

# **DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN PARA ESTACIONES TRANSFORMADORAS APLICANDO LA NORMA IEC 61850.**

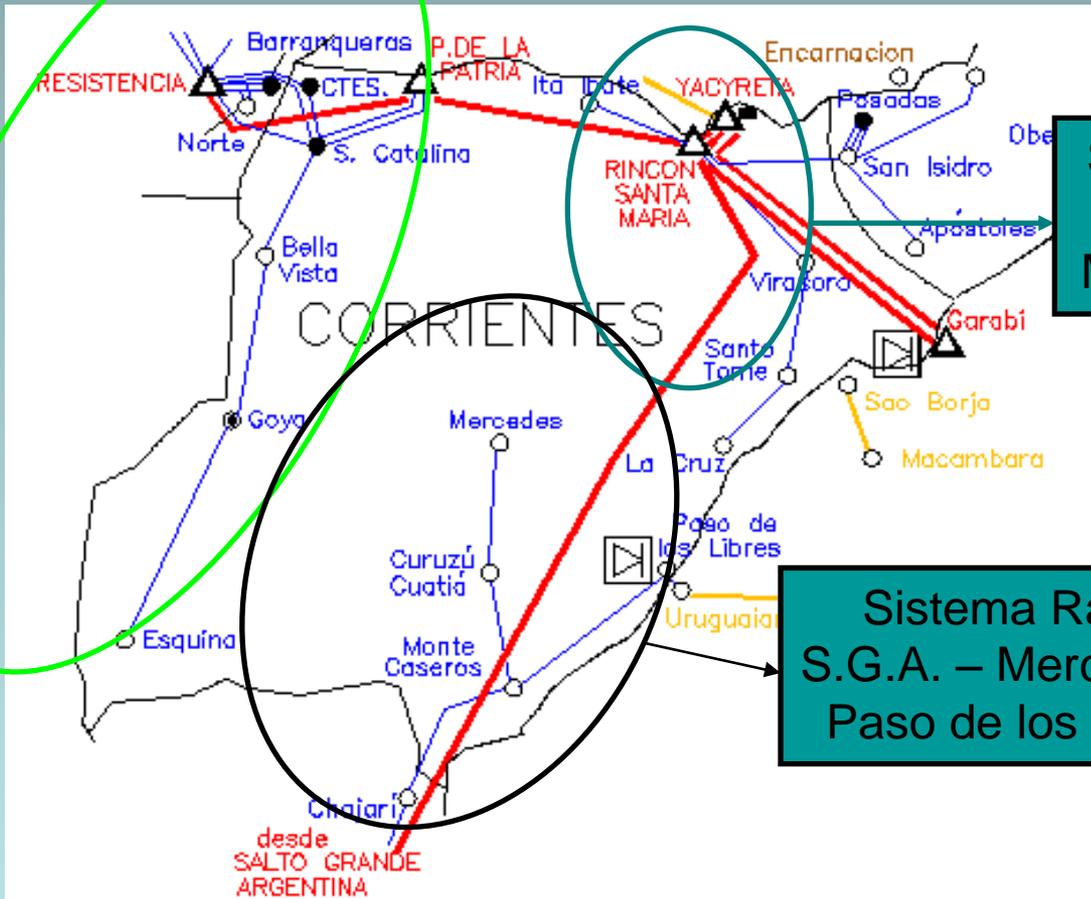
Secretaría de Energía De la Provincia de Corrientes-UNNE

Corrientes-2015

# Sistema Inicial - Sistemas Radiales

Este escenario reproduce las condiciones operativas año 2006 del sistema de la provincia de Corrientes el cual era totalmente radial y compuesto por los siguientes subsistemas:

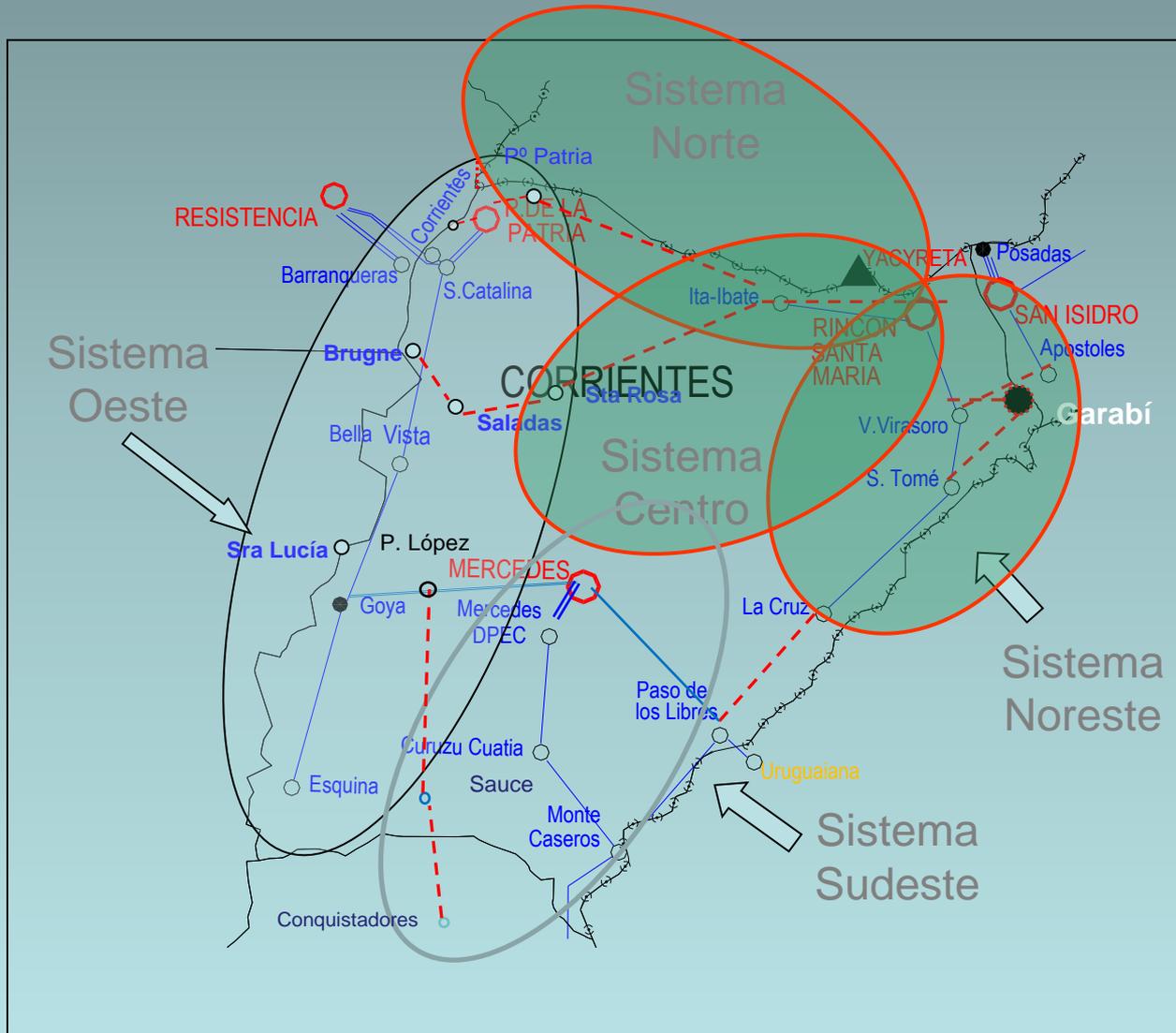
Sistema Radial Paso de la Patria - Esquina



Sistema Radial Rincón Santa María - La Cruz

Sistema Radial S.G.A. - Mercedes - Paso de los Libres

# Sistemas de 132 kV de la Provincia



# • SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN 132 kV PROYECTADO

- CORREDOR P. DE LOS LIBRES-IBERÁ-MERCEDES-GOYA. ( Finalizado-En Servicio )
- CORREDOR RINCON S. MARÍA-S.ROSA- Saladas - C.BRUGNE. ( **Tramo C. Brugne Saladas. En ejecución** )
- CORREDOR CORRIENTES-P. DE LA PATRIA-ITATÍ-ITÁ IBATÉ-RINCÓN S. MARÍA.( Finalizado-En servicio tramo Corrientes - ET P. Patria. **En ejecución Tramo ET P. Patria – P. Patria- Ita Ibaté. Resto en Proyecto.** )
- VÍNCULO VIRASORO APÓSTOLES ( **En Proyecto** )
- VINCULO GARABÍ-VIRASORO ( **En Proyecto** )
- VÍNCULO GARABÍ-SANTO TOMÉ ( **En Proyecto** )
- SISTEMA CIUDAD DE CORRIENTES. ( **En Ejecución** )

# EE. TT. EN 132 kV

## AMPLIACIONES EJECUTADAS

- ET MERCEDES (IEC 61850)
- ET ESQUINA
- ET CURUZÚ CUATÍA
- ET LIBRES SUR

## NUEVAS EJECUTADAS

- ET CORRIENTES ESTE (IEC 61850)
- ET SARMIENTO (Provisoria)
- ET BRUGNE (IEC 61850)
- ET LIBRES NORTE (IEC 61850)

## AMPLIACIONES EN EJECUCIÓN

- ET ITA-IBATE (IEC 61850)

## NUEVAS EN EJECUCIÓN

- ET GOYA OESTE (IEC 61850)
- ET PUCHETA (IEC 61850)
- ET ITUZAINGÓ

## EN PROYECTO

- ET SARMIENTO (Preparación de Pliegos) (IEC 61850)
- ET PIRAYU - Paso de la Patria - (Pliegos terminados) (IEC 61850)
- ET MOCORETÁ (Pliegos terminados) (IEC 61850)
- ET STELLA MARIS (Preparación de Pliegos) (IEC 61850)
- ET PASO LOPEZ (En proyecto) (IEC 61850)

## RESUMEN DE LA SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### Año 2006 (600 MVA en 500 kV)

14 Estaciones transformadoras

445 MVA en capacidad de Transformación

1005 kM de línea en 132 Kv

### Año 2011 (900 MVA en 500 kV)

15 Estaciones transformadoras

585 MVA en capacidad de Transformación

1093 kM de línea en 132 Kv

### Año 2014

18 Estaciones transformadoras

730 MVA en capacidad de Transformación

1477 kM de línea en 132 Kv

### Año 2017 (1200 MVA en 500 kV)

25 Estaciones Transformadoras (+78,6%)

930 MVA en capacidad de Transformación (+109%)

1793 kM de líneas en 132 kV (+78,4%)

## NUEVOS CONCEPTOS EN DISEÑOS DE SISTEMAS DE CONTROL PARA EE.TT.

La aplicación de IED's (Intelligent Electronic Device) conectados entre si a través de una red LAN (Local Area Network) y bajo el estándar IEC 61850 conforman una sistema eficiente, económico y seguro a fin de satisfacer las necesidades de cada una de las funciones de protección, supervisión, control y automatización.

En la provincia de Corrientes se han diseñado y construido cuatro estaciones transformadoras, tres en construcción y cinco en proyecto con este tipo de tecnología, conformando así el grupo de las pocas instalaciones de este tipo en el país que han migrado a este sistema.

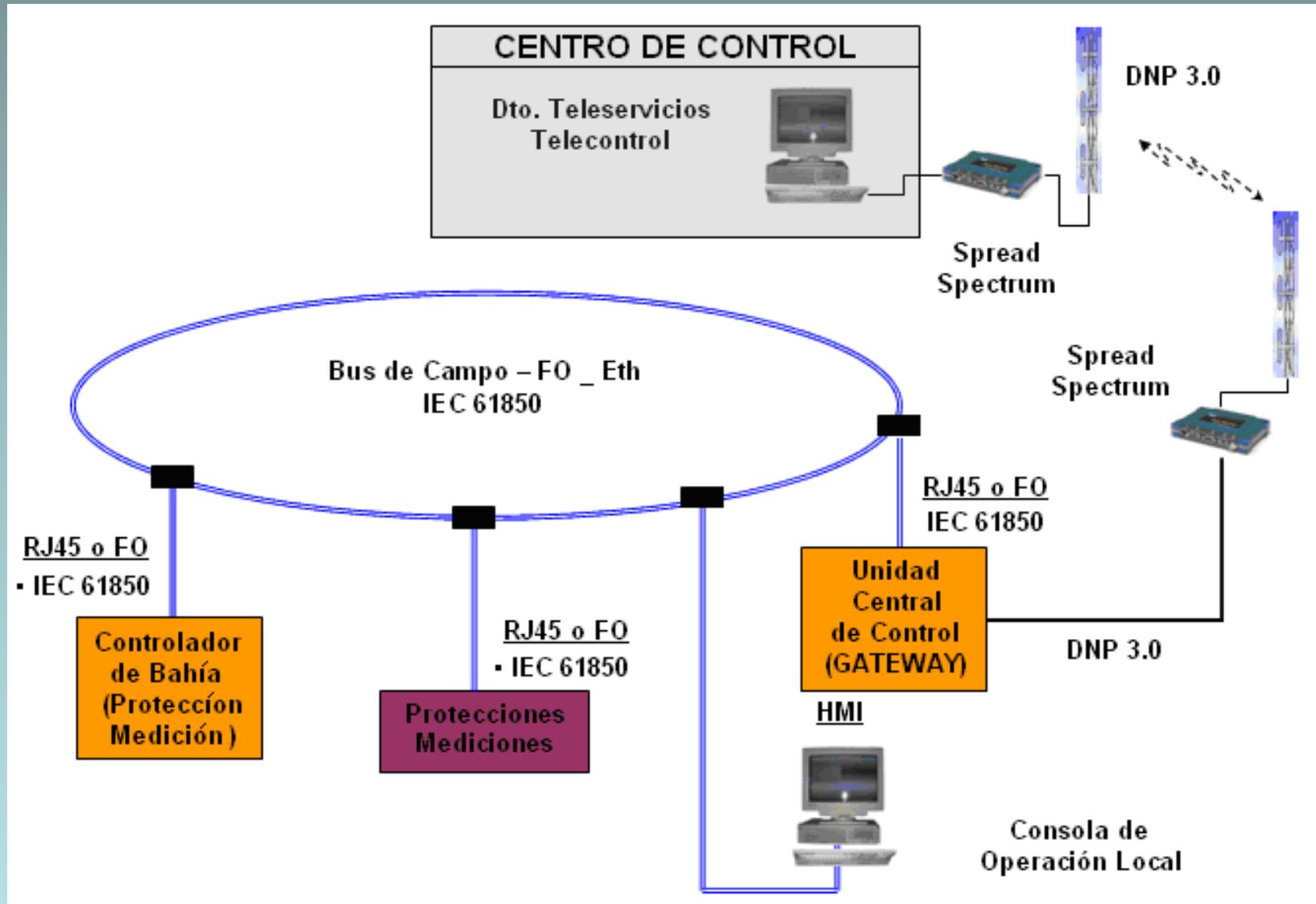
La distribución de equipos conformando bahías de control y la arquitectura del sistema de control, son parte del criterio de diseño de cada proyecto.

En el desarrollo del proyecto de una estación transformadora y su sistema de automatización, se han tenido en cuenta y concretado las siguientes especificaciones:

**Funcionalidad:** Se refiere al diagrama unifilar de la estación y las funciones de control y protección a ejecutar por parte del sistema automatizado.

**Desempeño:** Toma en cuenta los tiempos de reacción de los dispositivos ante cierta cantidad o avalancha de eventos, así como en cuanto a la confiabilidad y a la disponibilidad de éstos, sin pérdida de ninguno de ellos.

**Condiciones:** Establecen la necesidad de contar con interfases para las operaciones de los dispositivos, una distribución sectorizada para la ubicación de controles remotos, de distancias adecuadas entre componentes, suficiente espacio constructivo, blindaje electrostático o electromagnético (adecuado nivel de aislamiento) de los equipos y dispositivos, puestas a tierra y lo más importante los tipos y clases de IED's.





Las comunicaciones a nivel de estaciones transformadoras, es una herramienta muy importante que día a día se hace muy necesaria en lo referente a automatización, control y protecciones.

Como se mencionó el protocolo IEC 61850 es la estandarización de la industria eléctrica para la normalización de las comunicaciones entre dispositivos de subestaciones de los diversos fabricantes que existen en el mercado.

El IEC 61850 provee interoperabilidad entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) para las aplicaciones de protecciones, monitoreo, medición, control y automatización en las subestaciones.

La funcionalidad de la automatización está dada por las tareas (de los IED's) y no por el IEC 61850.

De esta forma, el sistema de comunicaciones interno de la estación transformadora (Red LAN) es la red troncal de la automatización y el IEC 61850 es una herramienta con la cual se realiza el diseño de la automatización.

## ARQUITECTURA/FÍSICA.

Se puede iniciar el proceso de diseño con la especificación funcional o con la condiciones de alcance.

En el primer caso se buscan IED's que cumplan las condiciones de disponibilidad y seguridad. El siguiente paso es de diseñar la arquitectura de las comunicaciones requeridas. Finalmente se ejecuta la ingeniería de detalle. Este método se lleva a cabo cuando los tipos de los IED's es bien conocido.

En el segundo caso, se inicia el proceso con las condiciones de desempeño requeridas, lo cual determina un mínimo de IED's necesarios en las locaciones de las interfases y su funcionalidad principal. Para el caso de ser necesario deben asegurarse criterios de redundancia para protecciones. Si no se lograra asegurar la funcionalidad completa, es necesario disponer de más IED's, hasta lograr la configuración que satisfaga los requerimientos exigidos para la automatización proyectada. A partir de allí se diseña la arquitectura de comunicaciones.

Este último procedimiento es el recomendable pero el proyectista del Sistema de Control debe conocer perfectamente el funcionamiento de una Estación Transformadora y el lugar e importancia del sistema de potencia donde se insertará la misma.

**NO SE PUEDE CONTROLAR LO QUE NO SE SABE COMO FUNCIONA**

## •Aplicación del protocolo IEC 61850 en un sistema de protecciones

Una de las innumerables aplicaciones del protocolo IEC 61850 es la posibilidad de que los propios relés que componen este sistema para que puedan ejecutar procedimientos de envío de señales ultrarrápidas de protección utilizando la red ethernet.

La implementación de esta solución es posible gracias a una de las principales ventajas del protocolo de comunicación para subestaciones IEC 61850: los mensajes del tipo GOOSE. El protocolo IEC 61850, en virtud de poseer una característica cliente-servidor, y no maestro-esclavos como los antiguos protocolos, permite que IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) conectados en una misma red envíen informaciones para cualquiera de los componentes de la red (telegramas GOOSE). Estos mensajes circulan en la red de forma prioritaria comparados a los otros telegramas y deben ser utilizados en aplicaciones que urgen por rapidez y confiabilidad.

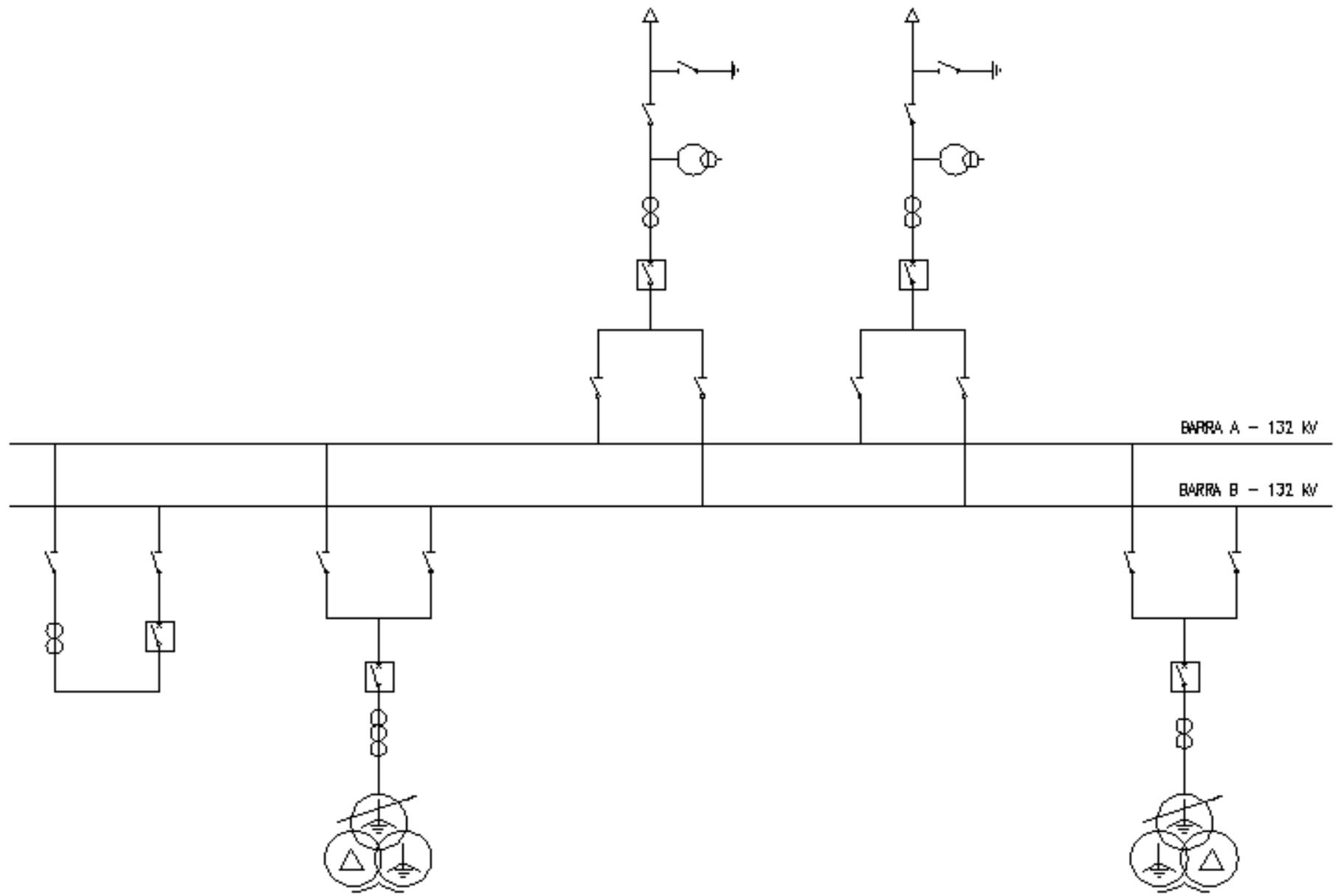
### **Ejemplo practico de aplicación de mensajes goose:**

La manera clásica (usada hasta el momento) es la de generar este tipo de retrodisparos mediante la utilización de relés auxiliares. Con la esta aplicación tecnológica, estos mensajes al viajar por la red ethernet, aumentamos la RAPIDEZ de respuesta. En otras palabras el tiempo invertido entre la aparición de la perturbación y el aislamiento de la misma es menor logrando proteger más efectivamente los equipos involucrados.

Por otra parte se reduce la cantidad de cableado y con ello los costos dado que las informaciones circulan por la red de comunicación y no a través de cableado duro.

## a) Planteo del esquema de interdisparo convencional (cableado y lógicas con relés auxiliares).

En un esquema convencional de interdisparo por PFI en T2, para una estación como la de la figura [2](#), existen normalmente dos circuitos de disparo: “disparo Barra A” y disparo Barra B”. Los equipos de PFI, asociados a cada interruptor, cuando emiten un disparo en T2 ponen una tensión positiva en el circuito correspondiente a la barra a la que está conectado dicho interruptor. De esta manera se interdispára a través de este circuito a todos los interruptores que estén conectados a la misma barra. La conducción de esta tensión hacia los circuitos de disparo correspondientes se hace a través de circuitos de cobre distribuidos por la estación, que se basan principalmente en contactos auxiliares de los interruptores y seccionadores. En el caso del acoplador, como normalmente está conectado a ambas barras deberá abrir ante el disparo por cualquiera de los dos circuitos.



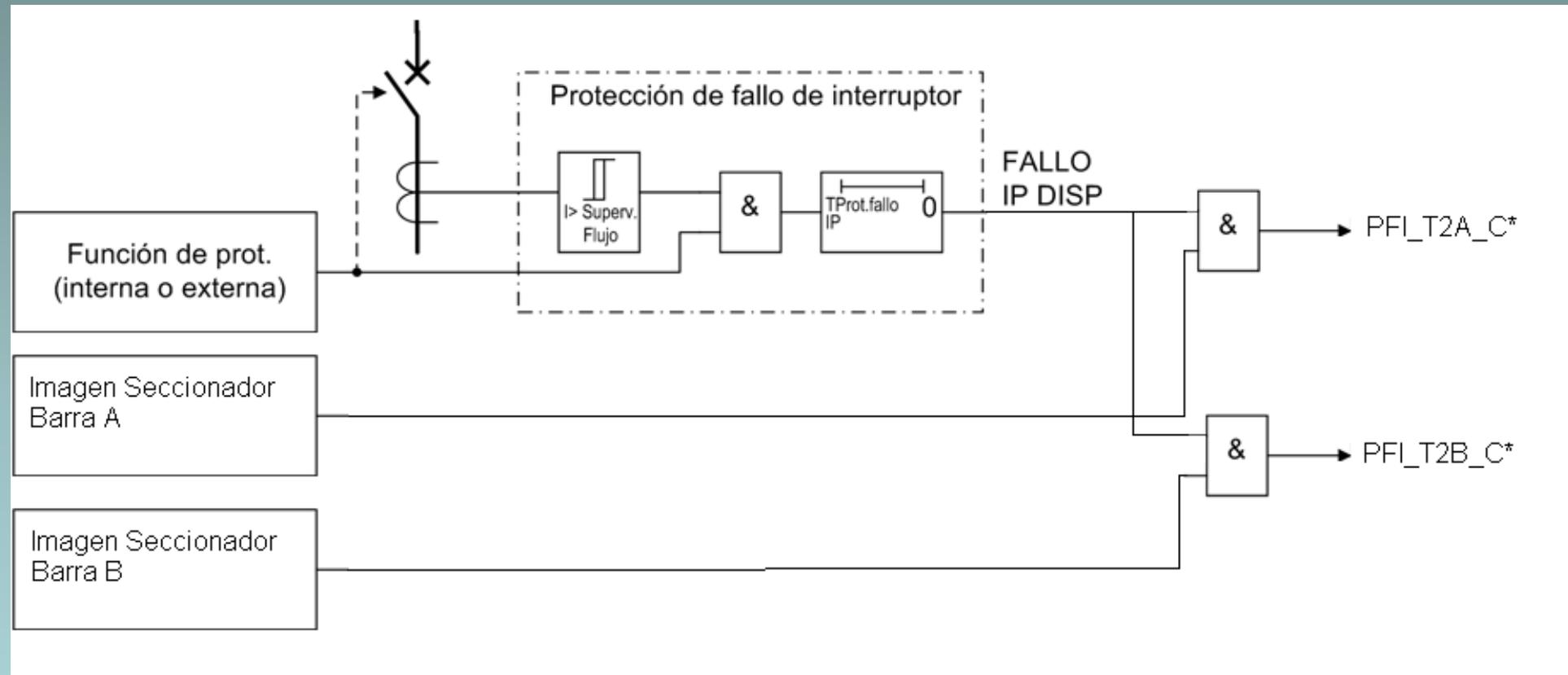
## **b) Planteo del esquema de interdisparo en IEC 61850 (Bus de Estación)**

Definición de las señales y cantidad de mensajes

En cada IED, utilizando compuertas lógicas. Esta lógica genera las señales “disparo barra A”, “disparo barra B” y “disparo acoplador” que luego son enviadas por GOOSE. Al mismo tiempo cada IED recibe las mismas señales de disparo generadas en los demás IED's en función de las cuales enviará o no el disparo a su interruptor. Por lo tanto, para el esquema de interdisparo las señales que debe enviar y recibir cada IED son: Disparo de barra A, Disparo de barra B, Disparo de acoplador (caso de campo transferido, todos la enviarán excepto el acoplador).

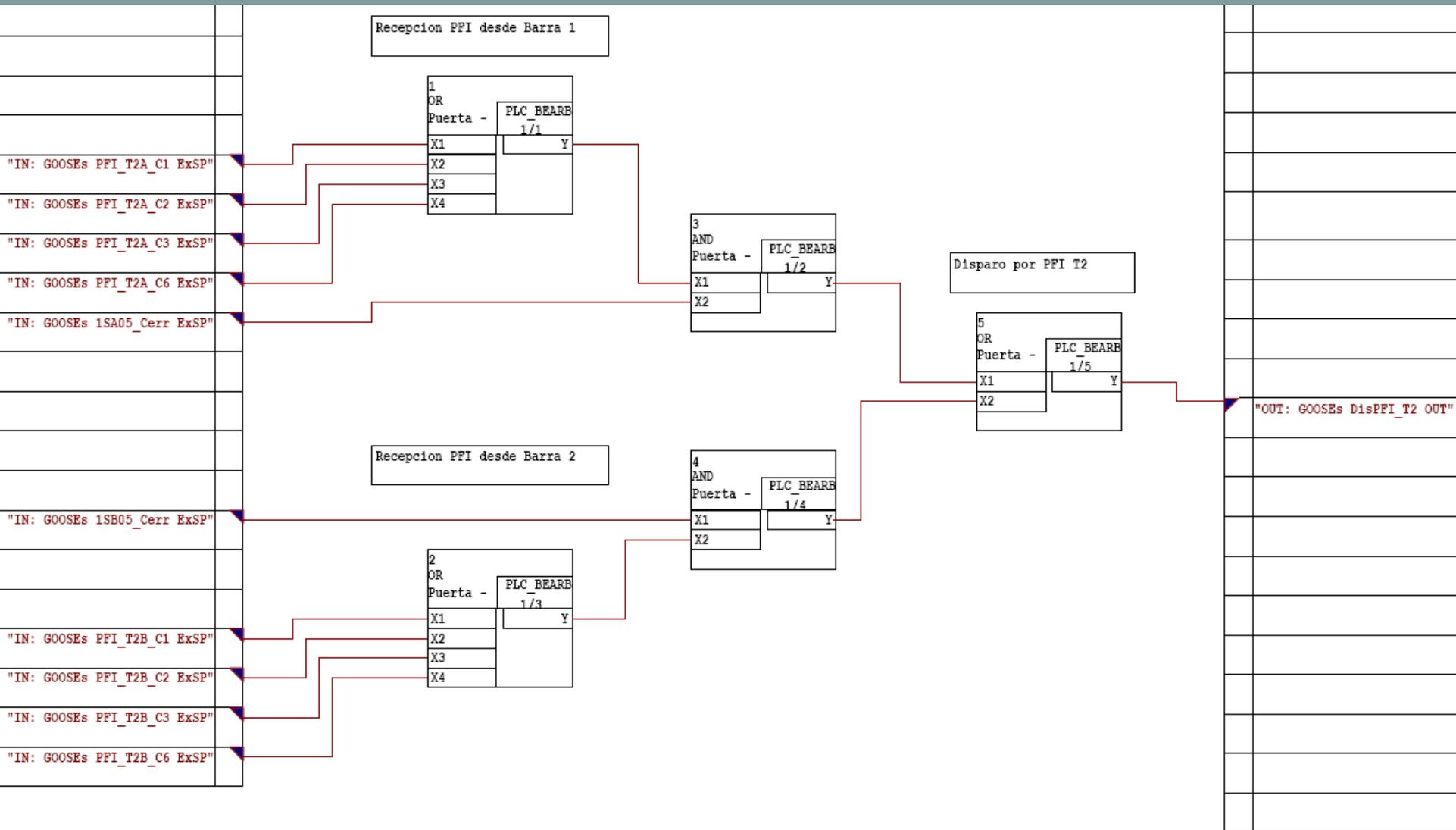
### Lógica para disparos en T2:

La lógica realizada; discrimina dos tipos de disparos dependiendo en que barra se encuentre la línea en dicho momento de la falla.



Los campos reciben el disparo en PFI en T2 discriminado por barra A o B, y dispara su interruptor solo si la imagen del seccionador corresponde con la recepción del PFI.

Como vemos toda la configuración de lógicas antes realizadas mediante relé auxiliares ahora la podemos desarrollar mediante software y la comunicación entre equipos para realizar interdisparos mediante mensajes goose.



## EJEMPLOS DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS UTILIZANDO IEC 61850

### ET Mercedes: Puesta en servicio en Septiembre 2009

Una ET convencional esquema doble barra con acoplamiento transversal, en un principio contaba con tres campos de L.A.T. dos de transformación y un campo de acoplamiento. Esta obra fue terminada en el año 2009. En el año 2013 se amplió la ET agregando tres nuevos campos de L.A.T.

En esta estación se utilizó por primera vez el protocolo IEC 61850 hasta nivel de subestación. Por ser la primera experiencia en la Provincia, se utilizó en gran medida, de forma duplicada (manteniendo lógicas convencionales).











**ET Corrientes Este:** Puesta en servicio diciembre 2013

ET convencional esquema poligonal con dos campos de L.A.T. y dos campos de transformación. El sistema de control a nivel estación se basa íntegramente en la IEC 61850. 

**ET Colonia Brugne:** Puesta en servicio Febrero 2014

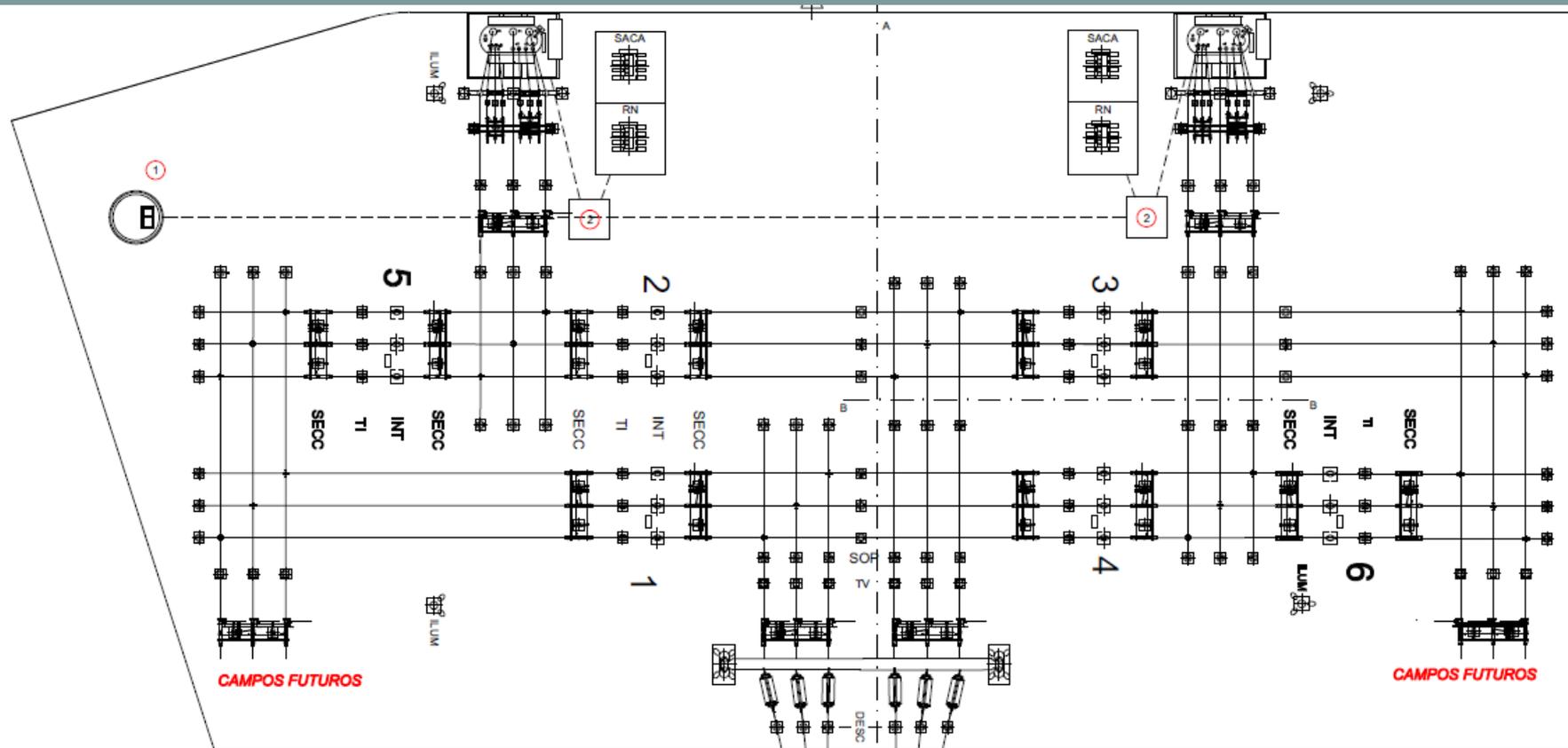
Una ET convencional esquema simple barra ( Con espacio para doble a futuro), con tres campos en 132 kV dos de L.A.T. y uno de transformación.



**ET Paso de los Libres Norte:** Puesta en servicio octubre 2014

ET convencional esquema poligonal con tres campos de L.A.T. y un campo de transformación. El sistema de control a nivel estación se basa íntegramente en la IEC 61850. 

# ET CORRIENTES ESTE – VISTA EN PLANTA



REFERENCIAS

- ① Cisterna recolectora de aceite (ver plano: OBRA 002 - 014)
- ② Camara vinculante (ver plano: OBRA 002 - 014)











28/08/2014





## EXPERIENCIAS RECOGIDAS

Con respecto a la utilización de la norma IEC 61850 podemos describir los puntos más notables en su utilización, y su resultado:

- ✓ Enclavamientos duplicados (prueba de IEC 61850) – Satisfactorio.
- ✓ Arranques por PFI en 132kV duplicados (prueba de IEC 61850) – Satisfactorio.
- ✓ Arranques por DP duplicados en 132kV (prueba de IEC 61850) – Satisfactorio.
- ✓ Utilización de unidades de bahía para protocolización de control (comando y señalización) – Punto más notable, eliminación de cableados convencionales, con resultados satisfactorios.
- ✓ Arranques de PFI y DP en media tensión. – Satisfactorio.
- ✓ Desconexión automática de bancos de capacitores. – Satisfactorio.
- ✓ Señales dedicadas a lógicas de sincronismo (falta TV de L.A.T. para distintas configuraciones del esquema) – Satisfactorio.
- ✓ Señales dedicadas a TDD o envío de carrier (para distintas configuraciones del esquema) – Satisfactorio.
- ✓ Envío de señales entre unidades de bahía para conformar los mímicos de control. Satisfactorio.
- ✓ Ampliación del sistema de control (en la ampliación de la ET), la misma se realizó en forma sencilla para los profesionales habituados con la norma. – Satisfactorio.

# ASPECTOS A TENER EN CUENTA

- **Definición del proyecto**

- **Capacitación**

En como puntos a tener en cuenta se observó la falta de capacitación al personal. Es un sistema integrado de protección y control, algo que no es habitual en las empresas operadoras del sistema eléctrico.

- **Interoperabilidad entre equipos**

También es prematuro asegurar la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes, esto que es uno de los pilares de la IEC 61850, debido a que nuestras instalaciones al día de hoy no requieren remplazo o agregado de un nuevo equipo.

Esperamos tener más oportunidades para trabajar bajo esta norma, debido a que, en nuestras tres EETT la experiencia ha sido satisfactoria.

- **Elementos Constitutivos de la Red**

Podemos referirnos también a los elementos constructivos, estos son indiferentes para los distintos sistemas de control, pero en el caso de nuestras estaciones, los principales problemas se deben a las roturas de las fibras que comunican distintos gabinetes o distintas áreas dentro del edificio de control, ya que estas son patchcords de fibra multimodo sin protección mecánica, lo cual lo hace vulnerable sobre todo en las instalaciones de media tensión (celdas). Suponemos que los mismos, con el avance del tiempo se van a subsanar, ya que estos patchcords deberían ser limitados solo a interior de gabinetes.

- **Equipamiento de trabajo en las funciones de mantenimiento**

## CONCLUSIONES

Por todo lo expuesto podemos concluir que estas nuevas tecnologías incorporadas a equipos de protección y control complementados con el desarrollo de los sistemas de comunicaciones, han permitido optimizar el funcionamiento de una instalación de manera tal que responda más adecuadamente ante situaciones de funcionamiento normal y de contingencias. Esto conlleva a encontrar nuevos puntos de vista a la hora de proyectar este tipo de instalaciones, donde parte de los equipamientos hasta ahora normalmente usados son reemplazados por dispositivos de las características citadas.

La complementación con un sistema de control y la implementación de sistemas de comunicaciones basados en la Norma IEC 61850 han dotado de rapidez y confiabilidad a las instalaciones, haciendo que las limitaciones sean cada vez menores.

## Referencias

[1] IEC 61850 Ed. 1 – Communication Networks and Systems in Substations.

[2] XIII ERIAC. Décimo tercer encuentro. Regional Iberoamericano de Cigré. Temas consultados:

Aspectos Noveles Del Estándar IEC 61850. UNRC

Experiencia Piloto IEC 61850 Con IED`s Multimarca 1º Etapa. UBA

Sistemas De Proteção E Automação De Subestações De Distribuição E

Industriais Usando A Norma Iec 61850. URJ Brasil

[3] Manuales IED`s:

SIEMENS Siprotec 4

AREVA Micom

SEL Schweitzer Engineering

## ESTACIONES TRANSFORMADORAS UTILIZANDO TECNOLOGIA GIS









MUCHAS GRACIAS POR SU ATENCIÓN