

catálogo IEC61850

catálogo IEC61850



contribuimos a mejorar la seguridad, calidad de servicio y rentabilidad de los sistemas eléctricos

automatización de
subestaciones:

desarrollo de la norma IEC61850

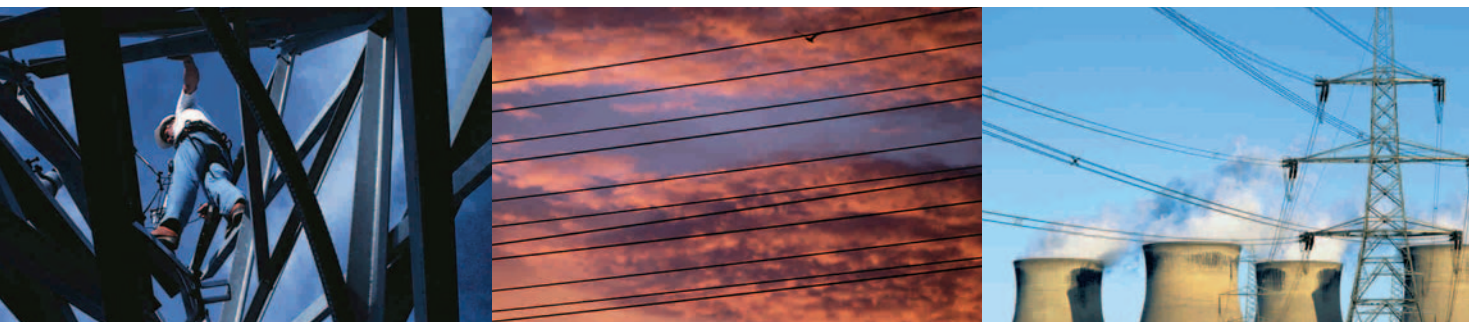


automatización de subestaciones bajo la norma IEC61850

presentación

El desarrollo de la norma **IEC61850** de intercambio de información y datos entre Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs: Intelligent Electronic Device) en un sistema de protección y control de subestación ha representado un largo camino y un considerable esfuerzo en el que, desde sus inicios, **ZIV** ha tomado parte activa, estando presente en los grupos de normalización así como en los diferentes experimentos de demostración de interoperabilidad que se han llevado a cabo. Para ello, **ZIV** ha puesto en juego su dilatada experiencia, tanto en el ámbito de la protección y automatización de subestaciones como en el desarrollo e implantación de normas y protocolos de comunicación anteriores.

La norma **IEC61850** ya no es una novedad. Su aceptación crece y el número de aplicaciones prácticas en servicio que lo utilizan va en aumento. Sin embargo, la mayor parte de ellas son instalaciones en las que todos los equipos proceden del mismo fabricante. Sólo unas pocas se han convertido en una muestra real de interoperabilidad entre dispositivos de diferentes suministradores, demostrando en la práctica la viabilidad y el éxito del proceso de normalización.






interoperabilidad bajo IEC61850

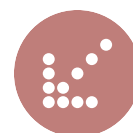
ZIV quiere presentar en este catálogo un amplio grupo de equipos que abarca todas las funciones necesarias para completar un sistema de protección y control bajo la norma **IEC61850**. Todos ellos cuentan con certificados de conformidad, extendidos por laboratorios independientes y, lo que es más importante, han sido utilizados con éxito en implantaciones multifabricante del estándar, lo que garantiza su capacidad de interoperabilidad de acuerdo a los criterios de la norma: unidades de protección, control, medida y comunicaciones, clientes o servidores, con la experiencia de mucho tiempo de funcionamiento satisfactorio en instalaciones reales y en servicio.

IEC61850, más allá de su carácter de estándar, representa la oportunidad de redefinir la automatización de subestaciones bajo un nuevo paradigma en el que la normalización alcanza no sólo a los datos intercambiados por los equipos que forman parte del sistema de automatización, sino que incluye la información de descripción, definición y configuración de dichos equipos y de la propia subestación. Aparece la posibilidad de desarrollar herramientas auténticamente orientadas al diseño de subestaciones y no simplemente a la comunicación y/o configuración de los dispositivos de fabricantes específicos.

La norma **IEC61850** no impone cambios en los criterios de automatización, pero da la ocasión de realizar una reflexión acerca de los métodos, formas y funciones sobre los que descansa la automatización actual de subestaciones. Ofrece, además, medios e instrumentos tanto para la mejora de las funciones convencionales como para el desarrollo de otras nuevas, imposibles de realizar hasta el momento.



ZIV pone al servicio de sus usuarios su experiencia y conocimiento, se ofrece como colaborador en la reflexión y se brinda a ayudarles en la adaptación de la norma a sus criterios y necesidades, acompañándoles en la búsqueda de soluciones óptimas, fiables y eficaces.





introducción a la automatización de subestaciones eléctricas

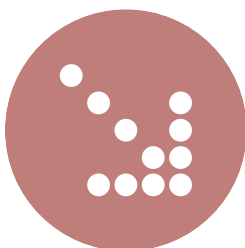
La arquitectura de protección y control de las subestaciones que se han ido construyendo desde los años 90 difiere sustancialmente de la arquitectura de una subestación clásica debido a la aparición de los equipos programables de protección y control de cada posición, así como por los equipos que realizan las labores de consola local, consola remota, los enlaces con el telemando y despacho de protecciones y por las comunicaciones establecidas entre ellos.

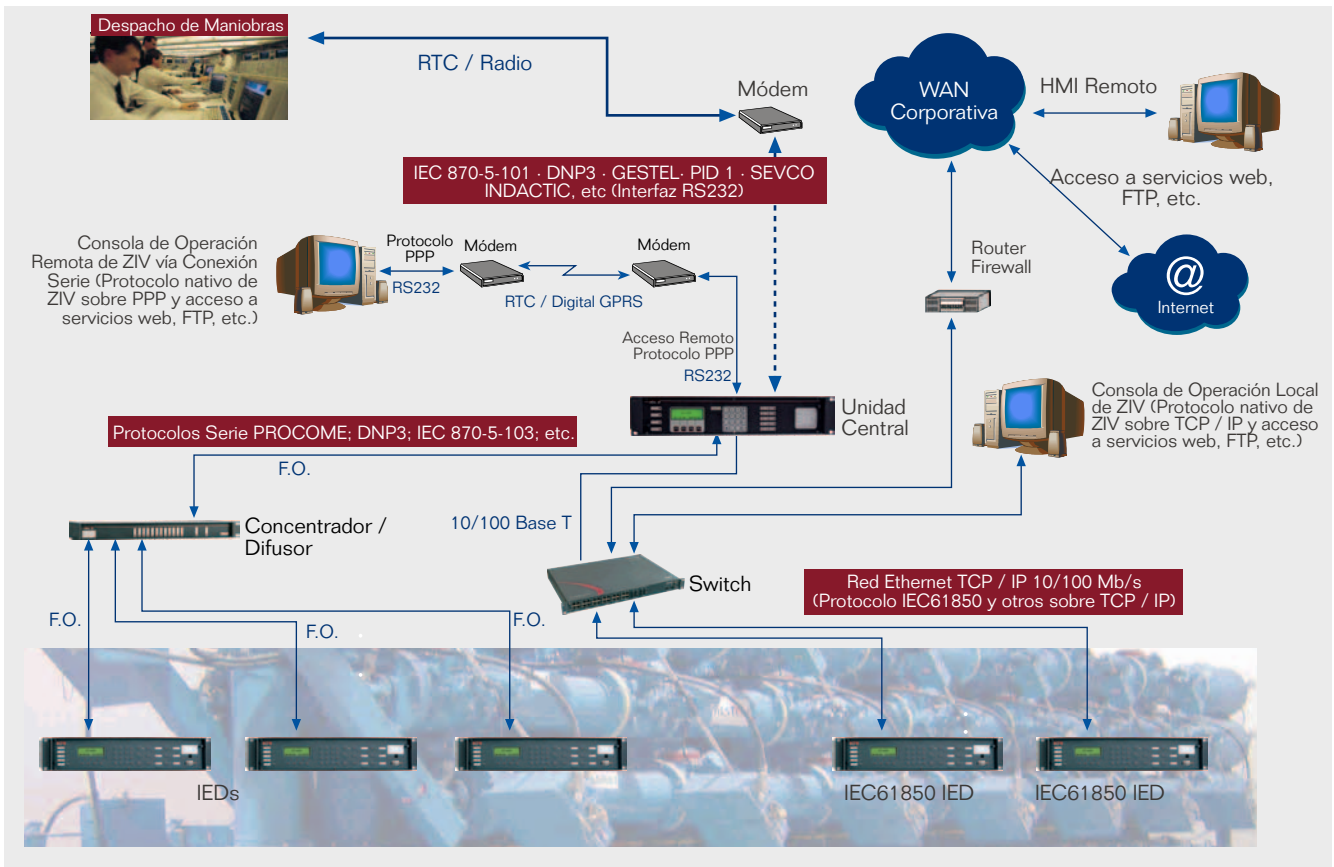
La Automatización de Subestaciones consiste básicamente en la aplicación de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) que, utilizando microprocesadores, permiten controlar, proteger y monitorizar el sistema eléctrico de potencia y sus subestaciones.

Su implantación se basa en sistemas de comunicaciones muy fiables que permiten operar el sistema de una manera totalmente nueva sobre la base de la información, facilitando respuestas en tiempo real a los eventos acaecidos en la red, y apoyando la planificación y la gestión de los activos.

Aplicando el principio general de que las funciones se asientan en el nivel en el que se dispone de la información suficiente para su ejecución y toma de decisiones, la Automatización de Subestaciones, desde un punto de vista lógico, divide los sistemas en tres niveles:

- **Nivel de proceso:** es el nivel más bajo, en el que se sitúan los sensores, transformadores de intensidad y de tensión principalmente, y los dispositivos de actuación (interruptores y seccionadores) necesarios para la monitorización y operación de la subestación.
- **Nivel de posición:** es el nivel intermedio, en el que se sitúan los equipos de protección y control. Estos equipos protegen y controlan la posición en la que están colocados y pueden, también, incluir funcionalidades relacionadas con la operación de otras posiciones (por ejemplo, interbloqueos). Además, disponen de enlaces de comunicación serie con los equipos del nivel de subestación.
- **Nivel de subestación:** es el nivel superior dentro de la subestación, donde se sitúan las consolas locales (HMI) y las unidades centrales de subestación (UCS/Gateway) que se conectan con los centros de control (SCADA).





La Automatización de Subestaciones ha pasado de la simple sustitución de los procesos existentes por otros más sofisticados a la interacción entre procesos.

Esta arquitectura ha condicionado también la realización de los proyectos de ingeniería, dando paso, junto a los esquemas unifilares y desarrollos tradicionales, a la definición de las funciones lógicas realizadas por los nuevos equipos y de las redes de comunicaciones, protocolos empleados, etc.

La Automatización de Subestaciones ha pasado de la simple sustitución de los procesos existentes por otros más sofisticados a la interacción entre procesos. Ha facilitado el desarrollo de nuevas funciones que antes habrían sido imposibles y ofrecido nuevas y potentes capacidades para los usuarios, lo que a su vez ha generado una mayor necesidad de automatización.

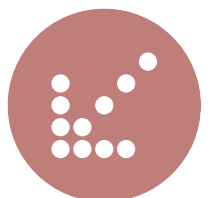
Hasta ahora, los fabricantes de equipos de protección y control han desarrollado sus equipos, organizando sus funciones y empleando los protocolos de comunicaciones de una manera no coordinada, lo que genera problemas de integración de equipos de diferentes fabricantes tanto a la hora del proyecto como a la hora de la explotación de la instalación.

El propósito ha sido, durante muchos años, definir una arquitectura de comunicaciones que permitiera una integración "sin costuras" de los IED's (Intelligent Electronic Device) dentro de elementos de más alto nivel. Una infraestructura que fuera independiente del fabricante y que permitiera a elementos de varios fabricantes ser integrados conjuntamente.

Con este fin, en 1994 la EPRI y la IEEE comienzan a trabajar, dentro del proyecto UCA (Utility Communications Architecture), en la definición de una arquitectura para el "bus" de comunicaciones de la subestación.

En 1996, el Comité Técnico 57 de la IEC comienza a trabajar con el mismo objetivo en la IEC61850.

Ya en 1997, los dos grupos acuerdan trabajar juntos en la consecución de un estándar internacional, cuyo resultado es la actual norma IEC61850.





IEC61850 como solución para la

automatización de subestaciones

La norma IEC61850 empezó su desarrollo con la intención de lograr una solución global y abierta para la Automatización de Subestaciones. Haciendo uso de la experiencia acumulada en normas internacionales ya existentes, teniendo en cuenta los requisitos de los usuarios y ocupándose también de la ingeniería de los sistemas, se ha generado el nuevo estándar de comunicaciones.

objetivos de la norma

Permitir conectar dispositivos de diferentes fabricantes.

Una de las mayores ventajas que tiene la utilización del IEC61850 es la interoperabilidad entre los dispositivos de diferentes fabricantes, entendiéndose ésta como la capacidad de dos o más IEDs de uno o varios fabricantes para intercambiar información y utilizarla para realizar sus funciones de forma cooperativa. Para ello se ha definido un dominio específico con modelos de datos y servicios normalizados, de forma que los IEDs son capaces de comprender la información procedente de otros equipos y de realizar funciones en común, aunque estén distribuidas en varios dispositivos físicos, mientras están conectados a una misma red con un mismo protocolo.

Validez para las instalaciones presentes y futuras.

IEC61850 proporciona ventajas tanto a la hora de renovar o ampliar subestaciones como en las de nuevo diseño. Es sencillo añadir nuevas funcionalidades durante el proceso de renovación de una instalación haciendo uso de las nuevas herramientas disponibles. Mediante la utilización de "gateways" es posible que equipos "no IEC61850" puedan ser vistos por el sistema como IEDs "compatibles IEC61850".

Flexibilidad ante las diferentes arquitecturas de los Sistemas de Automatización.

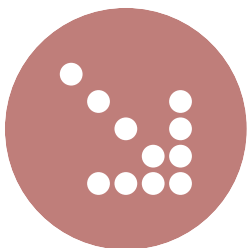
Permite la libre asignación de funciones a los dispositivos (IEDs) y, por tanto, soporta cualquier arquitectura de automatización de subestaciones ("centralizada" o "descentralizada", por ejemplo), así como diferentes enfoques de integración o distribución de funciones.

Capacidad de combinar las tecnologías de comunicaciones presentes y futuras con las aplicaciones existentes, garantizando su estabilidad a largo plazo.

La norma IEC61850 separa las aplicaciones de las tecnologías de comunicaciones. Esto hace posible beneficiarse de las ventajas de la evolución de dichas tecnologías, salvaguardando la información y las aplicaciones que ya satisfacen las necesidades del usuario y permitiendo evolucionar ante nuevos requisitos del sistema.

Reducción de plazos y costes del proceso de ingeniería y puesta en marcha de las subestaciones.

La norma, en su parte 6, establece un lenguaje de descripción de configuración de subestaciones denominado SCL (Substation Configuration description Language) que incorpora descripciones





formales de las capacidades de los IEDs, de la arquitectura de la subestación, de la estructura de comunicaciones y de la interacción con la aparamenta de la subestación. Facilita también un proceso de ingeniería estandarizado, proporcionando los medios para intercambiar datos de configuración entre herramientas de ingeniería. El proceso de ingeniería resulta más eficiente y se simplifica tanto el mantenimiento como la ampliación de los sistemas de automatización de subestaciones.

impacto

La utilización de la norma supone un impacto importante en las especificaciones de los proyectos de Automatización de Subestaciones, así como en su implementación y ejecución.

Los suministradores de equipos de protección y de Automatización de Subestaciones hemos tenido que realizar un importante esfuerzo en la especificación de la implementación real del estándar. Los usuarios, en base a su propio conocimiento o con el asesoramiento de una ingeniería con experiencia en subestaciones y en la aplicación de la norma, habrán de especificar los sistemas de Automatización, preferiblemente enfocándose en la funcionalidad -en las funciones de protección y control necesarias- más que en dispositivos concretos.

Especificar de acuerdo a la norma IEC61850 significa dividir la funcionalidad completa en "nodos lógicos", los cuales, a su vez, incluyen "datos"; todos ellos tienen nombres específicos y representan una funcionalidad concreta. Posteriormente, habrá que distribuir dichas funciones entre los distintos IEDs.

Es recomendable especificar los requisitos de tiempos de respuesta y de disponibilidad del sistema, resultando para ello imprescindible la definición de la arquitectura de comunicaciones: puede ser conveniente identificar los posibles escenarios de fallo y las pérdidas de disponibilidad aceptables o inaceptables.

Las pruebas de aceptación en fábrica y/o las pruebas de puesta en marcha permitirán comprobar que el sistema completo funciona de acuerdo a las especificaciones, con la ventaja de que la norma simplifica dichas pruebas, ya que la comprobación de la consistencia de los datos se puede realizar de forma automática comprobando los ficheros de configuración de la subestación SCD (System Configuration Description) basados en el lenguaje SCL.

Desde el punto de vista del mantenimiento, los ficheros SCD permiten encontrar y solucionar más fácilmente errores que utilizando cualquier otra información impresa. Además, permiten reutilizarlos tantas veces como sea necesario para adaptaciones y ampliaciones del sistema.

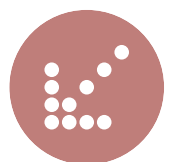
ventajas y soluciones

No cabe duda que la utilización del estándar IEC61850 presenta importantes ventajas frente a las soluciones convencionales:

Aumenta la eficiencia gracias a la interoperabilidad entre IEDs y a las herramientas basadas en SCL que ayudan a optimizar soluciones. Además, el intercambio de datos punto a punto que hace uso de los enlaces de comunicaciones estandarizados permite reducir el cableado al mínimo.

Proporciona una gran flexibilidad, dando soporte a cualquier arquitectura física o funcional así como a futuras ampliaciones. De nuevo, la interoperabilidad de los dispositivos, así como el modelo de datos orientado a objetos y la comunicación basada en Ethernet, conforma el soporte de dicha flexibilidad.

Constituye una inversión rentable y de futuro: los sistemas de Automatización de Subestaciones se podrán beneficiar de la evolución de las comunicaciones sin que ello suponga necesariamente cambios en la aplicación y en los datos, ya que el lenguaje SCL y las reglas para extender el sistema y la funcionalidad garantizan un fácil mantenimiento y la interoperabilidad a lo largo del tiempo.

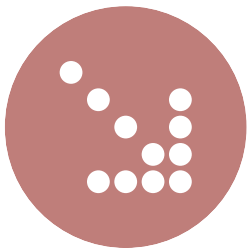




partes de la norma

esquema del estándar IEC61850

- Parte 1. Introduction and overview / Introducción y descripción general.
- Parte 2. Glossary / Glosario.
- Parte 3. General requirements / Requisitos generales.
- Parte 4. System and project management / Gestión de sistemas y proyectos.
- Parte 5. Communication requirements for functions and device models / Requisitos de comunicaciones para modelos de dispositivos y funciones.
- Parte 6. Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs / Lenguaje de descripción de configuración de comunicaciones para IEDs en subestaciones eléctricas.
- Parte 7-1. Basic communication structure for substation and feeder equipment - Principles and models / Estructura básica de comunicaciones para equipos de subestación y alimentador - Principios y modelos.
- Parte 7-2. Basic communication structure for substation and feeder equipment - Abstract communication service interface (ACSI) / Estructura básica de comunicaciones para equipo de subestación y alimentador - Interfaz de servicios abstractos de comunicaciones (ACSI).
- Parte 7-3. Basic communication structure for substation and feeder equipment - Common data classes / Estructura básica de comunicaciones para equipo de subestación y alimentador - Clases de datos comunes.
- Parte 7-4. Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes / Estructura básica de comunicaciones para equipo de subestación y alimentador - Clases de nodos lógicos compatibles y clases de datos.
- Parte 8-1. Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO/IEC 9506-1 and ISO/IEC 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3 / Mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM) - Mapeo a MMS (ISO / IEC 9506-1 e ISO / IEC 9506-2) y a la norma ISO / IEC 8802-3.
- Parte 9-1. Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link / Mapeo de servicios de comunicaciones específicos (SCSM) - Valores muestreados sobre enlace punto a punto serie unidireccional multidrop.
- Parte 9-2. Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3 / Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) - Valores muestreados según la norma ISO / IEC 8802-3.
- Parte 10. Conformance testing / Pruebas de conformidad.





modelo de datos y servicios

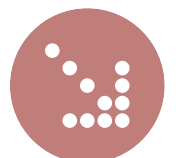
La norma IEC61850 describe un sistema tipo "cliente - servidor", donde los "servidores" son principalmente los IED (Intelligent Electronic Device) que realizan las funciones de protección, control, monitorización y medida del aparellaje de la subestación y las líneas.

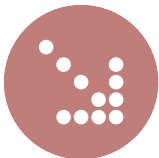
Por otra parte, los "clientes" son los equipos que recogen o reciben la información de los servidores: básicamente, las Unidades Centrales de Subestación y RTUs.

Los principales objetivos de la norma en la definición de los buses de comunicaciones de la subestación son:

- Determinar qué datos están disponibles y cómo deben ser nombrados y descritos, proporcionando los mecanismos para que los IEDs sean autodescriptivos.
- Determinar cómo se puede acceder a estos datos y cómo se pueden intercambiar entre diferentes dispositivos.
- Determinar cómo se conectan los distintos elementos en las redes de comunicaciones.

Para cumplir con sus objetivos, la norma contiene un modelo de datos orientado a objetos. Este modelo agrupa datos de acuerdo a las funciones habituales de un SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones).





Nodos lógicos

Las funciones mencionadas anteriormente han sido divididas en entidades más sencillas, en unos objetos denominados "Nodos Lógicos" (LN), que son capaces por si solos de realizar tareas simples completas. Dos ejemplos son los interruptores, que se modelan con un nodo XCBR, o una protección de sobretensión instantánea, que se modela con un nodo PIOC.

Atributos

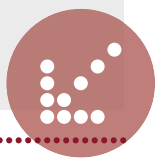
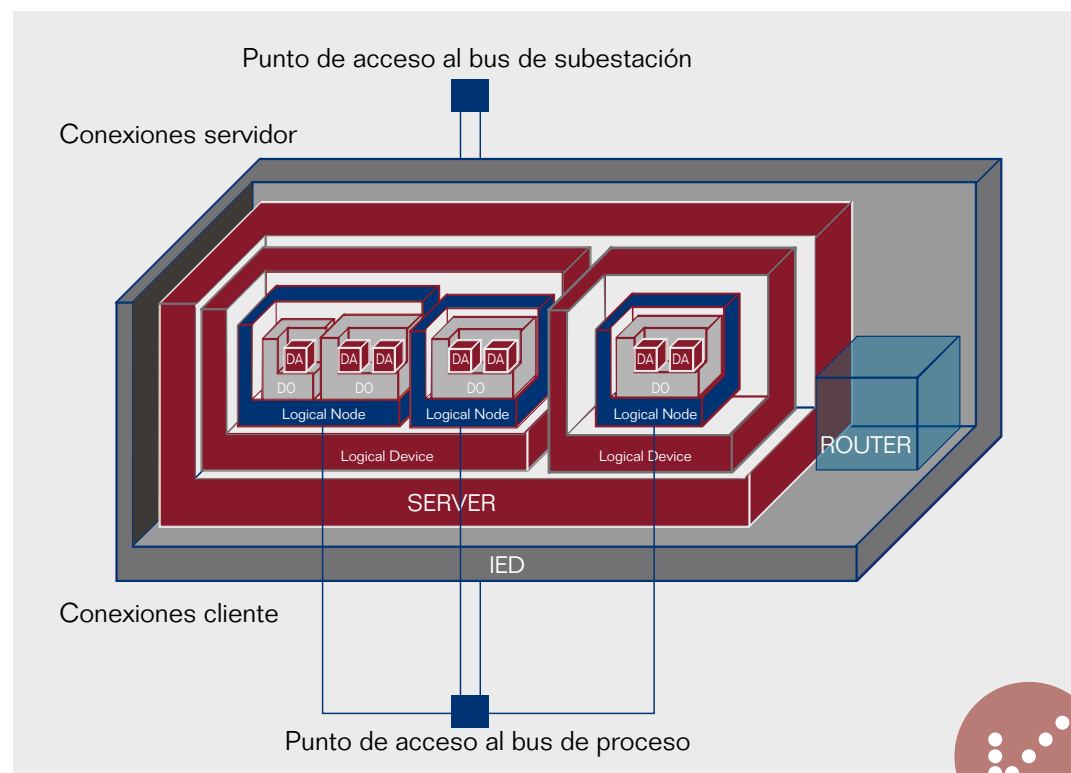
Dentro de estos nodos lógicos se distribuyen los atributos (DataAttributes), parámetros, valores y datos necesarios en la operación de las funciones del SAS que, a su vez, se dividen en diferentes clases (CommonDataClass).

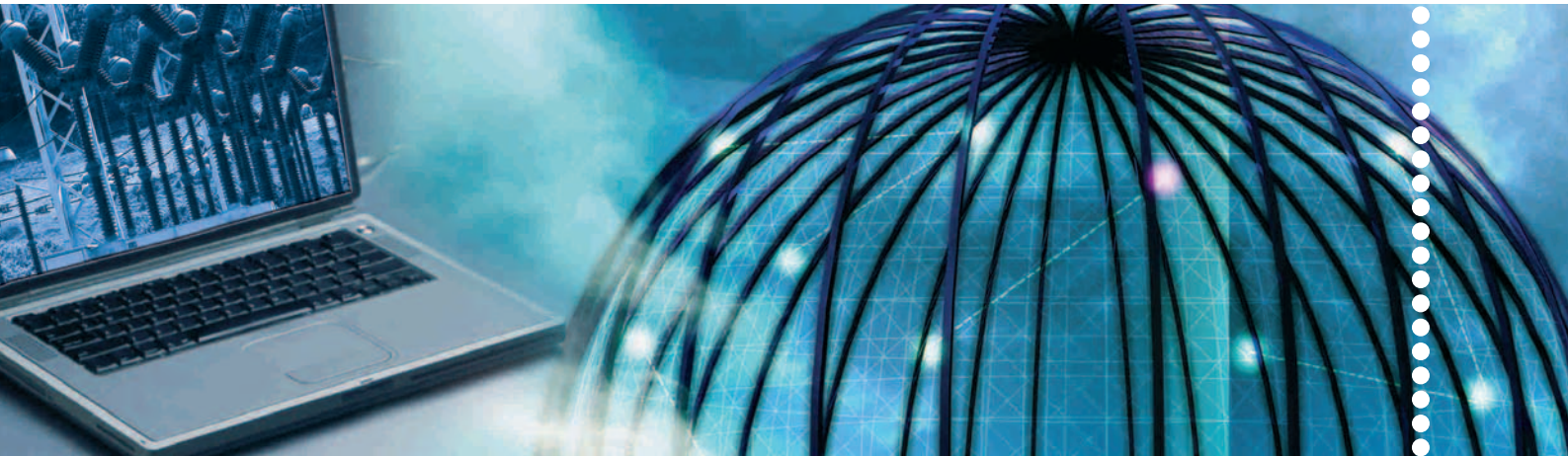
Dispositivos lógicos

Al final, grupos de nodos lógicos que describen funcionalidades completas (Protección, Control...) terminan encuadrándose en uno o varios Dispositivos Lógicos (LD) dentro de un elemento físico (IED).

Acceso a la información

El acceso a la información contenida en los datos del modelo lo proporciona un conjunto de servicios estandarizados por la propia norma, mientras que tanto el modelo de datos como los servicios están mapeados sobre un "stack" de comunicaciones formado por el protocolo MMS, TCP/IP y Ethernet.





principios de comunicaciones

las 7 capas y GOOSE

Con la llegada de los relés digitales comunicables, hace 15 años, se creó un tipo de arquitectura de comunicaciones en la que los protocolos estaban basados en comunicaciones serie y con modelos del tipo maestro (Unidad Central de Subestación) / esclavo (Equipos de posición - IEDs-). La Unidad Central interroga de manera cíclica a los equipos para obtener la información para el control de la subestación, así como para enviarla al despacho de telecontrol.

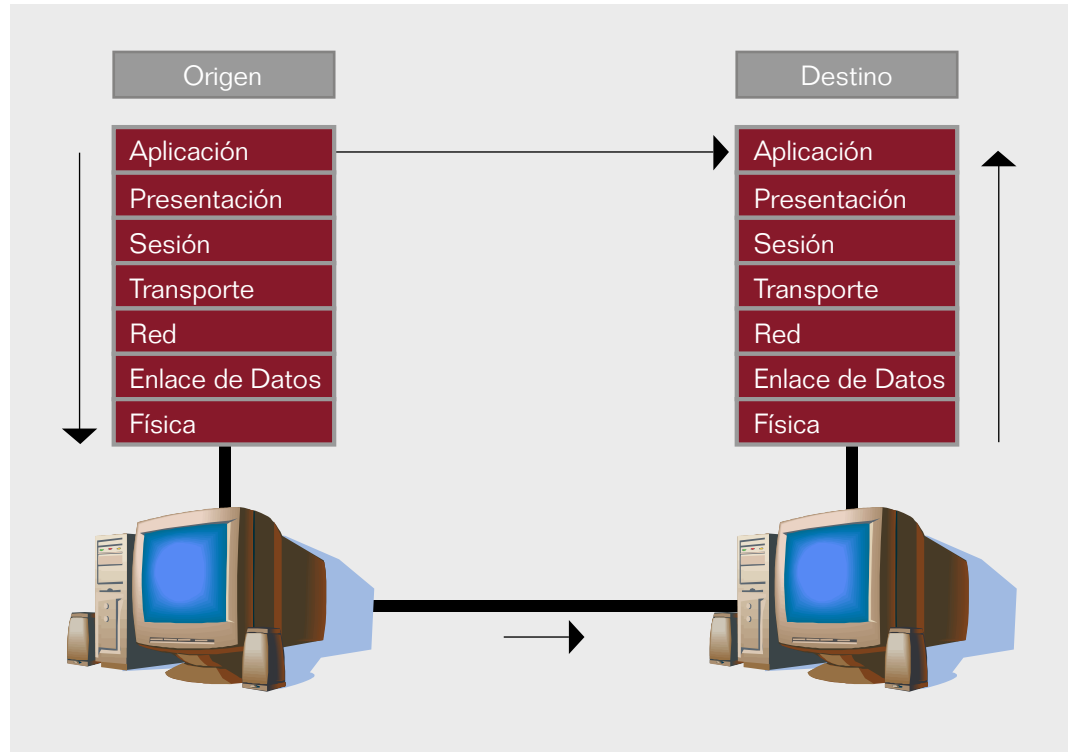
En el nuevo modelo de arquitectura IEC61850, los protocolos están basados en comunicaciones sobre redes Ethernet y los modelos son del tipo cliente-servidor, permitiendo, además, las comunicaciones horizontales entre los distintos equipos (IEDs).

La norma, en su apartado 8.1, mapea los servicios genéricos de comunicaciones sobre MMS (MMS Stands for Manufacturing Message Specification. ISO/IEC 9506) . Este protocolo está basado en el modelo OSI (Open System Interconnection) de 7 capas.

El modelo de referencia de Interconexión de Sistemas Abiertos (OSI, Open System Interconnection), lanzado en 1984, fue el modelo de red descriptivo creado por ISO, es decir, un marco de referencia para la definición de arquitecturas de interconexión de sistemas de comunicaciones.

En el nuevo modelo de arquitectura IEC61850, los protocolos están basados en comunicaciones sobre redes Ethernet y los modelos son del tipo cliente-servidor, permitiendo, además, las comunicaciones horizontales entre los distintos equipos (IEDs).





Capa Física (Capa 1)

La capa física del modelo de referencia OSI es la que se encarga de las conexiones físicas del ordenador hacia la red, en lo que se refiere al medio físico (óptico o eléctrico).

Capa de Enlace de Datos (Capa 2)

Cualquier medio de transmisión debe ser capaz de proporcionar una transmisión sin errores: un tránsito de datos fiable a través de un enlace físico.

Capa de Red (Capa 3)

El cometido de la capa de red es hacer que los datos lleguen desde el origen al destino, aún cuando ambos no estén conectados directamente.

Capa de Transporte (Capa 4)

Su función básica es aceptar los datos enviados por las capas superiores, dividirlos en pequeñas partes si es necesario y pasarlos a la capa de red.

Capa de Sesión (Capa 5)

Esta capa establece, gestiona y finaliza las conexiones entre usuarios (procesos o aplicaciones) finales.

Capa de Presentación (Capa 6)

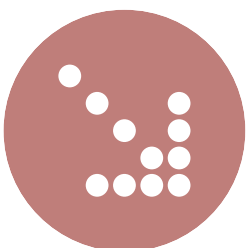
El objetivo de la capa de presentación es encargarse de la representación de la información, de manera que, aunque distintos equipos puedan tener diferentes representaciones internas de caracteres, números, sonido o imágenes, los datos lleguen de manera reconocible.

Capa de Aplicación (Capa 7)

Ofrece a las aplicaciones (de usuario o no) la posibilidad de acceder a los servicios de las demás capas y define los protocolos que utilizan las aplicaciones para intercambiar datos.

Service and protocols for client/server communication A - Profile

OSI model layer	Specification		
	Name	Service Specification	Protocol Specification
Application	Manufacturing Message Specification	ISO 9506-1:2003	ISO 9506-2:2003
	Association Control Service Element	ISO/IEC 8649:1996	ISO/IEC 8650:1996
Presentation	Connection Oriented Presentation	ISO/IEC 8822:1994	ISO/IEC 8823-1:1994
	Abstract Syntax	ISO/IEC 8824-1:1999	ISO/IEC 8825-1
Session	Connection Oriented Session	ISO/IEC 8326:1996	ISO/IEC 8327-1:1997



Service and protocols for client/server TCP/IP T - Profile

OSI Model Layer	Specification		
	Name	Service Specification	Protocol Specification
Transport	ISO Transport on top of TCP	RFC 1006	
	Internet Control Message Protocol (ICMP)	RFC 792	
	Transmission Control Protocol (TCP)	RFC 793	
Network	Internet Protocol	RFC 791	
	An Ethernet Address Resolution Protocol (ARP)	RFC 826	
Data Link	Standard for the transmission of IP datagrams over Ethernet networks	RFC 894	
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD)	ISO/IEC 8802-3:2001	
Physical (option 1)	10Base-Physical T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001	
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface.	ISO/IEC 8877:1992	
Physical (option 2)	Fiber optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001	
	Basic Optical Fiber Connector.	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3	

Uno de los mecanismos más novedosos que la norma define para la comunicación horizontal son los mensajes GOOSE (Generic Object Substation Events). Estos mensajes están pensados para pasar información crítica entre IEDs dentro de la subestación.

Lo que antes se hacía con cableado convencional, ahora se hace con mensajes de GOOSE. Teniendo en cuenta que la velocidad de transmisión de los mensajes es primordial, se define un perfil de mapeado específico para estos mensajes.

Service and protocols for GSE Management and GOOSE communication A-Profile

OSI Model Layer	Specification		
	Name	Service Specification	Protocol Specification
Application	GSE/GOOSE protocol	See Annex A	
Presentation	Abstract Syntax	NULL	
Session			

GOOSE/GSE T-Profile

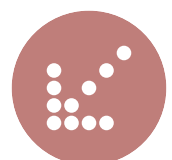
OSI Model Layer	Specification	
	Name	Service Specification
Transport		
Network		
DataLink	Priority Tagging/ VLAN	IEEE 802.1Q
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD).	ISO/IEC 8802-3:2001
Physical (option 1)	10Base-Physical T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2001
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface.	ISO/IEC 8877:1992
Physical (option 2)	Fiber optic transmission system 100Base-FX	ISO/IEC 8802-3:2001
	Basic Optical Fiber Connector.	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3

Los mensajes asociados al GOOSE son del tipo::

Type 1 (Fast messages)	Type 1A (Trip) Class P1 - 10 ms	Class P2/P3 - 3 ms
------------------------	------------------------------------	--------------------

El modelo para el servicio de mensajes GOOSE es del tipo publicadores, suscriptores. Los mensajes se difunden en la red (multicast) por parte de los publicadores y los IEDs que lo necesitan se suscriben para recibir los mensajes.

Se prevén mecanismos de reintentos para garantizar que la información sea recibida por los suscriptores.





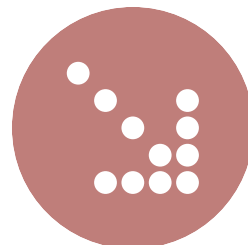
teoría de ethernet

switches, arquitectura y buses de comunicaciones

El estándar IEC61850 ha seleccionado la tecnología Ethernet como la más adecuada para el establecimiento de la red de comunicaciones que soportará sus funciones de automatización. Esta selección no es algo exclusivo del sector eléctrico.

Desde su concepción, allá por los años 70, Ethernet ha ido afianzándose como la tecnología de referencia para el establecimiento de redes de área local en oficinas y campus universitarios. Después llega su salto al mundo industrial y hoy son pocas las fábricas cuyas funciones de automatización no se basan en una red de área local Ethernet. Esta tendencia sigue consolidándose en nuestros días.

Sistemas tan críticos como nuestras subestaciones eléctricas, plantas nucleares, trenes, aviones y automóviles están incorporando la tecnología Ethernet.





switches ethernet: principios de funcionamiento

El equipo clave en una red Ethernet es el switch (conmutador). Un switch Ethernet se compone de un determinado número de puertos de comunicaciones a los que se conectan los equipos finales, en nuestro caso IED's. Los puertos de comunicaciones de un switch pueden ser tanto de cobre, usando el popular conector RJ45, como de fibra óptica, usando los nuevos conectores MT-RJ o LC, que constituyen la evolución natural de los conectores ST o SC, presentando mejores prestaciones y ocupando un menor espacio, lo cual permite disponer de switches Ethernet con una gran densidad de puertos de comunicaciones.

La principal función de un switch es la de conmutar las tramas Ethernet, a la mayor velocidad posible, entre los distintos puertos Ethernet que lo componen. Un switch Ethernet, al recibir una trama por uno de sus puertos, y tras comprobar la validez de la misma (para lo cual comprueba un checksum calculado por el equipo -IED- que generó la trama), decidirá a qué puerto/s debe enviar dicha trama. Esta decisión la realiza consultando su tabla interna de direcciones MAC, en la cual relaciona las direcciones MAC destino (que es parte de la trama Ethernet) con cada uno de sus puertos físicos.

Si esta dirección MAC se encuentra en la tabla de direcciones, el switch enviará la trama única y exclusivamente por el puerto al que se encuentra asociada dicha dirección MAC. En el caso que dicha dirección no se encuentre en la tabla de direcciones MAC, el switch enviará la trama Ethernet por todos los puertos del switch a excepción del puerto por el que se recibió la trama original.

Es muy importante destacar que esta función de conmutación ha de realizarse a una velocidad tal que se permita a todos los puertos de comunicaciones del switch intercambiar las tramas Ethernet sin sufrir ningún tipo de bloqueo, transmitiendo y recibiendo tramas simultáneamente, a la velocidad máxima posible del puerto. Esto lo pueden realizar los switches **full duplex wire-speed**.

Además de esta función básica de conmutación de tramas Ethernet, un switch incorpora otras funciones, protocolos de comunicaciones, que permiten:

- Establecer redes de Ethernet complejas, con redundancias, en las que los elementos redundantes se encuentren en modo back-up, y sólo se activen en el caso que un elemento falle (**Protocolo Rapid Spanning Tree**).
- Gestionar los equipos, conocer su estado y mandar alarmas en el caso que ocurran una serie de eventos programados en los switches (**Protocolo SNMP**).
- Establecer una política de prioridades de tráfico atendiendo a la naturaleza del mismo, de forma que mensajes considerados críticos sean entregados en situaciones de congestión de red (**QoS**).
- Compartir una misma infraestructura física Red Ethernet entre los distintos servicios que dicha red puede transportar (**VLAN**).



El estándar IEC61850 distingue entre dos buses de comunicaciones: bus de subestación y bus de proceso. Ambos pueden desplegarse mediante redes Ethernet.

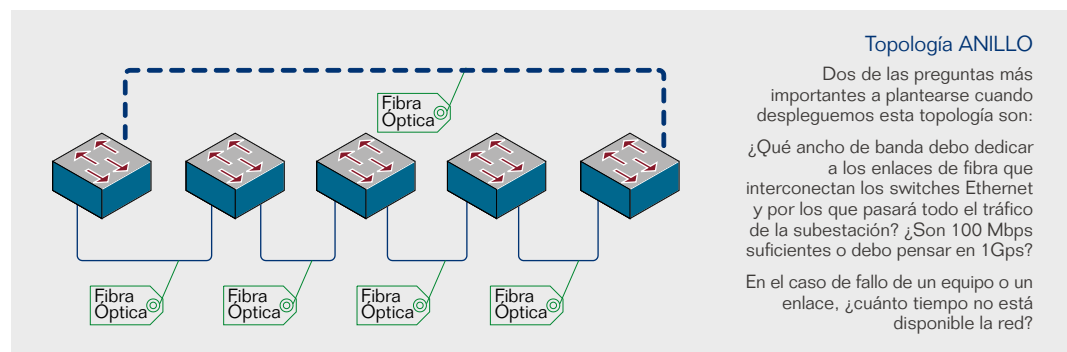
ethernet en las subestaciones eléctricas

Bus de subestación

El bus de subestación es el que más se ha desplegado hasta la fecha. La topología de red más habitual es la de anillo, dada su robustez y ventajas en cuanto a coste de instalación y despliegue. Hay también algunas topologías mixtas estrella - anillo e, incluso, para redes muy grandes, anillos interconectados. En cualquier caso, lo que más preocupa a la industria es que la topología desplegada sea robusta ante fallos.

En este punto, todas las topologías anteriores se basan en redundar, principalmente, los enlaces de fibra óptica, de forma que, ante fallos de switch o enlace, la red de comunicaciones sea capaz de transportar los mensajes IEC61850 por otro camino con el mínimo tiempo de recuperación.

Dada su gran utilización en el bus de subestación, en la siguiente figura se muestra una topología en anillo.

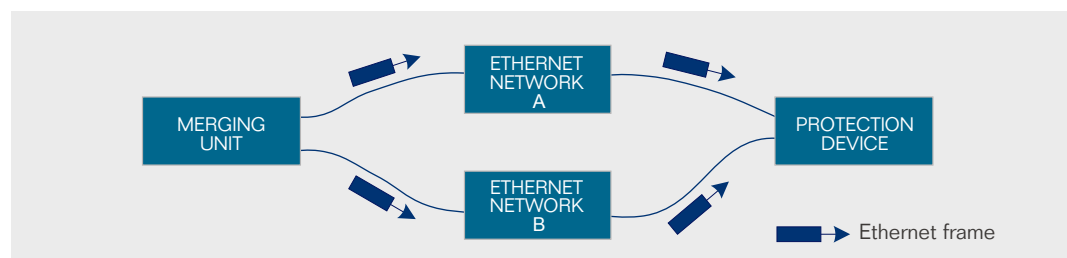


Bus de proceso

El bus de proceso no está tan desplegado como el bus de subestación. Una de las razones es la criticidad de la información (sampled values) que dicho bus debe recoger.

Al igual que para el bus de subestación, la industria está muy preocupada por su fiabilidad.

Con objeto de asegurar la misma ZIV - uSysCom propone redundar completamente la red de área local, esto es, todos los IED's que se conecten en este bus deben disponer de dos puertos Ethernet por los que enviarán / recibirán la misma información a través de dos infraestructuras de red diferentes y separadas, tal y como se muestra en la siguiente figura.



La topología de cada una de las redes anteriores podrá ser de anillo o estrella, pero dada la importancia crítica de la información que esta red debe transportar, no podemos conformarnos con una única tolerancia a fallo de enlace.

Debemos asegurar que, aunque caigan varios equipos de la red, el bus de proceso sigue funcionando.





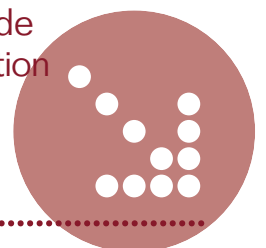
ingeniería y herramientas

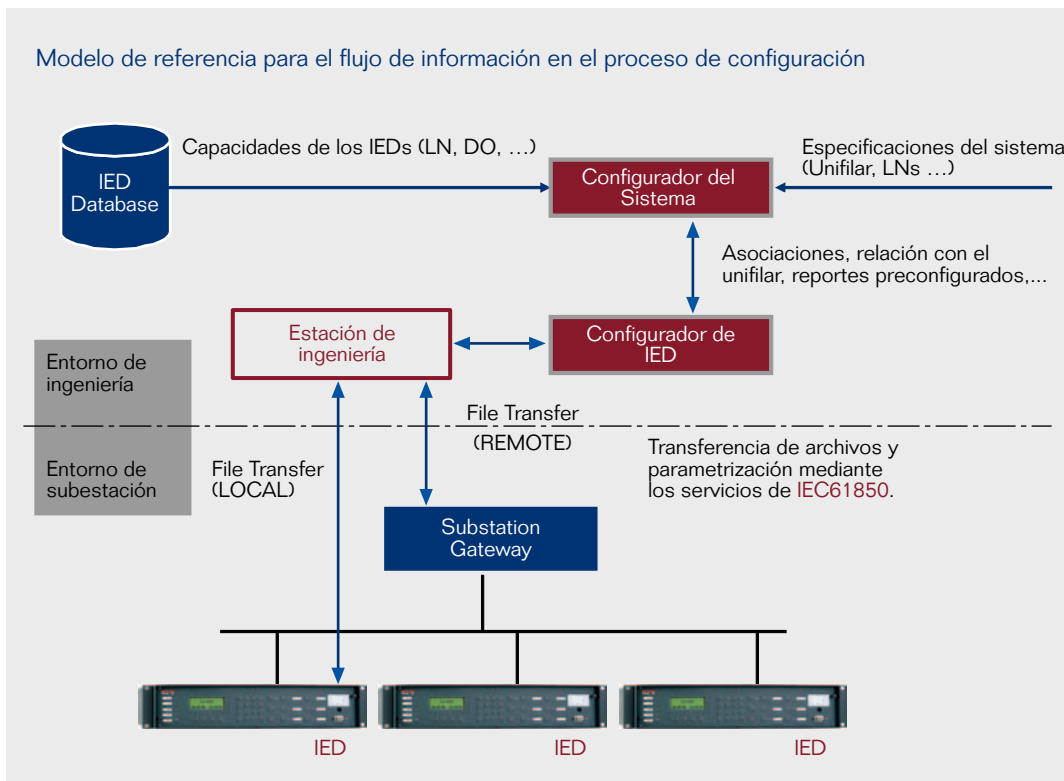
lenguaje SCL, proceso de ingeniería

Una de los logros más importantes de la norma IEC61850 es la estandarización del modo de describir la configuración de las subestaciones en sus dos vertientes, tanto Protección como Control. Se estandariza un lenguaje y diferentes tipos de ficheros a intercambiar entre las herramientas de especificación y configuración y entre éstas y los propios IEDs.

Esta normalización permite, por primera vez, independizar el diseño de las herramientas y el diseño de los IEDs, con una serie de consecuencias muy positivas para los usuarios. Uno de los efectos más importantes es la posibilidad de que aparezcan, en el mercado de la automatización, fabricantes de software que compitan por suministrar herramientas de ingeniería no ligadas a ningún fabricante de equipos con el objetivo de darle un mayor valor añadido al usuario.

La parte 6 de la norma IEC61850 especifica un lenguaje de tipo XML que define un formato de fichero para describir las configuraciones de IEDs relacionadas con comunicaciones, los parámetros de los IEDs, la configuración del sistema de comunicaciones, la estructura funcional de la subestación y las relaciones entre todo lo anterior. El lenguaje definido se llama SCL: Lenguaje de descripción de la Configuración de Subestación (Substation Configuration description Language).





SCL: Lenguaje de descripción de la Configuración de Subestación

El lenguaje SCL es la herramienta que permite intercambiar las descripciones de las capacidades de los IEDs y las descripciones del sistema de automatización de la subestación entre las herramientas de ingeniería de IED y las herramientas de ingeniería del sistema de diferentes fabricantes.

El proceso de ingeniería de la subestación exige que el SCL sea capaz de describir la especificación funcional de la subestación, describir las capacidades de los IED que son utilizados y describir el sistema final configurado en todos sus detalles.

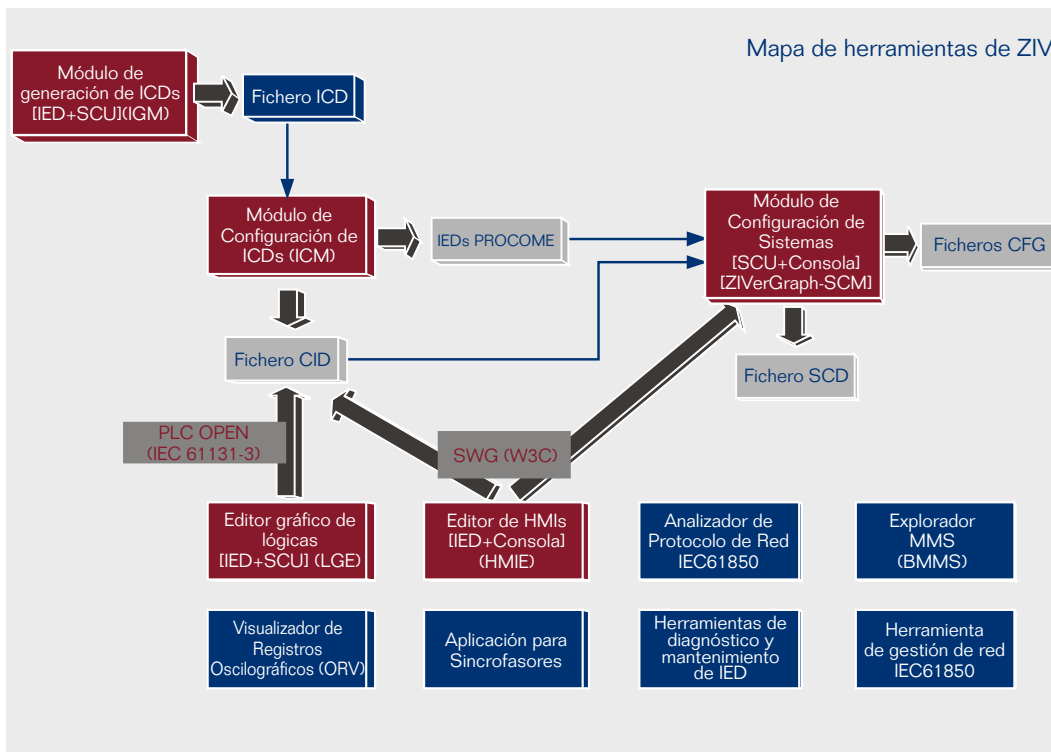
El estándar propone dos tipos de tareas a realizar por las herramientas de ingeniería:

- **Configurador de IED.** Es específico del fabricante y debe ser capaz de importar y exportar ficheros SCL, así como proporcionar los ajustes específicos del IED y generar su fichero de configuración para cargarlo en el IED.
- **Configurador del Sistema.** Es independiente de los IEDs y debe ser capaz de importar y exportar ficheros SCL. Debe ser también capaz de leer el fichero de especificación del sistema para tomarlo como base del diseño o para compararlo con un diseño realizado.

El lenguaje SCL determina el uso de varios tipos de ficheros durante el proceso de ingeniería. Los principales son:

- **ICD (IED Capability Description):** describe las capacidades de ingeniería y funcionalidades de un IED sin ninguna configuración concreta. Un IED que cumpla el estándar debe ir acompañado de su ICD.
- **SSD (System Specification Description):** describe la especificación del sistema con el unifilar, las funciones de la subestación y los nodos lógicos que se necesitan.
- **SCD (Substation Configuration Description):** describe el conjunto del sistema configurado con la información de los IEDs configurados, el subsistema de comunicaciones y la descripción de la subestación.
- **CID (Configured IED Description):** describe la configuración completa de un IED dentro del proyecto concreto y toda la información necesaria para que el "Configurador de IED" lo cargue sobre el IED.





herramientas

ZIV dispone de un conjunto de herramientas que permiten realizar la configuración completa de un sistema IEC61850.

Son herramientas que facilitan la generación de los ficheros CID correspondientes a los IEDs, también llamados “servidores”, integrando todos los ajustes, parámetros y señales de protección y control, la configuración de la lógica programable, y de los “Reports” y “Gooses” de cada posición.

Son también herramientas para el tratamiento de los ficheros SCD que configuran los “clientes” IEC61850, es decir UCS/HMI y RTU de las subestaciones.

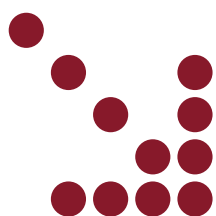
Esta gama de herramientas, finalmente, han sido desarrolladas bajo un entorno amigable y moderno, con un editor gráfico para las lógicas y un potente editor para los gráficos de IEDs y HMIs.



equipos
tecnológicamente
avanzados y
diseñados para
adaptarse



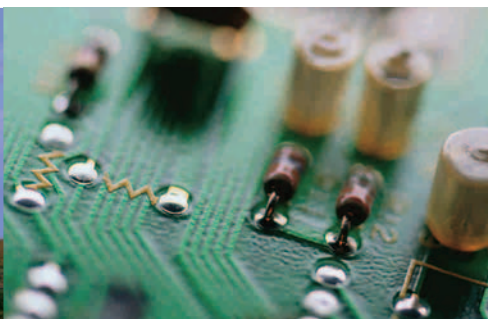
a las necesidades del usuario y aplicación



Los equipos de protección y control IRV, IDV, BCV, ZLV, RTV y MCV, cuyas características particulares se describen en las páginas que siguen, forman parte de una plataforma cuyos miembros comparten una misma arquitectura y unos mismos criterios de diseño, aunque cada uno de ellos ha sido concebido para satisfacer las necesidades de un ámbito específico de aplicación.

integración funcional

Integración de funciones y flexibilidad son las dos líneas principales que han orientado el desarrollo de esta plataforma. La integración funcional hace posible que un solo equipo cubra todas las necesidades de protección y control de una posición eléctrica; la capacidad para inhabilitar cualquiera de las funciones incluidas en un equipo hace posible, por otra parte, establecer la distribución de funciones/equipos óptima en función del equilibrio entre integración y redundancia deseado por el usuario.





innovación

Dentro del espíritu de innovación que caracteriza a ZIV, hay que destacar la función de Simulador Integrado que incorporan estos equipos. Oscilos, en formato COMTRADE, procedentes de simuladores, protecciones o registradores, pueden ser cargados en la memoria oscilográfica y ser usados como señales (analógicas y digitales) de entrada a los algoritmos de medida y protección, en sustitución de las correspondientes magnitudes físicas, lo que permite la reproducción de incidentes y su estudio en condiciones muy próximas a la realidad.

precisión

Los equipos de la plataforma "V" incorporan unidades de medida de alta precisión compatibles con los requisitos más exigentes, tanto en las magnitudes de tensión e intensidad como en las derivadas de potencia y energía.

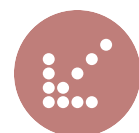
flexibilidad

La unidad lógica incorporada es uno de los exponentes de la flexibilidad en la aplicación. Esta unidad cuenta con una amplia librería de funciones analógicas y digitales y una total capacidad de programación por el usuario, lo que le permite definir lógicas y automatismos sobre cualquiera de las señales y medidas manejadas por el equipo, con velocidades de ejecución compatibles con aplicaciones tanto de protección como de control.

Cualquiera de los equipos de la plataforma "V" dispone también de gran flexibilidad y posibilidades en cuanto a tipos de puertos y protocolos de comunicación, incluida la norma IEC61850, que representa el punto tecnológico más avanzado en cuanto al diseño, definición e implantación de sistemas integrados.

Estos equipos, junto al resto de dispositivos presentados en esta publicación (Unidad Central de Subestación, Terminal Remota, Switch, GPS, Registrador Oscilográfico, Diferencial de Barras y Teleprotección), conforman una solución completa, flexible y abierta al futuro en el ámbito de la protección, control y automatización de subestaciones.

Los modelos de la plataforma "V" son equipos tecnológicamente avanzados y diseñados para adaptarse a las necesidades del usuario sin exigirle cambios drásticos en sus prácticas y aplicaciones, pero abiertos a la evolución con el ritmo y en el modo que desee.





protección, control y medida

IRV

La familia de equipos IRV incorpora en sus diferentes modelos todas aquellas funciones requeridas para la protección, control y medida de líneas de media tensión y máquinas fundamentalmente.



funciones de protección

- Unidades de sobreintensidad (direccional y no direccional) instantáneas y temporizadas de fases y neutro.
- Unidades de sobreintensidad (direccional y no direccional) instantáneas y temporizadas de secuencia inversa.
- Unidades de sobreintensidad (direccional y no direccional) instantáneas y temporizadas de neutro sensible.
- Unidades de sobreintensidad direccional para redes de neutro aislado y neutro compensado (bobina Petersen).
- Unidad de sobreintensidad con frenado por tensión.
- Unidad de mínima intensidad temporizada de fases.
- Protección de faltas a tierra restringidas.
- Protección térmica (Hot-Spot e Imagen Térmica).
- Unidades de frecuencia [$<f$, $>f$ y df/dt].
- Unidades de tensión de fases y neutro.
- Unidad de sobretensión de secuencia inversa.
- Unidad direccional de potencia activa/reactiva
- Unidad de desequilibrio de intensidad (fase abierta).
- Unidad de salto de vector.
- Fallo de interruptor.
- Reenchador trifásico de 4 ciclos.
- Unidad de sincronismo.
- Unidad de carga fría (Cold Load Pick-Up).

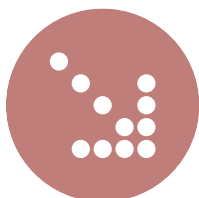
Estas unidades pueden ajustarse por separado en un máximo de 4 tablas de ajuste independientes para cubrir así diferentes condiciones de explotación de un mismo terminal IRV. Las curvas de actuación ajustables podrán ser bajo norma IEC o ANSI indistintamente.

En general, las faltas en una línea eléctrica aérea entrañan menos desperfectos y coste de reparación que las faltas en cualquier otra parte del sistema eléctrico. En cambio, es mayor la frecuencia con la que suceden y muy grandes los efectos negativos que producen en el servicio, haciendo que las protecciones de alimentadores y línea sean tan importantes.

interfaz de control

Los modelos 8IRV disponen de un sistema de control basado en botones programables que permiten al operador actuar sobre la posición de una forma simple y rápida, incluyendo pulsador dedicado para actuación sobre el interruptor.

Por su parte, la opción 7IRV incorpora un display gráfico de control totalmente configurable por el usuario para aquellas aplicaciones donde se requiera mayor flexibilidad y facilidad en su manejo.





otras funciones

La información de eventos (200), informes de falta (15) y oscilos facilitada por el equipo evita el uso de registradores externos. Por su parte, el localizador de faltas integrado favorece la eficiencia del personal de mantenimiento.

Estos equipos disponen también de puerto para sincronización directa vía GPS que permite el estudio de incidentes a partir de relés IRV distribuidos por el sistema.

Además, incorporan unidades de arranque en frío y de vigilancia de circuitos de maniobra (disparo/cierre), supervisión del interruptor (kA^2 y máximo número disparos), reenganchador y varias combinaciones de número de entradas/salidas digitales para cada aplicación concreta.

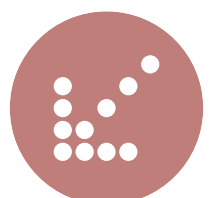
La familia IRV se complementa con el programa **vercomplus**, concebido para disminuir el tiempo requerido para ajustar todas las funciones de protección antes indicadas y para programar de una manera sencilla las ecuaciones lógicas de control.

Los equipos de la familia IRV proporcionan la máxima flexibilidad y versatilidad en su aplicación y plena adaptación a las necesidades de la posición o sistema.

entradas / salidas virtuales

La función de entradas/salidas virtuales permite la transmisión bidireccional de hasta 16 señales digitales y 16 señales analógicas entre 2 terminales IRV conectados a través de un sistema digital de comunicaciones.

Esta función permite programar lógicas que contengan información local y remota, tanto analógica como digital.





protección de distancia

ZLV

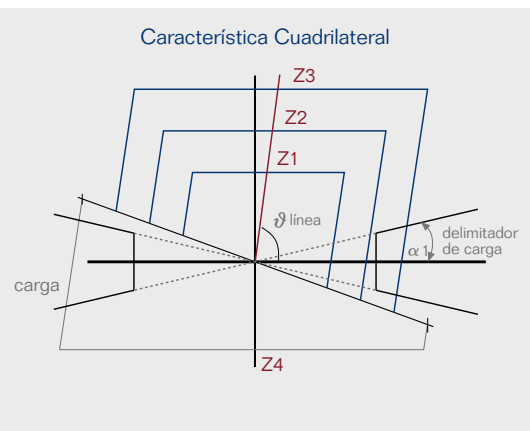
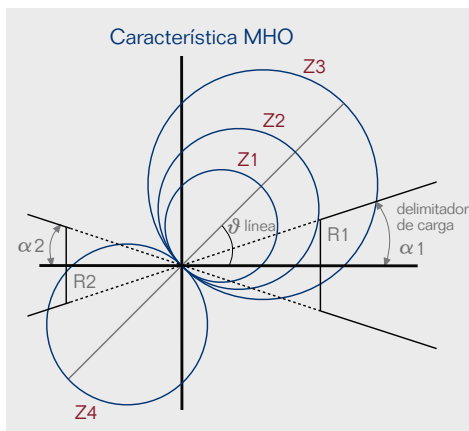
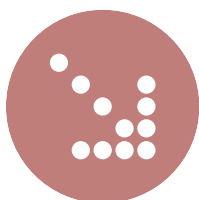
La modelos **ZLV** incorporan todas aquellas funciones requeridas para la protección de distancia, control y medida, fundamentalmente en líneas de transporte.

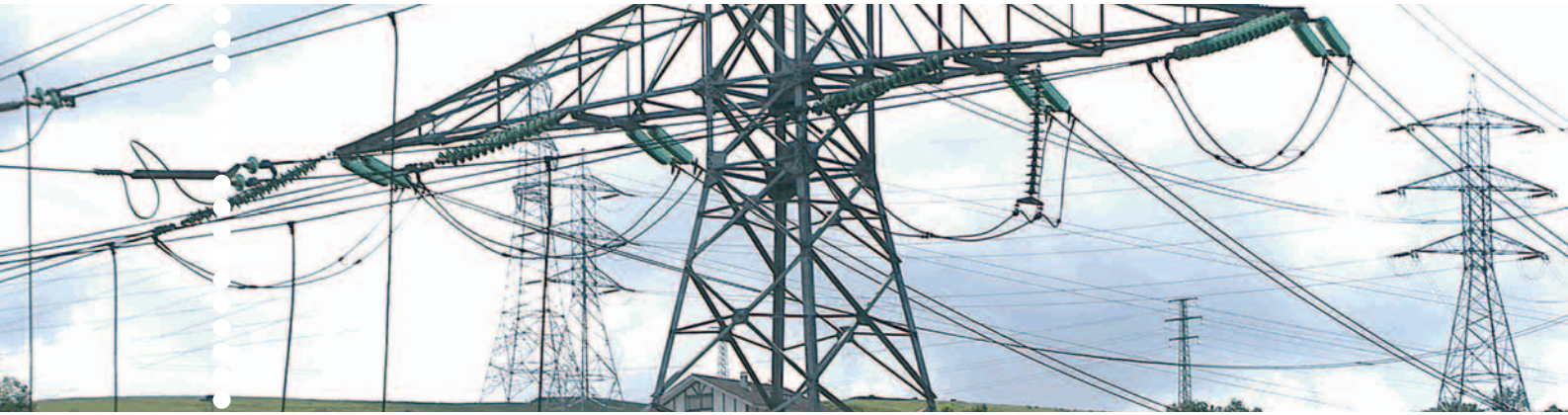


funciones de protección

- Distancia para faltas a tierra y entre fases (5 zonas reversibles; características MHO y/o Cuadrilateral).
- Sobreintensidad para supervisión de unidades de distancia.
- Delimitadores de carga (lógica de invasión de carga).
- Esquemas de protección para unidades de distancia: PUTT, DTT, POTT, DCUB, DCB, etc. preparados para despejar correctamente faltas "cross-country" en dobles circuitos.
- Detectores de fallo fusible, cierre sobre falta, interruptor remoto abierto y línea muerta.
- Detector de oscilación de potencia (bloqueo y/o disparo).
- Reenganchador mono-tripolar (4 modos: 1p, 3p, 1p/3p y dependiente) de 3 ciclos que permite controlar dos interruptores en SSEE de interruptor y medio o de anillo (*).
- Fallo de interruptor con función de redisparo que permite supervisar dos interruptores en SSEE de interruptor y medio o de anillo (*).
- Protección térmica y de fase abierta.
- Unidades de sobreintensidad (direccional y no direccional) instantáneas y temporizadas de fases y neutro.
- Unidades de sobreintensidad (direccional y no direccional) instantáneas y temporizadas de secuencia inversa.
- Esquemas de protección para unidades de sobreintensidad: PUTT, DTT, POTT, DCUB, DCB, etc. preparados para despejar correctamente faltas "cross-country" en dobles circuitos.
- Unidades de frecuencia [$<f$, $>f$ y df/dt].
- Unidades de tensión de fases y neutro.
- Unidades de sincronismo para supervisar hasta dos interruptores (SSEE de interruptor y medio o de anillo) (*).
- Supervisión (kA^2 y máximo número disparos) de hasta 2 interruptores para SSEE de interruptor y medio o de anillo (*).
- Protección de calle (Stub Bus Protection) con frenado porcentual que confiere una mayor estabilidad ante faltas externas (*).
- Lógica de entradas / salidas virtuales para teleprotección.

(*) Funciones de protección específicas adaptadas a SSEE de interruptor y medio y anillo.

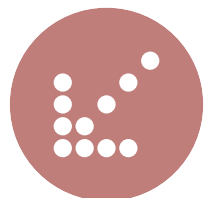
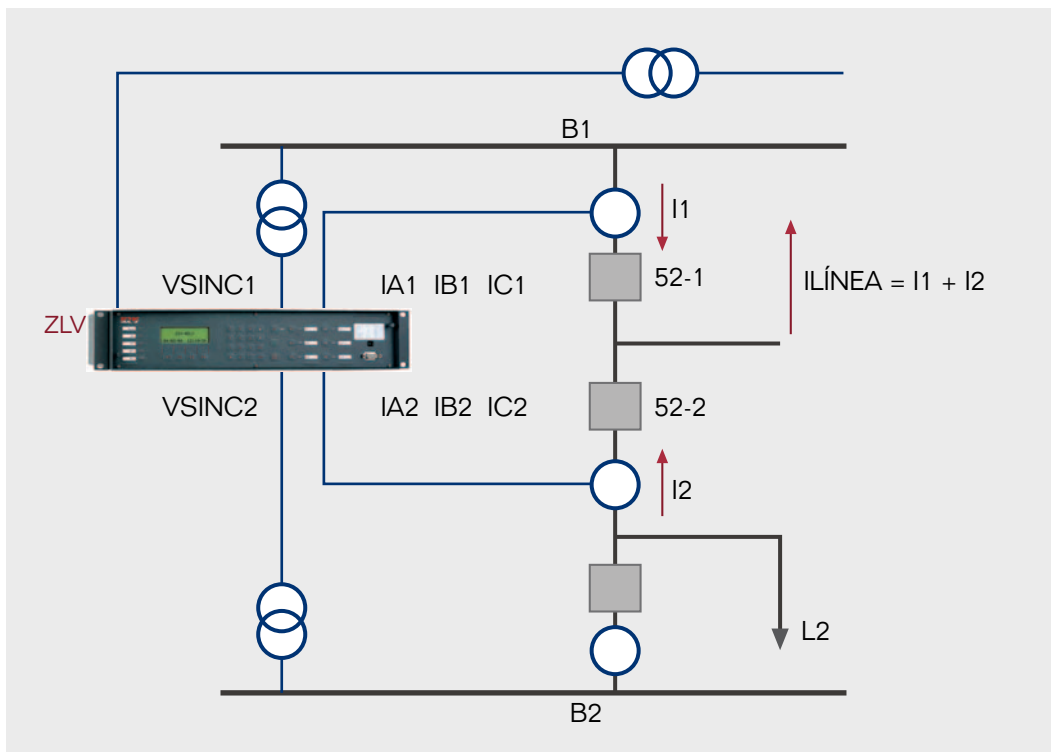




subestaciones de interruptor y medio

Determinados modelos de la familia ZLV han sido diseñados para proteger posiciones de doble interruptor (subestaciones de interruptor y medio o anillo) y, por tanto, incorporan entradas de intensidad independientes para cada TI asociado a dicha posición, así como doble entrada de las tensiones de ambas barras.

Las funciones de protección adaptadas a estas topologías son las marcadas con el símbolo (*) en el apartado anterior.



Los equipos ZLV ofrecen la posibilidad de complementar las unidades de distancia con esquemas de teleprotección.



protección diferencial control y medida IDV

Los equipos denominados **IDV** incorporan funciones de protección diferencial, control y medida, básicamente para transformadores de potencia, pero aplicable también a otras máquinas eléctricas como generadores o reactancias.

funciones de protección

- Diferencial trifásica con frenado porcentual y frenado/bloqueo por armónicos.
- Diferencial trifásica instantánea sin frenado.
- Protección de faltas a tierra restringidas de baja impedancia.
- Detector de falta externa (comparación de fase).
- Protección de distancia para faltas a tierra y entre fases.
- Sobreintensidad para supervisión de unidades de distancia.
- Delimitadores de carga (lógica de invasión de carga).
- Lógica de bloqueo y/o disparo por oscilación de potencia.
- Detector de falta para unidades de distancia y diferencial.
- Protección térmica (Hot-Spot e Imagen térmica).
- Protección de sobreexcitación.
- Unidades de sobreintensidad instantáneas y temporizadas de fases y neutro para cada uno de los devanados.
- Unidades de sobreintensidad instantáneas y temporizadas de secuencia inversa para cada uno de los devanados.
- Unidades de sobreintensidad instantáneas y temporizadas para la puesta a tierra cada uno de los devanados.
- Unidades de frecuencia [$<f$, $<f$ y df/dt].
- Unidades de tensión de fases y neutro.
- Fallo de interruptor para cada interruptor del transformador.

interfaz de control

Estos equipos disponen de un sistema de control basado en botones programables que permiten al operador actuar sobre la posición de una forma simple y rápida, incluyendo pulsador dedicado para reposición de la función 86 (bloqueo de cierre).

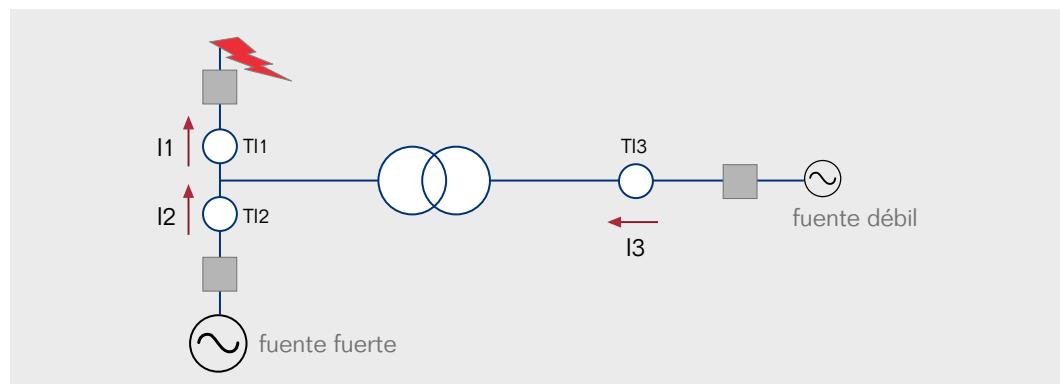
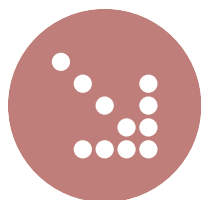
protección diferencial

Nuevo cálculo de intensidad de frenado: mayor frenado ante faltas externas en configuraciones de doble interruptor (SSEE de interruptor y medio o anillo).

· cálculo tradicional
$$I_{FRE1} = \frac{|I_1 + I_2| + |I_3| - (I_{DIF})}{2}$$

· cálculo mejorado
$$I_{FRE2} = \frac{|I_1| + |I_2| + |I_3| - (I_{DIF})}{2}$$

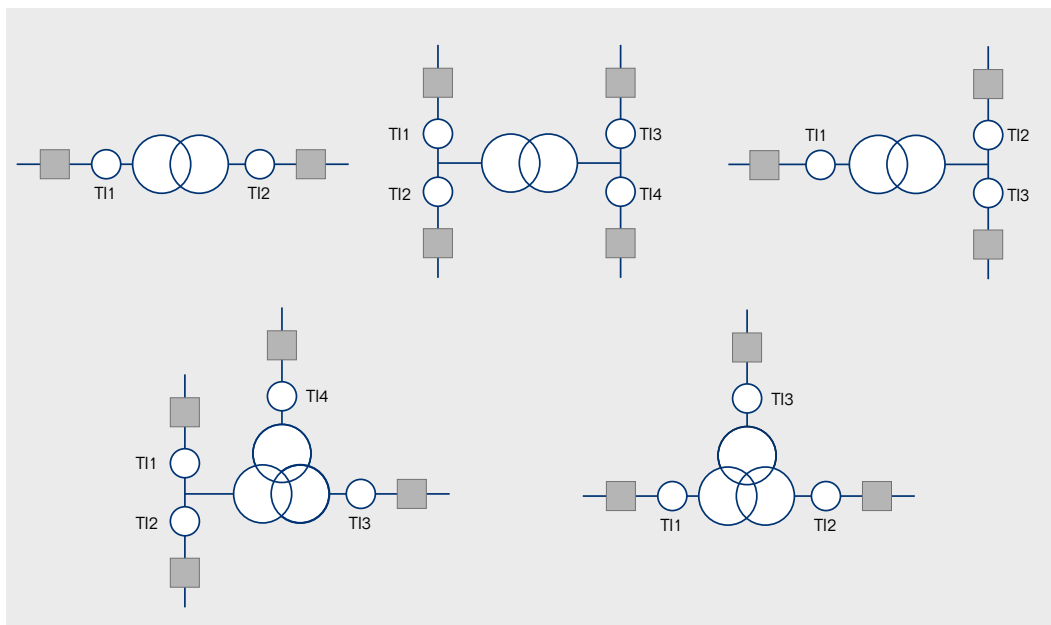
$I_{FRE2} \gg I_{FRE1}$





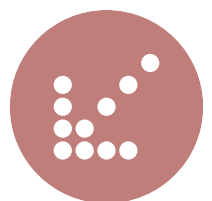
transformadores de potencia

- Para transformadores de 2 ó 3 devanados.
- Hasta 4 grupos trifásicos de entradas de intensidad y 1 grupo trifásico de tensiones.
- Estabilidad mejorada para configuraciones de interruptor y medio ante faltas externas.
- Posibilidad de control del cambiador de tomas mediante la lógica programable (ATCC+YLTC).



protección de distancia

- Función de protección para faltas externas al transformador, más selectiva que las "tradicionales" funciones de sobreintensidad:
- Selección del devanado con función de distancia (1° ó 2°).
- 4 zonas de distancia (todas reversibles).
- 6 unidades de medida independientes para cada zona.
- Alcances de impedancia independientes para unidades de tierra y de fase.
- Característica seleccionable independiente para unidades de tierra y de fase:
 - Mho.
 - Cuadrilateral.
 - Ambas (AND / OR).
- Filtrado de transitorios por TTs capacitivos (ajuste).
- Alcances ($Z1$) y factores de compensación homopolar ($K0=Z0/Z1$) independientes por zona en módulo y argumento.





protección y control de batería de condensadores

BCV

La familia de equipos **BCV** incorpora en sus diferentes modelos todas las funciones requeridas para la protección, control (automatismo de conexión/desconexión) y medida en bancos de condensadores.

funciones de protección

- Unidades de sobrecorriente instantáneas y temporizadas de fases y neutro (*).
- Unidades de sobrecorriente instantáneas y temporizadas de secuencia inversa (*).
- Unidad de desequilibrio de sobrecorriente del neutro de la estrella de la batería (*).
- Unidad de desequilibrio de tensión con compensación del desequilibrio del sistema y del propio desequilibrio del banco.
- Unidades de tensión de fases y neutro.
- Unidad de sobretensión de secuencia inversa.
- Unidad de desequilibrio de intensidad (fase abierta)(*).
- Fallo de interruptor (*).
- Supervisión del transformador de tensión.

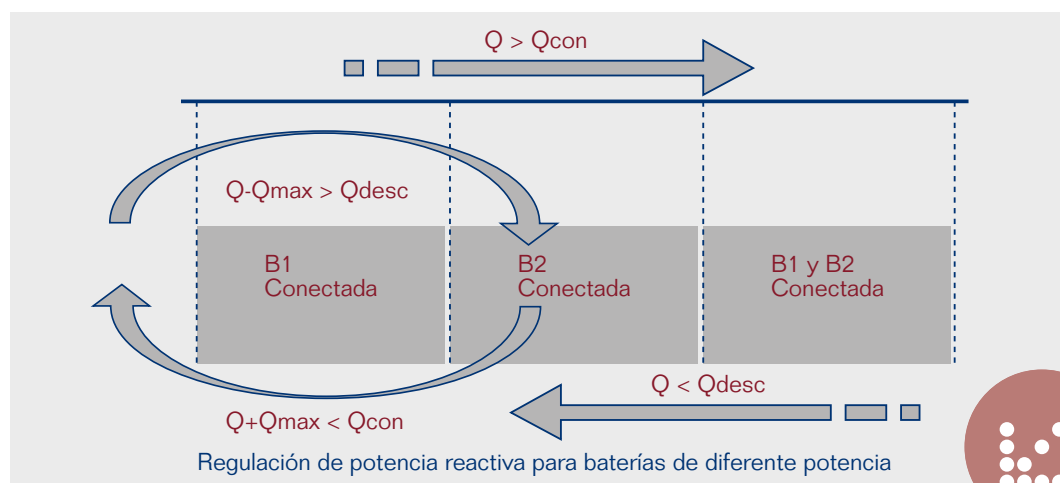
Existen modelos que incluyen dos juegos completos de las unidades de protección indicadas con (*) para dos bancos de condensadores.

interfaz de control y automatismo

Los modelos **8BCV** disponen de un sistema de control basado en botones programables que permiten actuar sobre la posición de una forma simple y rápida, incluyendo pulsador dedicado para ajustar el funcionamiento del automatismo en modo automático o manual (A/M).

En todos los casos se incluye un automatismo de gran flexibilidad concebido en base a un completo calendario y a múltiples magnitudes que pueden seleccionarse como variables de control y supervisión de los bancos de condensadores (I, V, P, Q, $\cos\phi$)

Por su parte, los equipos **7BCV** incorporan un display gráfico de control totalmente configurable por el usuario para aquellas aplicaciones donde se requiera mayor flexibilidad y facilidad en su manejo.





terminal de control y medida

6MCV

La modelos **MCV** presentan todas aquellas funciones requeridas para el control y medida de cualquier posición eléctrica. Son empleados como complemento a terminales de protección en instalaciones que exigen independencia entre la protección y control. Asimismo, son aplicables a posiciones de servicios auxiliares, donde sirven como unidad captadora de señales analógicas y digitales.

funciones de control

- Lógica programable para establecer bloqueos, automatismos, lógicas de control/disparo, jerarquías de mando, etc.
- Captura de hasta 82 entradas digitales y 6 canales analógicos con selección de secuencia de fases: ABC o ACB.
- Hasta 34 salidas digitales para maniobras.
- Vigilancia de hasta 3 circuitos (bobinas) de maniobra para posición de interruptor abierto y cerrado.

funciones de medida

- Tensiones e intensidades simples y compuestas a partir de los canales analógicos.
- Magnitudes de secuencia directa, inversa y homopolar, tanto de las tensiones como de las intensidades.
- Contenido de armónicos de 2º a 8º orden de la intensidad y tensión de la fase A.
- Potencia activa, reactiva y aparente calculadas a partir de las magnitudes anteriores.
- Energía activa y reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Factor de potencia y frecuencia.

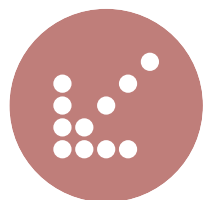
aplicaciones

Una adecuada programación del display gráfico de control (HMI) por medio del programa de comunicaciones **Mercomplus®** permite:

- Operar localmente sobre varios diagramas unifilares configurados.
- Definir páginas de alarmas como complemento a las indicaciones locales (LEDs).
- Facilitar labores de comprobación durante la puesta en marcha con la indicación del estado de las entradas y salidas digitales.
- Visualización de las diferentes magnitudes disponibles en el equipo definidas por el usuario.

interfaz de control

Los modelos **6MCV** incorporan un display gráfico de control, totalmente configurable por el usuario, de gran flexibilidad y facilidad en su manejo.





regulador de tensión de transformador

RTV

Los equipos **RTV** integran las funciones necesarias para la regulación de la tensión de los transformadores de potencia a partir del control del cambiador de tomas.

La regulación de la tensión se efectúa a partir de la medida de la tensión e intensidad en la salida de los transformadores de potencia, a través de los transformadores de intensidad (TIs) y transformadores de tensión (TTs), enviando las órdenes correspondientes al cambiador de tomas del transformador de potencia para elevar o reducir la tensión hasta el valor de consigna prefijado.

funciones de control

Maniobras locales y remotas de:

- Subir / bajar toma (por pulso o por nivel).
- Subir / bajar tensión de referencia (consigna).
- Automático / manual.
- Local / remoto (referido al cambio de consigna del regulador).

funciones de regulación

- Regulación de la tensión del transformador con grado de insensibilidad ajustable.
- Posibilidad de varios intentos de maniobra (subir/bajar toma) con retardos ajustables.
- Eliminación de la temporización en las maniobras en situaciones de riesgo de sobretensión.
- Compundaje de corriente para mantener constante la tensión en las cargas.
- Compundaje de reactiva para compensar el efecto del flujo de intensidad reactiva que aparece con transformadores de diferente relación toma/tensión trabajando en paralelo.
- Compensación de los desfases introducidos en la conexión de los TIs y TTs.
- Varias lógicas de bloqueo del regulador: mínima tensión, máxima intensidad de conmutación y actuación externa.
- Señalización de toma activa con conexión directa o bajo código BCD al equipo regulador.
- Supervisión del cambio de toma: en secuencia y tiempo apropiados.
- Detección de inversión de potencia.
- Registro de bandas de tensión previamente definidas por el operador.
- Contadores de maniobra independientes para subir y bajar toma.

interfaz de control

En particular los modelos **RTV** disponen de un sistema de control basado en botones programables que permiten al operador actuar sobre la posición de una forma simple y rápida, incluyendo un pulsador dedicado para ajustar la regulación de tensión del transformador en modo automático o manual (A/M).

Los equipos **RTV** son de aplicación en aquellos casos en los que se quiere mantener la tensión dentro de un valor constante sin interrumpir el servicio.



regulación de transformadores en paralelo

Los equipos RTV permiten varias estrategias de regulación. Las siguientes son las más habituales:

- **Maestro/Esclavo**

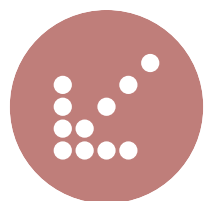
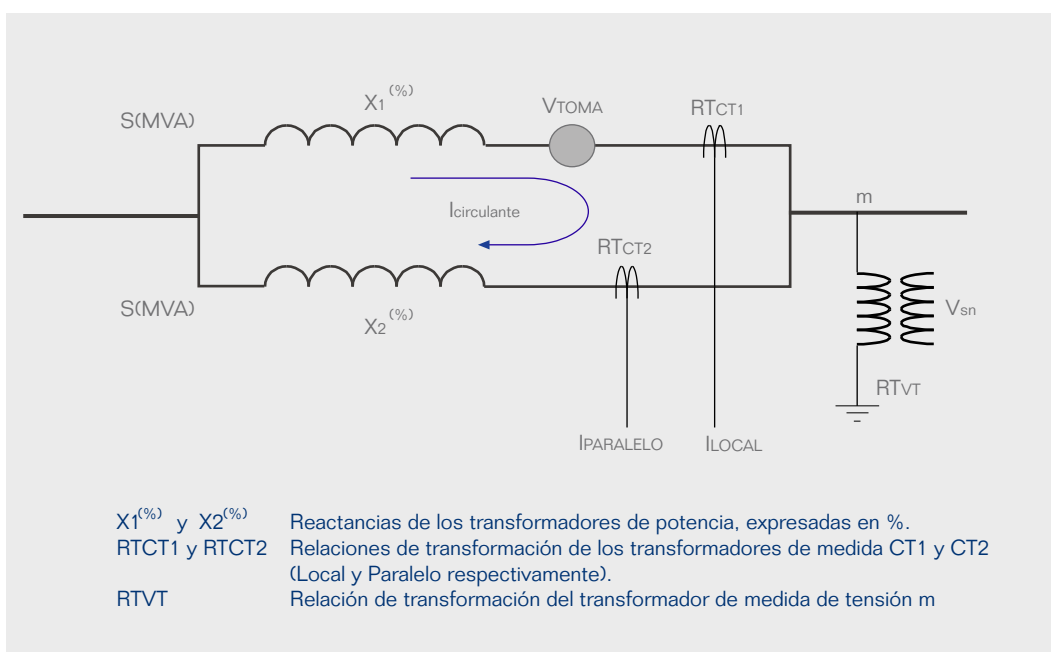
Método aplicable a transformadores con misma relación toma/tensión donde se trata de mantener la misma toma en todos ellos trabajando en paralelo.

- **Compundaje de reactiva**

Aplicable a transformadores que, siendo semejantes, difieren en ciertas características eléctricas: secundarios de diferente impedancia que, forzados a mantener la misma tensión, provocan un flujo de potencia reactiva entre ellos causante de un incremento en las pérdidas y calentamientos.

Este compundaje tiene como objeto minimizar la diferencia de tomas entre ambos transformadores, reduciendo así el flujo de reactiva generado.

La figura muestra dos transformadores de diferente impedancia (X_1 y X_2) trabajando en paralelo:





diferencial de barras

DBN

A pesar de ser poco frecuente, una falta en una barra puede provocar daños irreparables en la instalación y grandes disturbios en la estabilidad del sistema, agravándose si ocurre en barras de alta o muy alta tensión. Por ello, en los sistemas de transmisión es recomendable la instalación de protecciones de barras con capacidad de eliminación de la falta en pocos ciclos.

El principio de operación de las protecciones de barras está basado en las leyes de Kirchoff, la primera de las cuales dice que la suma vectorial de las corrientes de una misma fase, en un nudo de la red, debe ser nula. La fiabilidad de la protección de barras se ve amenazada por el hecho de que la corriente por el secundario de los transformadores de intensidad (TI's) deja de ser lineal en condiciones de saturación.

características del DBN

- Diseño y aplicación flexibles de arquitectura distribuida con posibilidad de montaje compacto.
- Hasta cinco barras y 32 unidades de posición (28 de intensidad y 4 de tensión).
- Baja impedancia con característica de frenado porcentual.
- Frecuencia de muestreo de 48 muestras por ciclo.
- Alta velocidad de actuación con independencia del número de posiciones conectadas a las barras con disparos por debajo del ciclo (disparo en tiempo inferior a un ciclo).
- Ajustable para poder utilizar transformadores de intensidad de características magnéticas diferentes entre posiciones y con distintas relaciones de transformación.
- Incluye lógica de seccionadores, con flexibilidad para aplicación a cualquier esquema de conexión y topología de barras.
- Oscilografía capaz de almacenar todas las magnitudes analógicas capturadas (hasta 128), magnitudes diferencial y de frenado de cada barra, todas las entradas digitales y las señales generadas por la operación de la protección.
- Fallo de interruptor mono-tripolar.

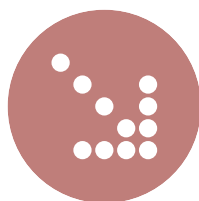
arquitectura del DBN

Unidad Central, que aloja las unidades diferenciales (principales, alarma y supervisión) así como la lógica de disparo y el control y sincronización del muestreo simultáneo de todos los canales de intensidad y tensión.

Unidades de Posición, donde se localizan las funciones de muestreo y medida de los canales de intensidad o tensión, la unidad de fallo de interruptor y las salidas físicas de disparo sobre el interruptor de la posición.

Comunicaciones, constituidas por conexiones de fibra óptica a través de las cuales viajan las muestras y medidas, desde las unidades de posición a la unidad central, y las órdenes de disparo, en sentido contrario y que, en conjunto, constituyen un medio de comunicación con capacidad para 14 Mbps.

Los equipos de la plataforma V pueden ser utilizados, con toda su capacidad de protección, control y registro, como terminales de posición de la protección de barras DBN, constituyendo el conjunto un sistema completo de protección y control de la subestación.





registrador oscilográfico

PRN

Los registradores **8PRN** cubren aquellas aplicaciones de oscilografía que requieren muy altas prestaciones tanto en la captura de señales como en el almacenamiento de la información captada y para las que las funciones de registro contenidas en las protecciones digitales no alcanzan las características necesarias. Ejemplo típico son las necesidades de registro que se presentan en las centrales de generación donde la dinámica de los fenómenos a analizar presenta un espectro de frecuencias para cuya representación fiel son necesarias velocidades de muestreo de varios cientos de muestras por ciclo.

fidelidad de las señales registradas

Con objeto de maximizar la fidelidad de las señales registradas, tanto la medida de intensidad como la de tensión se hacen por medio de circuitos resistivos, sin transformadores intermedios, que, gracias a su avanzado diseño, mantienen el total aislamiento galvánico entre las entradas y la circuitería interna del equipo. La fidelidad analógica se complementa con una velocidad de muestreo que puede alcanzar las 384 muestras por ciclo; todo ello, unido al muestreo sincronizado de todos los canales, permite alcanzar precisiones de 0,1% y errores de fase menores de 0,1 μ s.

medidas ofrecidas por el registrador

Los equipos **8PRN** suministran un conjunto completo de medidas a partir de las señales capturadas: valores de intensidades y tensiones de secuencia, valores eficaces de los canales analógicos, fasores de todas las fases, frecuencia, contenido en armónicos, potencias activa, reactiva y aparente, factor de potencia,... Estas medidas, junto con las entradas digitales, permiten al usuario definir las condiciones de arranque para el inicio del almacenamiento de oscilogramas que mejor se adapten a su aplicación.

flexibilidad, registros y capacidad de almacenamiento

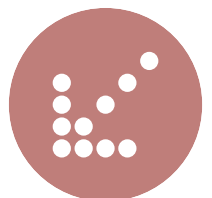
El registrador **8PRN** es un equipo flexible (completamente configurable mediante ajustes, es decir, sin necesidad de modificar, ni añadir ningún elemento hardware) cuyas entradas analógicas pueden ser usadas para medir tanto intensidad como tensión, con un máximo de 16 entradas analógicas y 32 entradas digitales por equipo, cada una de las cuales es escalable para adaptarse a un amplio campo de aplicaciones. Allí donde un solo equipo no es suficiente, la función de Cross-Trigger permite sincronizar los muestreos de todos los **8PRN** necesarios para cumplir con los requisitos de la aplicación.

El **8PRN** dispone de funciones de registro histórico y de localización de faltas, la cual puede programarse para realizar el cálculo sobre dos circuitos distintos.

El almacenamiento de los registros se realiza en formato COMTRADE y pueden ser descargados directamente sobre un pen drive, además de por los puertos y protocolos de comunicación disponibles, incluido IEC61850. Pueden, asimismo, ser impresos utilizando el puerto USB o Ethernet; en este último caso, una impresora puede ser compartida por varios registradores.

El **8PRN** dispone de dos alternativas de sincronización temporal: un puerto BNC para IRIG B 123 y un puerto óptico para NMEA 0183.

Fidelidad, precisión, flexibilidad y capacidad de almacenamiento convierten al **8PRN** en la herramienta ideal para el mantenimiento y el análisis de incidencias en las redes eléctricas.





sistema de teleprotección universal TPU-1

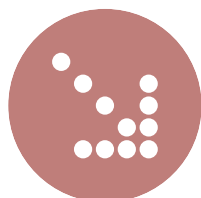
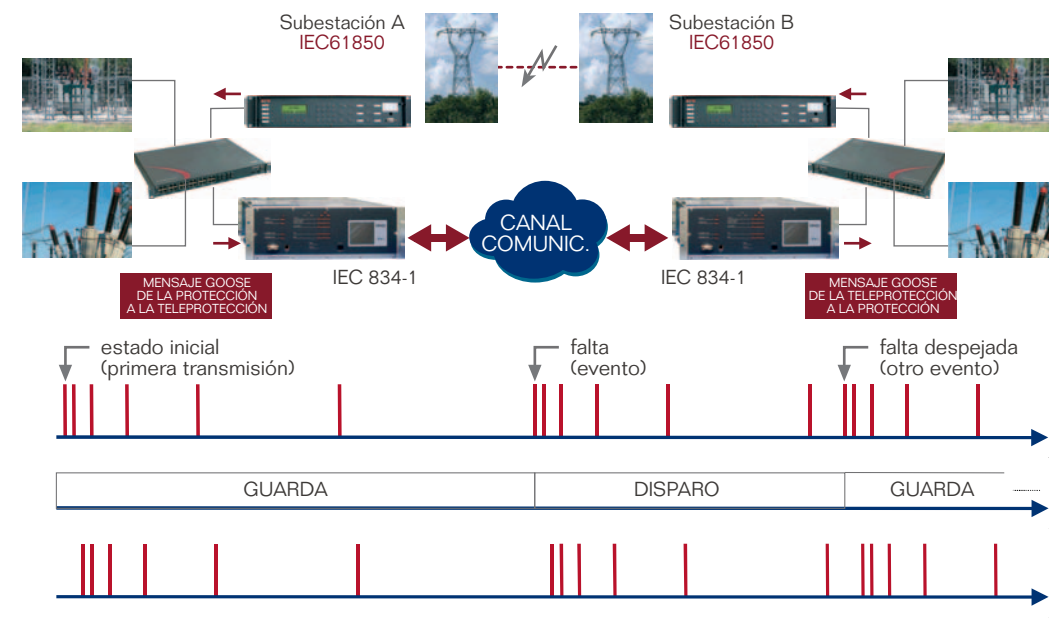
El TPU-1 es un sistema de teleprotección universal con un alto grado de flexibilidad. El interfaz lado comunicaciones puede incorporar hasta dos canales de comunicación independientes, cada uno de los cuales puede ser analógico, digital a 64 Kb7s, digital a 2 Mb/s, digital con interfaz de la serie V o de fibra óptica. Estos dos canales de comunicaciones pueden programarse para comportarse como canal principal y canal secundario de back-up o bien configurar el equipo para comportarse como dos teleprotecciones independientes en un único rack, disponiendo cada una de ellas de su propio canal de comunicaciones.

El interfaz lado protecciones puede incorporar hasta 16 circuitos de entrada/salida (8 tarjetas I/O con dos circuitos I/O cada tarjeta) y/o un interfaz IEC61850 que genera mensajes GOOSE hacia/desde el relé de protección.

sistema de teleprotección para subestaciones IEC61850

El TPU-1 puede utilizarse como sistema de teleprotección para subestaciones IEC61850. En el lado emisión, la teleprotección recibe un mensaje GOOSE del relé de protección, lo convierte en una señal analógica o estructura de trama digital que cumple con los requisitos de la norma IEC 834-1 y transmite esta señal al canal de comunicaciones.

En el lado recepción, la teleprotección detecta esta señal, la demodula o decodifica y la convierte en un mensaje GOOSE que es entregado al relé de protección (véase la siguiente figura). El equipo TPU-1 puede publicar y estar suscrito hasta a 16 mensajes GOOSE, mapeados en hasta 8 órdenes distintas.





migración de subestaciones de arquitectura clásica a arquitectura IEC61850

El TPU-1 puede programarse para utilizar simultáneamente el interfaz IEC61850 y los contactos de entrada/salida, facilitando una migración gradual de subestaciones con arquitectura clásica a subestaciones con arquitectura IEC61850.

canales de comunicación redundantes

El TPU-1 puede transmitir la misma información simultáneamente sobre los dos canales de comunicación. El receptor monitoriza constantemente ambos canales; tan pronto uno de ellos entregue un mensaje de protección el receptor lo analizará para decidir si es un mensaje válido. En caso afirmativo, se activará el contacto de salida (en subestaciones clásicas) o se generará un mensaje GOOSE (en subestaciones IEC61850).

dos equipos de teleprotección independientes en el mismo hardware

El TPU-1 puede programarse para comportarse como dos equipos de teleprotección independientes en un mismo hardware, utilizando cada uno de ellos un interfaz de comunicaciones. Un caso práctico para comprobar la utilidad de esta característica es la construcción de una subestación intermedia en una línea de alta tensión. El TPU-1 que se instale en la subestación intermedia se programa para comportarse como dos teleprotecciones independientes: una desde la subestación intermedia hasta un extremo de la línea y la otra desde la subestación intermedia hasta el otro extremo de la línea.

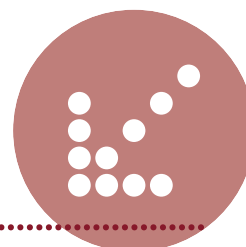
tránsito de órdenes y funcionamiento en líneas con derivación

Cuando el sistema eléctrico incorpora una subestación intermedia o una línea en derivación con 3 equipos TPU-1 (uno en cada subestación), cada TPU-1 puede programarse para enviar un orden simultáneamente a los otros dos.

El TPU-1 puede programarse para comportarse como dos equipos de teleprotección independientes en un mismo hardware, utilizando cada uno de ellos un interfaz de comunicaciones

tránsito de órdenes en líneas en bucle

El TPU-1 puede programarse para funcionar en configuraciones en bucle. En esta configuración cada TPU-1 puede programarse para enviar órdenes a otro TPU-1 del bucle. Los TPU-1 intermedios se programan para aceptar el mensaje y/o transitarlo hasta el destino final





switches ethernet para subestaciones eléctricas

SWT

ZIV-uSysCom dispone de una completa familia de switches Ethernet gestionados, **SWT**, especialmente diseñados para el despliegue de redes de área local muy fiables en las subestaciones eléctricas.

principales características

Arquitectura no bloqueante (full duplex, wire speed), que permite conmutar simultáneamente las tramas Ethernet en todos los puertos del switch a su máxima velocidad gracias a su potente chipset de conmutación.

Preparada para ser la red de comunicaciones de área local para aplicaciones IEC61850. **SWT** facilita el despliegue de redes Ethernet de alta disponibilidad gracias a:

- Fuente de alimentación redundante, aumentando así la disponibilidad de los switches Ethernet.
- Implementación optimizada del protocolo RSTP: en redes de área local Ethernet de alta disponibilidad es muy importante disponer de mecanismos de recuperación ante fallos. La familia de equipos **SWT** no sólo cumple los protocolos STP y RSTP, sino que también su implementación del RSTP minimiza los tiempos de indisponibilidad de la red, siendo así posible, en topologías de anillo, recuperarse ante fallos de enlace en menos de 4 ms por cada switch del anillo.
- Calidad de servicio: el usuario puede definir la forma de manejar los diferentes tipos de tráfico que atraviesan los **SWT** de acuerdo con las prioridades IEEE 802.1p asignadas a los mismos. Los switches Ethernet **SWT** tienen, por cada puerto, tres colas de prioridad diferente, de forma que aseguran la entrega del tráfico más prioritario en situaciones de congestión.
- Limitación del ancho de banda asignado a cada puerto. La familia **SWT** permite limitar el tráfico unicast y multicast que puede atravesar un puerto. De esta forma se pueden limitar los recursos asignados a servicios no críticos.
- IGMP Snooping y control de tráfico broadcast: el poder limitar el tráfico de tipo broadcast nos asegurará que un IED con fallo en su tarjeta Ethernet no sature la red con tráfico no deseado.

“power over ethernet”

Los switches de ZIV- uSysCom pueden alimentar directamente a dispositivos “Power over Ethernet”, de acuerdo con el estándar IEEE 802.3af, tales como teléfonos IP, puntos de acceso WiFi...

modularidad en el número y tipo de puertos

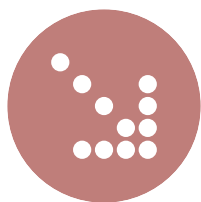
Como opción de fábrica, el usuario puede determinar tanto el número como el tipo de puertos Fast Ethernet que se soportan (eléctricos, fibra óptica multimodo, fibra óptica monomodo...)

Todos los productos de la familia **SWT** disponen de interfaces gigabit Ethernet -módulos SFP- lo cual proporciona una gran flexibilidad a la hora de definir el tipo de enlaces troncales (se disponen de transceptores SFP que permiten el establecimiento de enlaces de hasta 80 km).

gestión SNMP

Los switches Ethernet de la familia **SWT** pueden integrarse fácilmente con las herramientas de gestión basadas en el protocolo SNMP.

SWT ha sido diseñado para trabajar en ambientes de subestación eléctrica, como cualquier otro dispositivo electrónico inteligente IEC61850 (IED).





micro remotas IEC61850

URT



La familia de productos **URT** permiten una sencilla integración en una subestación **IEC61850** de elementos que, aunque pueden ser controlados y/o monitorizados, no soportan el protocolo **IEC61850**. Este tipo de remotas facilita, por tanto, la realización de novedosas arquitecturas de automatización **IEC61850** sin la necesidad de conversores de protocolos.

Las micro remotas **IEC61850** de la familia **URT** disponen de 16 entradas digitales, 8 salidas digitales y 4 entradas analógicas.

funciones

- Reporte del estado de las entradas digitales: bien mediante reports, mediante consultas del árbol 61850 del equipo desde el HMI o bien mediante mensajes GOOSE personalizados por el usuario.
- Ejecución de mandos: bien mediante mandos a través de mensajes de control del protocolo o bien mediante recepción de mensajes GOOSE's.
- Reporte de los niveles de las entradas analógicas (mediante GOOSEs, árbol 61850 o reports).
- Registro circular de eventos (512Kb).
- Total configurabilidad de las variables integrantes del GOOSE de salida de la remota y de las variables integradas en los reports.
- Capacidad de suscribirse hasta a 25 mensajes GOOSE de entrada e interpretar en tiempo real cada una de las variables contenidas en ellos, pudiendo utilizarlas en operaciones lógicas.
- Integra un cliente SNTP para la sincronización del equipo a través del reloj maestro de la subestación.

comunicaciones

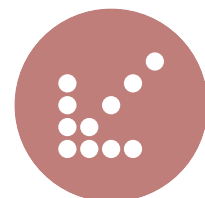
Las micro remotas **IEC61850** de la familia **URT** pueden incorporar un switch Ethernet de 4 puertos, dos de ellos de fibra óptica multimodo, mediante los cuales se puede establecer una red Ethernet (anillo a 100 Mbps).

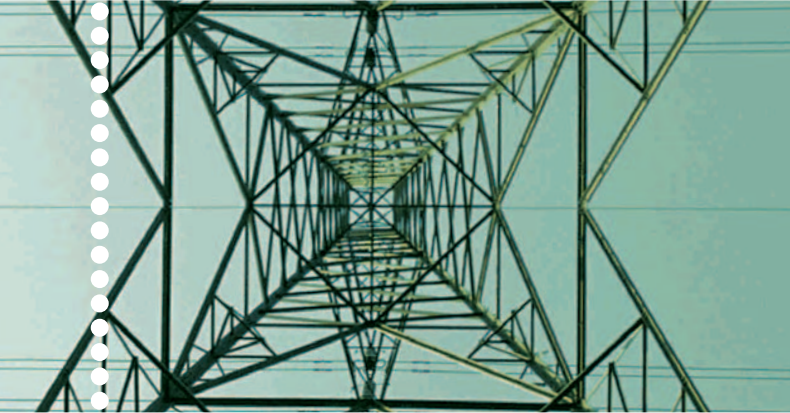
Los dos puertos Ethernet restantes pueden ser destinados a la incorporación de otros IED's en el anillo ethernet establecido por las micro remotas **URT**.

prestaciones

Especial atención se ha prestado al rendimiento de la familia **URT**. Esta familia de micro remotas de subestación realizan la ejecución de mandos en tiempo real, asegurándose tiempos menores a 1 milisegundo desde que se recibe, por ejemplo, un GOOSE para la ejecución de un mando hasta que dicho mando se activa.

Este tipo de remotas facilita la realización de novedosas arquitecturas de automatización **IEC61850** sin la necesidad de conversores de protocolos.





unidad central de subestación IEC61850

CPT

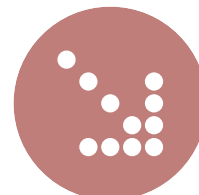
Los equipos **CPT** están destinados a actuar como Unidades Centrales de Subestación y/o RTU, resolviendo las necesidades de comunicación y tratamiento de datos de los equipos de protección, control y medida que se encuentran en las subestaciones eléctricas.

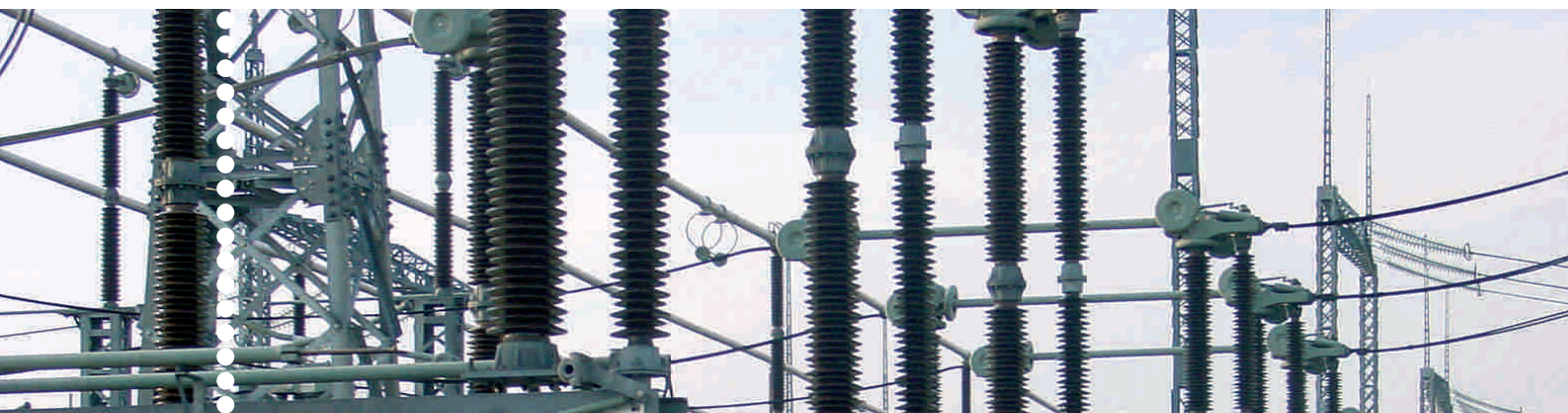
Su diseño le permite actuar como "cliente", y también como "servidor", en instalaciones con arquitectura de comunicaciones basada en la norma **IEC61850**, en la cual los equipos de protección, control y medida se interconectan a través de una red Ethernet. El **CPT** facilita, por tanto, el proceso de migración hacia los más modernos sistemas de automatización de subestaciones, permitiendo la integración de los nuevos estándares de comunicaciones en las instalaciones existentes.

funciones

- Cliente **IEC61850** de la subestación, gestionando las comunicaciones con los diferentes equipos de protección, control y medida distribuidos.
- Servidor **IEC61850**, con su correspondiente modelo de datos y servicios, entre los que se incluyen los GOOSEs.
- Módulo de ejecución de los automatismos y lógicas programables centrales del sistema.
- Gestión de la comunicación con niveles superiores (Telemando).
- Gestión de las comunicaciones locales y remotas con la Consola de Operación de **ZIV**.
- Generación de las bases de datos en tiempo real de todas las variables de la subestación: alarmas, medidas, estados, contadores, etc.
- Módulo de gestión de las configuraciones de la subestación, encargado de mantener actualizado el fichero SCD de la instalación en función de los ficheros CID de los IEDs a los que está asociado.
- Servidor de FTP.
- Servicio Cliente/Servidor del protocolo de sincronización horaria SNTP.
- Modos de operación redundante:
 - Capacidad de funcionamiento sobre una red de comunicaciones redundante (topología en doble estrella y doble anillo).
 - Capacidad de funcionamiento con una segunda Unidad Central de Reserva en modo Dual o en modo Hot-Stand-By.
- HMI (consola) local y remoto basados en un servidor web.
- Gateway entre sistemas convencionales y sistemas **IEC61850**.
- Simulador integrado de señales, medidas, contadores y órdenes de control.

Los modelos CPT son equipos de alta fiabilidad con especificaciones de rango industrial.





Los modelos **CPT** son equipos de alta fiabilidad con especificaciones de rango industrial. Su arquitectura de HW y SW es modular, utilizando para su operación un sistema de tiempo real. Son equipos construidos en 1 Rack de 19" y 2U de altura, con alimentación en corriente continua.

protocolos de comunicaciones

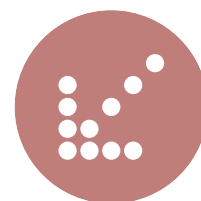
- Protocolo TCP/IP completo y comunicaciones para redes cableadas 802.3 (LAN).
- Módulo de comunicaciones **IEC61850**:
 - Modelos de datos comunes, compatibles y extendidos (IEC 61850-7-3 e IEC 61850-7-4) y Servicios ACSI (IEC 61850-7-2) para Cliente, mapeados sobre el protocolo MMS (ISO/IEC 9506 Parte 1 y Parte 2) y Ethernet ISO/IEC 8802-3.
 - Servicios GOOSE.
 - Sincronización horaria a través del protocolo SNTP.
 - Configurabilidad mediante ficheros XML según plantillas SCL (Substation Configuration Language).
- Módulos con protocolos serie asíncronos clásicos para comunicación con equipos de posición (nivel 1): PROCOME, DNP3.0, IEC 870-5-103, SPABUS, MODBUS, etc.
- Módulos con protocolos serie asíncronos para comunicación con el Telemando: IEC 870-5-101 (configurable según perfil), DNP3.0, GESTEL, PID1, INDACTIC 2033, SEVCO 6802, etc.

canales de comunicaciones

- Canales serie asíncronos de fibra óptica de plástico y cristal (conectores ST, F-SMA, etc.).
- Canales serie asíncronos eléctricos (RS-232C y RS-485).
- Un canal de comunicaciones serie de propósito general (RS-232C).
- Dos puertos Ethernet 10/100 BaseT (RJ-45).
- Un puerto BNC con decodificador de señal IRIG-B123 para sincronización horaria.

Todo ello hace del **CPT** una potente máquina que puede aunar en un solo dispositivo toda la funcionalidad de Unidad Central de Subestación+HMI y RTU, o bien puede actuar con dichas funcionalidades segregadas en máquinas independientes.

El **CPT** facilita el proceso de migración hacia los más modernos sistemas de automatización de subestaciones, permitiendo la integración de los nuevos estándares de comunicaciones en las instalaciones existentes.





experiencias

en el entorno de la norma

ZIV posee una dilatada experiencia en el entorno de la norma IEC61850, tanto en su definición como en su implementación en subestaciones.

Miembro desde hace muchos años del "UCA International Users Group", ha participado en el desarrollo de la norma desde 1995, año en que los working groups del TC57 de IEC comenzaron su redacción. Hoy día sigue siendo un miembro activo de este comité técnico y está presente también en los grupos de trabajo WG10 (Standards for Communication in Substations) y WG19 (TC57 Harmonization Issues).

Asimismo, participa en diferentes grupos de trabajo de CIGRE, en los que se están desarrollando temas tales como "Pruebas Funcionales de Sistemas basados en IEC61850" y "Aplicación de Esquemas de Protección basados en IEC61850".

A lo largo de todos estos años, ZIV ha participado con gran éxito en diversos eventos internacionales en los que diferentes fabricantes de IEDs hemos puesto a prueba, básicamente, la interoperabilidad de nuestros dispositivos.

México fue el país en el que ZIV instaló su primer sistema IEC61850 en el año 2006, en la SE La Venta II, con el añadido de ser la primera instalación multi-fabricante del mundo.



interUCA

De forma pionera en España y en el mundo, en 2001 ZIV inició un proyecto de I+D en colaboración con otras empresas del sector eléctrico español, llamado InterUCA, con el fin de implementar el primer sistema IEC61850 en una subestación.

Los objetivos principales eran ganar experiencia en la interpretación de la norma, verificar la interoperabilidad entre distintos fabricantes y validar los tiempos de transmisión y la arquitectura de comunicaciones. En 2004, finalizados los desarrollos y tras intensas pruebas en laboratorio y en la subestación, el nuevo sistema quedó funcionando de forma muy satisfactoria.

Esta primera experiencia demostró que la aplicación de la norma IEC61850 imponía unos nuevos requisitos de hardware y software a los IEDs de Protección y de Control.

La nueva gama de equipos que ZIV ha venido desarrollando desde entonces proporciona una capacidad de procesamiento de datos muy superior a la que hasta ese momento requerían los mismos equipos que hacían uso de otros protocolos tradicionales.

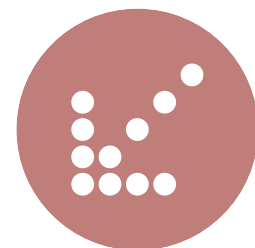
En 2004, finalizados los desarrollos y tras intensas pruebas en laboratorio y en la subestación, el nuevo sistema quedó funcionando de forma satisfactoria, acorde a las especificaciones.

proyectos en marcha

Desde finales de 2004, una vez lograda la madurez de los nuevos IEDs y probada su interoperabilidad, son ya muchas las instalaciones de transmisión y distribución en diferentes países en las que ZIV ha instalado equipos con tecnología IEC61850.

México fue el país en el que ZIV instaló su primer sistema IEC61850 en el año 2006, en la SE La Venta II, con el añadido de ser la primera instalación multi-fabricante del mundo. ZIV fue uno de los principales suministradores del proyecto, instalando IEDs de Protección y Control, sincronizadores GPS, HMIs y RTUs.

España, Brasil, Rumanía, Chile, Arabia Saudí,...son otros países en los que ZIV tiene proyectos en marcha, o en proceso de estarlo, basados en la tecnología IEC61850.





certificación e interoperabilidad

La norma IEC61850, en su parte 10, estandariza un conjunto de técnicas para probar la conformidad de las implementaciones de los IEDs desde el punto de vista de las comunicaciones (no de la funcionalidad del equipo). Estos test de conformidad pueden considerarse como las "pruebas tipo" de las comunicaciones y es el UCA International Users Group quien ha definido los procedimientos de prueba de forma detallada.

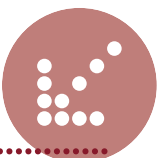
Como estándar global de comunicaciones, la norma IEC61850 incluye tests de conformidad estandarizados que tratan de garantizar que todos los suministradores de IEDs cumplen con los requisitos que les sean aplicables. De esta forma, se trata de mejorar la capacidad del sistema para integrar los IEDs más fácilmente, de asegurar que los IEDs operen correctamente y de que se soporten las aplicaciones como se desea. En definitiva, se trata de garantizar la interoperabilidad de los IEDs.

Estos test de conformidad representan un "mínimo" desde el punto de vista de la interoperabilidad, ya que la experiencia ha demostrado que IEDs que poseían dichos certificados de conformidad han tenido que ser modificados cuando, probados en campo junto con equipos de otros fabricantes, han dado muestras de no ser interoperables.

Estos hechos ponen de manifiesto que muchas de las implementaciones de la norma IEC61850 en subestaciones con un único fabricante no garantizan al usuario final la disponibilidad de un sistema abierto e interoperable. La interoperabilidad sólo queda garantizada cuando los IEDs la demuestran en sistemas multi-fabricante.

ZIV dispone de los certificados de conformidad de su gama de equipos de Protección y Control. Dichos certificados han sido emitidos por el laboratorio de KEMA (Holanda), una vez superados todos los test aplicables según la norma.

La interoperabilidad sólo queda garantizada cuando los IEDs la demuestran en sistemas multi-fabricante.





futuro desarrollo de la norma

La primera edición de la norma **IEC61850** se completó entre los años 2003 y 2004. Formada por 14 partes, todas ellas fueron convirtiéndose en IS (International Standard) a lo largo de dichos años. Desde entonces, la norma **IEC61850** no ha dejado de enriquecerse con mejoras y correcciones y de crecer en su alcance.

Mediante el procedimiento de los "tissues" (Technical Issues), los usuarios y desarrolladores que trabajan con los documentos de la norma pueden plantear dudas y proponer modificaciones a la edición vigente del estándar.

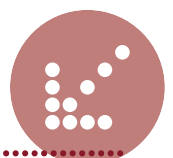
Dentro del WG10 (del que **ZIV** es miembro activo), perteneciente al TC57 y encargado del mantenimiento del estándar, existe un mecanismo de discusión y aprobación de los diferentes "tissues". Estos "tissues" pueden ser aceptados tal cual se reciben, aceptados con modificaciones sobre la propuesta inicial o rechazados.

Por otra parte, varios grupos de trabajo pertenecientes al TC57 de IEC están aplicando los principios básicos de la norma a otros ámbitos diferentes de las subestaciones eléctricas. Estos nuevos ámbitos son "Seguridad" (WG15), "Generación Distribuida y Automatización de la Distribución" (WG17), "Plantas hidroeléctricas" (WG18) y "Comunicación entre Subestaciones y Centros de Control" (WG19, en el que **ZIV** también participa como integrante).

Los resultados de algunos de estos grupos pasarán a formar parte de la edición 2 de la norma que, por tanto, quedará constituida por un conjunto de partes más amplio que el actual. Este crecimiento se debe tanto a la introducción de los nuevos ámbitos de aplicación como a la inclusión de algunos capítulos que explicarán el uso de los nodos lógicos desde un enfoque eminentemente práctico.

Paralelamente, dentro del comité TC88 de IEC se está desarrollando la norma IEC 61400-25 para modelización de Parques Eólicos, utilizando conceptos muy semejantes a los empleados por el 61850.

Como consecuencia de estas actividades de estandarización en otros ámbitos distintos de las subestaciones, en la próxima edición 2 de la norma, prevista para 2009-2010, el título de la norma evolucionará de "Communication Networks and Systems in Substations" a "Communication Networks and Systems for Power Utility Automation".





España

Sede Social

Parque Tecnológico, 210
48170 Zamudio, Bizkaia
t: +34 94 452 20 03
f: +34 94 452 21 40

Madrid

Avda. Vía Dos Castillas 23, Ch. 16
28224 Pozuelo de Alarcón, Madrid
t: +34 91 352 70 56
f: +34 91 352 63 04

Barcelona

Biscaia, 383
08027 Barcelona
t: +34 93 349 07 00
f: +34 93 349 22 58

Sevilla

Avda. Isaac Newton, Pabellón
de Italia, 3ª N-E - 41092 Sevilla
t: +34 954 46 13 60
f: +34 954 46 24 84

Las Palmas

Fernando Guanarteme N°16.
Ofic. 1ªA - 35007
Las Palmas de Gran Canaria
t: +34 94 452 20 03

EEUU y Canadá

2340 River Road, Suite 210
60018 Des Plaines, Chicago, IL.
t: +1 847 299 65 80
f: +1 847 299 65 81

Brasil

Av. Padre Natuzzi, 200.
São Francisco 24360-180 Niterói- RJ
t: +55.21.3611-4350
f: +55.21.3611-4351

Emiratos Árabes Unidos

Mazaya Center, Block C,
Suite 3005 - 3089 Dubai.
t: +971 4 3438501
f: +971 4 3437501

Singapur

10 Anson Road No. 27-05
International Plaza
Singapore 079903
t: +65 6224 6680
f: +65 6224 6757

Rusia

Ul. Bolshaya Dmitrovka, 7/5,
Str. 2. Fl. 4. 125009. Moscow
t: +7 495 580 92 93



www.zivpmasc.es
www.zivpmasc.com



www.ziv.es

ZIV se esfuerza constantemente en la mejora de sus productos y servicios. Consecuentemente, la información técnica que contiene este documento está sujeta a cambios sin previo aviso. Para otros países, por favor consulte en nuestra página web en nombre de nuestro distribuidor más próximo.