerdo con la norma IEC 60044-8. Concretamente esta parte de la norma define el mapeado para la transmisión de valores muestreados, de acuerdo con la definición dada en IEC 61850-7-2. Todo esto se aplica a las comunicaciones entre las unidades de medida fiscal de los transformadores de tensión (EVT) o intensidad (ECT), y los equipos de bahía como son los relés de protección. En la siguiente figura se muestra un esquema de este interfaz

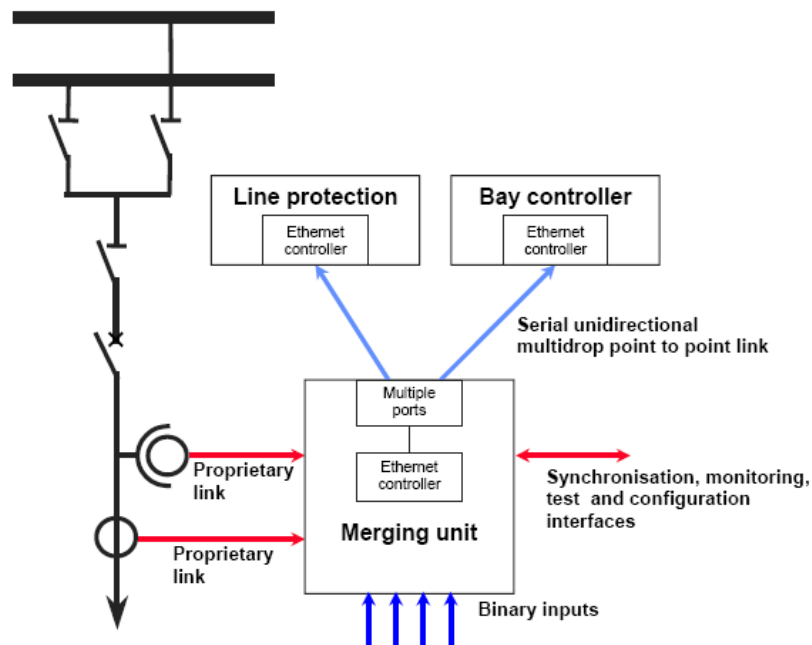


Figura 29 Valores muestreados sobre puerto serie unidireccional punto a punto

Parte 9.2: Valores muestreados sobre ISO 8802-3.

En este apartado se recoge la definición del concepto SCSM, *the Specific Communication Service Mapping*, para la transmisión de valores muestreados según la especificación IEC 61850-7-2. La intención de este documento es complementar la norma IEC 61850-9-1, para incluir un mapeado completo de los valores de transmisión.

Esta parte de la norma se aplica a:

- Transformadores de corriente y tensión (ECT, EVT).
- Unidades de medida fiscal.
- IEDs, como por ejemplo unidades de protección.

Las estructuras del bus de proceso se pueden organizar de diversas formas, como se describe en el apartado IEC 61850-1. Adicionalmente, para la transmisión de valores muestreados, los cuales están directamente conectados con ISO/IEC 8802-3, es necesario una selección de servicios IEC 61850-8-1, para soportar el acceso a los bloques de control. Para los equipos menos complejos (como por ejemplo, las unidades de medida fiscal) el bloque de control puede ser pre-configurado, en este caso no es necesario implementar los servicios de IEC 61850-8-1 basados en MMS-Stack.

Este documento define el mapeado de las clases de valores muestreados a ISO/IEC 8802-3. SCMS, junto a IEC 61850-7 y IEC 61850-6, permiten la interoperabilidad entre los equipos de distintos fabricantes.

Este estándar no especifica puestas en práctica, ni tampoco obliga a la implantación de las entidades e interfaces dentro del ordenador del sistema. Este estándar especifica la funcionalidad externamente visible, de puestas en práctica junto con los requisitos de la conformidad para tales funcionalidades.

Cada SCSM consiste en tres partes:

- La especificación de la comunicación utilizada.
- El mapeado de las especificaciones IEC 61850-7 sobre los elementos reales, que se están utilizando.
- La implantación de las especificaciones de funcionalidad, que no estén cubiertas por el stack usado.

2.10 Parte 10: Pruebas de conformidad.

Este apartado de la norma, pertenece al conjunto de especificaciones que detallan las arquitecturas de comunicación. En este documento se define:

- Los métodos para las pruebas de conformidad de los dispositivos utilizados en los sistemas de automatización de subestaciones.
- Los datos que deben ser medidos dentro de los equipos, de acuerdo con los requisitos definidos en IEC 61850-5.

Con este apartado se pretende especificar las técnicas estandarizadas, para las pruebas de conformidad de la implantación, así como técnicas específicas de medidas, para aplicar cuando se declaren parámetros de funcionamiento. El uso de estas técnicas mejorará: la capacidad del integrador de sistema para integrar IEDs

fácilmente, las operaciones correctas de los equipos IED, y el soporte de las aplicaciones requeridas.

3 Lenguaje de configuración de Subestación (SCL)

SCL, es el acrónimo de *Substation Configuration Language*, lenguaje descriptivo de configuración, que define la norma IEC 61850 en la parte 6. Se trata de un lenguaje basado en W3C XML, y se basa en los estándares XML. SCL es básicamente una especificación del sistema acerca de los las distintas conexiones existentes entre los equipos de la subestación en el diagrama unifilar, al mismo tiempo que documenta la asignación de los nodos lógicos a los equipos y unidades que integran el unifilar, para: definir la funcionalidad, puntos de acceso y los pasos para el acceso a subredes de todos los posibles clientes.

Este lenguaje define un formato capaz de describir la ingeniería de un sistema de automatización de subestaciones, proporcionando una descripción estandarizada de:

- Funcionalidad del sistema de automatización.
- Estructura lógica de la comunicación del sistema,
- Relación entre los equipos y sus funciones con la aparamenta.

El objetivo principal del lenguaje SCL es el intercambio interoperable de los datos de ingeniería en la subestación entre las herramientas de ingeniería de los distintos fabricantes. Este modelo también permite obtener una configuración automatizada de las funciones y de las comunicaciones, así como la comprobación del funcionamiento del sistema.

Para poder proporcionar esta interoperabilidad es necesario:

- Una descripción formal del sistema de automatización de la subestación, incluyendo todos los enlaces de comunicación.
- Describir sin ningún tipo de ambigüedad las capacidades de los dispositivos IEDs,
- Descripción de los servicios de comunicación aplicables.
- Descripción formal de la relación entre la instalación de distribución y los datos del sistema de automatización.

Usar un mismo lenguaje es un requisito obligatorio (pero no suficiente) para conseguir la interoperabilidad entre todos los componentes de una subestación.

El proceso real como se ha conseguido la interoperabilidad se resume en la siguiente figura:

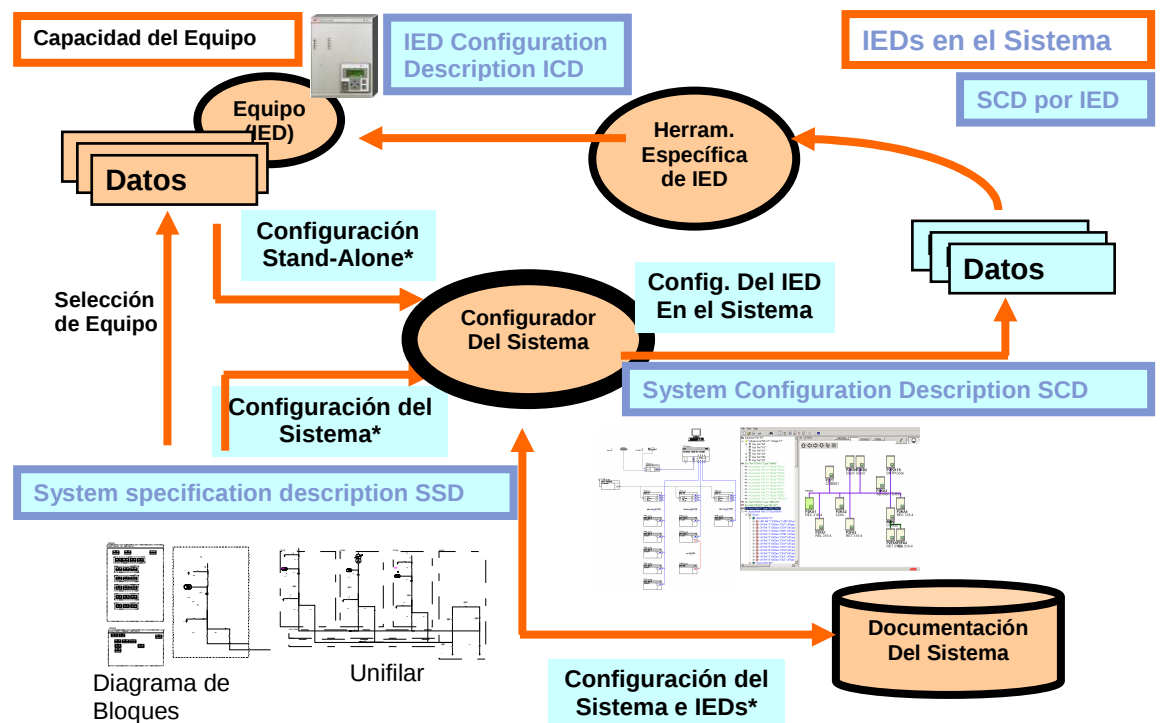


Figura 30 Lenguaje de configuración de Subestación (SCL) _Proceso

Los archivos de la SCL se utilizan para intercambiar los datos de configuración entre diversas herramientas, posiblemente de distintos fabricantes. Hay por lo menos cuatro tipos de intercambio de datos, y por lo tanto cuatro clases de archivos SCL.

Esto se hace por medio de diversas extensiones de archivo. Sin embargo, el contenido de cada uno de estos archivos obedecerá las reglas del lenguaje SCL. Cada archivo debe especificar la versión y el número de revisión para poder distinguir entre las distintas versiones del mismo archivo. Esto significa que cada herramienta tiene que guardar la información acerca de la versión y el número de revisión del archivo que ya ha exportado.

3.1 Datos en SCL

Los archivos del lenguaje SCL se utilizan para intercambiar datos de configuración entre diversas herramientas. Estos intercambios de datos, existentes en el entorno de las subestaciones se puede recoger en los siguientes cuatro puntos:

- El intercambio de datos entre las herramientas de configuración de los IEDs y las herramientas de configuración del sistema.
- El intercambio de datos entre las herramientas de especificaciones del sistema y las herramientas de configuración del sistema.
- El intercambio entre la herramienta de configuración del sistema y la herramienta de configuración de los equipos IEDs.
- El intercambio de datos entre la herramienta de configuración de los IEDs a los equipos IEDs.

Esto se hace a través de diversos archivos fundamentales del lenguaje SCL, que la norma define en el apartado IEC 61850-6 son:

- .ICD (IED Capability Description), contiene las características de cada dispositivo relacionadas con las funciones de comunicación y el modelo de datos.

Cada archivo .ICD contiene un apartado para la descripción del dispositivo, en la que se recoge:

- Las características relacionadas con el servicio de comunicación, como por ejemplo si los servicios de transferencia de archivos esta preparado.
- Las características de configuración del equipo, por ejemplo cuantos bloques de control pueden ser configurados dinámicamente o por medio de un archivo SCD.
- Los datos relacionados con la funcionalidad y los datos en términos de nodos lógicos (LN) y el contenido de los datos (DATA).

- .SSD (System Specification Description), contiene las especificaciones de partida para la definición del sistema: el esquema unifilar junto a las funciones que se realizarán en los equipos primarios, en términos de nodos lógicos.

- .SCD (System Configuration Description), se trata de un archivo que el integrador del sistema exportará como resultado de las ICDs y las SSDs,

el cual contiene la configuración del sistema: todos los IEDs, la configuración de las comunicaciones y la descripción de la subestación.

- .CID (Configured IED Description), contiene para cada equipo la configuración y todos los datos necesarios para describir la interacción con el resto de equipos del sistema.

Esto significa que un archivo SCL debe contener las siguientes informaciones:

- Descripción de la topología y nombres de la aparamenta.
- Configuración de los IEDs, en términos de los logical nodes.
- Relación entre las funciones de los IEDs y la aparamenta.
- Descripción de la red de comunicaciones.

Cada archivo tiene asociado un titular, el cual contiene un documento de referencia y un historial de las revisiones. El lenguaje SCL estandariza la forma en la cual estos datos se representan en XML. Esto permite, por ejemplo seguir las distintas versiones de la capacidad de un equipo o de las descripciones de un sistema de automatización.

3.2 El proceso de ingeniería con SCL

El proceso de ingeniería y configuración se puede dividir en tres grandes bloques. Sin embargo es importante tener en cuenta que para poder llevar a cabo una ingeniería eficiente de configuración de los IEDs, es necesario que esta se realice a través de herramientas específicas de cada uno de los fabricantes, para posteriormente las herramientas de configuración traduzcan las capacidades y la

configuración del IED a SCL. De este modo el lenguaje SCL permitirá el intercambio de información entre herramientas de configuración de diferentes fabricantes, al mismo tiempo que asegura la compatibilidad de diversas versiones anteriores de IEDs y la herramienta de configuración de IEDs.

La ingeniería de los sistemas de automatización de subestaciones comienzan por una parte con la asignación de los dispositivos de funcionamiento a las distintas partes de la subestación, productos o funciones, y por otra parte comienzan con el diseño de la funcionalidad del proceso, donde posteriormente las funciones son asignadas a dispositivos físicos, basándose en las capacidades funcionales de los dispositivos y sus capacidades de configuración.

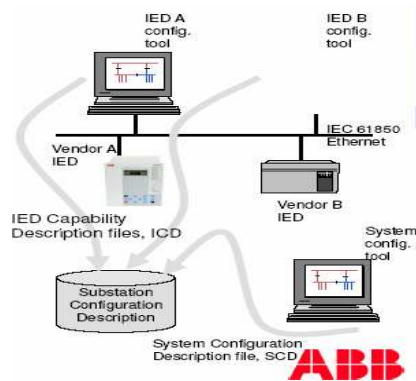
El alcance del lenguaje de configuración SCL queda restringido a los siguientes objetivos:

- La especificación funcional de los SAS.
- La descripción de las capacidades de los IEDs.
- La descripción de los sistemas SA.

Para realizar el diseño del sistema, es necesario estandarizar la ingeniería de comunicación y la descripción de la comunicación del sistema para las herramientas de ingeniería. Ésto se alcanza definiendo un modelo para la descripción de las unidades IEDS, sus conexiones de comunicación, y sus asignaciones a la aparamenta, así como estandarizar la forma por la cual este modelo será representado en un archivo para ser intercambiado entre las distintas herramientas de la ingeniería.

3.2.1 Primera etapa:

Esta primera etapa consiste en crear los archivos .ICD.



Previamente a esta creación, es necesario conocer todas las especificaciones necesarias y los requisitos funcionales de la subestación en cuestión, para poder comenzar la selección de las unidades IEDs que formarán parte del sistema de protección y control.

Una vez que ya sabemos cuales son los equipos de los que disponemos, y tras haber asignado las distintas funciones y partes de da apartamenta a la unidades, habrá que comenzar la labor de configuración de los mismos. Para realizar esta tarea es necesario tener en cuenta las herramientas específicas de los equipos IEDs, así como sus capacidades por defecto y las capacidades de descripción de archivo.

Cuando estén todas las unidades configuradas, comenzará la creación de los archivos. ICD para cada unidad individualmente, de esta forma posteriormente podremos cagar toda la información en el sistema de configuración (*System Configuration Description database, SCD*)

3.2.2 Segunda etapa

Hasta ahora tan solo hemos cargado los archivos individuales de los equipos, por lo tanto será necesario definir referencias-cruzadas entre ellos y comprobar los parámetros de las unidades, para poder actualizar los archivos. ICD individuales.

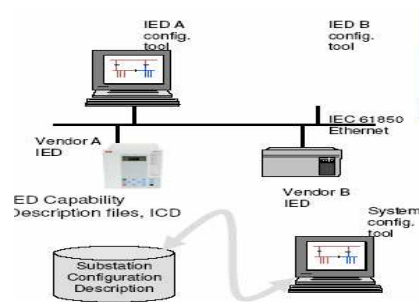


Figura 31 Proceso de Ingeniería con SCL _segunda etapa

3.2.3 Tercera etapa

Una vez que hemos actualizado todos los archivos individuales .ICD, podemos cargar éstos de nuevo pero ahora en sentido inverso, desde el sistema de configuración SCD a cada unidad correspondiente, tanto en el formato específico del fabricante como en formato SCL (creación del archivo .CID).

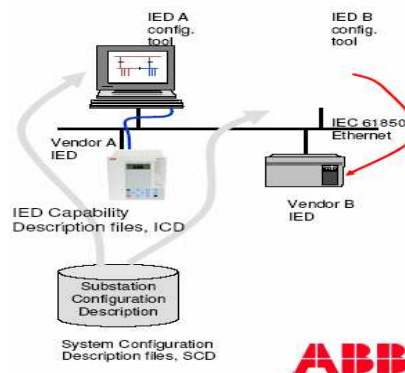


Figura 32 Proceso de Ingeniería con SCL _tercera etapa

La norma ha estandarizado las funciones de los sistemas de automatización utilizando las distintas clases de nodos lógicos (definidos en IEC 61850-7-4) y los nombres de los datos (IEC 61850-7-3), de esta forma se puede manejar las funciones de forma estándar, aunque su implantación como tal no están estandarizadas. Sin embargo para detectar que función esta realizando un equipo concreto IED, o que dato puede ser controlado o monitorizado, la estandarización de la semántica es suficiente.

Partiendo de la descripción de todos los IEDs, que forman parte del sistema y cuya descripción se encuentran en los archivos .ICD, se creará una sección de cada IED en el archivo .SCD

4 Modelo de datos y servicios

Los modelos se han ido convirtiéndose en una parte indispensable de la ingeniería, sin embargo han tomado una gran cantidad de formas. Generalmente un modelo tiene alguna información de una parte del proceso o del equipo. Para un transformador, la ecuación:

$$\frac{V_{primario}}{V_{secundario}} = \frac{n_{primario}}{n_{secundario}}$$

Es un modelo que explica en sencillos conceptos como es el funcionamiento del transformador.

Un caja de dimensiones: 3x 2x 3 m y de peso 20 toneladas es otro posible modelo de transformador para otros propósitos. En la comunicación de subestaciones, un modelo con listas de las entradas y salidas de datos de un transformador se denomina modelo de datos (DATA MODEL).

En la parte 7 de la norma se lleva a cabo el modelado de los elementos que se puede encontrar en una subestación, con el objetivo de conseguir el requisito fundamental de perdurabilidad en el tiempo. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de como se asigna a, los distintos elementos de una subestación, el modelo que propone el estándar:

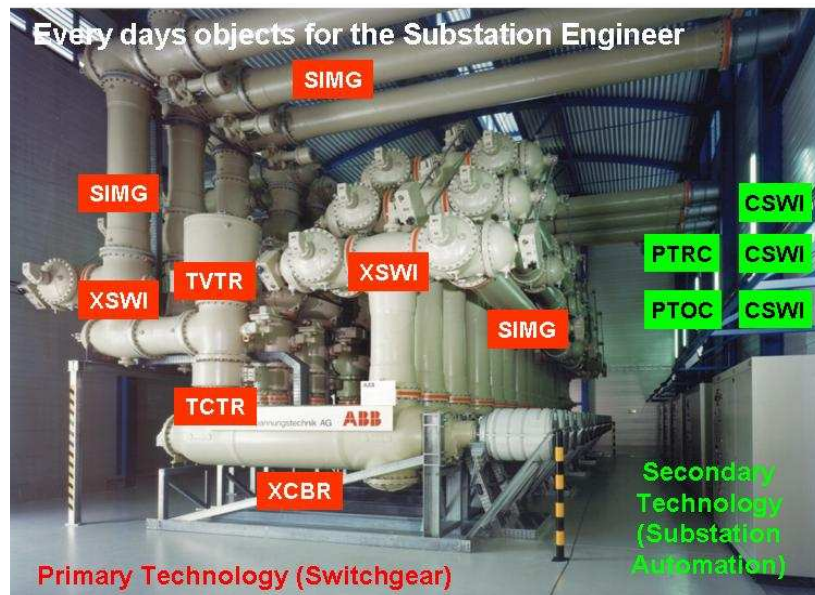


Figura 33 Modelo de datos en una subestación

En las partes IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-3 y IEC 61850-7-2 la norma define como se modela la información y comunicación en las subestaciones de acuerdo con los requisitos expuestos en IEC 61850-5. El modelado utiliza los nodos lógicos como bloque principal para componer la información de los sistemas de automatización de subestaciones. Los nodos lógicos y clases de datos que se introducen en IEC 61850-5, posteriormente se definen de forma más precisa en IEC 61850-7-4. Tanto los nodos lógicos como sus datos se definen respecto al contenido (semántica) y forma (sintaxis).

En la norma se definen una serie de conceptos que forman el modelo. Siguiendo dicho modo la estructura de las unidades IED quedaría según se muestra a continuación.

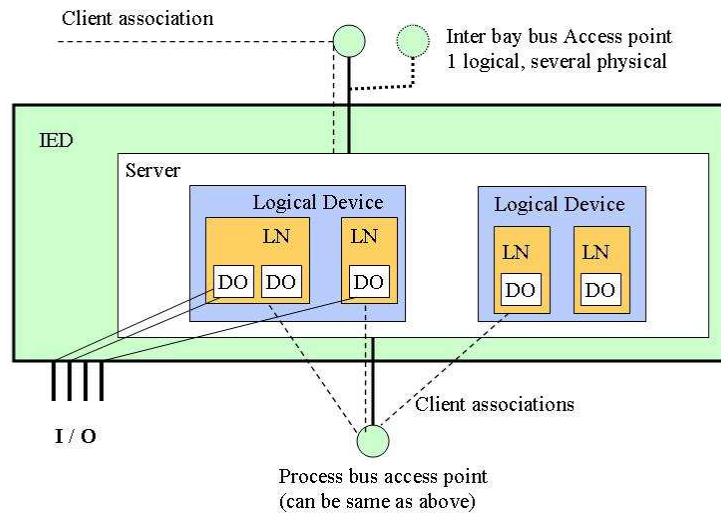


Figura 34 Descripción del modelo de datos

▪ Puntos de acceso:

Son los puntos de conexión lógicos para la comunicación. Estos serán un puerto serie, una conexión Ethernet, o bien una dirección cliente servidor dependiendo del stack utilizado. Cada uno de los puntos de acceso de un IED a un bus de comunicaciones se define de forma única. Cada servidor tiene un único punto lógico de acceso.

- Un servidor LN puede utilizar el mismo u otros puntos de acceso, al igual que un cliente con otros servidores.
- Un equipo IED puede recibir información desde varios servidores separados con distinto punto de acceso.

▪ Equipos lógicos (Logical devices LD):

Son grupos de nodos lógicos (LN) para una misma función (protección, control, grabación de las variaciones). Es condición indispensable que estos equipos lógicos se encuentren en el mismo equipo físico.

- Nodos lógicos (*Logical nodes LN*):

Son los pilares fundamentales de las funciones. Se trata de la parte más pequeña de una función que intercambia datos. Los nodos lógicos es un objeto que se define por una serie de datos y métodos.

- Datos (*data objects DO*):

Corresponde a las distintas partes de los nodos lógicos, las cuales representan información más específica, como por ejemplo el estado o medida de un elemento.

Los nodos lógicos y datos que forman parte de un equipo lógico son cruciales para la descripción e intercambio de información para conseguir interoperabilidad en los sistemas de automatización de subestaciones.

Tanto los equipos lógicos como los nodos lógicos y los datos tienen que configurarse. La principal razón por la cual deben de configurarse éstos conceptos, es seleccionar apropiadamente los nodos lógicos y datos y asignar el valor específico, por ejemplo el valor inicial del proceso de datos.

Funciones y nodos lógicos:

El objetivo del estándar es especificar los requisitos y proporcionar un marco de trabajo para conseguir interoperabilidad entre IEDs de distintos fabricantes.

La asignación de funciones a los equipos (IEDs) y niveles de control no es fija. Normalmente depende de requisitos disponibilidad, funcionamiento, restricción de costes, etc. Por lo tanto, el estándar debe soportar cualquier tipo de asignación de funciones.

Para permitir una libre asignación de funciones, la interoperabilidad debe estar proporcionada entre funciones, las cuales residen en equipos de distintos proveedores. Las funciones se dividen en pequeñas partes, que se localizan en distintos equipos físicos pero de forma que se mantenga la comunicación de unas con otras. Estas partes que forman una función se denominan nodos lógicos (LN).

Las funciones (funciones de aplicación) de los SAS son control y supervisión, al igual que protección y supervisión de los equipos primarios. Otras funciones (funciones del sistema) están relacionadas con el sistema propiamente dicho, como por ejemplo la supervisión de la comunicación.

Las funciones se pueden asignar a tres niveles:

- Nivel de estación, Station Level:

Consiste en un ordenador para la subestación con su base de datos, pantallas para los operadores, interfaces de comunicación remota, etc.

- Nivel de Bahía, Bay Level:

Compuesto por las unidades de protección, control y medida de posición.

▪ Nivel de proceso, Process Level:

Compuesto por módulos remotos de I/O, sensores inteligentes, relees de actuación, etc.

Entre estos niveles y dentro de los mismos existen unos interfaces lógicos de comunicaciones que conforman la red de comunicaciones del SAS. Estos interfaces están representados en la figura estando fuera los números 2 y 10 fuera del alcance de la norma.

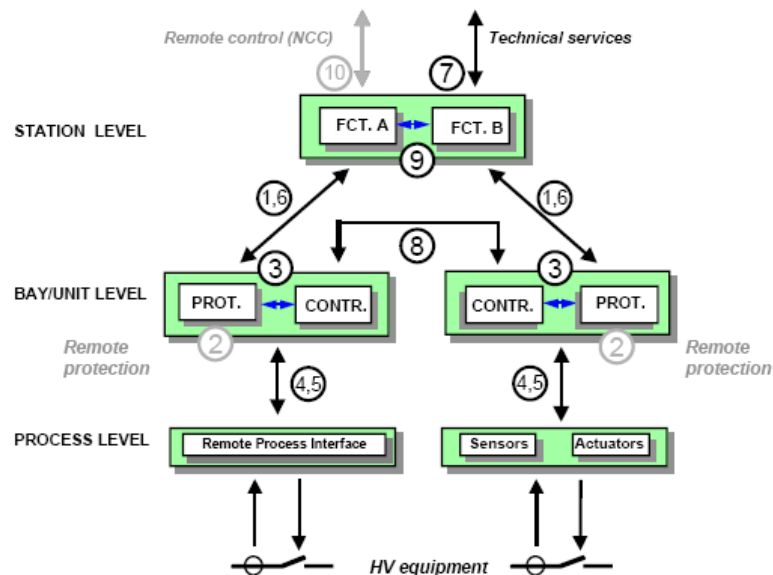


Figura 35 Interfaces lógicas de comunicaciones

-Interfaz 1: Intercambio de datos de protección entre los niveles de bahía y estación.

-Interfaz 2: Intercambio de datos de protección entre el nivel de bahía y protección remota.

-Interfaz 3: Intercambio de datos dentro del nivel de bahía.

-Interfaz 4: Intercambio de datos instantáneos entre el nivel de proceso y el de bahía.

-Interfaz 5: Intercambio de datos de control entre los niveles de proceso y bahía.

-Interfaz 6: Intercambio de datos de control entre los niveles de bahía y estación.

-Interfaz 7: Intercambio de datos entre el nivel de estación y el puesto remoto de ingeniería.

-Interfaz 8: Intercambio de datos directo entre de bahías.

-Interfaz 9: Intercambio de datos dentro del nivel de estación.

-Interfaz 10: Intercambio de datos de control entre equipos de subestación y el centro de control remoto.

Los equipos de los sistemas de automatización de subestaciones se instalan físicamente en los distintos niveles (estación, bahía, proceso): Equipos del nivel de proceso son típicamente sensores, actuadores, etc. Los equipos del nivel de bahía consisten en las unidades de protección y control o supervisión. Mientras que los de nivel de estación son el ordenador de la estación con la base de datos, el puesto de operador, interfaces para comunicación remota, etc.

4.1 Nodos lógicos

El principal objetivo del estándar IEC 61850 es proporcionar interoperabilidad entre los equipos IEDs de distintos fabricantes, de forma más precisa, entre las funciones que tienen lugar en la subestación y residen en los equipos físicos de distintos fabricantes.

La información, dentro del entorno de subestaciones, se intercambia entre los equipos que forman los sistemas de automatización de subestaciones, es decir los datos fluyen entre las funciones y sub-funciones de estos equipos. En el nuevo estándar lo que se propone es representar todas las funciones y equipos utilizados en el sistema, por medio de nodos lógicos (LN, *Logical Nodes*). De esta forma toda la información de las subestaciones se estructura en unidades atómicas, los LNs. Además también existe la posibilidad de poder incorporar nuevos nodos lógicos en el futuro, siempre y cuando siga las reglas definidas en el estándar.

Para alcanzar los requisitos principales de asignación y distribución libre de funciones, todas las funciones deben de descomponerse en nodos lógicos. Para poder intercambiar datos entre los distintos nodos, la norma define las conexiones entre nodos a través de conectores lógicos (LC, *Logical Connections*).

En la figura se muestra los enlaces entre los nodos lógicos. Cada LN se asigna a una función y a un equipo (PD, *Physical Device*), pudiendo existir varias funciones dentro de un mismo equipo. Los equipos se conectan a través de conexiones físicas (PC, *Physical Connections*), de forma que un nodo lógico es parte de un equipo físico, y una conexión lógica es parte de una conexión física.

Indicador	Grupo de Nodos Lógicos	Funciones	Cant.
L	Nodos Lógicos del Sistema		3
P	Funciones de Protección	PTOC, PIOC, PDIS, PDIF, etc	28
R	Funciones relacionadas con Protecciones	RREC, RSYN, etc	10
C	Control Supervisado	CSWI, CILO, CALH, CPOW	5
G	Funciones Genéricas	GGIO, GAPC, GSAL	3
I	Interfase y Archivo	IHMI, ITCI, IARC, ITMI	4
A	Control Automático	ATCC, ANCR, ARCO, AVCO	4
M	Medidores y Medidas	MMXU, MMTR, MHAI, MSQI	8
S	Sensores y Monitorización	SIMG, SARC, SPDC	4
X	Aparellaje	XCBR, XSWI	2
T	Transformadores de Medida	TCTR, TVTR	2
Y	Transformadores de Potencia	YPTR, YLTC, YEFN, YPSH	4
Z	Otros Equipos	ZBAT, ZGEN, ZMOT, etc	15

Tabla 2 Indicadores Nodos Lógicos

Todos los nombres de los nodos lógicos empiezan con la letra indicadora del grupo al que pertenecen.

4.1.1 Asignación de nodos lógicos.

No se restringe la asignación libre de funciones o LNS a los niveles de estructuras típicos. Los niveles, expuestos a continuación, así como las figuras que se recogen, son sólo ejemplos, para demostrar la gran flexibilidad existente.

Nivel de estación

Dentro de los nodos lógicos que representan el nivel de estación, el indicador más común a este nivel es **I** (Interfase y Archivo). Sin embargo otras funciones como las alarmas, control de eventos, control de tensión...están también presentes en este nivel, es decir también aparecen los prefijos **A** y **C** (control automático y transformadores de potencia).

Nivel de Bahía

Los nodos lógicos representan el control, la medición y funciones de protección en el nivel de bahía (por ejemplo, CILO, ATCC, MMXU, CSWI, PDIS, PZSU, PDOC...). Por lo tanto, para combinar los dispositivos de control y protección, los nodos lógicos de protección aparecen en este nivel junto con los de control.

En el caso en el que no tengamos ningún bú de proceso, los LNS del nivel de bahía y los de nivel de proceso aparecerán juntos en un único equipo físico.

Los prefijos más comunes del nivel de Bahía son **P**, **C** y **A** (funciones de protección, control supervisado y control automático), pero también aparecen otros prefijos como puede ser **X**.

Nivel de Proceso

Estos nodos lógicos representan los sistemas de potencia, es decir los sistemas de potencia como lo ve el sistema secundario a través de I/O. Estos nodos lógicos pueden formar parte de alguna funcionalidad simple como supervisión y bloqueo. Los prefijos más comunes son **X**, **Y** y **Z** (aparellaje, transformadores de potencia y otros equipos)

4.1.2 Descomposición de funciones en LNS

A continuación se muestra un ejemplo de descomposición en distintos nodos lógicos de las siguientes funciones:

- Protección de distancia.
- Protección de sobrecorriente.
- Conmutación sincronizada de interruptor.

Logical Nodes	[-----Functions-----]			[-----Physical Devices-----]
	Synchronised CB switching	Distance protection	Overcurrent protection	
HMI	X	X	X	1
Sy.Switch.	X			2
Dist.Prot.		X		3
O/C Prot.			X	
Breaker	X	X	X	4
Bay CT		X	X	5
Bay VT	X	X		6
BB VT	X			7

Figura 37 Descomposición de funciones en LNS

Estas funciones se descomponen en los nodos lógicos que aparecen en la figura. Estos nodos lógicos a su vez forman parte de una serie de equipos físicos, los cuales se representan en la figura con números que indican:

- 1) Ordenador de estación.
- 2) Equipo de conmutación sincronizado.
- 3) Unidad de protección de distancia, con la función de sobrecorriente integrada.
- 4) Unidad de control de bahía.
- 5) Transformador de corriente.
- 6) Transformador de tensión.
- 7) Transformador de tensión.

Las funciones de distancia, sobrecorriente y conmutación se dividen en distintas nodos lógicos. Los logical nodes no son excluyentes, sino que un mismo nodo lógico puede formar parte de dos o más funciones diferentes, por ejemplo **HMI**, están presentes en las tres funciones, mientras que el nodo lógico de transformador de corriente solamente en la protección de distancia y sobrecorriente. Por otra parte, los equipos físicos contienen varios nodos lógicos, de forma que pueden existir varias funciones dentro de un PD.

4.1.3 Atributos asociados a los nodos lógicos:

Los nodos lógicos es un objeto que define con una serie de datos y atributos. Los atributos que componen los logical nodes son:

- LNNName.
- LNREF.
- DATA.
- DATA-SET.
- BRCB.
- URCB.
- LCB.
- LOG.
- SGCB.
- GoCB.
- GsCB.
- MSVCB.
- USVCB.

Además la norma define la sintaxis necesaria de los distintos conceptos del modelo de datos:

a) LNName – Logical node name

El atributo LNName se usa para identificar inequívocamente el nodo lógico del que se trata, dentro del equipo lógico al que pertenece.

b) LNRef – Logical node ObjectReference

Se trata del único camino para llegar al equipo lógico en cuestión, y tiene la siguiente estructura. Es decir, este atributo identifica el logical device al que pertenece el LN en cuestión.



c) Data [1..n] DataSet [0..n]

Identifican todos los datos que pertenecen al nodo lógico.

d) BufferedReportControlBlock [0..n] y UnbufferedReportControlBlock [0..n]

Identifican el **BRCB** y el **URCB** que contiene el nodo lógico. Ambos atributos representan la información correspondiente a los informes de control, siendo el primer atributo propio de los informes protegidos.

e) LogControlBlock [0..n] y SettingGroupControlBlock [0..1]

Identifican el **LCB** y el **SGCB** respectivamente que pertenezcan al nodo lógico en cuestión.

El atributo **LCB** representa la información de control cuyo valor puede ser modificado, mientras que en los dispositivos lógicos, que tengan el atributo **SGCB**, agruparán múltiples valores de DataAttributes utilizando *functional constraint* **SG**. Cada uno de estos grupos contiene un valor para cada DataAttribute.

f) Log [0..1], GOOSEControlBlock [0..n] y GSSEControlBlock [0..n]

Estos tres atributos identifican los LOG, GOCB y GSCB que forman parte de LLN0, Logical Node Zero. Este nodo lógico representa los datos comunes del equipo lógico, mientras que los atributos GOCB y GSCB representa la información acerca del control del servicio goose y control de los eventos generales de la subestación respectivamente.

g) MulticastSampledValueControlBlock[0..n],UnicastSampledValueControlBlock [0..n]

Estos atributos identifican los **MSVCB** y **USVCB** que forman parte de LLN0.

Estos atributos representan la información relativa al control de los valores muestreados.

4.1.4 CONCEPTO DE PICOM

El concepto de PICOM *Piece of Information for COMunication*, introducido por el CIGRE WG34.03, describe la información intercambiada entre dos nodos lógicos, a través de una conexión lógica especificada y con una serie de atributos de comunicación. También incluyen la información a transmitir y los atributos requeridos como por ejemplo el funcionamiento.

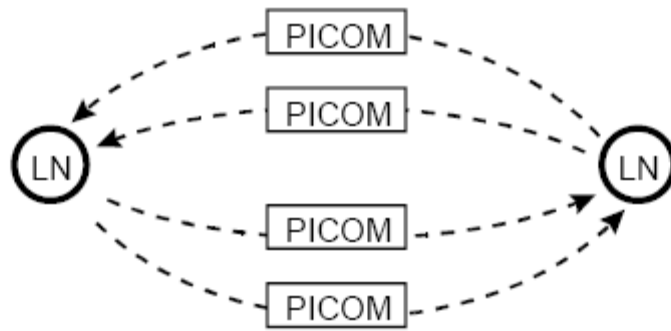


Figura 38 El concepto de PICOM

Los componentes o atributos propios de los PICOMs son:

- Datos, es decir el contenido de la información y su identificación necesario por las funciones (semántica).
- El tipo, describe la estructura de los datos, p. ej. si es del tipo analógico o binario, si es solo un valor o un conjunto de datos, etc.
- Funcionamiento, que incluye el tiempo de transmisión permitido, la integridad de los datos y el método de transmisión (por ejemplo periódico, por petición).

- Conexión lógica, que contiene el nodo lógico emisor y el nodo lógico receptor.

Los PICOMs no solo describe la información intercambiada (“contenido “), sino que también describe los requisitos de comunicación (“atributos”).

4.1.5 Modelado de datos y servicios.

Los nodos lógicos solo pueden interoperar entre ellos si éstos son capaces de interpretar y procesar los datos recibidos, (es decir la sintaxis y la semántica) y los servicios de comunicación utilizados. Por lo tanto es necesario estandarizar la asignación de los datos a los nodos lógicos y la identificación dentro del nodo lógico.

Los datos y servicios de una aplicación se pueden modelar en tres niveles distintos. El primer nivel describe el modelo abstracto y los servicios de comunicación utilizados en el intercambio de la información entre los nodos lógicos. Los niveles 2 y 3 definen el modelo de aplicación específico, esto incluye las especificaciones de las clases de datos junto a sus atributos y la relación entre los nodos lógicos.

Nivel 1: Abstract Communication Service Interface (ACSI).

El ACSI especifica los modelos y servicios utilizados para acceder a los elementos del dominio del modelo específico. Los servicios de comunicación proporcionan mecanismos no sólo para leer y escribir los valores de objetos, sino también para otras operaciones, como por ejemplo el control de los equipos primarios.

Nivel 2: Common Data Classes.

El segundo nivel define el concepto “Common Data Classes” (CDC). Una clase de datos común define la información estructura, que consiste en uno o más atributos. Los tipos de datos de un atributo se definen en el apartado IEC 61850-7-1 de la norma.

Nivel 3: Nodos lógicos y clases de datos compatibles.

Este nivel define un modelo compatible con las especificaciones de los nodos lógicos y clases de datos. Un ejemplo de clase de datos es ' la posición de interruptor'. Las clases de datos de este nivel son similares a los objetos definidos en la norma IEC 60870-5-103, mientras que el concepto de nodo lógico en este nivel es similar a los bloques definidos en el estándar UCA 2.0.

4.2 Datos y Atributos

La semántica de los nodos lógicos se representa mediante datos y atributos. El número medio de datos propios a un nodo lógico es aproximadamente 20. Cada uno de estos datos contiene a su vez una serie de detalles, los cuales se conocen como atributos, *Data attributes*.

Las clases de DATOS representan la información significativa de los dispositivos de automatización. Los valores de estos DATOS, por ejemplo, pueden tener acceso de lectura (*GetDataValues*) o bien pueden ser ajustados (*SetDataValues*). En el apartado IEC 61850-7-4 la norma especifica una lista de datos, por ejemplo, **Pos** para la posición, **OilFil** para la filtración del aceite, etc.

La composición de DATOS en IEC 61850-7-4 está basada en plantillas comunes (las clases de DATOS comunes, CDC) especificadas en el apartado IEC 61850-7-3. Cualquier grupo de DATOS (o parte de DATOS) pueden ser, a su vez, agrupados para construir un grupo determinado DATA-SET aplicando el servicio *CreateDataSet*. Estos DATA-SET, también tienen acceso de lectura (*GetDataSetValues*) y escritura (*SetDataSetValues*).

Los Logical Nodes se definieron con una serie de datos obligatorios (Mandatory) y otros opcionales (Optional). A continuación se muestra un extracto de la norma como ejemplo de Logical Node. Concretamente se trata de **PIOC** (Protección instantánea de sobrecorriente):

DATA	CDC	Description	M/O
		All mandatory from common definition	M
OpCntRs	INC	(trip) operation count	O
		Status information	
Str	ACD	Protection start, general and per phase	O
Op	ACT	Trip, general and per phase	M, transient
		Settings	
StrVal	ASG	Start value	O

Tabla 3 Datos según la norma IEC61850

En principio lo único exigible a la totalidad de fabricantes son los datos obligatorios. Los opcionales se definieron de forma que si un fabricante desea implementarlos los deberá implementar como fije la norma, pero no es obligatorio que se implemente para cumplir con la norma IEC61850.

En la norma quedan definidos un total de 355 tipos de datos. Estos datos se pueden clasificar de la siguiente forma:

Clase de Datos	Cantidad
Información del sistema	13
Información de los equipos físicos	11
Medidas	66
Valores muestreados	14
Datos controlables	36
Información de estados	85
Ajustes	130
TOTAL	355

Tabla 4 Clase de datos

4.2.1 Atributos asociados a los DATOS

Los atributos que pertenecen a los datos deben de seguir la siguiente estructura que presenta la norma:

DATA class		
Attribute name	Attribute type	Value/value range/explanation
DataName	ObjectName	Instance name of an instance of DATA, for example, PhV (1st level), phsA (2nd level)
DataRef	ObjectReference	Path-name of an instance of DATA, for example, MMXU1.PhV or for example, MMXU1.PhV.PhsA
Presence	BOOLEAN	Indicates mandatory/optional
DataAttribute [0..n] DataAttributeType FunctionalConstraint TrgOp [0..n]	DAType FC TriggerConditions	For example, Vector class of IEC 61850-7-3 for example, MX for example, dchg
Specializations of DATA		
CompositeCDC [0..n]	DATA	For example, WYE class of IEC 61850-7-3
SimpleCDC [0..n]	COMMON-DATA	For example, CMV class of IEC 61850-7-3
Services GetDataValues SetDataValues GetDataDirectory GetDataDefinition		

Figura 39 Atributos asociados a los DATOS

a) DATA NAME:

El atributo DataName identifica inequívocamente los DATOS dentro del nodo lógico.

b) DATA ref.

Se trata del camino único de los datos, y tiene la siguiente estructura.

LDName/LNName.DataName[.DataName[. ...]]

c) Presence:

Este atributo es de tipo BOOLEANO y especifica si los DATOS dentro de un CDC (*Common Data Clases*) o nodo lógico son obligatorios (Presence = TRUE) u opcionales (Presence = FALSE).

d) Data attribute:

Los atributos de los datos a su vez deben especificar:

▪ DAType:

El tipo de dato esta normalizado y debe de seguir la estructura:

DAType		
Attribute name	Attribute type	Value/value range/explanation
DATName	ObjectName	Instance name of an instance of DAType , for example, cVal (1st level), mag (2nd level), f (3rd level)
DATRef	ObjectReference	Path-name of an instance of DAType for example, MMXU1.PhV.phsA.cVal for example, MMXU1.PhV.phsA.cVal.mag or for example, MMXU1.PhV.phsA.cVal.mag.f
Presence	BOOLEAN	Indicates mandatory/optional
Specializations of DAType		
CompositeComponent [0..n]	DAType	For example, mag in Vector class of IEC 61850-7-3 for example, f in AnalogueValue of IEC 61850-7-3
PrimitiveComponent [0..1]	BasicType	For example, FLOAT32 class of IEC 61850-7-3 for f
NOTE 1 An instance of a DAType may contain 0 or more instances of a CompositeComponent or a PrimitiveDAT. However, they cannot both be absent, so at least one of these elements must be present. NOTE 2 The structure of a DAType is recursive since a CompositeComponent is also of type DAType. The level of recursion may be restricted by a SCSM, so the number of levels of recursion of CompositeComponents is normally no greater than 2.		

Figura 40 Estructura de datos normalizados

- Funcional constraint (FC)

De un punto de vista de aplicación, los DataAttributes se clasifican según su utilización específica; por ejemplo, algunos atributos son usados con el objetivo de controlar, otros atributos indican medidas o grupos de ajuste...

Los *functional constraint* (FC) son una propiedad del DataAttribute que caracteriza estos atributos.

Los *functional constraint* (FC) se pueden utilizar tanto en la definición de DATOS (contenido en nodos lógicos) como en algunos bloques de control (por ejemplo, BRCB).

4.2.2 Ejemplo de descomposición de datos

Dentro del nodo lógico **XCBR**, el cual representa la información de un interruptor real, existen una gran cantidad de datos que representan aplicaciones específicas. Un ejemplo de atributo sería la posición de dicho interruptor. Para modelar la información relativa a su posición se define el dato POS.

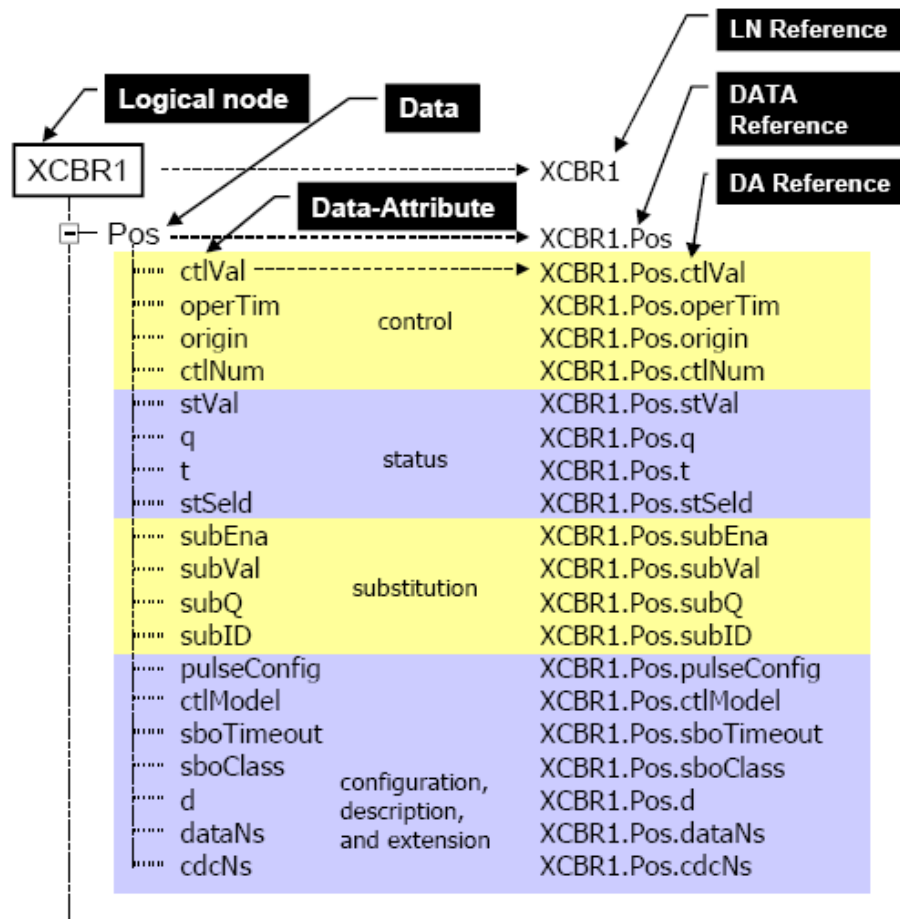


Figura 41 Ejemplo de descomposición de datos

El dato posición, **Pos**, tiene a su vez aproximadamente 20 atributos asociados. Por ejemplo **Pos.ctlVal** representa toda la información que se puede controlar, es decir puede cambiar por activa o inactiva. Por otro lado, el dato asignado a la posición tiene el atributo **Pos.stVal**, el cual representa la posición real del interruptor (puede ser: estado intermedio, off, on o bien estado crítico). Todos estos atributos se organizan de forma que todos los relativos al control (estado, configuración...) se presentan en la lista juntos.

Todos los atributos de datos quedan definidos por su nombre y tipo, los cuales están estandarizados. En el caso de **stVal** y **ctlVal**:

Nombre del atributo	Tipo de atributo	Semántica
stVal	Coded enum	Determina la actividad de control
ctlVal	Booleana	Estado del valor del dato

En la parte derecha de la figura se muestra el objeto de referencia, estas referencias se utilizan para proporcionar el camino para identificar la información dentro de las listas.

La información relativa al atributo de posición **Pos**, contiene varios atributos que se pueden encontrar en otras muchas aplicaciones. La primera característica de la posición es el atributo **stVal**, *status value*, el cual representa cuatro estados distintos (estado intermedio, off, on o bien estado crítico). Estos cuatro estados, representados con dos bits, se conocen comúnmente con el nombre información

de “double point”. Mientras que el conjunto de atributos definidos en el dato **Pos**, se denomina *Common Data Class*, CDC.

4.2.3 Common Data Class CDC.

Las Common Data Classes proporcionan una reducción del tamaño de las definiciones de los datos. La definición de datos no necesita una lista de todos los atributos que la forman, sin embargo necesita hacer referencia a su *Common Data class*.

En el apartado IEC 61850-7-3 la norma define un amplio rango de *Common Data Classes* para las distintas aplicaciones. Se clasifican en:

- Información de estado.
- Información de medidas.
- Información de estados controlables.
- Ajuste de estados.
- Ajustes analógicos.
- Información de descripción.

Dentro de todos los CDCs definidos típicamente los datos se agrupan según el número de estados que representan, éstos pueden ser:

- Cuatro estados que se representa utilizando dos bits, Double point (DP).

Dentro de este grupo se pueden encontrar datos de este tipo en los CDC de estado (DPS, *Double point status*), e información controlable (DPC, *Controllable double point*). Sumando un total de 33 atributos.

- Dos estados que se representa usando un bit, Single point (SP).

A este tipo corresponde los SPS (*Single point status*), SPC (*Controllable single point*), SPG (*Single point setting*).

4.3 Equipos Lógicos

El concepto de equipo lógico se introduce por motivos de comunicación entre nodos lógicos. Un equipo lógico es principalmente una composición de nodos lógicos y otros servicios adicionales (GOOSE, ajustes de grupos,...) como se muestra en la figura:

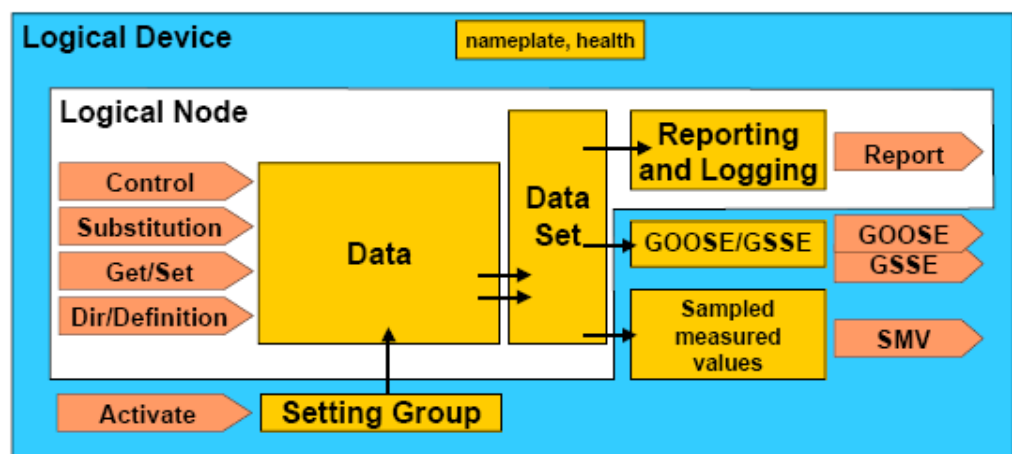


Figura1. 42 Estructura de un equipo lógico

La agrupación de los nodos lógicos en un logical device se basa en características comunes de los nodos.

Además los dispositivos lógicos permiten construir entradas de forma que los dispositivos lógicos sean - desde un punto de vista funcional - transparentes. Cada dispositivo lógico se puede identificar independientemente de su localización.

Los dispositivos lógicos también proporcionan información sobre los dispositivos físicos que utilizan como host anfitrión, o sobre los dispositivos externos que son controlados por el dispositivo lógico.

Los equipos lógicos residen dentro de equipos físicos como se muestra en la figura nº 2. Sólo aquellos aspectos de los equipos físicos que son definidos como visibles a la red están dentro del alcance de la norma IEC 61850.

En esta figura el equipo lógico LD1 contiene tres nodos lógicos. El nodo lógico LLN0 representa los datos comunes de equipo lógico, y el nodo lógico LPHD representa los datos comunes del equipo físico que recibe el equipo lógico. Estos dos nodos lógicos se definen de forma obligatoria en cualquier equipo lógico existente dentro de la subestación.

Dentro del equipo físico A, hay dos equipos lógicos, los cuales cada uno de ellos tiene el logical node LPHD. Ambos nodos representan la misma información, mientras que los nodos lógicos LLN0 que se encuentran dentro de los equipos físicos representan informaciones diferentes.

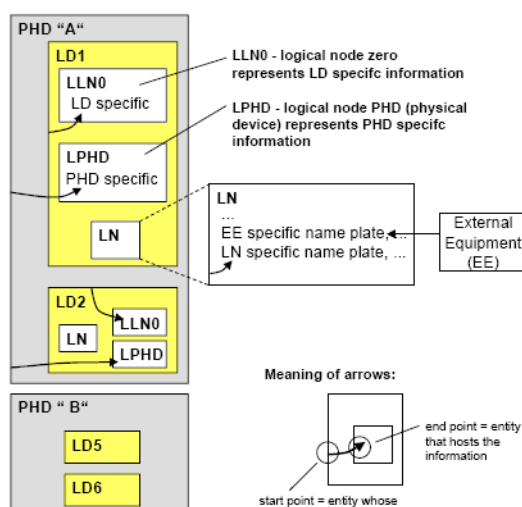


Figura1. 43 Ejemplo de Logical node

4.3.1 Atributos asociados a los equipos Lógicos

Los equipos lógicos se componen por una serie de datos que la norma define según la siguiente estructura:

LOGICAL-DEVICE class		
Attribute name	Attribute type	Value/value range/explanation
LDName	ObjectName	Instance name of an instance of LOGICAL-DEVICE
LDRef	ObjectReference	Path-name of an instance of LOGICAL-DEVICE
LogicalNode [3..n]	LOGICAL-NODE	IEC 61850-7-4 specifies specialized classes of LOGICAL-NODE
Services		
GetLogicalDeviceDirectory		

Figura1. 44 Estructura de los atributos

a) LDName – logical device name

El atributo LDName identifica inequívocamente el equipo lógico del que se trata, dentro del sistema.

b) LDRef – logical device ObjectReference

Se trata del único camino al equipo lógico en cuestión, y tiene la siguiente estructura.

Los LOGICAL-DEVICE son como la raíz del árbol. Por lo tanto el LDName y el LDRef son idénticos.

c) LogicalNode [3..n]

El atributo LogicalNode identifica el nodo lógico que está contenido en el logical device.

Cada dispositivo lógico tendrá un único nodo lógico del tipo (LLN0), otro del tipo (LPHD), y al menos un nodo lógico de otro tipo.

5 Mapeado

Las comunicaciones entre las unidades IED (ej. la señalización e intercambio de información) típicamente se han realizado a través de un sistema de cableado rígido, entre los dispositivos, y a través de sistemas de comunicación en serie de baja velocidad. La señalización, a menudo, se alcanzó conectando las salidas de un IED a las entradas de otro IED. Este sistema por naturaleza es poco flexible y está muy limitado en su alcance de control. Una lógica de control más sofisticada entre las unidades IEDs podría necesitar un gran número de interconexiones entre los IEDs, siendo su implementación muy poco práctica.

En muchas ocasiones, las comunicaciones en serie de baja velocidad, se han ido cambiando a comunicaciones tipo maestro/esclavo, ya que las comunicaciones reales punto a punto entre IEDs no eran factibles de realizar.

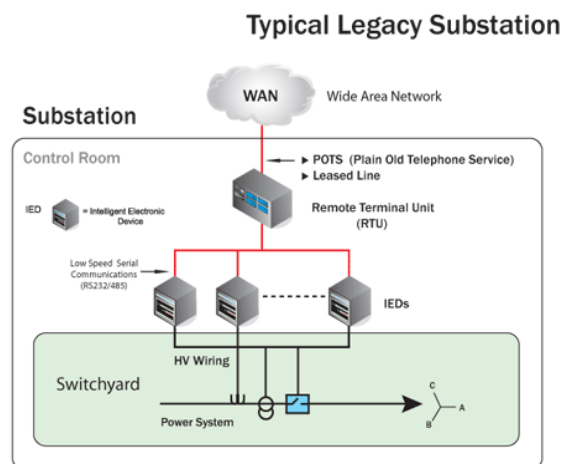


Figura1. 45 Estructura de comunicaciones convencional en subestaciones

La aparición de Ethernet en las subestaciones basadas en redes LAN (Red de área local), supuso un importante cambio a nivel mundial. Las ventajas principales de la LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IEDs.
- Minimizar el cableado entre IEDs.
- Múltiples protocolos (ej. DNP, Modbus, IEC61850) sobre la misma red física.
- Acceso fácil y confiable de " Datos sobre IP " mediante el uso switches Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y routers diseñados con los mismos estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

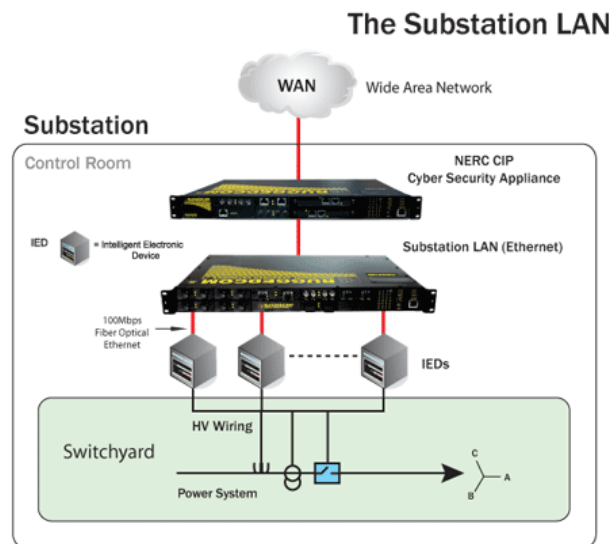


Figura 46 Estructura de comunicaciones LAN en subestaciones

El estándar IEC 61850 en una subestación eléctrica puede tener dos aplicaciones principales: el bus de estación y el bus de proceso.

El bus de estación es una aplicación donde los relees y RTUS se conectan directamente a una LAN-Ethernet y el bus de proceso se refiere a dispositivos como CT/VT que proporcionan los valores de corriente y voltaje directamente sobre la LAN-Ethernet.

Estos equipos deben garantizar que no se pierda la información incluso bajo difíciles condiciones EMI (*Electromagnetic Interference*), características avanzadas de administración Ethernet, y protocolos tolerantes a faltas con velocidades menores a 20 mseg, ya que la información de la LAN se utiliza para medir y controlar la operación de la subestación.

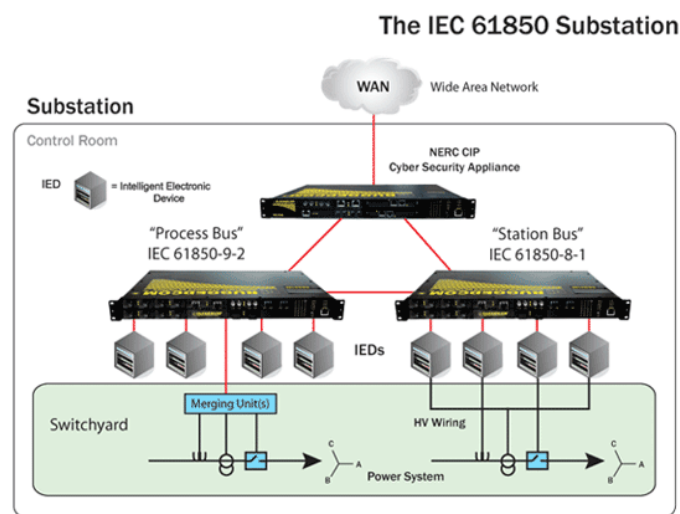


Figura 47 Estructura de comunicaciones IEC61850 en subestaciones

El estándar IEC 61850 dedica las partes 8 y 9 de la norma para estudiar los mapeados del bus de estación y de proceso respectivamente.

En el apartado 8, la norma se centra en definir un mapeado para el bus de estación,

- Para la capa física se definieron dos opciones: eléctrica y óptica. No obstante, a posteriori, tras una serie de pruebas iniciales, se definió que siempre que la comunicación saliera de una bahía dicha comunicación sería óptica.
- Para la link layer se definió ethernet, por su extendido uso y la elevada inversión actual a nivel mundial.
- Para el resto de capas se definieron tres tipos de mensajes y mapeados:
 - o MMS/TCP/IP para la **comunicación vertical** (monitorización, supervisión y órdenes).
 - o GOOSE (GSSE) para datos de eventos en tiempo real **(comunicación horizontal)**.
 - Envío periódico (maxtime)
 - Envío inmediato tras cambio con repetición (mintime)
 - o SV (SampledValue) para las medidas analógicas
 - Envío cíclico de medidas

5.1 Comunicación vertical

El control y monitorización de las subestaciones, son tareas principales dentro de los sistemas de automatización. Ésto comprende:

- Operaciones locales de los equipos de alta tensión y la aparamenta.
- Adquisición de la información de la aparamenta y medidas de los sistemas de potencia.
- Manejo de los eventos y alarmas.

La comunicación de datos de esta aplicación se dirige verticalmente, es decir desde el nivel de control al nivel de bahía (comandos del lugar de operador), o de forma inversa (indicaciones binarias como la posición de los aisladores o interruptores, medidas de transformadores y otros sensores, eventos, alarmas). La comunicación vertical (Bahía-estación) se basa en los conceptos cliente-servidor y se utiliza los servicios relativos a los informes, órdenes y transferencia de datos.

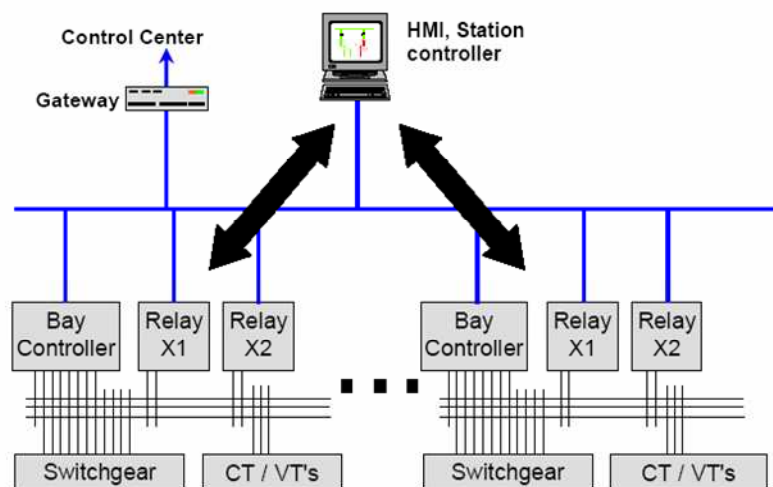


Figura 48 Comunicación vertical

Los informes se utilizan principalmente para la comunicación entre los equipos del nivel de bahía y los equipos del nivel de estación. Estos documentos se utilizan primordialmente para el envío de datos de eventos y medidas.

Por otra parte las *órdenes* se utilizan para el control de distintos objetos del sistema. Estos informes no solamente cubren el control de los equipos primarios sino que también se encargan de otro tipo de funciones. Por ejemplo, para el control de los equipos primarios el uso del modelo, seleccionar-antes- ejecutar, es el preferido para asegurar la seguridad de la operación. En cambio para el control de los reajustes de los LEDs el directo satisface los requisitos.

5.2 Comunicación horizontal

Esta comunicación concierne tanto al intercambio de información entre las distintas bahías, como al intercambio de información entre funciones dentro de una misma bahía. En este tipo de comunicación, el tiempo crítico de intercambio de información se puede hacer utilizando cableados de cobre con los contactos y relees auxiliares o bien utilizando comunicación en serie.

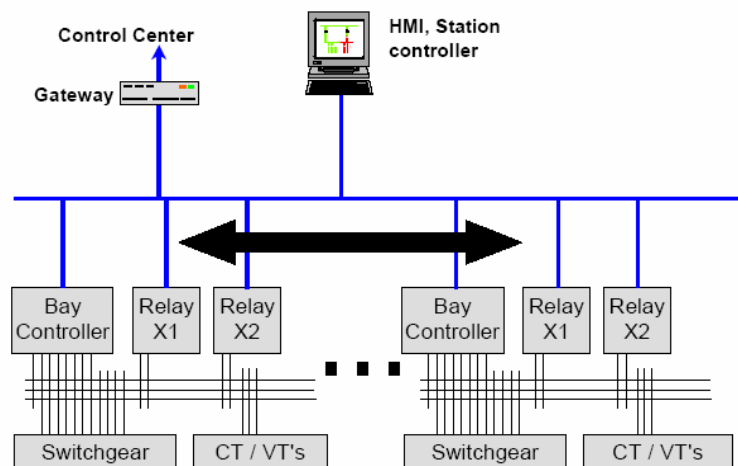


Figura1. 49 Comunicación horizontal

El diseñador del sistema y el integrador tiene libertad para escoger la solución más apropiada. Dependiendo de los requisitos de funcionalidad, rendimiento y disponibilidad la comunicación puede ser en serie o hardwire. Actualmente no se puede decir que uno u otro método es mejor que el otro. La decisión final se deberá de realizar en cada caso dependiendo de los criterios de decisión mencionados anteriormente.

5.3 Valores analógicos en el bus de estación

Continuamente, en el ámbito de las subestaciones, tiene lugar muestreo de alta velocidad de las medidas de tensiones e intensidades, para posteriormente poder distribuir las a los distintos usuarios sobre el bus de proceso LAN.

Se trata de un proceso de alta velocidad, en el cual solamente se realiza una conversión A/D, y podemos obtener 80 muestra por periodo para las protecciones (4 kHz) y 256 muestras por periodo para la calidad de potencia.

El muestreo se puede realizar por medio de modernas unidades CTs/VTs, o bien a través de las unidades Merging Units que realizan conversiones de los sistemas de adquisiciones de datos propietarios a IEC 61850-9-2

Durante los últimos diez años se vienen desarrollando instrumentos de medida de tensión e intensidad basados en sensores ópticos, para realizar las funciones de protección y medida en redes eléctricas.

Su desarrollo ha estado motivado por sus potenciales ventajas:

- Mejora en la medida de corrientes y tensiones.
- No hay saturación de la señal secundaria.
- Mejor precisión en valores elevados de corriente.
- Respuesta lineal; no hay oscilación parásita de los valores primarios durante transitorios.
- 0,2% de clase de precisión, incluso teniendo en cuenta la influencia de parámetros tales como temperatura, vibraciones, parásitos de alta frecuencia.
- Más amplio rango de relaciones de transformación por los diferentes niveles de programación usando sensores ópticos. Esto permite una reducción en el número de diferentes relaciones de transformación de corriente.

- Posibilidad de tener muy bajas relaciones de transformación con la capacidad de soportar valores muy altos de cortocircuito (por ejemplo corrientes nominales de 50 A con corrientes de cortocircuito de 63 kA); esta característica es imposible de conseguir con los transformadores de intensidad clásicos.
- Simplificación de la instalación en la subestación; menores estructuras, reducción de los tiempos de montaje, reducción de los espacios necesarios. No requiere especial mantenimiento. Como son elementos pasivos, tiene la misma vida que las unidades clásicas (mayor que treinta años).
- La comunicación por fibra óptica entre la alta tensión y la electrónica hace que la medida sea totalmente inmune a las perturbaciones electromagnéticas generadas por la caída de rayos por sobre tensiones de maniobra en la red. Estas fibras reducen significativamente el cableado secundario de la subestaciones.
- La fibra óptica de comunicación permite separar el sensor óptico de su módulo electrónico más de 2.000 m. Esto no sería posible con la tecnología clásica. Además, el enlace entre el módulo electrónico y los equipos de protección o de medida pueden también hacerse con fibra óptica usando comunicaciones digitales. Estas redes locales pueden ser conectadas con un ilimitado número de equipos.

- Durante la vida de la instalación, se pueden añadir dispositivos secundarios sin ninguna limitación.

A pesar de esta lista de ventajas, el desarrollo de esta tecnología está siendo lento. Primero era necesario probar que los sensores ópticos podían alcanzar el grado de precisión que tienen las unidades clásicas; esto no era fácil y hubo que esperar hasta los años 95-96 para probarlo por medio de extensos ensayo de laboratorio y ensayos de campo. El uso de tecnologías electrónicas para generar y analizar señales no tiene todavía treinta años como tiempo medio entre fallos. Esta es una de desventaja para todos los equipos electrónicos.

Una solución para compensar estos problemas es usar sensores redundantes, acoplados a la llamada electrónica inteligente basada en su autochequeo. Con una instalación montada en los laboratorios se ha probado que el sistema redundante puede ofrecer una vida ilimitada porque es posible cambiar una tarjeta del circuito electrónico sin interrumpir el servicio.

El segundo factor que frena la evolución es claramente más difícil de resolver: La no compatibilidad de las señales disponibles con los secundarios de los equipos existentes.

Los equipos convencionales fueron diseñados para los tradicionales 5A y 110 V de salida de los transformadores de medida clásicos.

Los valores de salida requeridos son muy altos particularmente los de corriente para el caso de sobre corrientes en la red. Se requerirían amplificadores muy caros para poder conectar los dispositivos electrónicos a los equipos clásicos.

3ª Parte:

Arquitecturas de comunicación

1 Arquitecturas de comunicación

Los sistemas de automatización de subestaciones normalmente se pueden dividir en tres grandes niveles:

- Nivel de estación, que incluye el lugar del operador del nivel de estación (HMI) y la puerta NCC (GW).
- Nivel de Bahía, con sus unidades de protección y control (BU).
- Nivel de proceso.

Todos estos niveles están conectados por un sistema de comunicación. Estas redes de comunicación, de acuerdo con el estándar IEC61850, se basan en distintos switches de Ethernet. Ésto se debe a que la distribución de funciones entre más de una unidad IED, con requisitos de tiempo real adicionales de la conexión del nivel de estación (comunicación vertical) para la supervisión y operación puede ser utilizada.

Los switches pueden ser instalados de forma centralizada o no. Utilizar switches de forma centralizada es similar a las configuraciones en estrella, mientras que los switches descentralizados son similares a la configuración en anillo. También existe la posibilidad de crear distintas configuraciones en anillo con combinaciones de estrella, por ejemplo una estrella redundante de anillos posibilita sistemas grandes con altas necesidades de disponibilidad. Habrá que tener en cuenta que si tenemos más de un switch, entonces éstos se conectarán en anillo de fibra óptica.

El estándar IEC 61850 mantiene la interoperabilidad de las unidades IEDs en distintos sistemas de arquitectura. La elección del sistema de arquitectura se determina principalmente por requisitos de costes, funcionamiento y fiabilidad. Los requerimientos del Layout geográfico junto con la compatibilidad EMI y la disponibilidad afectan a los sistemas de comunicación en el coste de forma notable, por ello es preferible el vidrio frente al cable, arquitecturas en anillo frente a arquitecturas en estrella... Además los switches ethernet tienen un tiempo MTBF menor que el de los IEDs (aproximadamente 50 años frente a 100 años), por ello se recomienda el uso de las arquitecturas en anillo generalmente

En la norma IEC 61850 no se define ningún concepto de redundancia, incluso en los casos en los que existen requisitos para la fiabilidad que lo precisan. Así las arquitecturas más críticas en términos de interoperabilidad son las redundantes.

Existen tres arquitecturas de comunicación básicas (Cascada, Anillo y Estrella), que muy frecuentemente se implantan en las subestaciones utilizando switches de Ethernet. También es muy normal encontrar híbridos de estas tres arquitecturas.

Arquitectura	Ventajas	Desventajas
Cascada	Rentabilidad	Retrasos
		No es redundante
Anillo	Rentabilidad similar a la arquitectura en cascada	Todos los switches deben de tener el software RSTP
		Retrasos
Estrella	Disminuye los tiempos	No es redundante

Tabla 5 Comparativa de arquitecturas

1.1 Arquitectura en Cascada (o Bus)

En este tipo de arquitecturas cada uno de los switches se conecta, a través de uno de sus puertos, con el anterior switch o el siguiente. Estos puertos de comunicación, normalmente operan a velocidades mayores que los puertos correspondientes a la conexión con los IEDs.

El máximo número de switches que forma la cascada dependerá principalmente de los requisitos referentes al retraso máximo, en el peor de los casos, admitido por el sistema. Por ejemplo, considerando la arquitectura de la figura, en el caso que uno de los IEDs conectado a al switch nº1 quiera enviar un mensaje a un IED conectado al switch nº4. Este mensaje deberá de soportar un retraso de retransmisión de los switches 1, 2, 3. Además este mensaje tendrá otro retrasado

asociado a los procesos internos de los switches, que se conoce como el parámetro Switch latency.

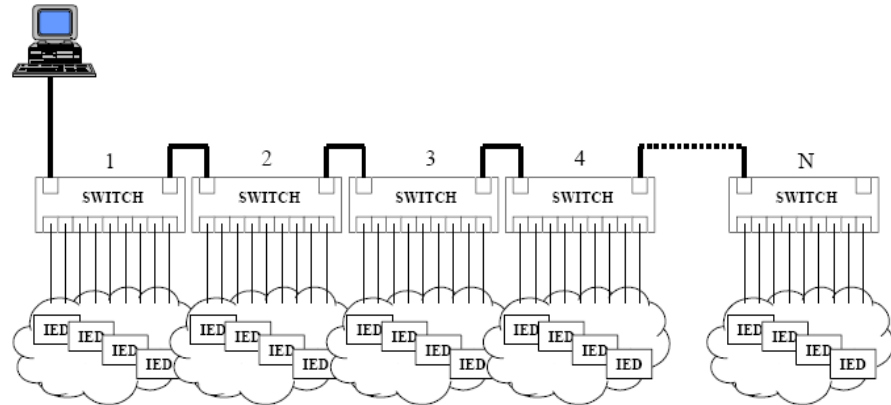


Figura 50 Arquitectura en Cascada (o Bus)

1.2 Arquitectura en Anillo

Esta arquitectura es muy similar a la arquitectura en cascada, excepto en que el lazo se cierra entre el switch número 1 y en N. Esto proporciona niveles de redundancia superior si alguna de las conexiones del anillo falla. Sin embargo, para los switches de Ethernet, las conexiones en anillo, puede suponer que los mensajes que se están enviando circulen de forma indefinida dentro del lazo y eventualmente reducir el ancho de banda disponible. Por otro lado los “*managed*” switches (por ejemplo aquellos con un procesador de dirección interno) poseen un algoritmo llamado *Spanning Tree Protocol*, definido en el estándar IEEE 802.1D. Este estándar permite que los switches detecten los bucles e internamente bloquear la circulación del mensaje dentro del bucle. Como resultado los switches pueden abrir de forma lógica, no físicamente el anillo, bloqueando internamente. Esto significa que la arquitectura en anillo es similar a la de en cascada, con la ventaja

de que si alguno de los enlaces se rompe, el “*managed*” switch reconfigurará la estructura quedando dos caminos distintos.

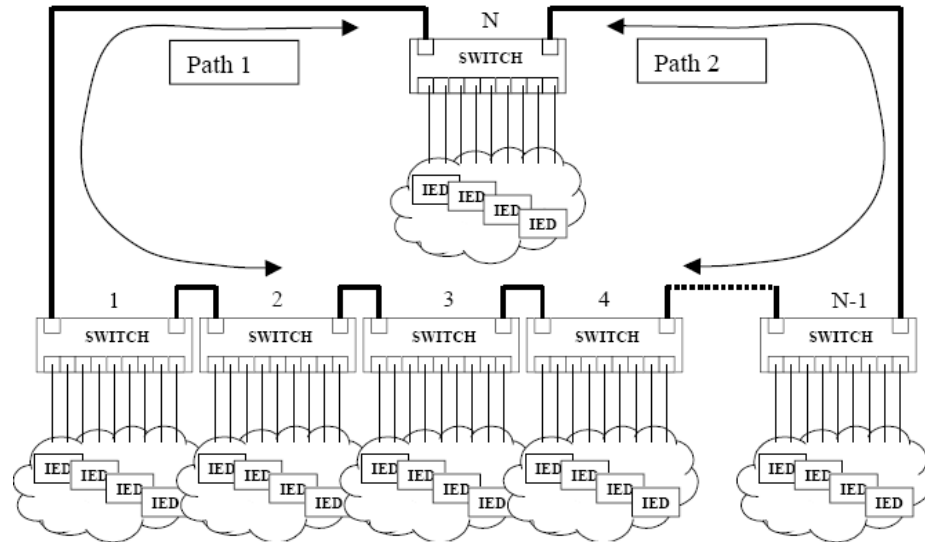


Figura 51 Arquitectura en Anillo

Considerando la figura anterior, la cual muestra de forma genérica la estructura en anillo, los switches 1 hasta el N están físicamente conectados en el anillo. Además todos los switches soportan el protocolo IEEE 802.1D Spanning Tree Protocol.

Típicamente la circulación del mensaje seguirá el camino N° 1, de la figura anterior. Mientras que el switch N se encargará de detectar la correcta circulación de los paquetes de mensaje, de forma que previene los bucles indeseados.

Suponiendo un fallo físico dentro del anillo, los switches de la red se auto-reconfigurarán vía el protocolo Spanning Tree Protocol, de forma que queden dos caminos: camino N° 1 y el N° 2 (como se muestra en la figura). Esto permite mantener la comunicación existente entre todos los interruptores que forman la arquitectura en anillo. Sin embargo si la red de comunicación se trata de una

arquitectura en cascada, ante un segundo fallo dentro del anillo la arquitectura quedaría dividida en dos segmentos independientes.

Por otra parte el estándar IEEE 802.1D presenta una importante desventaja relacionada con el control del tiempo real. Según el tamaño de la red, el tiempo necesario para la re configuración puede ser entre decenas de segundos a minutos. Para reducir esta desventaja la IEEE desarrolló el estándar Rapid Spanning Tree Protocol (IEEE 802.1w), que permite una segunda configuración de la red.

1.2.1 Configuración en anillo centralizado (gran estrella)

La configuración en anillo centralizado se utiliza en sistemas de automatización de subestaciones básicos, en los cuales todas las unidades IED se encuentran en una misma habitación, y además las distancias entre los cubículos de comunicación centralizada y los niveles de bahía son más bien pequeñas.

Las características principales de este tipo de configuración son:

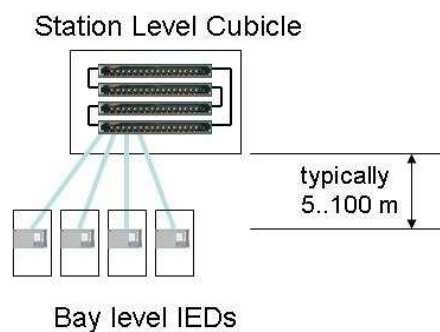


Figura 52 Arquitectura en anillo centralizado

- Todas las conexiones utilizan fibra óptica (FO).
- Switches de Ethernet de gran tamaño, por ejemplo con 16 puertos de fibra óptica.
- Fuente de alimentación redundante opcional.
- Los switches se montan en cubículo central.
- Semi-Single point of failure.

1.2.2 Configuración en anillo descentralizado

Esta configuración se utiliza para sistemas de automatización avanzados, en los cuales existe grandes distancias entre el nivel de estación y nivel de Bahía y/o grandes distancias entre los cubículos. Además en este tipo de configuraciones tiene varias bahías de unidades IED en un mismo cubículo.

Las características principales de este tipo de configuración son:

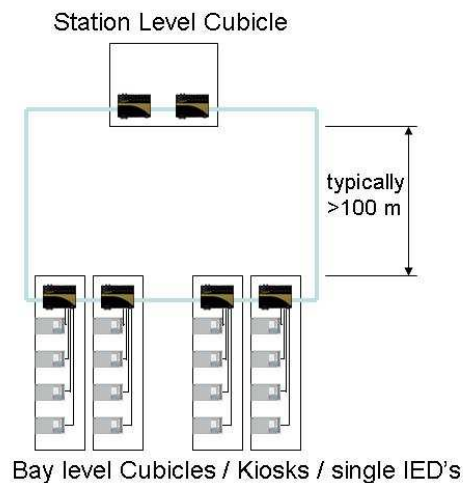


Figura 53 Arquitectura en anillo descentralizado

- Switches de Ethernet de tamaño pequeño por ejemplo con 8 puertos de fibra óptica.
- Los switches se montan y distribuyen en las bahías y cubículos de la subestación.
- La conexión entre la bahía y el nivel de estación se realiza con cableado eléctrico.
- Sin punto de fallo críticos.

1.2.3 Segmentación por niveles de voltaje

La configuración de segmentación por niveles se aplica en alta tensión, para completar la separación de las redes de comunicación en distintos niveles de tensión. También este tipo de configuración se utiliza a nivel industrial, para separar varias subestaciones de tamaño pequeño. En todo caso ambas aplicaciones corresponde con sistemas de automatización avanzados.

Las características principales de este tipo de configuración son:

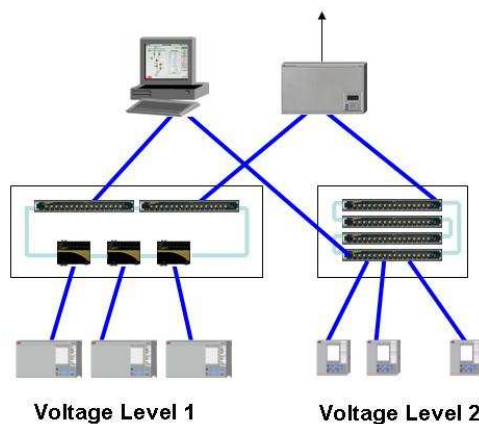


Figura 54 Arquitectura en anillo segmentación por niveles

- Mejor rendimiento.
- Aumento de la disponibilidad.
- Soporte de hasta tres segmentos distintos.
- En la figura se observa que existe ningún punto de fallo críticos en el segmento izquierdo, y un semi-single en el segmento derecho.

1.2.4 Grandes sistemas con varios anillos

Se aplica en grandes subestaciones con comunicación horizontal entre bahías (GOOSE), y con número de switches superior a 20.

Las características principales de este tipo de configuración son:

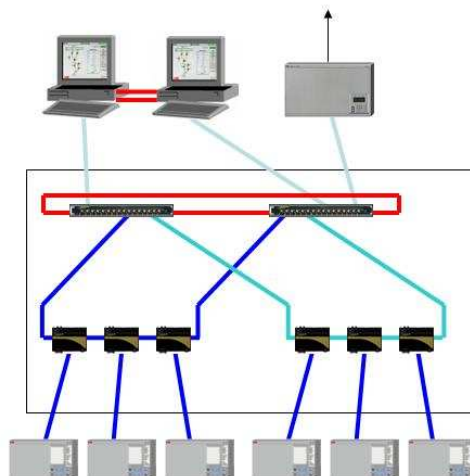


Figura 55 Arquitectura en anillo (Grandes sistemas)

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

- Como resultado, si en un anillo existe comunicación horizontal (GOOSE), no debe utilizarse más de 20 switches
- Ningún punto de fallo crítico.

1.3 Arquitectura en Estrella

Una típica arquitectura en estrella se muestra en la siguiente figura

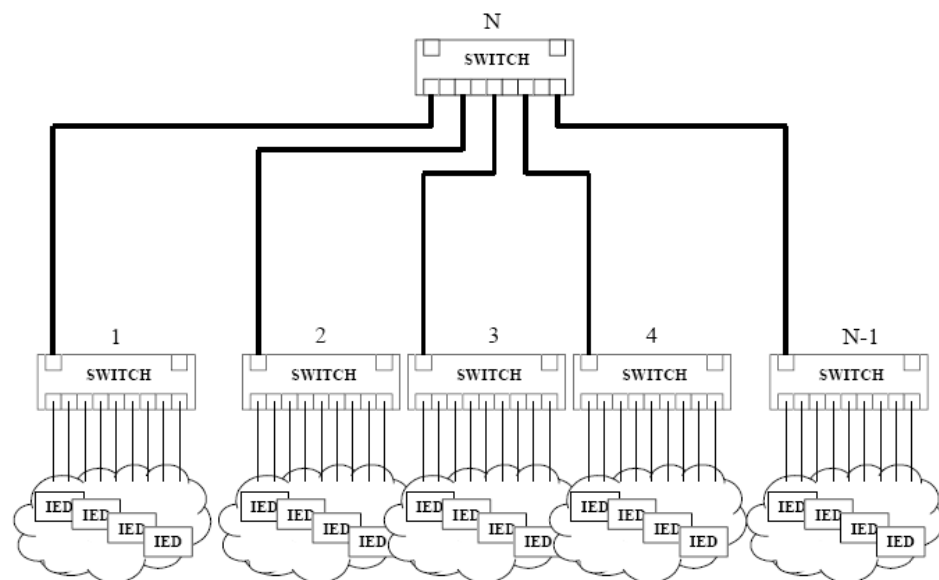


Figura 56 Arquitectura en Estrella

El interruptor N se trata del ‘backbone’ switch, todos los demás interruptores se conectan a él formando la configuración en estrella. Este tipo de arquitecturas ofrecen retrasos menores que los otros tipos de estructuras. Para la comunicación entre el interruptor N y el N-1, solo se requieren dos “saltos” (desde el interruptor 1 al interruptor N, desde el N al interruptor N-1).

Este tipo de configuraciones se utiliza en pequeños sistemas con sistemas de automatización de subestaciones básicos en los cuales se disponga de pocas bahías de IED por compartimiento o cubículo.

Las características principales de este tipo de configuración son:

- Todas las conexiones utilizando fibra óptica (FO).
- Switches de Ethernet de gran tamaño, por ejemplo con 16 puertos de fibra óptica.
- Fuente de alimentación redundante opcional.
- Un único punto de fallo crítico.

2 Descripción del modelo desarrollado

Basándose en el contexto anteriormente descrito se ha desarrollado una herramienta en Excel que permite, a partir de unos datos básicos, diseñar una arquitectura para los sistemas de control de subestaciones según las necesidades de, robustez, velocidad y coste.

En la realización de esta herramienta se ha hecho hincapié en la necesidad de no pedir excesivos datos al usuario ya que, no sólo no se suelen conocer, sino que harían tedioso el proceso. Sin embargo, debe permitir una gran flexibilidad y capacidad de modificación de valores y detalles y que sean contemplados en el resultado final.

Por último se deben presentar los resultados de manera clara y familiar para las personas que la van a utilizar, para poder ser manejada con sencillez.

2.1 Datos iniciales

Para el desarrollo de la herramienta de cálculo ha sido necesario el conocimiento básico sobre los sistemas de control y protección de subestaciones, así como la comprensión y estudio del estándar IEC 61850. Posteriormente se ha realizado un análisis de las tres configuraciones de comunicación básicas, para poder desarrollar distintas arquitecturas según los requisitos del cliente.

En primer lugar hay que escoger los equipos que van a formar parte del sistema de comunicaciones, para ello hemos seleccionado los switches Ruggedcom debido a las ventajas que presentan:

- Fuente de alimentación directa (110...220V DC).
- Fuente de alimentación redundante (no todos los equipos).
- Rango de temperaturas 40 a +85 °C.
- Alta disponibilidad.
- Algoritmo de re-configuración de red (RSTP)

Dentro de la gama de equipos tipo Ruggedecom hemos escogido aquellos que cumplan con la normativa IEC 61850, así como aquellos que más se ajusten a las necesidades de los clientes. Los datos que hemos utilizado se corresponden con las especificaciones técnicas de los equipos y los precios de los distintos modelos de switches. A continuación se recoge un breve resumen de las características técnicas de cada uno de los switches utilizados.

2.1.1 Switch tipo RS900

Las características principales que presenta este tipo de switches son:



Figura 57 Switch tipo RS900

- Conexión con los IEDs
 - 6x RJ45 with 100Mbit/s
 - 1x ST with 100Mbit/s
- Conexión en anillo
 - 2x ST with 100Mbit/s.
- Retraso introducido por el switch 8 μ s.

2.1.2 Switch tipo RS8000

Las características principales que presenta este tipo de switches son:

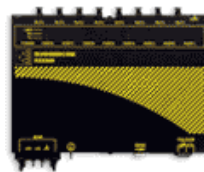


Figura 58 Switch tipo RS8000

- 8 puertos de fibra óptica o tipo RJ45 con velocidad de transmisión de 100Mbit/s.
- Retraso introducido por el switch 5 μ s.

2.1.3 Switch tipo RS900G

Las características principales que presenta este tipo de switches son:



Figura 59 Switch tipo RS900G

- Dos (2) puertos de fibra óptica con velocidad de transmisión de 1Gbit/s.
- Ocho (8) puertos Ethernet tipo RJ45 con velocidad de transmisión de 100Mbit/s.
- Retraso introducido por el switch 7 μ s.

2.1.4 Switch tipo RSG2100

Las características principales que presenta este tipo de switch son:



Figura 60 Switch tipo RSG2100

- Conexión con los IEDs.
 - Hasta 14 puertos (RJ45, ST o MTRJ) de 100Mbit/s.
- Conexión en anillo.
 - Topología_Centralizada.
2x RJ45 de 1Gbit/s.
 - Topología_Descentralizada.
2x ST de 100Mbit/s.
- Fuente de alimentación redundante.

- Retraso introducido por el switch 7 μ s.

2.1.5 Switch tipo RSG2200

Las características principales que presenta este tipo de switches son:

- Fuente de alimentación redundante.
- Hasta nueve (9) puertos RJ45 o ST con velocidad de transmisión de 1Gbit/s.
- Retraso introducido por el switch 7 μ s.



Figura 61 Switch tipo RSG2200

2.2 Estructura del programa

El programa desarrollado tiene claramente dos opciones de cálculo distintas, la primera orientada al estudio económico según los equipos que se van a formar parte de la arquitectura de comunicaciones, y la segunda consiste en el estudio de la velocidad de transmisión que presenta dicha arquitectura. No obstante ambas partes pueden estar relacionadas, ya que se presenta la opción de hacer en un mismo análisis el cálculo de ambos conceptos.

Para el diseño de las hojas en Excel se ha optado por dividir la hoja de cálculo en cinco tipos de fiabilidad distinta, que se describen a continuación:

2.2.1 Tipos de Fiabilidad

2.2.1.1 Fiabilidad Alta.

Para este tipo de fiabilidad hemos decidido, según el análisis realizado en el apartado 3.2 *Arquitecturas de comunicación*, asignar a cada IED un switch distinto, además de utilizar la topología en anillo descentralizado.

Según estas dos condiciones y para cumplir la norma IEC 61850, la cual nos dice que las conexiones dentro de bahías pueden ser en RJ45 pero las conexiones fuera de bahías se tienen que realizar con cable de fibra óptica, para la fiabilidad alta la conexión de los IEDs con su switch correspondiente será del tipo RJ45, mientras que las conexiones entre los switches que forman el anillo será utilizando fibra óptica.

En la siguiente figura se ilustra un ejemplo de este tipo de arquitectura, en la cual se puede observar las características principales



Figura 62 Estructura Fiabilidad Alta.

- 1 switch/IED.
- Conexión en anillo descentralizado.
- Conexión eléctrica entre el IED y el switch correspondiente, el cual estará situada en la bahía.
- Para las conexiones entre switches que forman el anillo usamos fibra óptica.

2.2.1.2 Fiabilidad Media-Alta.

En este tipo de fiabilidad hemos decidido asignar un switch para cada bahía o posición y utilizar una topología en anillo descentralizado. De esta forma podemos utilizar conexión eléctrica entre los IEDs y el switch correspondiente, ya que irán situados en el mismo armario de posición, y conexión en fibra óptica para formar el anillo de comunicaciones.

A continuación se ilustra un ejemplo de esta fiabilidad, y se muestra un esquema de sus características principales:

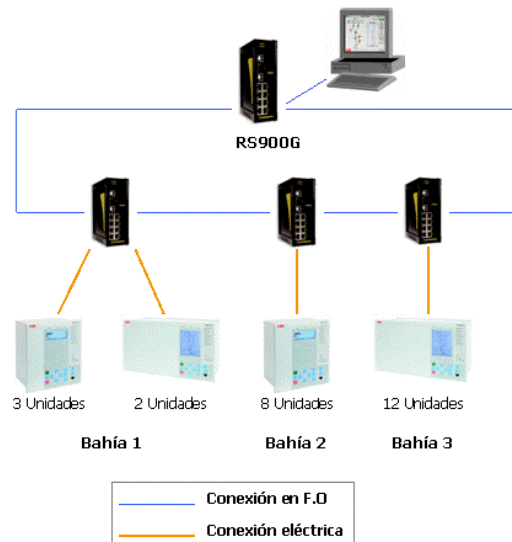


Figura 63 Estructura Fiabilidad Media-Alta.

- 1 switch/Bahía.
- Conexión en anillo descentralizado.
- Conexión eléctrica entre el IED y el switch correspondiente, el cual estará situado en el mismo armario de posición.
- Para las conexiones entre switches usamos fibra óptica.

2.2.1.3 Fiabilidad Media.

Para el diseño de esta opción asignamos un switch a cada dos bahías, por lo tanto la conexión entre los IEDs y los switches ya no puede ser eléctrica, sino que hay que utilizar conexiones de fibra óptica, debido a los requisitos de interconexiones fuera de bahía de la norma IEC 61850. Con respecto a las conexiones entre los distintos switches será del tipo fibra óptica formando un anillo centralizado. A

diferencia de las fiabilidades anteriores todos los switches van situados en un armario central en lugar de situarlos en los distintos armarios de posición.

Para esquematizar este tipo de fiabilidad se muestra a continuación un ejemplo de interconexiones.

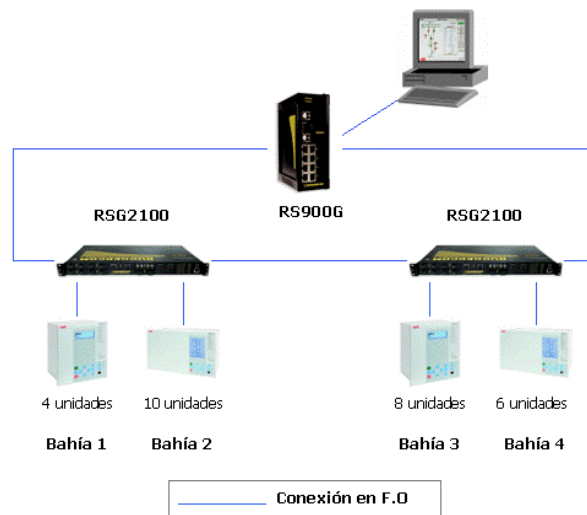


Figura 64 Estructura Fiabilidad Media.

- 1 switch/2Bahía.
- Conexión en anillo centralizado.
- Conexión F.O entre el IED y el switch correspondiente, el cual NO estará situado en la bahía.
- Para las conexiones entre switches usamos fibra óptica.

2.2.1.4 Fiabilidad Media-Baja.

Con respecto a la fiabilidad Media-Baja utilizamos una estructura en anillo centralizado formado por switches interconectados mediante fibra óptica. A cada switch le asignamos un nivel de tensión diferente, de forma que los IEDs correspondientes a dicho nivel se conectan en fibra óptica con el switch el cual no estará localizado en un armario de posición, sino que irán en un armario centra.

A modo de ejemplo supongamos un subestación de 66/20 kV, con 5 equipos de protección en 66 kV y 9 equipos en 20 kV. A continuación se recoge el esquema de interconexión del sistema de comunicaciones correspondiente.

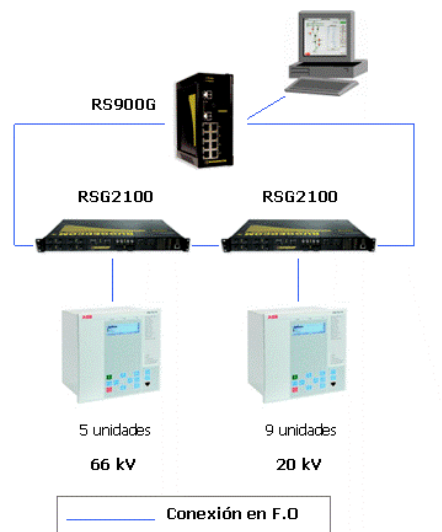


Figura 65 Estructura Fiabilidad Media-Baja.

- Usamos 1 switch/nivel de tensión.
- Conexión en anillo centralizado.
- Conexión F.O entre el IED y el switch correspondiente, el cual NO estará situado en la bahía.
- Para las conexiones entre switches usamos fibra óptica.

2.2.1.5 Fiabilidad Baja.

Para la fiabilidad baja utilizamos estructuras en estrella, de forma que las interconexiones tanto entre switches como entre switch e IED tienen que ser del tipo fibra óptica.

Un posible ejemplo que ilustre este tipo de fiabilidad se detalla a continuación:

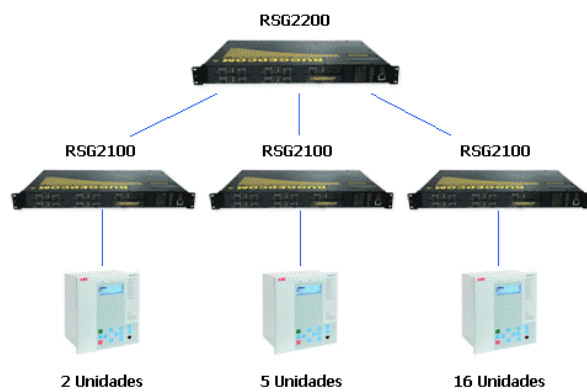


Figura 66 Estructura Fiabilidad Baja.

2.3 FORMULARIOS

Con el fin de facilitar al usuario el empleo de la herramienta en Excel se ha optado por utilizar distintos formularios que le vayan guiando de manera sencilla por las distintas opciones existentes, así como para introducir los datos necesarios.

2.3.1 Formulario Inicial

Nada más inicializar el programa es necesario saber que tipo de análisis desea de realizar el usuario, por ello el primer formulario que aparecerá al ejecutar el programa consiste en dos check-box que nos permite escoger la opción deseada:

- Estudio económico de los switches.
- Estudio de los tiempo de transmisión.

En este ejemplo se muestra un ejemplo donde se ha elegido hacer ambos estudios a la vez.

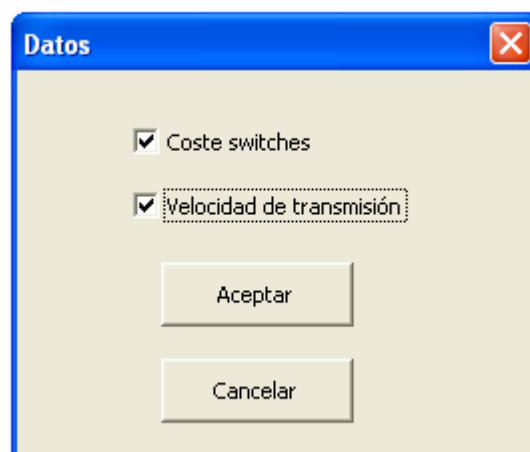


Figura 67 Formulario inicial

2.3.2 Formularios para realizar el estudio económico

El siguiente paso, si queremos calcular el coste asociada a la estructura, será elegir el tipo de fiabilidad que queremos utilizar, para ello podemos elegir entre los cinco tipos de fiabilidad anteriormente explicados

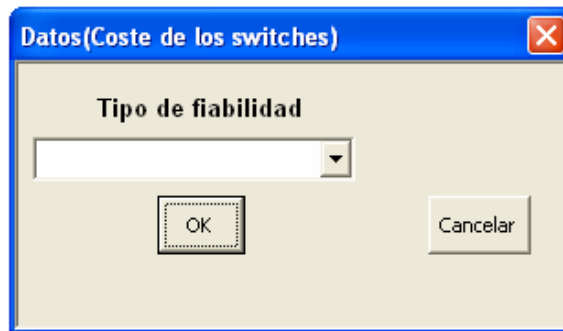


Figura 68 Formulario estudio económico

- Fiabilidad Alta.
- Fiabilidad Media-Alta.
- Fiabilidad Media.
- Fiabilidad Media-Baja.
- Fiabilidad Baja.

Según el tipo de fiabilidad escogida pasaremos a distintos formularios, con el fin de introducir los datos característicos de la subestación de la cual estamos diseñando su arquitectura de comunicación.

En líneas generales consiste en ir introduciendo el número de IEDs, que tenemos que comunicar, en los cuadros de texto que aparecen en los formularios.

Por ejemplo en el caso de escoger **fiabilidad Media-Alta** es necesario distinguir los distintos IEDs que se encuentra en cada bahía para poder asignar un tipo de

switch concreto a cada una de las bahías según el número de equipos que tengamos en la misma. La dinámica consiste en ir introduciendo el número de bahía a la vez que el número de IEDs correspondiente, e ir pulsando el botón añadir para introducir lo datos de una nueva bahía.

Además en cada tipo de formulario podemos encontrar una serie de botones que nos ayudan a retroceder o borrar en el caso de que nos hayamos equivocado de opción o bien al introducir el número de IEDs correspondiente.

Datos(Coste de los switches)

Tipo de fiabilidad: Baja

Nº IEDS: 65

OK Cancelar

Datos(Coste de los switches)

Tipo de fiabilidad: Alta

Nº IEDS: 18

OK Cancelar

Figura 69 Formulario Fiabilidad Alta y Baja

Datos(Medía)

Bahía nº: 8

Número de IEDs:

Añadir Borrar

Aceptar

Bahía	IEDs
1	12
2	1
3	2
4	2
5	3
6	4
7	5

Datos (Medía/Alta)

Bahía nº: 11

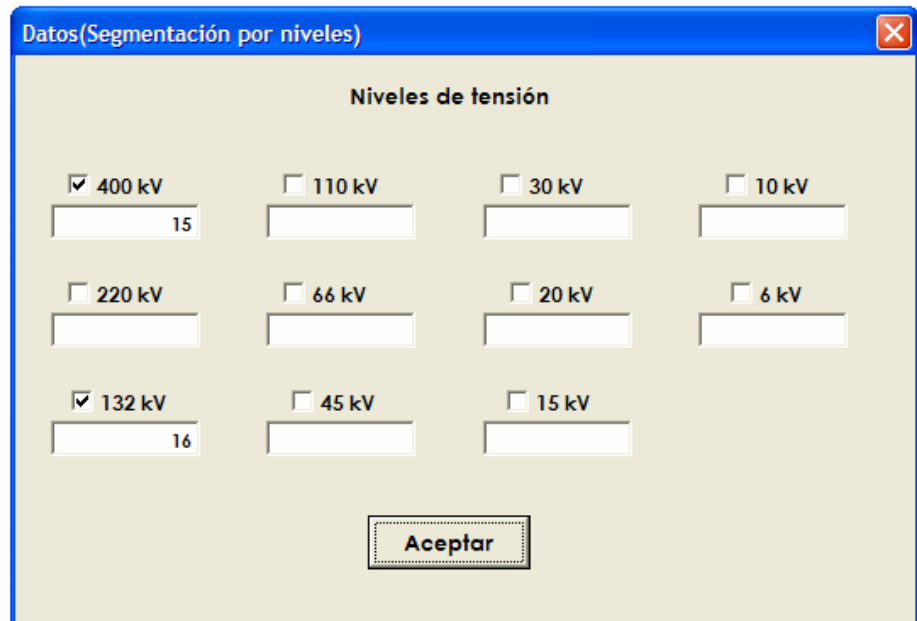
Número de IEDs:

Añadir Borrar

Aceptar

Bahía	IEDs
1	12
2	12
3	12
4	3
5	5
6	6
7	7
8	2
9	5
10	7

Figura 70 Formulario Fiabilidad Media y Media/Alta



Formulario de Segmentación por niveles. El formulario tiene un título "Datos(Segmentación por niveles)" y un botón de cerrar en la esquina superior derecha. El contenido principal se titula "Niveles de tensión" y muestra una lista de niveles de tensión con sus respectivos IEDs. Los niveles seleccionados son 400 kV (15 IEDs) y 132 kV (16 IEDs). Los niveles no seleccionados son 110 kV, 30 kV, 10 kV, 220 kV, 66 kV, 20 kV, 6 kV, 45 kV y 15 kV. Hay un botón "Aceptar" en la parte inferior.

Nivel de tensión	Número de IEDs
☒ 400 kV	15
☐ 110 kV	
☐ 30 kV	
☐ 10 kV	
☐ 220 kV	
☐ 66 kV	
☐ 20 kV	
☐ 6 kV	
☒ 132 kV	16
☐ 45 kV	
☐ 15 kV	

Aceptar

Figura 71 Formulario Segmentación por niveles

El formulario de **fiabilidad Media-Baja** es algo diferente a los demás. En este caso aparecen los niveles de tensión normalizados, de forma que debemos seleccionar los niveles de tensión que tenemos en la subestación e indicar el número de IEDs de cada nivel. A modo de ejemplo aparece:

- En 400 kV quince (15) IEDs.
- En 132 kV dieciséis (16) IEDs.

Una vez que el usuario haya terminado de introducir todos los datos correctamente debemos de pulsar el botón aceptar para poder pasar o bien al siguiente formulario (en el caso de haber escogido realizar ambos estudios de coste y velocidad de transmisión a la vez) o pasar a la muestra de resultados.

2.3.3 Formularios para realizar el estudio de los tiempos de transmisión.

Para realizar el estudio de los tiempos de transmisión hay que conocer el tipo de estructuras que tenemos así como el número de switches que la forman. A continuación se muestra el formulario necesario para la recogida de datos.

The screenshot shows a software window titled 'Datos' with a standard Windows-style title bar (blue with a close button). The window contains four main sections for data entry:

- Tipo de fiabilidad:** A group box containing five radio buttons: 'Alta', 'Media/Alta' (which is selected and has a dashed border), 'Media', 'Media/Baja', and 'Baja'.
- Estructura:** A group box containing two radio buttons: 'Anillo' (selected) and 'Estrella'.
- Tipo de switch:** A group box containing five radio buttons: 'RS900', 'RS8000', 'RS900G', 'RSG2100', and 'RSG2200'.
- Número de switches:** Five empty text input boxes stacked vertically.

At the bottom of the form, there are three buttons: 'Importar datos' (centered), 'Empezar' (top right), and 'Aceptar' (bottom right).

Figura 71 Formulario Estudio de los tiempos de transmisión

Este formulario ofrece al usuario dos opciones, la primera de ellas consiste en introducir manualmente los datos, siguiendo los siguientes pasos:

- 1) Elección del tipo de estructura: Anillo, Estrella.
- 2) Elección del tipo de switch, ya que cada uno introduce un retraso distinto.
- 3) Número de switches de cada tipo.

En segundo lugar, el formulario ofrece la opción de utilizar los datos de un análisis hecho anteriormente, sin necesidad de introducir el tipo de switch, etc. Para este fin se ha creado el botón **“Importar datos”**, el cual busca los datos necesarios en la hoja de cálculo que se le indique. Por ejemplo cuando se hace un análisis del estudio económico, el resultado aparecerá en su módulo

correspondiente, y con solo indicar el tipo de fiabilidad, nos aparecerá en el formulario toda la información necesaria para comenzar a calcular el tiempo de transmisión.

Esta opción resulta muy útil y fácil de manejar cuando se quiere hacer el análisis económico y el estudio de tiempos de transmisión simultáneamente, ya que el propio programa reconocerá los datos con solo indicarle la fiabilidad.

En el formulario aparece en la parte inferior derecha dos botones más, **“Empezar”**, que permite eliminar todos los datos introducidos en el formulario y comenzar de nuevo, y el botón **“Aceptar”** para poder visualizar los resultados una vez que se haya terminado de introducir los datos.

2.4 Muestra de resultados

Para realizar la muestra de resultados hemos dividido la herramienta en seis módulos correspondientes a cada una de las fiabilidades.

- A) Fiabilidad Baja.
- B) Fiabilidad Alta.
- C) Niveles de tensión (Fiabilidad Alta).
- D) Fiabilidad Media-Alta.
- E) Fiabilidad Media.
- F) Fiabilidad Media-Baja.

Tipo de fiabilidad

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	FIABILIDAD ALTA											
2												
3	Niveles de tensión	400 kV	220 kV	132 kV	110 kV	66 kV	45 kV	30 kV	20 kV	15 kV	10 kV	6 kV
4	Unidades			14		12						
5	Tipo de switch			RS900G		RS900G						
6	C/Unit			945		945						
7	n° switches			15		13						
8	C/Total			14.175		12.285						
9	Coste total de switches	26.460 €										
10												
11	Coste de los equipos											
12												
13												
14												
15												
16	Tipo de switch	RS900G										
17	switch delay(us)	7										
18	n° switches	28										
19	Tiempo de transmisión 64 bytes (µs)	23,24										
20	Retraso 64 bytes (µs)	212,24										
21	Tiempo de transmisión 1518 bytes (µs)	558,52										
22	Retraso 1518 bytes (µs)	747,52										
23												
24	Velocidad de transmisión											
25												
26												
27	Esquema											
28	Dibujar Layout											
29												
30												

Figura 72 Muestra de resultados en Excel

2.4.1 Coste de equipos

Este sub-módulo aparece en la parte superior de todas las hojas de cálculo, y muestra el resultado del estudio económico de los switches en forma de cuadro de doble entrada.

El programa una vez que se le han introducido todos los datos, escoge el tipo de switch correspondiente que optimice el coste en cada uno de los casos. Existen

dos formas distintas para mostrar los resultados, con pequeñas variaciones dentro de ellas.

La primera es la correspondiente a las fiabilidades medias y altas.

A la izquierda del cuadro de resultados se encuentran una serie de casillas que nos indican, en primer lugar los datos a partir de los cuales el programa ha realizado la optimización económica:

-Niveles de tensión o número de bahía según el tipo de fiabilidad.

-Número de equipos que hay en cada nivel de tensión o bahía.

Posteriormente aparecen los datos más significativos del resultado de la optimización como son el modelo del switch, su coste y el coste asociado al nivel de tensión o bien a la bahía.

Finalmente las dos últimas casillas muestran el coste total de los equipos switches así como el tipo de arquitectura de conexión.

1	FIABILIDAD MEDIA/BAJA												
2													
3	Niveles de tensión	400 kV	220 kV	132 kV	110 kV	66 kV	45 kV	30 kV	20 kV	15 kV	10 kV	6 kV	Cierre anillo
4	Unidades			14		12							
5	Tipo de switch			RSG2100		RSG2100							RS900G
6	C/Unit (€)			2.959		2.753							945
7	nº switches			1		1							1
8	C/Total (€)			2.959		2.753							945
9	Tipo de estructura	Anillo											
10	Coste total de switches	5.712 €											

Figura 73 Muestra de resultados en Excel_Coste de los equipos

La otra manera de mostrar los resultados corresponde a las fiabilidades baja y alta.

La única diferencia en los cuadros de resultado afecta a los datos introducidos, ya que no hace falta diferenciar los niveles de tensión o las posiciones de cada uno de los equipos.

1	FIABILIDAD BAJA					
2						
3	Fiabilidad	Baja				
4	n° IEDs	82				
5	Tipo de estructura	Estrella				
6	Tipo de switch	RSG2100	RS900G	RSG2200		
7	C/Unit	3165	945,00	2164		
8	n° switches	1	1	1		
9	C/Total	3.165	945	2.164		
10	Coste total de switches	6.274 €				

Figura 73 Muestra de resultados en Excel_Coste de los equipos en Fiabilidad Baja

2.4.2 Velocidad de transmisión.

Las redes de control en tiempo real pueden ser muy sensibles a los retrasos de comunicación entre los equipos finales, por ello una vez que se ha hecho el estudio económico de la arquitectura de comunicaciones, resulta muy interesante comparar la velocidad de transmisión de los distintos tipos de arquitecturas.

A continuación mostramos una forma de calcular los retrasos existentes según el número de lazos. El dato más relevante de cálculo es el retraso máximo que tendremos en cada una de las arquitecturas. Este parámetro depende de muchos factores que podemos resumir en:

- Tiempo de transmisión.
- Tipo de mensaje (dimensión).
- Tipo de arquitectura.
- Número de switches.
- Puertos de comunicación a través de los cuales se transmite el mensaje.

El número de switches tiene una gran importancia, debido a que la mayoría de estos equipos almacenan y remiten los mensajes que pasan a través de ellos, es

decir los mensajes de Ethernet son almacenados por el switch antes de enviar al puerto destinatario.

Por otra parte tenemos que estudiar el tamaño de los paquetes Ethernet, estos pueden ser desde 64 bytes, para los mensajes tipo Goose, hasta 1518 bytes para el resto de mensajes.

Finalmente hay que tener en cuenta el tipo de puerto y el tiempo de transmisión que se está utilizando. En nuestro caso hemos considerado puertos Gigabit para las conexiones del anillo, lo que corresponde a tiempos de transmisión de 1024Mbps, y puertos de 100Mbps para el resto de conexiones tanto si son de fibra óptica como eléctricas.

En la tabla aparece la comparativa de los tiempos de transmisión de cada tipo de mensajes.

Tamaño mensaje	Velocidad de transmisión	Tiempo de transmisión
64 bytes	100 Mbps	5,12 μ s
	1 Gbps	0,5 μ s
1518 bytes	100 Mbps	125 μ s
	1 Gbps	12 μ s

Tabla 6 Velocidad de transmisión según el tamaño del mensaje

Teniendo en cuenta todos estos conceptos, se ha desarrollado una serie de fórmulas matemáticas que nos dan como resultado, los tiempos de transmisión y el retraso máximo de todos los casos contemplados.

Estas expresiones matemáticas, las hemos agrupado según el tipo de arquitectura.

- Arquitectura en Anillo.

Dentro de este tipo de arquitecturas, las formulas se clasifican según el número total de equipos que forman el anillo. Llamando “n” al número total de switches:

a) N=2

$$2.Switch\ delay + 2.Time\ transmission(100Mbps) + Time\ trasmision(Giga)$$

b) N=3

$$3.Switch\ delay + 2.Time\ transmission(100Mbps) + 2.Time\ trasmision(Giga)$$

c) N>3

$$(N - 1).Switch\ delay + 2.Time\ transmission(100Mbps) + (n - 2).Time\ trasmision\ (Giga)$$

- Arquitectura en Estrella.

a) 1 nivel

$$1.Switchdelay + 2.Timetransmision\ (100Mbps)$$

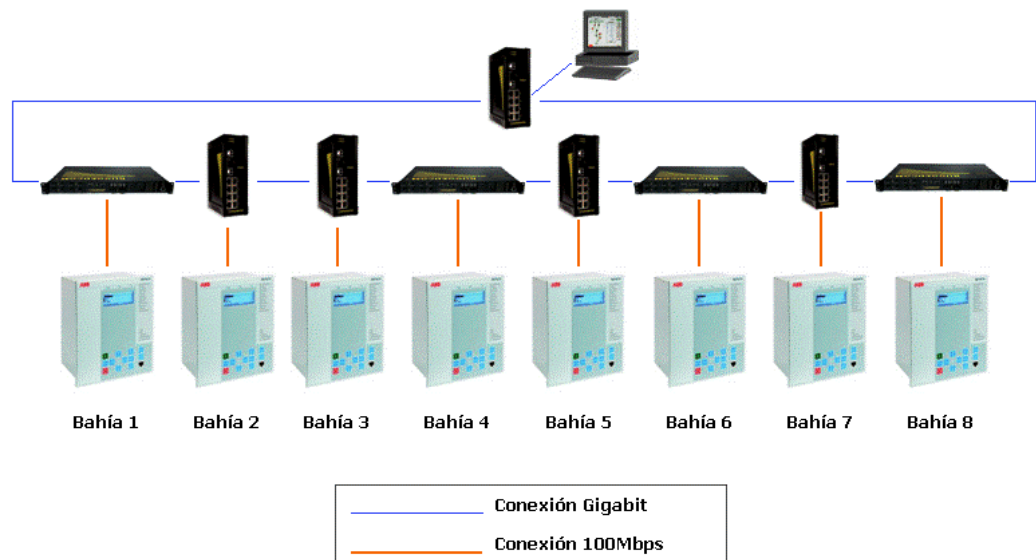
b) 2 niveles

$$3.Switchdelay + 2.Timetransmision\ (100Mbps) + 2.Timetrasmission(Giga)$$

c) 3 niveles

$$4.Switchdelay + 2.Timetransmision(100Mbps) + 4.Timetrasmission(Giga)$$

A continuación se muestra un ejemplo de cálculo. Supongamos un mensaje tipo Goose (64 Byte), que queremos enviarlo en el siguiente sistema de control



Las características principales a tener en cuenta son:

- Tamaño del mensaje = 64 Bytes.
- Velocidad de transmisión = 100Mbps/1Gigabitps
- Retraso interno del Switch = 7 μ s para ambos modelos (RS9000G, RSG2100).

Por lo tanto:

- Tiempo de transmisión 100Mbps = 64 Bytes * 8Bits/Byte * 1/100Mbps = 5.12 μ s.
- Tiempo de transmisión 1Gigabit = 64 Bytes * 8Bits/Byte * 1/1024Mbps = 0,5 μ s.

$$\text{Retraso máximo total} = 8 \cdot 7 \mu s + 2 \cdot 5,12 \mu s + 7 \cdot 0,5 \mu s = 69,74 \mu s$$

La muestra de resultados de estos análisis se encuentra en cada una de las pestañas de Excel, en forma de cuadro de doble entrada que recogen tanto la información necesaria para realizar el estudio como los resultados parciales y totales del mismo.

A continuación se muestra la representación del programa del ejemplo detallado con anterioridad.

16	Tipo de switch	RS900G	RSG2100	
17	switch delay(us)	7	7	
18	n° switches	5	4	
19	Tiempo de transmisión 64 bytes (μs)	13,74		
20	Retraso 64 bytes (μs)	69,74		
21	Tiempo de transmisión 1518 bytes (μs)	327,86		
22	Retraso 1518 bytes (μs)	383,86		

2.4.2.1 Conclusiones.

A continuación se recoge una serie de conclusiones obtenidas al analizar los retrasos existentes en las arquitecturas en anillo y estrella.

a) Retrasos para conexiones en Anillo.

Teniendo en cuenta las expresiones anteriormente analizadas, representamos en forma de tabla los retrasos obtenidos hasta un máximo de 20 anillos.

Número de switches	Retraso máximo 64 Bytes (μs)	Retraso máximo 1518 Bytes (μs)
2	26,7(μs)	278 (μs)
3	35,2 (μs)	298 (μs)
4	35,2 (μs)	298 (μs)
5	43,7 (μs)	318 (μs)
6	52,2 (μs)	338 (μs)
7	60,7 (μs)	358 (μs)
8	69,2(μs)	378 (μs)
9	77,7 (μs)	398 (μs)
10	86,2 (μs)	418 (μs)
11	94,7 (μs)	438 (μs)
12	103,2 (μs)	458 (μs)
13	111,7 (μs)	478 (μs)
14	120,2 (μs)	498 (μs)
15	128,7 (μs)	518 (μs)
16	137,2 (μs)	538 (μs)
17	145,7 (μs)	558 (μs)
18	154,2 (μs)	578 (μs)
19	162,7 (μs)	598 (μs)
20	171,2 (μs)	618 (μs)

Tabla 7 Retrasos según el número de switches para conexiones en anillo

Todos estos tiempos están calculados para un único mensaje que se está transmitiendo en la arquitectura de comunicaciones, sin embargo en la práctica esta situación es muy improbable que ocurra.

En la realidad tendremos una carga de comunicaciones superior a un mensaje, e incluso en muchas ocasiones podremos tener colas en los equipos encargados de transmitirlos.

Consideramos que los tiempos de transmisión para cargas normales, se obtiene multiplicando los tiempos anteriormente obtenidos por un factor de 20.

Número de switches	Retraso máximo 64 Bytes Carga normal	Retraso máximo 1518 Bytes Carga normal
2	0,5 (ms)	2,8 (ms)
3	0,7 (ms)	3,0 (ms)
4	0,7 (ms)	3,0 (ms)
5	0,9 (ms)	3,2 (ms)
6	1,0 (ms)	3,4 (ms)
7	1,2 (ms)	3,6 (ms)
8	1,4 (ms)	3,8 (ms)
9	1,6 (ms)	4,0 (ms)
10	1,7 (ms)	4,2 (ms)
11	1,9 (ms)	4,4 (ms)
12	2,1 (ms)	4,6 (ms)
13	2,2 (ms)	4,8 (ms)
14	2,4 (ms)	5,0 (ms)
15	2,6 (ms)	5,2 (ms)
16	2,7 (ms)	5,4 (ms)
17	2,9 (ms)	5,6 (ms)
18	3,1 (ms)	5,8 (ms)
19	3,3 (ms)	6,0 (ms)
20	3,4 (ms)	6,2 (ms)
21	3,6 (ms)	6,4 (ms)
22	3,8 (ms)	6,6 (ms)
23	3,9 (ms)	6,8 (ms)
24	4,1 (ms)	7,0 (ms)
25	4,3 (ms)	7,2 (ms)
26	4,4 (ms)	7,4 (ms)
27	4,6 (ms)	7,6 (ms)
28	4,8 (ms)	7,8 (ms)
29	5,0 (ms)	8,0 (ms)
30	5,1 (ms)	8,2 (ms)
31	5,3 (ms)	8,4 (ms)
32	5,5 (ms)	8,6 (ms)
33	5,6 (ms)	8,8 (ms)

Tabla 8 Retrasos con carga normal según el número de switches para conexiones en anillo

Para analizar estos resultados, definimos una serie de tiempos máximos admisibles, con el fin de acotar la dimensión máxima del anillo.

En el caso de los mensajes tipo Goose, mensajes “Horizontales”, consideramos que todos los tiempos deben de ser inferiores a un cuarto de ciclo (5ms), debido a la naturaleza de sus mensajes. Como se puede observar a partir de 30 switches los tiempos son superiores a 5ms, no obstante habrá que dejar un margen de seguridad, ya que todos estos tiempos se pueden ver incrementados según la carga de transmisión. Por ello consideramos que la dimensión del anillo no debe en ningún caso superar los 20 switches.

Con respecto a los mensajes de tamaño superior de 1518 Bytes se distingue dos tipos principales: alarmas y eventos. Las alarmas tienen una mayor prioridad de transmisión que los eventos, siendo tiempos admisibles del orden de 30ms/50ms para las alarmas y menores de 1 segundo para los eventos.

Observamos que en ningún caso superaremos estos límites para anillos de tamaño menor de veinte switches.

Finalmente existe otro factor que limita la dimensión de las arquitecturas, se trata de los tiempos de reconfiguración del anillo.

Las arquitecturas en anillo, estudiadas en el capítulo anterior, presentan una mayor fiabilidad de funcionamiento que las arquitecturas en estrella, debido al algoritmo (RSTP, Rapid Spanning Tree Protocol) que puede reconfigurar el sentido de transmisión de los mensajes.

Los datos técnicos que hemos encontrado respecto al tiempo de reconfiguración, son datos medidos y probados, los cuales corresponde a 10ms por switch. Además, a diferencia de los tiempos de transmisión de los mensajes, es muy

frecuente que en las especificaciones se incluya el máximo tiempo de restablecimiento de las comunicaciones, siendo del orden de 500 ms. A continuación se presenta los tiempos de reconfiguración para distintos tamaños de anillos, donde se observa que en ningún caso superamos este límite.

Número de swiches	Tiempos de reconfiguración del anillo(ms)
2	20 (ms)
3	30 (ms)
4	40 (ms)
5	50 (ms)
6	60 (ms)
7	70 (ms)
8	80 (ms)
9	90 (ms)
10	100 (ms)
11	110 (ms)
12	120 (ms)
13	130 (ms)
14	140 (ms)
15	150 (ms)
16	160 (ms)
17	170 (ms)
18	180 (ms)
19	190 (ms)
20	200 (ms)

Tabla 9 Tiempos de re configuración de un anillo

Resumiendo todos estos criterios que limitan el tamaño de las arquitecturas en anillo, se recomienda que si se usa mensajes GOOSE, nos se debe poner más de 20 switches por anillo.

b) Retrasos para conexiones en Estrella.

De forma similar se presenta el estudio de sistemas de comunicaciones utilizando conexiones en Estrella

Niveles	Retraso máximo 64 Bytes	Retraso máximo 1518 Bytes	Retraso máximo 64 Bytes Carga normal	Retraso máximo 1518 Bytes Carga norma
1 (16 switches)	18,24 (µs)	250,8 (µs)	182,4 (µs)	2,508 (ms)
2 (100 switches)	35,24 (µs)	290,8 (µs)	352,4 (µs)	2,908 (ms)
3	44,24 (µs)	322,8 (µs)	442,4 (µs)	3,228 (ms)

Tabla 10 Retrasos según el número de switches para conexiones en estrella

Como se puede observar las estructuras en estrella presentan en cualquier caso retrasos menores para la transmisión de los mensajes, cumpliendo por lo tanto los límites admisibles de transmisión anteriormente definidos.

Esto se debe a las interconexiones existentes entre los equipos, en el caso de la topología en estrella se disminuye el número de lazos por los que los mensajes tienen que pasar y por lo tanto los tiempos de transmisión.

2.4.3 Esquema de comunicaciones.

Finalmente el programa presenta la opción de poder mostrar el Layout de la arquitectura de comunicaciones. Con este fin aparece en la parte inferior izquierda de cada una de las hojas de cálculo el botón **“Dibujar Layout”**, el cual al pulsarlo mostrara en la hoja de Excel la representación gráfica correspondiente al sistema de control de la subestación que se indica en la mismo hoja.

	A	B	C	D	E	F	G
1	FIABILIDAD BAJA						
5	Tipo de estructura	Estrella					
6	Tipo de switch	RSG2100	RS900G	RSG2200			
7	C/Unit (€)	3165	945,00	2164			
8	nº switches	1	1	1			
9	C/Total (€)	3.165	945	2.164			
10	Coste total de switches	6.274 €					
15							
16	Tipo de switch	RS900G		RSG2100		RSG2200	
17	switch delay(us)	7		7		7	
18	nº switches	1		1		1	
19	Tiempo de transmisión 64 bytes (µs)	11,24					
20	Retraso 64 bytes (µs)	32,24					
21	Tiempo de transmisión 1518 bytes (µs)	267,16					
22	Retraso 1518 bytes (µs)	288,16					
23							
24							
25							
26							
27							
28	Dibujar Layout						
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							

Diagrama de red:

```
graph TD; RSG2200 --- RSG2100; RSG2200 --- RS900G; RSG2100 --- U1[16 unidades]; RS900G --- U2[6 unidades];
```



Figura 74 Muestra de resultados en Excel_Esquema de comunicaciones

3 Descripción de los casos analizados.

Para realizar el estudio descriptivo, utilizando la herramienta desarrollado y descrita en el apartado anterior se ha escogido un proyecto real que se ha publicado en el BOE con título:

“Proyecto constructivo de las subestaciones eléctricas de tracción y centros de autotransformación asociados y telemando de energía para los tramos Motilla del Palancar-Valencia y Motilla del Palancar-Albacete. Areas de Minglanilla, Las Avenas, La Galera y Torrente”.

Este proyecto está formado por una subestación de tracción y un centro de autotransformación.

3.1 Subestación de transformación

El Sistema Integrado de Control de la subestación transformadora está formado por:

- Unidad de Control de Subestación (UCS)
- Puesto de Operación Local (POL)
- Unidades de Control de Posición (UCP's)
- Unidades de Protección.
- Red de Comunicación Local.

Para realizar el estudio de la arquitectura de comunicaciones hay que centrarse principalmente en dos aspectos: en primer lugar en las especificaciones de la red de comunicación y en segundo lugar en la cantidad de funciones necesarias para proteger y controlar la subestación.

3.1.1 Especificaciones

3.1.1.1 Red de comunicación local.

Las especificaciones con respecto a la red de comunicación local de la subestación transformadora se pueden resumir en la siguiente descripción tomada del documento “Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares”, apartado 2.7.1.3.1.

“Los autómatas constituirán una red de control distribuido con protocolo IEC-61850 en Ethernet TCP/IP, estableciendo una configuración en anillo mediante switches industriales de fibra óptica.

Será una red Ethernet en fibra óptica, con topología en anillo, redundante a fallos y de alta disponibilidad que garantice un tiempo máximo de restablecimiento de las comunicaciones de 500 msg.

Cada Unidad de Control de Posición (UCP) y las Unidades de Protección asociadas a esa posición eléctrica conectarán con el anillo Ethernet en protocolo IEC 61850 mediante a un único switch industrial por posición.”

3.1.1.2 Las funciones de protección y control que constituyen el sistema se describen agrupándolas en distintas posiciones

- Protección de entrada de línea a 400 KV.
 - Protección de mínima y máxima tensión (27-59).
 - Protección de sobreintensidad instantánea y temporizada de fase (50-51).

- Protección de fallo de interruptor (50S-62).
- Discordancia de polos (2).
- Vigilancia circuitos de disparo (3).

- Protección de Transformador de Tracción.
 - Protección diferencial de transformador (87T).
 - Protección de bloqueo / disparo (86).
 - Protección de sobreintensidad de masa cuba (51C).
 - Relé regulador de tensión automáticos (90).
 - Relé de enclavamiento (86).

- Protección de Entrada de línea a 55 kV.
 - Protección de sobreintensidad instantánea y temporizada (50-51).

- Protección de Salida a Catenaria y Feeder 55 kV
 - Protección de sobreintensidad instantánea y temporizada de fase (50-51).
 - Protección de distancia de impedancia (21) y reenganchador (79).

- Protección de Acoplamiento de Barras de 55 kV.
 - Protección de mínima y máxima tensión (27-59).

- Protección de Seccionamiento de barras de 55 kV.
 - Protección de mínima y máxima tensión (27-59).

3.1.2 Implantación en la herramienta

Par poder comenzar a utilizar la herramienta es necesario saber el número de equipos que van a formar parte del sistema de control, más concretamente el número de IEDs que se conecta en la arquitectura de comunicación. A continuación se recoge en forma de cuadro los datos necesarios agrupados por niveles de tensión y posiciones,

Nivel de tensión	Posición	IED	Unidades
400 kV	Línea 1	UCP Línea Relé Multifunción	1 1
	Línea 2	UCP Línea Relé Multifunción	1 1
	Trafo 1	UCP Trafo Relé Multifunción Relé 86	1 1 1
	Trafo 2	UCP Trafo Relé Multifunción Relé 86	1 1 1
	TOTAL		10
55 kV	Entrada Línea	UCP Línea	1
	Entrada Línea	UCP Línea	1
	Salida a Catenaria y feeder	UCP Relé Multifunción Relé de tensión	1 1 1
	Salida a Catenaria y feeder	UCP Relé Multifunción Relé de tensión	1 1 1
	Salida a Catenaria y feeder	UCP Relé Multifunción Relé de tensión	1 1 1
	Salida a Catenaria y feeder	UCP Relé Multifunción Relé de tensión	1 1 1
	Salida a Catenaria	UCP	1
	Barras	UCP Acoplamiento UCP Seccionamiento y Remonte Relé de tensión	1 1 1
	TOTAL		18
S.S.A.A	S.S.A.A	UCP Trafo UCP S.S.A.A	2 1
	TOTAL		3

Tabla 11 Equipos de medida y control Subestación transformadora

El análisis realizado no solamente se centra en los requisitos de la red de comunicaciones, que debería de ser en anillo centralizado, sino que se ha hecho un análisis a través de todas las configuraciones posibles (estrella, anillo centralizado, anillo descentralizado).

3.1.2.1 Introducción de datos y obtención de resultados:

3.1.2.2 Análisis de los resultados obtenidos:

a) Estudio Económico de los equipos de la arquitectura de comunicaciones.

Tipo de fiabilidad	Coste
Baja	8.494 €
Media/Baja	8.792 €
Media	14.860 €
Media/Alta	13.230 €
Alta	32.130 €

Tabla 12 Resultados para Subestación transformadora_Costes de los equipos

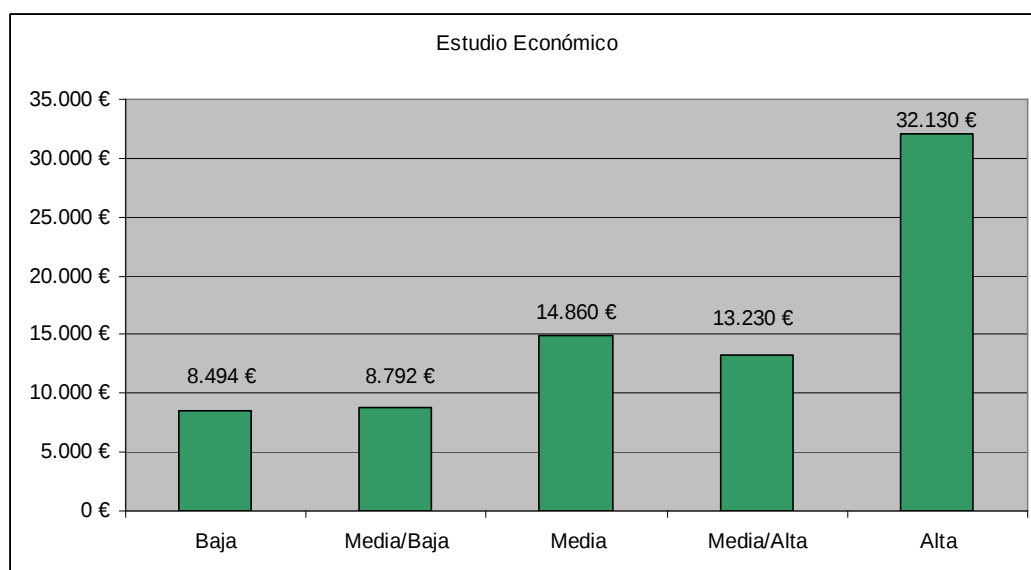


Figura 75 Muestra de resultados _Estudio económico (Subestación transformadora)

Analizando el gráfico que representa los costes de cada una de las fiabilidades, podemos destacar principalmente dos puntos de interés:

En primer lugar podemos afirmar que el hecho de que tener una mayor fiabilidad de servicio del sistema no significa un incremento del coste asociado.

Si observamos, el coste de la fiabilidad media es apreciablemente superior al coste de la fiabilidad Media/Alta, lo que nos puede llevar a desechar la opción del sistema con fiabilidad media. Esta diferencia de coste se debe a la tecnología y características de los equipos.

En el caso de fiabilidad media la hemos definido para arquitecturas descentralizadas y por lo tanto sus equipos deben de usar puertos de fibra óptica, mientras que en el caso de la fiabilidad media/Alta la arquitectura asignada son anillos centralizados, pudiendo utilizar puertos del tipo Tx (conexiones eléctricas) para las conexiones entre IED y switch. A continuación se muestran el coste

unitario de los equipos que se emplean en ambas fiabilidades para el caso estudiado, con el fin de remarcar este hecho.

Fiabilidad	Modelo	Coste
Media	RSG2100	1.929 €
	RSG2100	2.135 €
	RSG2100	1.723 €
Media/Alta	RS900G	945 €

Tabla 13 Resultados para Subestación transformadora_ Comparativa Fiabilidad Media y Media/Ala

A priori este resultado, puede llevarnos a rechazar el sistema de control con fiabilidad media, sin embargo habría que tener en cuenta otra serie de variables como puede ser la disposición de las unidades de protección y control en armarios ya establecidos, etc. En nuestro caso vamos a considerar que contamos con plena libertad para localizar los IEDs.

En segundo lugar, y volviendo a la representación gráfica de los costes se observa que las fiabilidades baja y media/baja presentan unos costes muy similares. No obstante la fiabilidad de la opción media/baja es notablemente superior con respecto a la opción baja, ya que está constituida por tres switches, uno en cada nivel de tensión, frente a un dos switches de la fiabilidad baja.

Finalmente para hacer el análisis comparativo, calculamos la media de todos los costes obtenidos.

$$Coste_{medio} = \frac{8.494 + 8.792 + 14.860 + 13.230 + 32.130}{5} = 15.501 \text{ €}$$

Si comparamos los costes de cada una de las fiabilidades con el coste medio anteriormente calculado, obtenemos los siguientes resultados

Tipo de fiabilidad	Coste	Ahorro respecto a coste medio
Baja	8.494 €	45,20%
Media/Baja	8.792 €	43,28%
Media	14.860 €	4,14%
Media/Alta	13.230 €	14,65%
Alta	32.130 €	-107,28%

Tabla 14 Resultados para Subestación transformadora_ Comparativa de precios

En primer lugar se puede resaltar que el caso de la fiabilidad alta presenta un coste del 107% superior al coste medio. Si comparamos esta fiabilidad con la fiabilidad media/Alta, la cual presenta una buena fiabilidad al sistema, se observa que tiene un coste asociado un 15% menor que el coste medio.

Con toda las observaciones anteriormente expuestos proponemos para el sistema de control de la subestación transformadora, proponemos la opción de fiabilidad Media/Alta, como la mejor opción que optimiza cote/fiabilidad.

3.1.2.2.1 Estudio de los tiempos de transmisión

En este apartado se pretende comprobar que todos los tipos de fiabilidad cumplen con los requisitos de comunicaciones obtenidos en los resultados del análisis de los tiempos de comunicación del apartado anterior. Concretamente se analiza los resultados para fiabilidad Media/Alta, ya que es la mejor opción que optimiza coste/fiabilidad.

Para realizar este estudio de tiempos, distinguimos entre dos tipos de mensajes, según su tamaño.

a) Mensajes tipo Goose (64bytes)

Este tipo de mensaje resultan críticos a la hora del diseño de la arquitectura de comunicaciones, concretamente el tamaño de la misma.

Uno de los análisis que permite realizar la macro en Excel, es el cálculo de los tiempos de transmisión de un mensaje a lo largo de la arquitectura de comunicaciones. A continuación se muestra en forma de tabla los resultados obtenidos, para cada una de las posibles arquitecturas, así como una representación gráfica

Tipo de fiabilidad	Retraso 64bytes (μ s)
Baja	32,24 μ s
Media/Baja	32,24 μ s
Media	54,74 μ s
Media/Alta	107,24 μ s
Alta	257,24 μ s

Tabla 15 Subestación transformadora_ Comparativa de Retrasos de transmisión 64 bytes

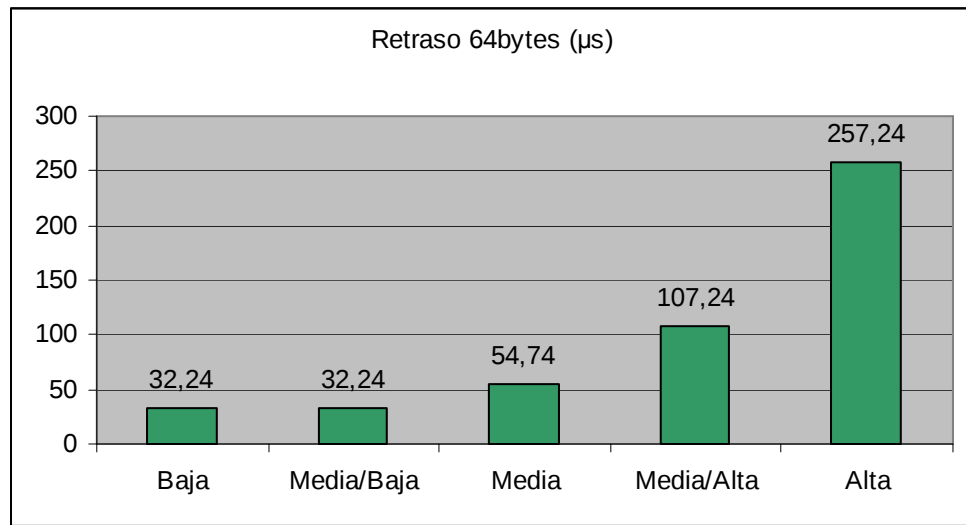


Figura 76 Muestra de resultados_ Retrasos 64bytes

En el estudio de los tiempos realizado en aparados anteriores limitábamos las configuraciones en anillo como máximo a 5 ms, para una carga normal de trabajo. Como se puede deducir fácilmente, para cualquier tipo de fiabilidad cumplimos con este tipo máximo.

Respecto a la fiabilidad media/alta, propuesta como la mejor opción que optimiza la relación coste/fiabilidad, el retraso máximo que tendremos para cargas normales es 2,14ms.

b) Mensajes de tamaño 1518 bytes:

De forma similar, se presenta los resultados obtenidos para mensajes de 1518 bytes:

Tipo de fiabilidad	Retraso 1518 bytes (μ s)
Baja	288,16 μ s
Media/Baja	288,16 μ s
Media	345,58 μ s
Media/Alta	479,56 μ s
Alta	862,36 μ s

Tabla 16 Subestación transformadora_ Comparativa de Retrasos de transmisión 1518 bytes

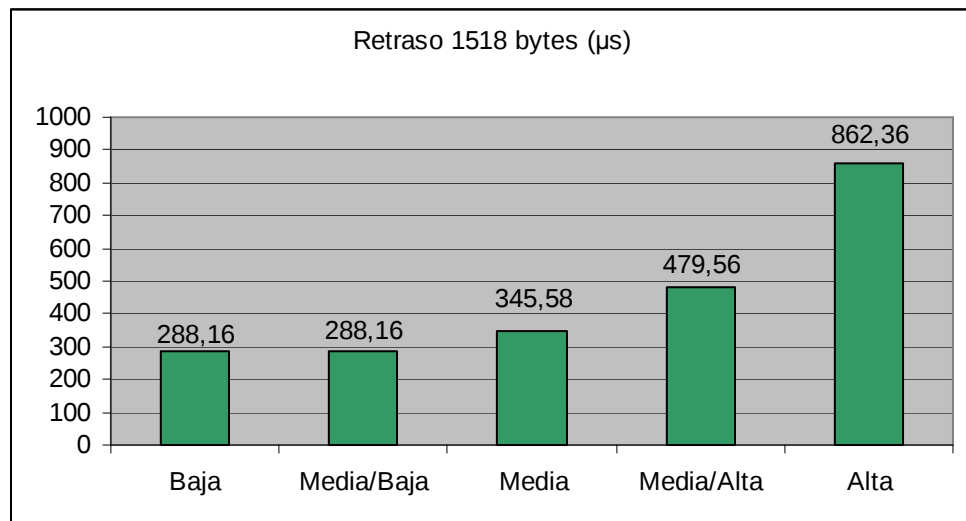


Figura 77 Muestra de resultados_ Retrasos 64bytes

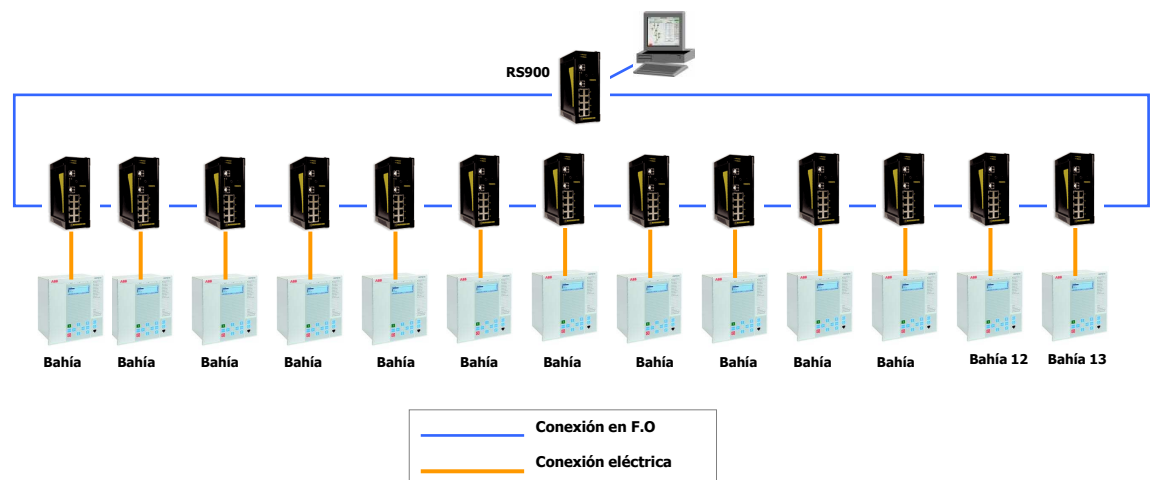
Este tipo de mensajes, no limitan tanto como el caso de los mensajes tipo GOOSE.

En el caso de fiabilidad Media/Alta el tiempo máximo obtenido es de menos de 10ms, que es inferior a los valores máximos 30/50ms.

Dentro de las especificaciones del proyecto, encontramos una asociada a los tiempos de comunicación.

“Será una red Ethernet en fibra óptica, con topología en anillo, redundante a fallos y de alta disponibilidad que garantice un tiempo máximo de restablecimiento de las comunicaciones de 500 msg.”

El tiempo de restablecimiento, viene dado por los propios fabricantes de los switches, en nuestro caso es un dato obtenido en el catálogo técnico (10ms). Por lo tanto el tiempo de reconfiguración para la arquitectura asociada a la fiabilidad Media/Alta es de 140 ms.



3.2 Centros de Autotransformación

Los Centros de Autotransformación disponen de un Sistema Integrada de Control Distribuido formado por:

- Unidad de Control de Puesto de Autotransformación (UCPA).
- Unidades de Control de Posición (UCP)
- Unidades de Protección.
- Red de Comunicación Local.

3.2.1 Especificaciones

3.2.1.1 Red de comunicación local.

Las especificaciones con respecto a la red de comunicación local de los centros de autotransformación se pueden resumir en la siguiente descripción tomada del documento “Pliego de Prescripciones Técnicas Particulares”, apartado 2.7.1.3.2.

“Los autómatas constituirán una red de control distribuido con protocolo IEC-61850 en Ethernet TCP/IP, estableciendo una configuración en anillo mediante switches industriales de fibra óptica.

Será una red Ethernet en fibra óptica, con topología en anillo, redundante a fallos y de alta disponibilidad que garantice un tiempo máximo de restablecimiento de las comunicaciones de 500 ms.

Cada Unidad de Control de Posición (UCP) y las Unidades de Protección asociadas a esa posición eléctrica conectarán con el anillo Ethernet en protocolo IEC 61850 mediante a un único switch industrial por posición.”

3.2.1.2 Funciones de protección y control

Las funciones de protección a implementar en los centros de autotransformación se recogen a continuación.

- Protección de Autotransformador 55 kV.
 - Protección de mínima y máxima tensión (27-29).
 - Protección de sobreintensidad instantánea y temporizada de fase (50-51).
 - Sobreintensidad de masa cuba (51C).
 - Protección diferencial de transformador (87T).

Las funciones de control se desarrollan a través de una serie de equipos, asociados a cada una de las posiciones eléctricas existentes en los centros de autotransformación. Estos IEDs con los encargados de:

- Controlar todos los elementos de cada una de las posiciones asignadas.
- Sincronizar las protecciones de las posiciones asignadas.
- Recibir toda la información de las posiciones asignadas, tanto a nivel de control y medida como de las protecciones. En sentido contrario, las UCP's enviarán a las posiciones asignadas las ordenes de accionamiento del aparallaje.
- Enviar a la UCS toda la información de las posiciones asignadas, tanto a nivel de control y medida como de las protecciones. En sentido contrario, recibir de la UCS órdenes para actuar sobre las posiciones asignadas.

3.2.2 Implantación en la herramienta

Siguiendo el mismo procedimiento que se ha seguido para el análisis de la subestación transformadora, en primer lugar es necesario conocer los equipos que forman parte de la arquitectura de comunicación. A continuación se recoge en un cuadro los datos necesarios agrupados por niveles de tensión y posiciones.

3.2.2.1 Centro de Autotransformación T

Nivel de tensión	Posición	IED	Unidades
55 kV	Autotrafo	UCP	1
		Relé Multifunción	1
	Autotrafo	UCP	1
		Relé Multifunción	1
	Autotrafo	UCP	1
		Relé Multifunción	1
	Autotrafo	UCP	1
		Relé Multifunción	1
	Pórtico de Salida a Catenaria	UCP	1
	Salida a Catenaria y feeder	UCP	1
		Relé de tensión	1
	Salida a Catenaria y feeder	UCP	1
		Relé de tensión	1
Salida a Catenaria y feeder	UCP	1	
	Relé de tensión	1	
Salida a Catenaria y feeder	UCP	1	
	Relé de tensión	1	
Barras	UCP Acoplamiento	1	
	UCP Seccionamiento y Remonte	1	
TOTAL			19
S.S.A.A	S.S.A.A	UCP Trafo	2
		UCP S.S.A.A	1
	TOTAL		

Tabla 17 Equipos de medida y control Centro de Autotransformación T

3.2.2.1.1 Estudio Económico de los equipos de la arquitectura de comunicaciones.

Tipo de fiabilidad	Coste
Baja	6.274 €
Media/Baja	6.245 €
Media	12.519 €
Media/Alta	11.340 €
Alta	22.680 €

Tabla 18 Centro de Autotransformación _Costes de los equipos

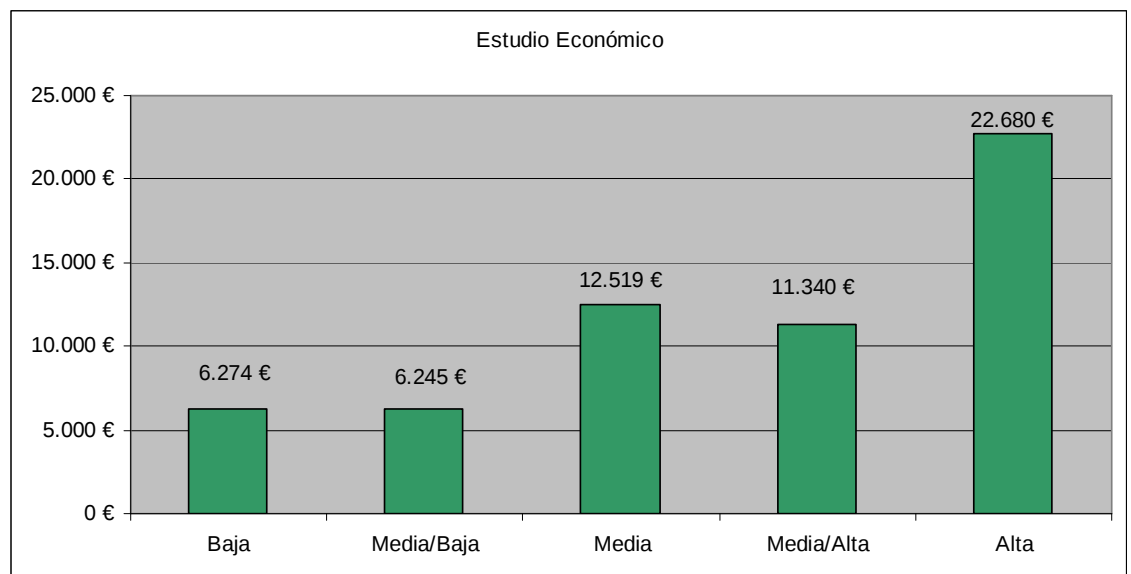


Figura 78 Muestra de resultados _Estudio económico (Centro de Autotransformación)

En este análisis volvemos a observar que el hecho de tener una mayor fiabilidad de servicio del sistema no significa un incremento del coste asociado. Concretamente se da tanto entre la fiabilidad Baja y Media/Baja como entre las fiabilidades Media y Media/Alta. Este es debido al tipo de puertos que usa en cada una de ellas.

Finalmente para hacer el análisis comparativo, calculamos la media de todos los costes obtenidos y vemos la relación de cada uno de ellos respecto al coste medio.

$$Coste_{medio} = \frac{6274 + 6245 + 12519 + 11340 + 22680}{5} = 11.812 \text{ €}$$

Tipo de fiabilidad	Coste	Ahorro respecto coste medio
Baja	6.274 €	46,88%
Media/Baja	6.245 €	47,13%
Media	12.519 €	-5,99%
Media/Alta	11.340 €	4,00%
Alta	22.680 €	-92,01%

Tabla 19 Resultados para Centro de Autotransformación_ Comparativa de precios

3.2.2.1.2 Estudio de los tiempos de transmisión

Respecto a los tiempos de transmisión se recoge un resumen de los retrasos obtenidos. Observamos que en todas las fiabilidades se cumple los requisitos de tiempos admisibles, descritos con anterioridad.

Tipo de fiabilidad	Retraso 1518 bytes (μs)	Retraso 64bytes (μs)
Baja	288,16 μs	32,24 μs
Media/Baja	288,16 μs	32,24 μs
Media	326,44 μs	47,24 μs
Media/Alta	441,28 μs	92,24 μs
Alta	670,96 μs	182,24 μs

Tabla 20 Centro de Autotransformación_ Comparativa de Retrasos de transmisión

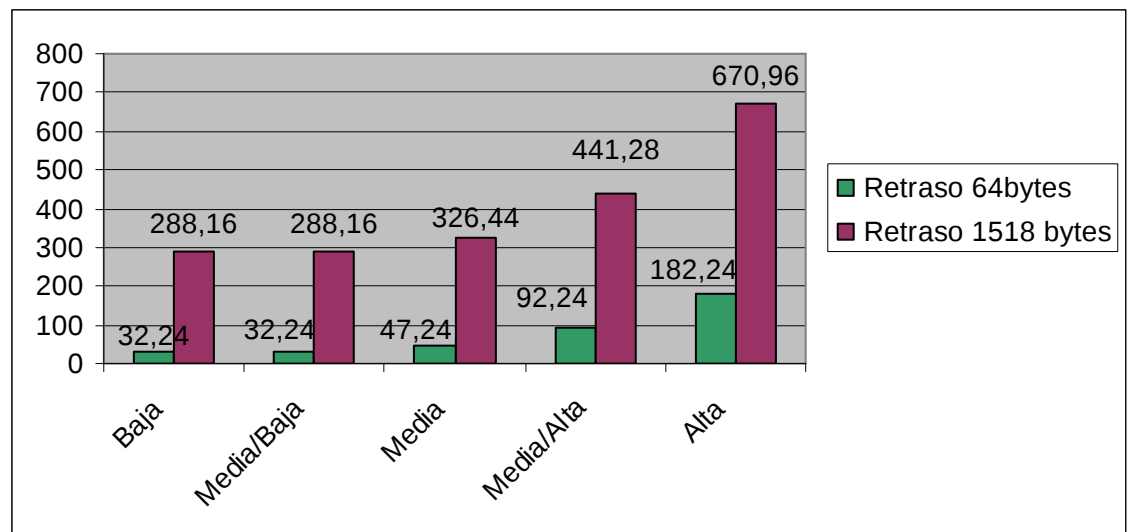


Figura 79 Muestra de resultados_ Retrasos 64bytes y 1518 bytes

3.3 Conclusiones finales

Como conclusión final general, sobre la herramienta diseñada, se puede decir que esta herramienta programada sirve, como se pretendía en los objetivos, no sólo de ayuda a la hora de obtener un precio estimado de la arquitectura de comunicación, sino como guía para ayudar al ingeniero tanto a analizar todos los aspectos y valores de técnicos del diseño de una arquitectura de comunicaciones:

- ◆ Coste.
- ◆ Fiabilidad.
- ◆ Tiempos de transmisión.

Además cabe destacar el hecho de analizar todas las posibles opciones de forma rápida y concreta, añade valor a la labor y gestión de un ingeniero encargado de diseñar las arquitecturas, ya que en cada caso se observa que los resultados obtenidos difieren en gran medida según tamaño y complejidad de la subestación.

Por último, se ha alcanzado satisfactoriamente la flexibilidad requerida en el programa, sobre todo cuando está destinado al cálculo de unas instalaciones tan variables como son las subestaciones eléctricas. Y habiendo tomado esta filosofía, se puede analizar cómo la herramienta permite modificación de datos, precios y mediciones; posibilidad de ejecutar cada módulo por separado dando libertad absoluta de si se desean utilizar o no y, finalmente, ofreciendo una sencilla manera de modificar los resultados obtenidos por el programa si se desea.

4ª Parte:
BIBLIOGRAFÍA.

BIBLIOGRAFÍA

[ABBC04] Curso de Introducción al diseño de Subestaciones Eléctricas.

[GREM01] ABB Switchgear Manual

[ABBT06] ABB Transformers Brochure

[ABBT06] ABB On-Load tap-changers Brochure

[KLAU03] Substation Automation Handbook

[ABBG04] ABB Using GOOSE with SAPA-ZC 400 and REF 541/3/5

[ABB01] ABB PASS M0

[ABB03] ABB Live Tank Breakers

[ABB03] ABB High Voltage Surge Arresters

[ABB06] ABB High Voltage Outdoor Measuring Transformers