



CARRERA DE INGENIERÍA EN

ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN .

TEMA: “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA LOCAL MEDIANTE PROTOCOLO IEC 61850 PARA LAS CELDAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., COMO PARTE DEL SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN CONVENIO CON EL MEER”.

AUTORES: NANCY JIMENA TAPIA QUEVEDO.
ANDRÉS SEBASTIÁN TOBAR VILLACÍS.



SUBESTACIÓN SAN RAFAEL





Objetivo General:

Implementar un sistema Scada Local mediante estándar IEC 61850 para las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. como parte del sistema integrado para la gestión de la distribución eléctrica en convenio con el MEER.

Objetivos Específicos:

1. Investigar sobre la evolución y desarrollo del estándar IEC 61850 en subestaciones de distribución eléctrica.
2. Identificar los equipos de protección, medición y control; interfaces y protocolos de comunicación requeridos para el sistema SCADA local en las subestaciones de ELEPCO S.A



3. Analizar e investigar las particularidades que presentan los sistemas de comunicación mediante el uso del estándar IEC 61850 para la interconexión de equipos de protección, medición y control de las celdas de distribución eléctrica.
4. Instalar los equipos de protección, medición y control que forman parte de la repotenciación de las subestaciones de distribución eléctrica dispuestas para para la implementación del sistema SCADA local.
5. Configurar el mapeo de memoria de las señales eléctricas proveniente de los equipos electrónicos mediante el protocolo IEC 61850.
6. Parametrizar y configurar las interfaces de comunicación Ethernet para uso del protocolo IEC 61850 sobre TCP/IP.



Introducción Estándar IEC 61850:

GENERALIDADES:

El estándar IEC-61850 surge con el objetivo de garantizar la interoperabilidad entre distintos equipos electrónicos inteligentes (IED, Intelligent Electronic Device) que componen un sistema de automatización de una subestación eléctrica.

El estándar IEC-61850 desarrolla un modelo de datos que recoge toda la información que puede ser necesaria en un sistema de automatización de una instalación eléctrica,

Todos los IEDs que cumplen con la norma organicen su información según el mismo modelo de datos.

La interoperabilidad, sin embargo, no garantiza la intercambiabilidad.



¿Qué es IEC-61850?



Norma aceptada internacionalmente para “redes de comunicaciones y sistemas en subestaciones”.

No solo es un protocolo de comunicaciones, también define la construcción del sistema, sus herramientas y configuración.



Es abierto a las diferentes filosofías de sistemas.

Usa Ethernet TCP/IP para la comunicación.

Beneficios de IEC 61850.

Interoperabilidad:

La habilidad de los IEDs de uno o varios fabricantes para intercambiar información y usar esa información para sus propias funciones.

Configuración libre:

El estándar soporta diferentes filosofías y permitir la libre utilización de funciones.



Descripción abierta de cada IED:

Reduce la ingeniería y configuración.

Las capacidades de cada IED están descritas en forma estándar.

Funciones, soluciones y datos propietarios están disponibles y son permitidos por la norma.

Intercambio de datos alta velocidad por enlaces Ethernet que operan a 10 o 100 Mbit/s que intercambian los datos recabados y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales de punto a punto.



Comunicación más cercana a los equipos de potencia:

Comunicación, adquisición de datos y capacidades de control van a estar directamente incorporadas en el equipamiento primario.

Usa Ethernet y TCP/IP para la comunicación

Reducción de cableado convencional:

LAN en lugar de múltiples cables de cobre.

Preparado para el futuro:

El estándar está diseñado para seguir tanto el progreso en las tecnologías de comunicación, como los requerimientos que envuelven a estos sistemas.

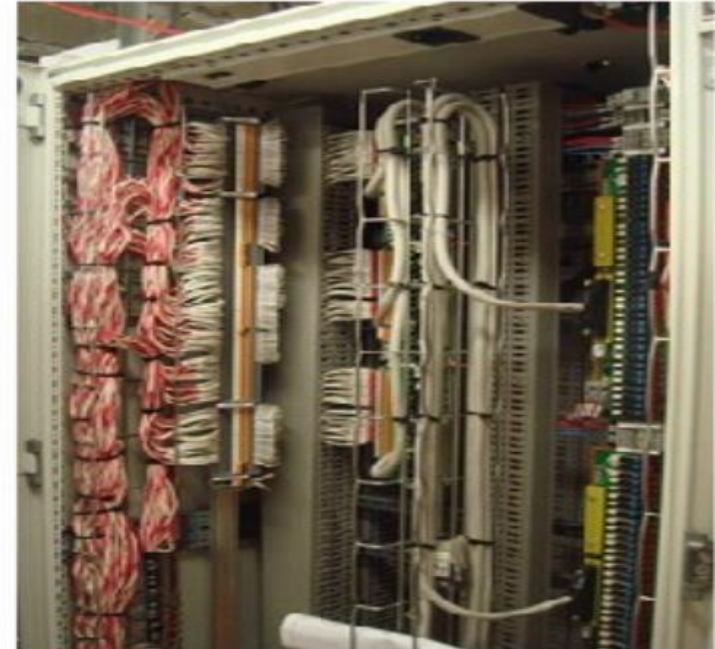


Evolución de la automatización de subestaciones ha permitido un ahorro de cable de cobre entre dispositivos de medición, control y protección de equipos; y que las conexiones se encuentren de forma ordenada y debidamente etiquetadas.

Antes



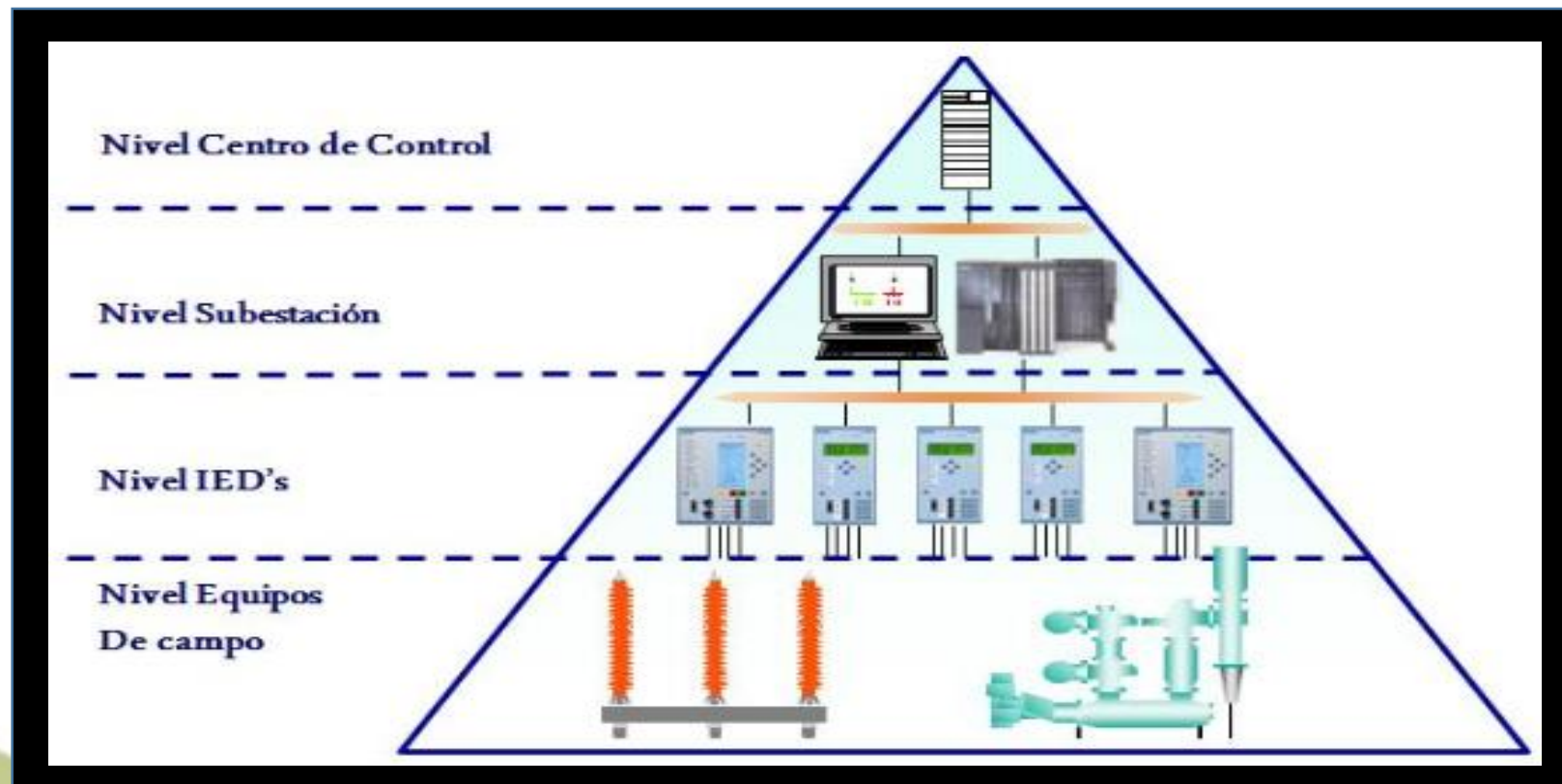
Después





Modelo de Sistema de Monitoreo y Control en Subestaciones Eléctricas

Siguiendo los modelos de los sistemas de control, desde el punto de vista del control y automatización de subestaciones eléctricas; por lo general se definen 4 niveles de Automatización.





Evolución de la Automatización en Subestaciones:

Nivel de Proceso o Campo:

Es el nivel correspondiente a los dispositivos electrónicos (IEDs) que permiten el acceso a los equipos desde niveles superiores.

Un ejemplo podría ser un PLC que controla y gestiona la información de un interruptor.

Disyuntor



Seccionador





Evolución de la Automatización en Subestaciones:

Nivel de Proceso o Campo:

Transformador de Potencia





Evolución de la Automatización en Subestaciones:

Nivel de bahía o bloque eléctrico:

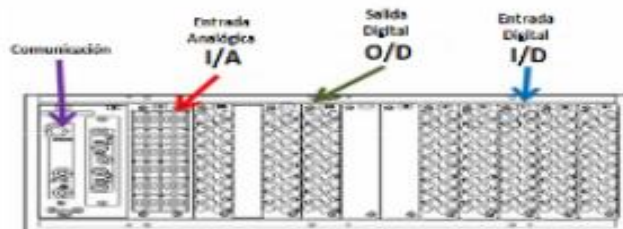
Este nivel se corresponde con los IEDs que se encargan de controlar y proteger a los elementos de un determinado bloque eléctrico.

Un relé de protección es un ejemplo de este tipo de dispositivos.



Dispositivos Electrónicos Inteligentes

Vista Posterior de un IED





Evolución de la Automatización en Subestaciones:

Equipos a ser configurados

SWITCH



RTU SAITEL



IED





SWITCH MAGNUM 6KL

Altamente configurable, todos los tipos de puertos de fibra, y hasta 2 GB con SFP .

Cumple con IEC 61850 estándar para la energía Eléctrica Subestaciones

Hasta 4 100 MB puertos de fibra (SC, ST, LC, MTRJ) puede ser configurado. Multimodo y monomodo.

POE configurable, hasta 8 puertos.

Cumple con la Norma IP52 protección del medio ambiente.





RTU SAITEL 2000 DP: Características Principales

Monitorización y control de **gran cantidad de IEDs y puntos E/S.**

Capacidad para gestionar SOE (Sequence Of Events) con resolución de 1 ms.

Las RTUs Saitel cumple con los requerimientos **IEC61850.**

Arquitectura modular, escalable y flexible.

Permite un mantenimiento e instalación rápido y simple.





RTU SAITEL 2000 DP: Características Principales

Alta capacidad de procesamiento.

4 puertos Fast Ethernet en cada CPU.

Control de conmutación y monitorización de estados (abierto, cerrado).

Monitorización de medidas, alarmas y avisos.

Archivado y recuperación de datos históricos.

Curvas de tendencia de datos históricos y de tiempo real.

Funciones de monitorización y operación de relés de protección (varios fabricantes).



ABB REF 615: Características Principales

REF615 es un relé que soporta el estándar IEC 61850 nativo para protección de alimentadores que permite una protección selectiva contra cortocircuitos, sobre intensidades, sobre voltajes, disparos de apertura y cierre.

Los IED REF – 615 ofrecen soporte nativo para IEC 61850 con configuración GOOSE horizontal binaria y analógica mensajería.

El IED presenta un diseño insertable, con un tamaño compacto y fácil de usar.

Las funciones de protección pueden abarcar:

Curvas de tendencia de datos históricos y en tiempo real.

Funciones de monitorización y operación de relés de protección (varios fabricantes).



ABB REF 615: Características Principales



REF615 integra la funcionalidad para el control de un circuito de disyuntor través del panel frontal HMI.

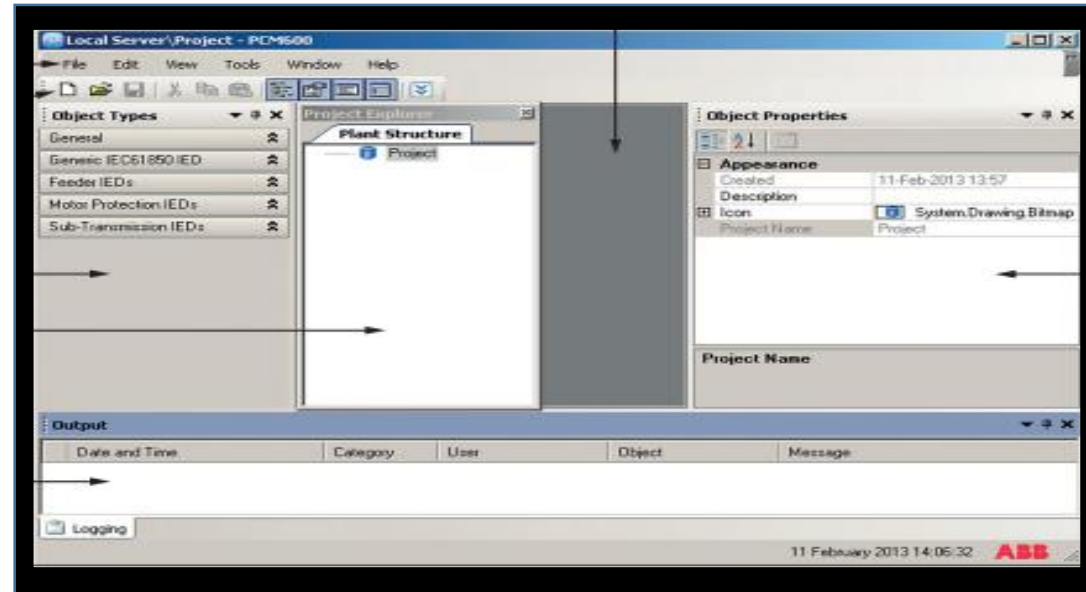
REF615 supervisa continuamente la disponibilidad y operatividad del circuito de disparo.

Se puede monitorear al disyuntor en su posición (abierto o cerrado).

El IED mide continuamente las corrientes de fase, voltajes de fase, línea y neutro; potencias aparente, reactiva, activa; frecuencia.



SOFTWARE ABB PCM 600



El PCM600 al ser compatible con la norma IEC 61850, simplifica la ingeniería del IED y permite el intercambio de información con otras herramientas compatibles IEC 61850.

Diseñado para comunicarse con IEDs sobre el protocolo TCP / IP; rápido y fiable a través de LAN o WAN corporativa.



SOFTWARE PCM 600: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

El Software PCM600 el cual ofrece funcionalidades versátiles de control en aplicaciones de transmisión y distribución:

- Planificación
- Ingeniería
- Puesta en marcha
- Operación y perturbación manejo
- Análisis funcional

La herramienta PCM600 es capaz de leer y escribir toda la configuración y el establecimiento los datos de un IED con un solo comando.

Garantiza la integración suave y sin problemas entre el software y los IED's.



GE MULTILIN F650



El Relé General Electric F-650 es un equipo de protección, control, monitorización, medida y registro; actúa como protección principal de alimentadores de distribución y líneas de transmisión o protección de respaldo para transformadores, barras, bancos de condensadores etc.

Opera mediante un software de monitoreo, mantenimiento y análisis oscilográfico.



GE MULTILIN F650: Características Principales

Protección de sobre intensidad direccional para fases, neutro y tierra.

Protección de máxima y mínima tensión.

Protección de máxima y mínima frecuencia.

Control de posición (maniobras de apertura y cierre)

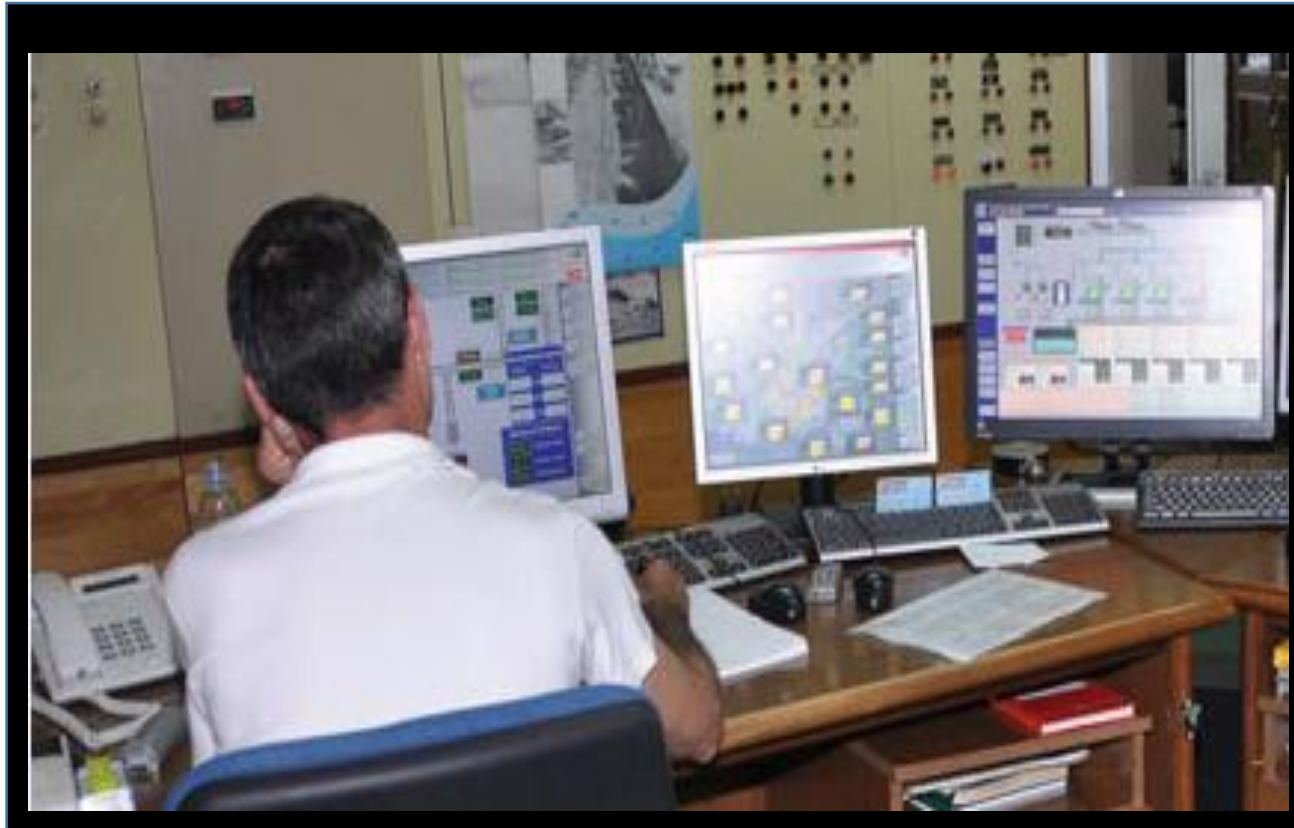
Comunicaciones (RS232/RS485/fibra óptica/Ethernet)

El interfaz HMI (teclado/display/LEDs) es una de las dos alternativas de comunicación con el equipo, la otra alternativa es el programa de comunicación EnerVista F650 Setup.



Nivel de Subestación:

Corresponde con el puesto de operación local de la subestación, desde que el operador puede supervisar y gobernar los distintos equipos de la subestación.





Nivel de Centro Control Local:

El nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel.

Este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los sistemas SCADA HMI de cada subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

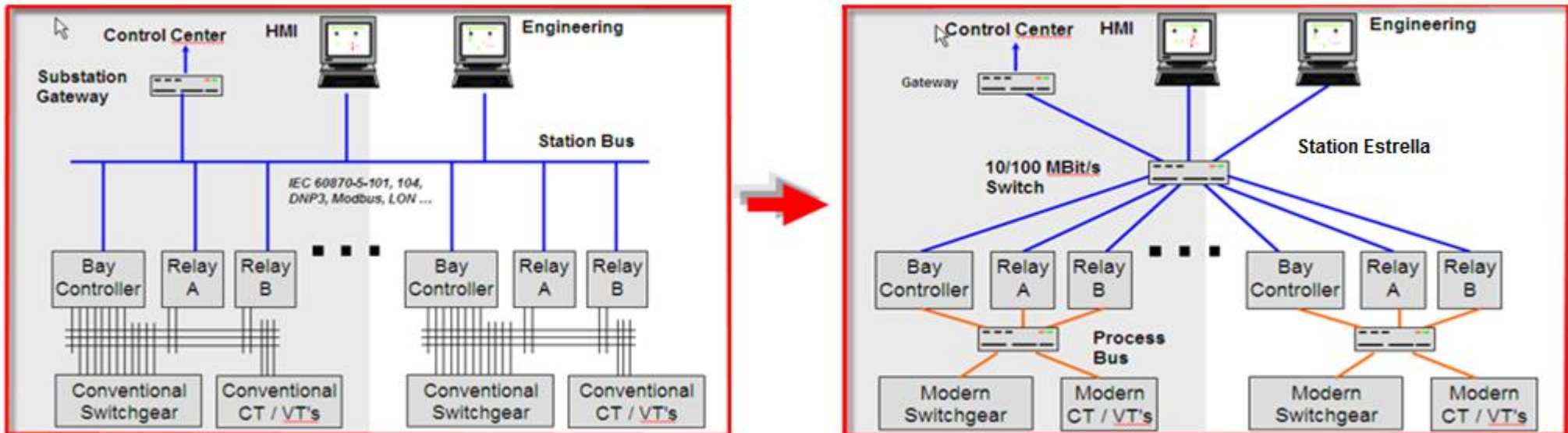


Evolución de la Automatización en Subestaciones:

Importante desarrollo tecnológico → evolución de los equipos secundarios de subestación: de dispositivos electromecánicos a digitales.

Posibilidad de implementar un SCADA usando varios IEDs para realizar las funciones de protección, control, monitoreo de subestaciones.

Necesidad de comunicación eficiente entre IEDs → Protocolo estándar que soporte "interoperabilidad".

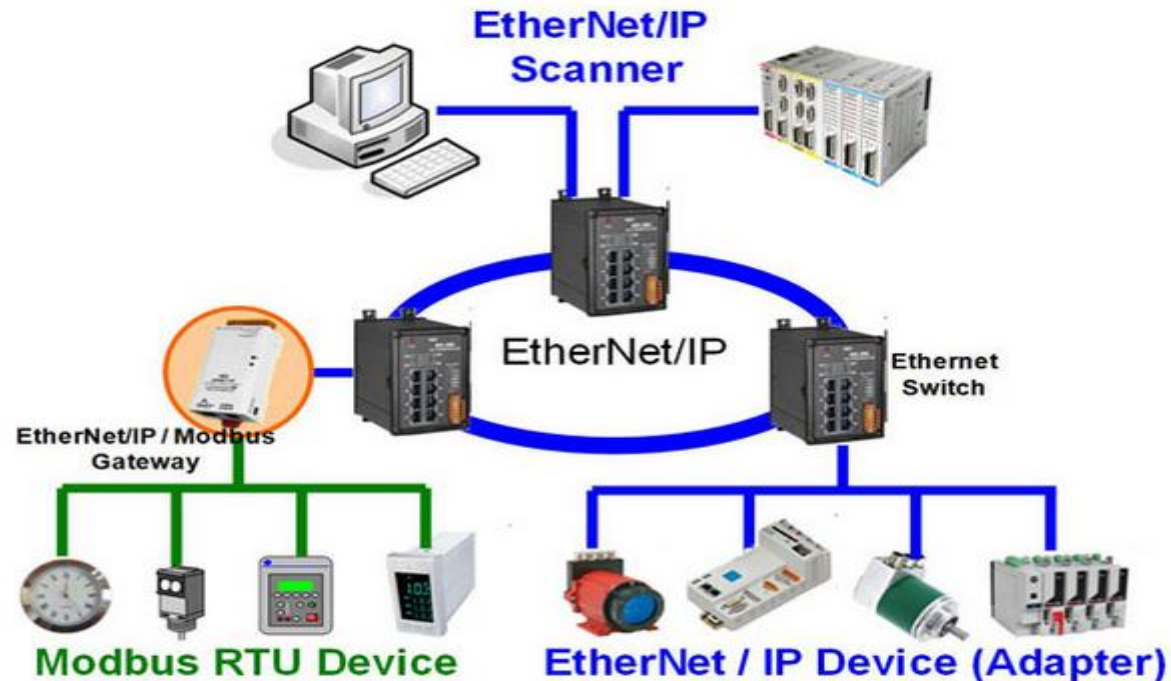




Evolución de la Automatización en Subestaciones:

Importante desarrollo tecnológico → evolución de los equipos secundarios de subestación: de dispositivos electromecánicos a digitales.

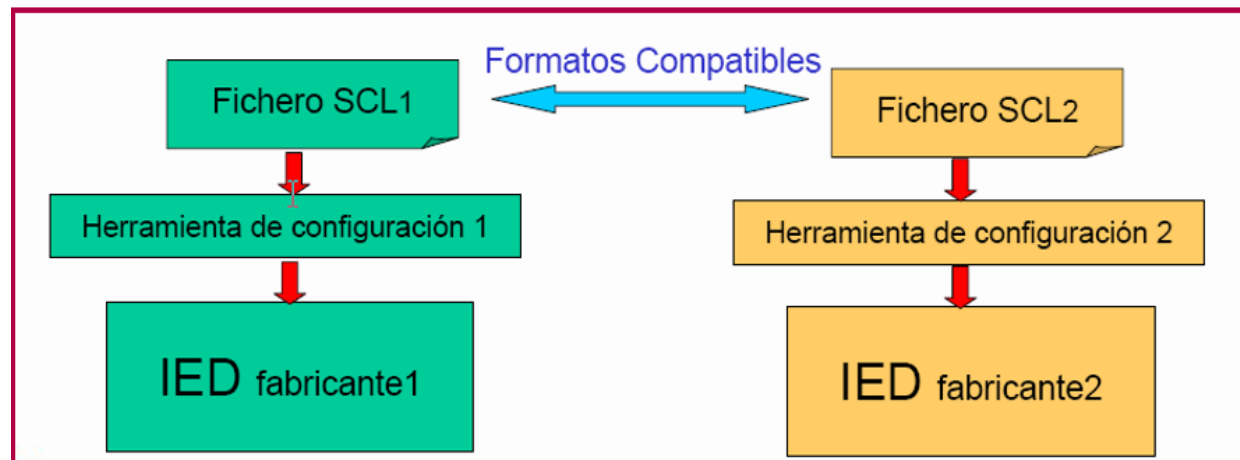
IEC 61850 permite proceso Comunicaciones que no dependan de tecnologías puntuales concretas. Uso de estándares "abiertos": TCP/IP, Ethernet.





SCL: LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIÓN

- Describir la configuración de un IED (Dispositivo Electrónico Inteligente).
Modelo de Datos del IED.
Servicios Disponibles.
- Describir parámetros de comunicación del IED.
- Describir elementos y relaciones dentro de la subestación.





Lenguaje SCL

SCL se basa en XML ()

ESTRUCTURA

El elemento SCL tiene una cabecera y debe tener una de las tres siguientes secciones como mínimo:

- ✓ Subestación
- ✓ Comunicación
- ✓ IED
- ✓ Plantilla de tipo de datos

Substation Model <small>(jerárquico)</small>	Product (IED) Model <small>(jerárquico)</small>	Communication System Model <small>(NO jerárquico)</small>
-Substation	-IED	-Subnetwork
-Voltage Level	-Server	-Access Point
-Bay	-LDevice	-Router
-Equipment	-LNode	-Clock
-SubEquipment	-DO	
-ConnectivityNode		
-Terminal		



SCL: TIPOS DE FICHEROS

- Se distinguen por su extensión y contenido se rige por reglas distintas.
- Cada fichero debe incluir una versión y revisión para distinguir diferentes versiones y revisiones del mismo fichero

SCL se compone de:

ICD: Capacidad de descripción del IED

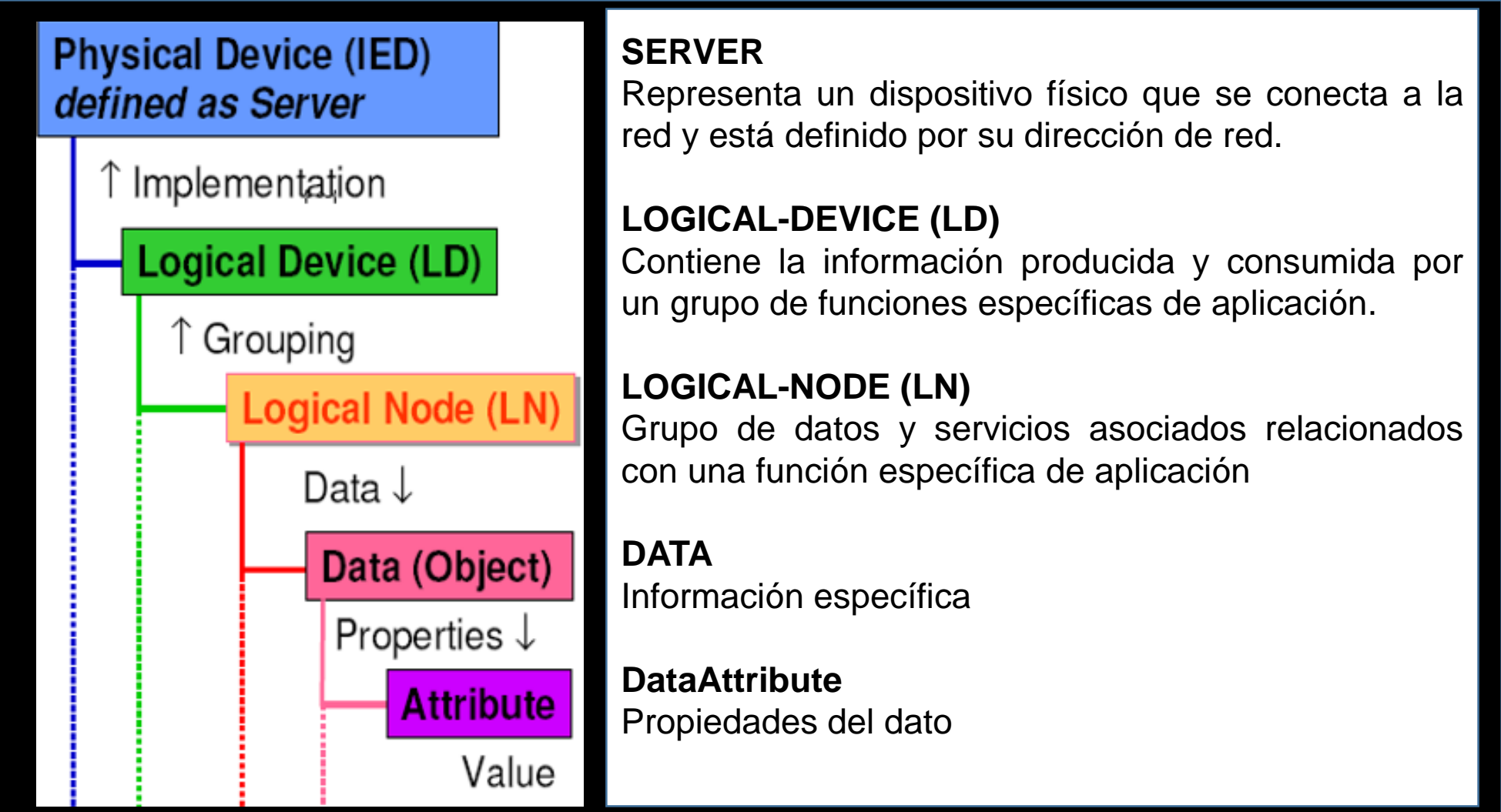
CID: Descripción de la configuración del IED

SCD: Descripción de configuración de la subestación

SSD: Descripción y especificación del sistema



MODELOS DE DATOS



SERVER

Representa un dispositivo físico que se conecta a la red y está definido por su dirección de red.

LOGICAL-DEVICE (LD)

Contiene la información producida y consumida por un grupo de funciones específicas de aplicación.

LOGICAL-NODE (LN)

Grupo de datos y servicios asociados relacionados con una función específica de aplicación

DATA

Información específica

DataAttribute

Propiedades del dato



Modelo de datos: Grupos de Nodos Lógicos

- L** Sistema LN (2)
- P** Funciones de Protección (28)
- R** Funciones relacionadas con Protecciones (10)
- C** Control (5)
- G** Genérico (3)
 - I** Interface y archivo (4)
- A** Control automático (4)
- M** Medidores y Medidas (8)
- S** Sensor y monitoreo(4)
- X** Reconectores y Seccionadores (2)
- T** Transformadores de Medida (2)
- Y** Transformador de Potencia (4)
- Z** Otros Equipos (15)



EJEMPLOS

- ✓ **PDIF: Protección diferencial**
- ✓ **RBRF: Falla interruptor**
- ✓ **XCBR: Interruptor**
- ✓ **CSWI: Control - Seccionador**
- ✓ **MMXU: Unidad de Medición**
- ✓ **YPTR: Otros Equipos**

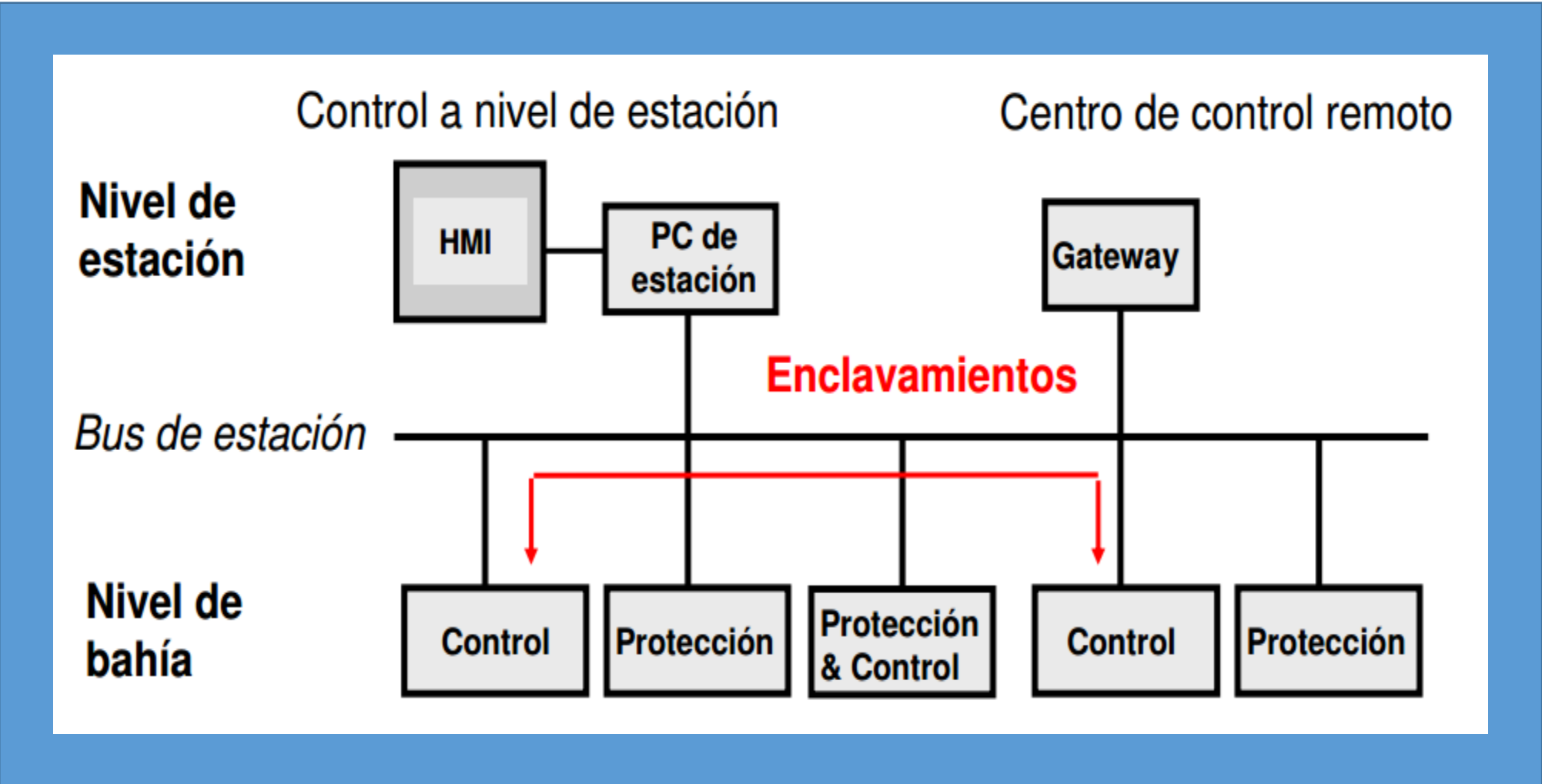


MENSAJES GOOSE

- Generic Object Oriented Substation Event: evento de subestación centrado en objetos genéricos.
- GOOSE se usa para transmitir eventos entre IEDs en una subestación en forma punto a punto.
- En principio puede transmitir cualquier tipo de dato del proceso entre los IEDs.
- La tecnología Ethernet ofrece un bus de estación rápido y confiable para transmitir esos datos.
- Comunicación horizontal estandarizada.



COMUNICACIÓN HORIZONTAL GOOSE





MATRIZ DE SEÑALES

La matriz de señales permite la activación de entradas binarias, salidas binarias, los estados de alarma, señales de comunicaciones para la estación IEC61850 y las señales para la lógica de control.

Los bloques de funciones se encuentran todas las señales correspondientes a estados, disparos y medidas que se trabaja en la subestación San Rafael.

Un parámetro de configuración específica un modo de operación de la función en aplicaciones de medición protección y control.

Un canal de entrada binaria se puede conectar a una o varias entradas del bloque de función.



MATRIZ DE SEÑALES

REF615 - Parameter Setting REF615 - Application Configuration REF615 - Signal Matrix

CBXCBR1:1

		PO SOPEN	PO SCLOSE	ENA OPEN	ENA CLOSE	BLK OPEN	BLK CLOSE	AU OPEN	AU CLOSE	ITL BYPASS
- AND6:0										
AND6:0	O				X					
- CBXCBR1:1										
CBXCBR1:1	SELECTED									
	EXE_OP									
	EXE_CL									
	OPENPOS									
	CLOSEPOS									
	OKPOS									
	OPEN_ENAD									
	CLOSE_ENAD									
- CCBRRBF1:1										
CCBRRBF1:1	CB_FAULT_AL									
	TRBU									
	TRRET									
- CCRDIF1:1										
CCRDIF1:1	FAIL									
	ALARM									
- CMMXU1:1										
CMMXU1:1	HIGH_ALARM									
	HIGH_WARN									

Binary Inputs / Binary Outputs / Analog Inputs / Functions



RED LAN

El protocolo IEC 61850 es uno de los primeros que ofrece una solución completa incluyendo también el uso de la implementación de una Red LAN a nivel de Subestaciones, dándole así mayor facilidad y orden.

Esta red LAN está apuntando a futuro a la utilización de enlaces de fibra óptica, desde el nivel 0 hasta el nivel 3.

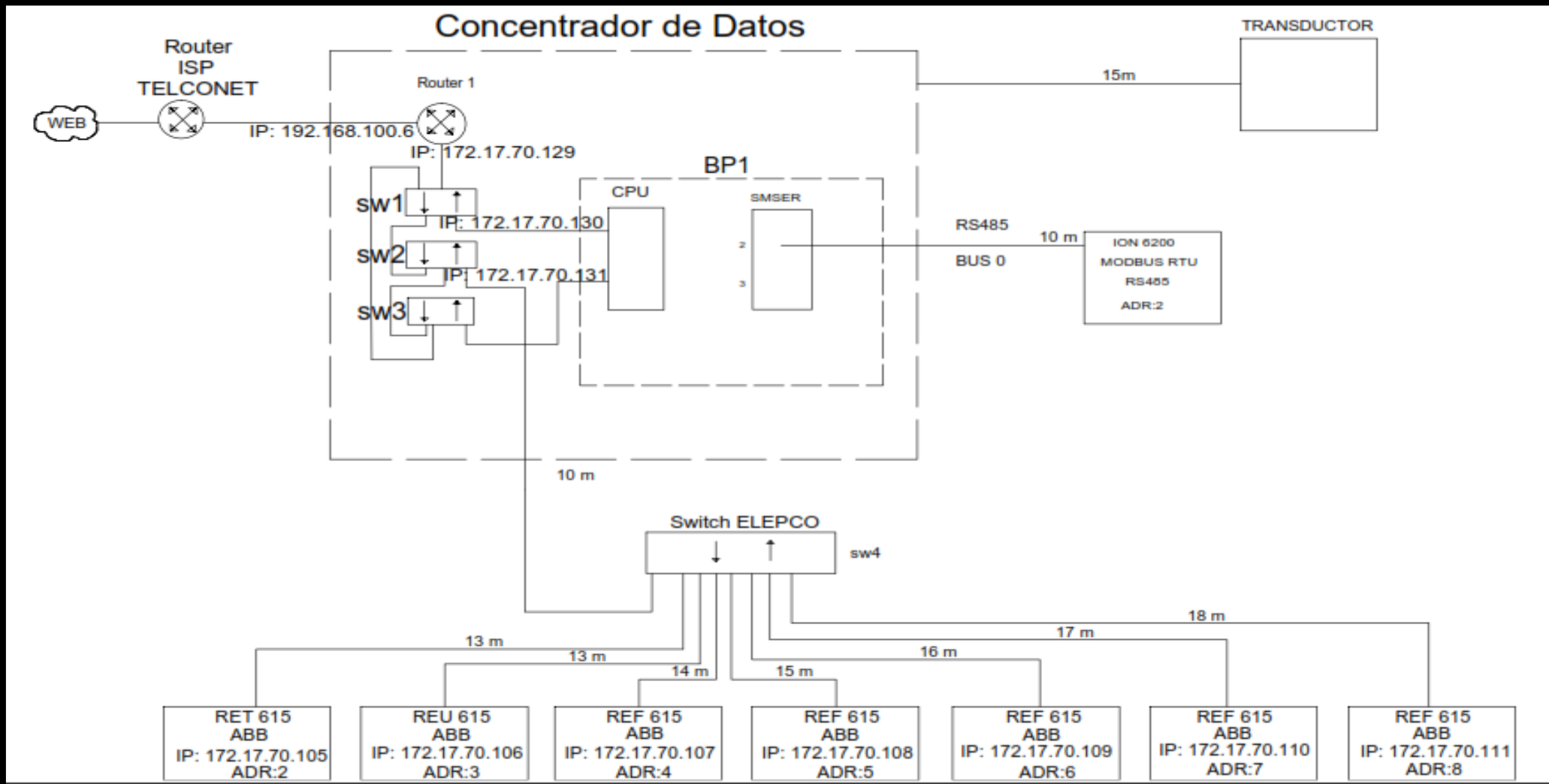
Usa Ethernet y Protocolo TCP/IP para la comunicación.

Entrega un amplio rango de características convencionales de comunicación.

Es abierto para futuros nuevos conceptos de comunicaciones.

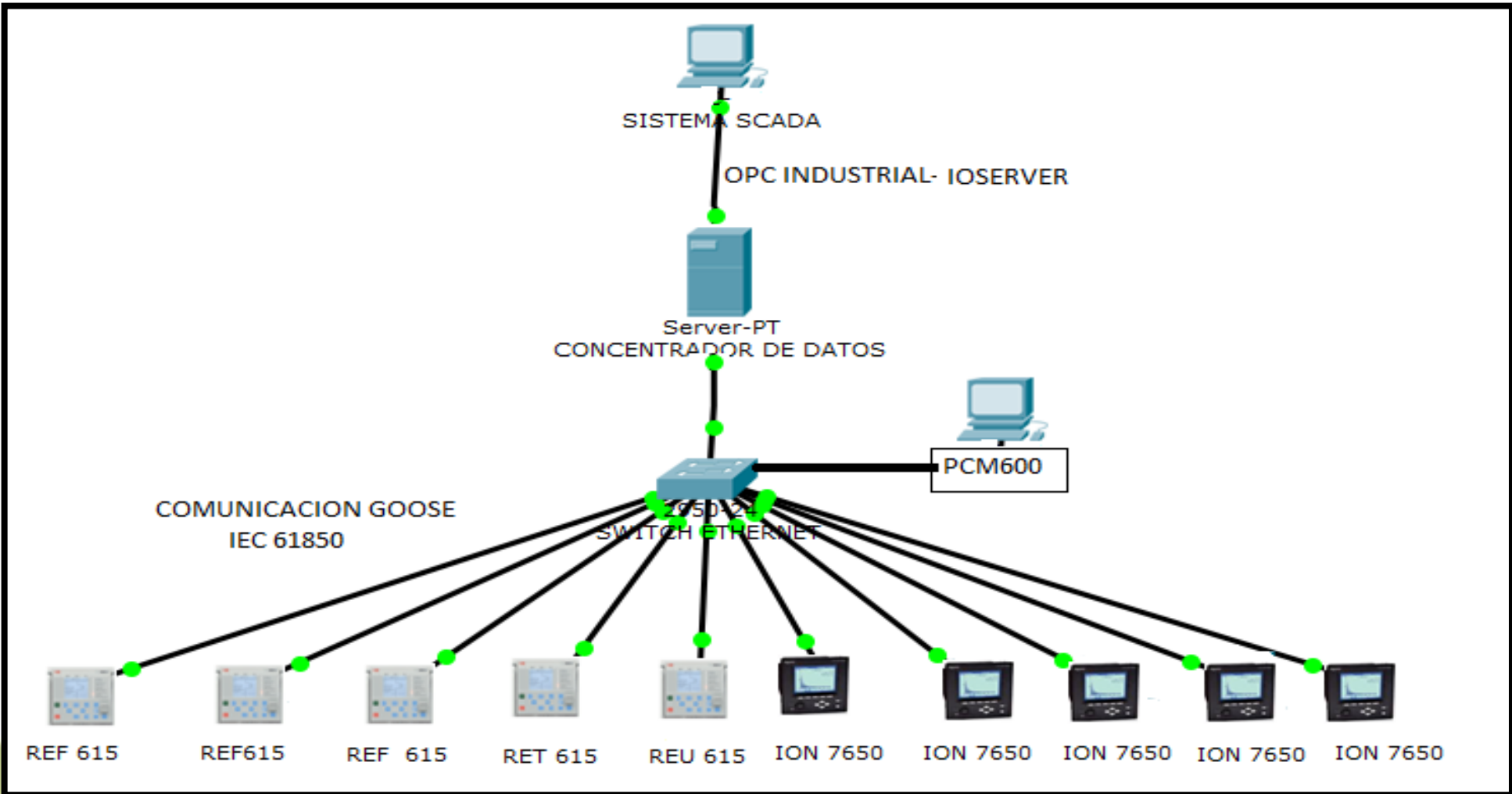


Diagrama de Comunicaciones Subestación San Rafael





Topología de red en las subestaciones





PRUEBAS DE CONECTIVIDAD

```
C:\ Símbolo del sistema
Estadísticas de ping para 172.17.70.105:
  Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
  (0% perdidos),

C:\Users\Ximena>ping 172.17.70.105

Haciendo ping a 172.17.70.105 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 172.17.70.105: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 172.17.70.105: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 172.17.70.105: bytes=32 tiempo=3ms TTL=64
Respuesta desde 172.17.70.105: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64

Estadísticas de ping para 172.17.70.105:
  Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
  (0% perdidos),
Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
  Mínimo = 1ms, Máximo = 3ms, Media = 1ms

C:\Users\Ximena>
```



Software LabVIEW

Es una herramienta de programación gráfica, está orientado a instrumentos electrónicos para aplicaciones que involucren adquisición, control, análisis y presentación de datos.

Las ventajas que proporciona el empleo de LabVIEW son las siguientes:

Ofrece gran flexibilidad al sistema, permitiendo cambios y actualizaciones tanto de hardware como de software.

El sistema está dotado de un compilador gráfico para lograr la máxima velocidad de ejecución posible.

Tiene la posibilidad de incorporar aplicaciones escritas en otros lenguajes.




ACCESO A LA INTERFAZ HMI

USUARIOS.vi

ACCESO

USUARIO

PASSWORD

 OK  Cancel

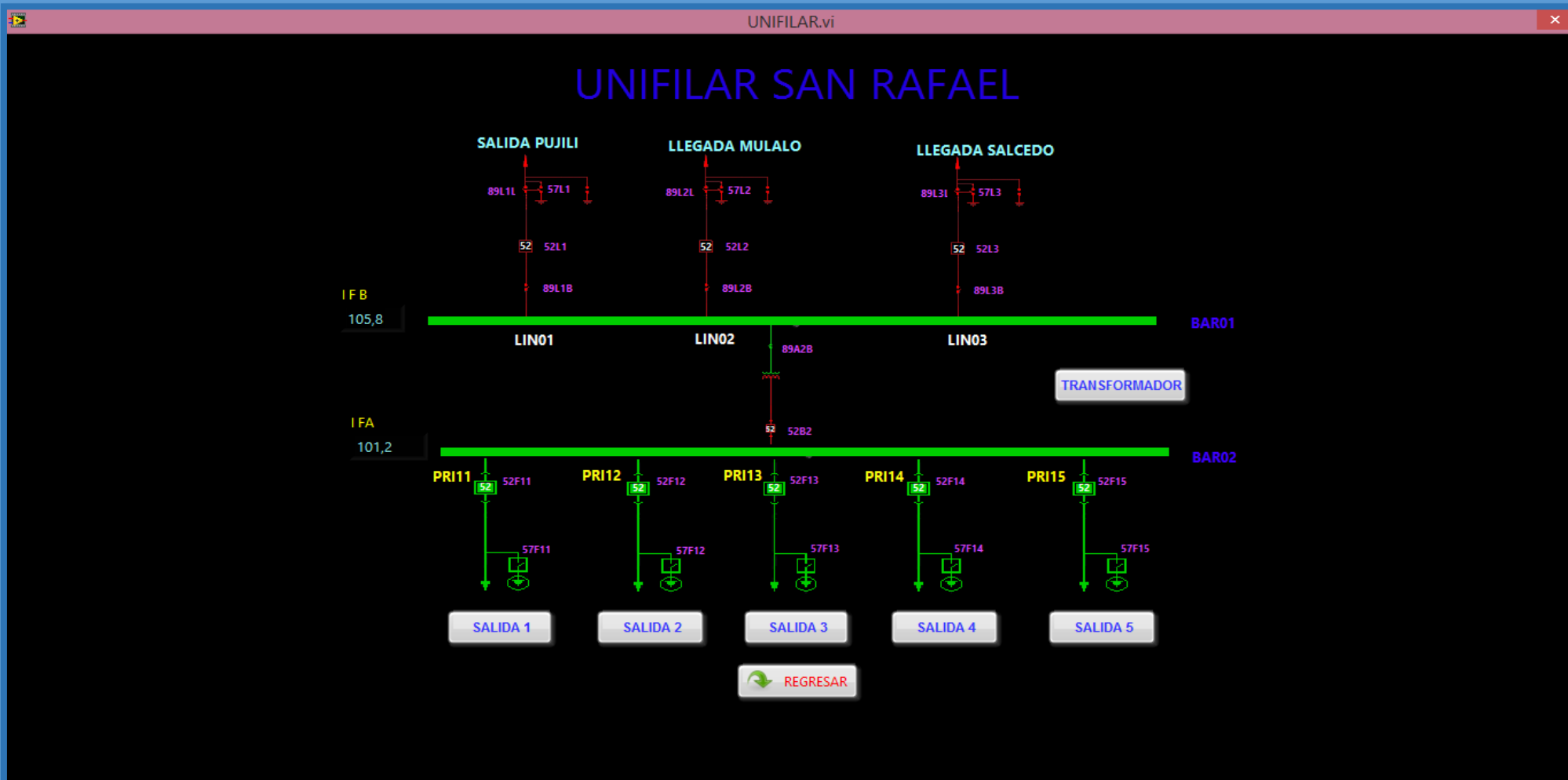


ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS

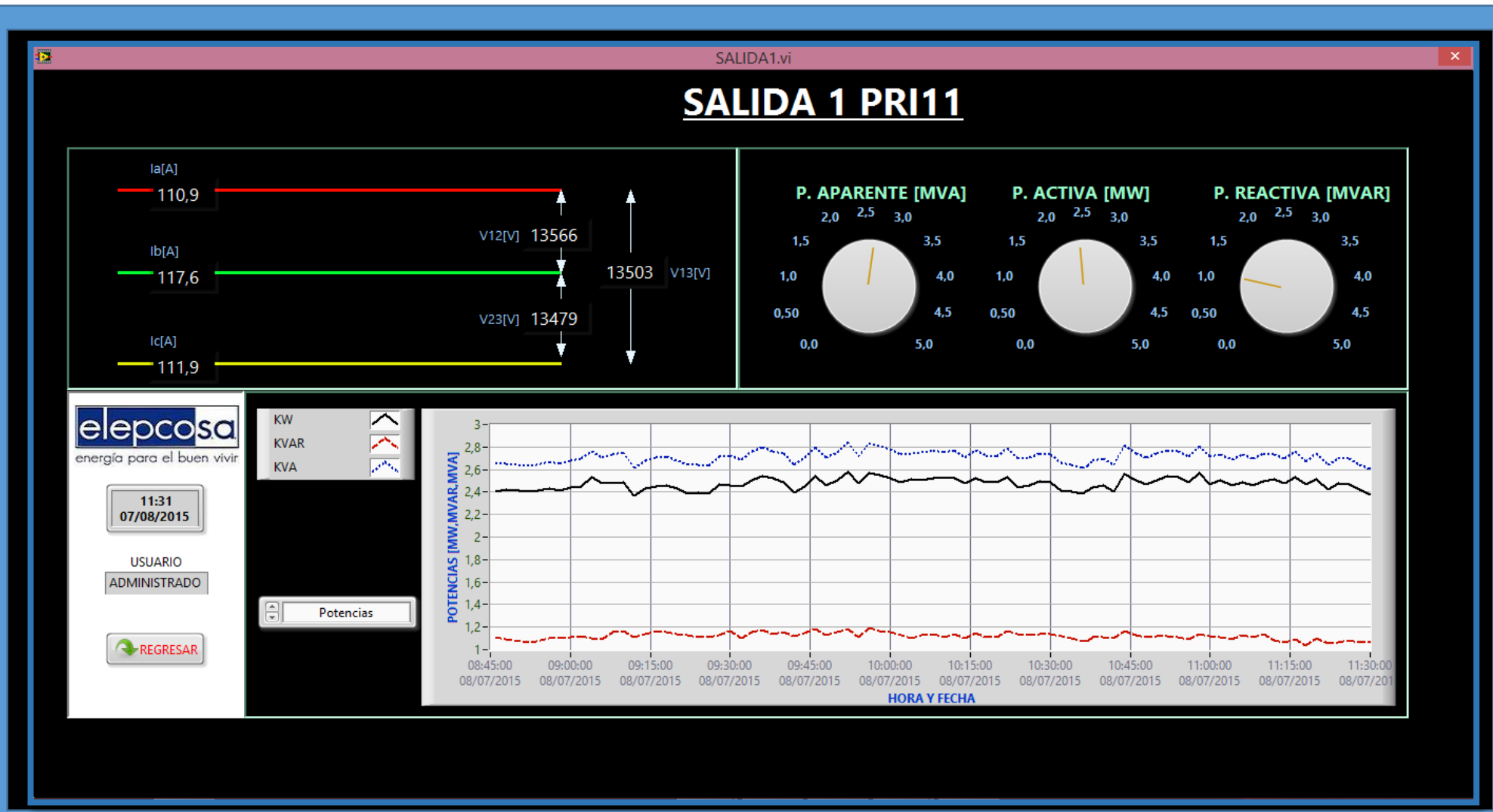
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DIAGRAMA UNIFILAR





SALIDA DE DISTRIBUCIÓN





ESPE

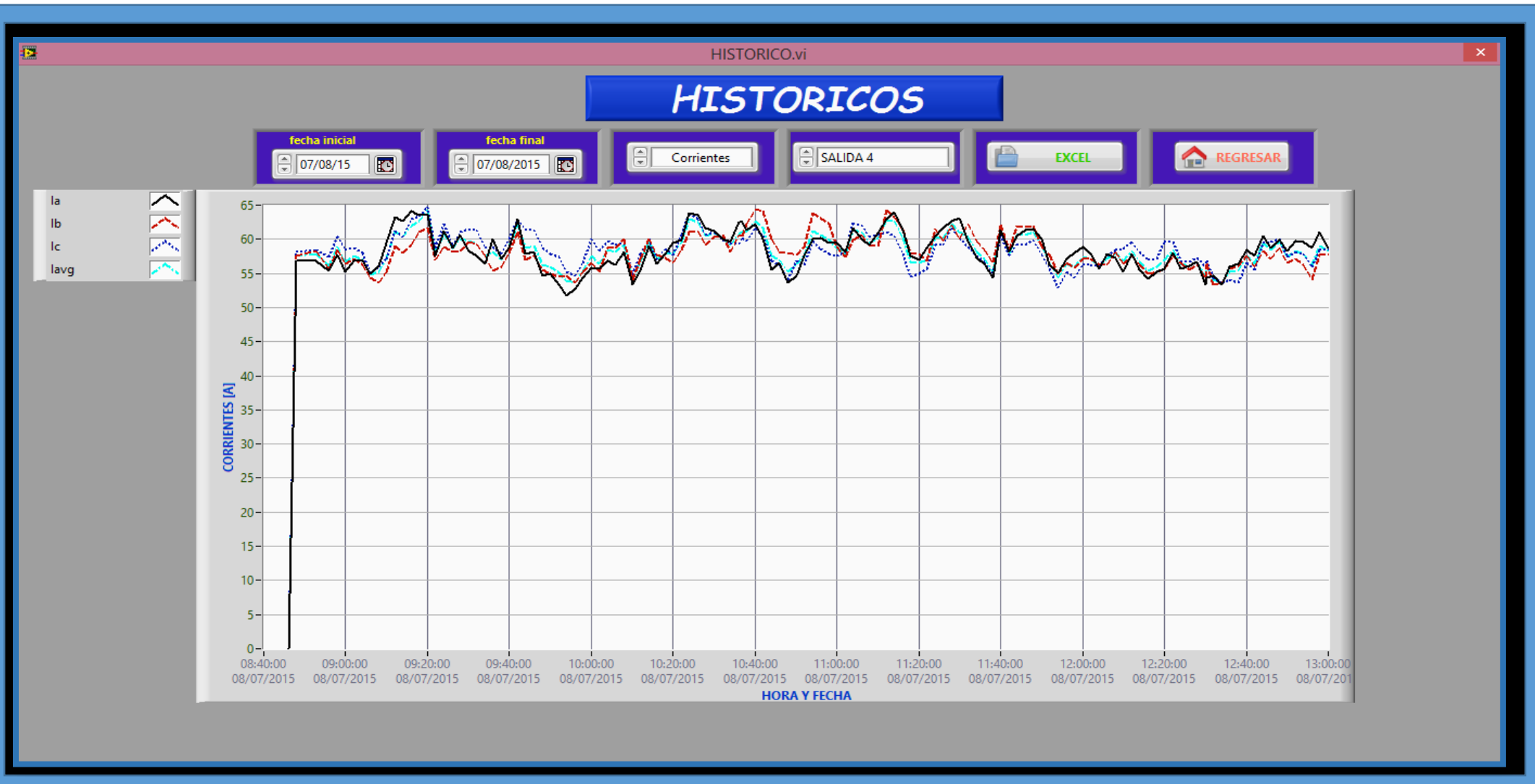
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

HISTÓRICOS - POTENCIAS





HISTÓRICOS - CORRIENTES





REPORTES EN EXCEL

Libro2 - Excel (Error de activación de productos)

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA COMPLEMENTOS

Calibri 11 Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

A56 30/07/2015 13:02:04

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	FECHA	Va	Vb	Vc	Vavg	Vab	Vbc	Vca						
2	30/07/2015 10:34:00	7779,00	7776,00	7725,00	7760,00	13494,00	13405,00	13423,00						
3	30/07/2015 10:36:00	7763,00	7754,00	7700,00	7739,00	13465,00	13357,00	13390,00						
4	30/07/2015 10:38:00	7761,00	7765,00	7695,00	7740,00	13476,00	13364,00	13378,00						
5	30/07/2015 10:40:00	7721,00	7706,00	7651,00	7693,00	13387,00	13270,00	13315,00						
6	30/07/2015 10:42:00	7729,00	7721,00	7674,00	7708,00	13397,00	13310,00	13342,00						
7	30/07/2015 10:44:10	7758,00	7742,00	7685,00	7728,00	13449,00	13331,00	13377,00						
8	30/07/2015 10:46:00	7733,00	7719,00	7672,00	7708,00	13402,00	13303,00	13346,00						
9	30/07/2015 10:50:14	7689,00	7678,00	7624,00	7664,00	13332,00	13225,00	13264,00						
10	30/07/2015 10:52:00	7720,00	7714,00	7663,00	7699,00	13391,00	13291,00	13322,00						
11	30/07/2015 10:54:06	7688,00	7678,00	7624,00	7663,00	13334,00	13225,00	13261,00						
12	30/07/2015 10:56:51	7761,00	7762,00	7699,00	7741,00	13473,00	13364,00	13384,00						
13	30/07/2015 10:58:00	7779,00	7778,00	7723,00	7760,00	13498,00	13402,00	13422,00						
14	30/07/2015 11:00:00	7700,00	7700,00	7629,00	7676,00	13371,00	13247,00	13270,00						
15	30/07/2015 11:02:00	7622,00	7599,00	7543,00	7588,00	13215,00	13077,00	13137,00						
16	30/07/2015 11:04:00	7603,00	7590,00	7555,00	7583,00	13177,00	13090,00	13134,00						
17	30/07/2015 11:06:00	7616,00	7582,00	7548,00	7582,00	13186,00	13065,00	13147,00						
18	30/07/2015 11:08:00	7657,00	7655,00	7601,00	7638,00	13289,00	13185,00	13212,00						
19	30/07/2015 11:12:40	7649,00	7654,00	7592,00	7631,00	13283,00	13178,00	13193,00						
20	30/07/2015 11:14:00	7708,00	7711,00	7666,00	7695,00	13374,00	13297,00	13314,00						
21	30/07/2015 11:16:00	7725,00	7714,00	7676,00	7705,00	13394,00	13300,00	13343,00						
22	30/07/2015 11:18:00	7694,00	7713,00	7660,00	7689,00	13367,00	13299,00	13289,00						
23	30/07/2015 11:20:00	7668,00	7647,00	7617,00	7644,00	13282,00	13188,00	13247,00						



Conclusiones:

En base a la arquitectura del sistema de comunicación actual de las subestaciones de la ELEPCO S.A. Se logró migrar de este sistema al estándar IEC 61850. En la definición de este modelo, se puede concluir lo siguiente:

1. La implementación de un sistema SCADA en compañías eléctricas permite mayor confiabilidad y seguridad en la continuidad operacional de su sistema de distribución-generación, a través de las facilidades que otorgan estos sistemas de adquisición de datos, referidos principalmente a la operación, detección de fallas y toma de decisiones de manera confiable, rápida, segura y precisa.
2. Se realizó una investigación exhaustiva del estándar IEC61850 en su concepto, funcionamiento, y ventajas con el fin de garantizar la operación de la red de distribución de las Subestaciones, basadas en la determinación de un único lenguaje de comunicación de los IED conocido como SCL (lenguaje de configuración de subestaciones) para de esta manera convertirse en la tendencia tecnológica para la configuración e integración de datos y comunicaciones para fabricantes como General Electric, Siemens, ABB, Schneider Electric cuyos IED's operan en la red eléctrica de ELEPCOSA.



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

3. El levantamiento de equipos y dispositivos eléctricos, electromecánicos y electrónicos de campo como son: seccionadores, interruptores, estaciones de monitoreo e IED's fue determinante para identificar la ubicación geográfica y trazar la mejor ruta de cableado hacia las unidades terminales remotas donde se gestionan TAG's de identificación para el monitoreo y control ordenado de los parámetros eléctricos a visualizarse en el HMI diseñado para la supervisión de la red de distribución.
4. En la configuración de los equipos IED's a nivel de bahía se realizó la configuración del mapeo de memoria de las funciones de los relés para la protección, medición y supervisión de los alimentadores de distribución eléctrica de ELEPCO S.A. tomando en consideración funciones como: protección de sobreintensidad fases, neutro, tierra; protección de máxima tensión; protección de máxima y mínima frecuencia; control de posición (maniobras de apertura y cierre de disyuntores); reportes de fallas y registros de datos de las variables medidas.
5. El desempeño de las nuevas tecnologías permiten adquirir y concentrar información de procesos desde su adquisición, registro, supervisión y control oportuno, a través de protocolos de comunicación abiertos y robustos, diseñados especialmente para las aplicaciones eléctricas como IEC 61850, facilitando así la integración entre distintos fabricantes de equipos o sub-sistemas existentes industriales y en sitios remotos con el fin de optimizar y perfeccionar los sistemas y tareas involucradas.



Recomendaciones:

1. Previo a la selección de los equipos eléctricos y de comunicaciones es importante identificar la adaptabilidad con sistemas de diferente fabricante, además de versatilidad y disponibilidad de software y firmware necesario para su correcta operación.
2. Iniciar con la elaboración de una planificación propia, donde se define niveles de comunicación, jerarquías de mando y demás elementos propios de un sistema de control de subestaciones. Que establezca las pautas a seguir en la modernización de diseños de subestaciones, basada en la Norma IEC-61850 y adaptada a las propias necesidades.
3. 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.



Implementación del Sistema SCADA Local:





Implementación del Sistema SCADA Local:





Implementación del Sistema SCADA Local:





ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

GRACIAS POR SU ATENCIÓN