

Capítulo 5 Casos de Implementación de Automatización de Subestaciones en el Mundo

La arquitectura del IEC-61850 es un prometedor marco tecnológico para sistemas distribuidos en el dominio de la automatización de subestaciones. El retorno en la inversión del estándar involucra: (a) La aplicación de herramientas y dispositivos serviciales y (b) la revisión y adopción de métodos y modelos en el diseño, y operación del sistema.

La estrecha cooperación entre fabricantes, integradores y empresas se considera vital para lograr beneficios a corto plazo en su despliegue. Este capítulo estará enfocado a los retos que han enfrentado las empresas que han ido implementando el protocolo IEC-61850 así como los beneficios que han obtenido. Además de mostrar el caso de una renovación total o la implementación de un proyecto nuevo.

Caso1. Modernización de los Sistemas de Protección, Control y Medición

I. Proyecto INTEGRA

El proyecto INTEGRA (Integration Platform for Distributed Automation: Plataforma de Integración para la Automatización Distribuida) fue lanzado con el objetivo de realizar una evaluación en los diversos niveles de aplicación del IEC-61850 en los sistemas de automatización de subestaciones (SAS).

El alcance técnico del proyecto es la aplicación de sistemas distribuidos en niveles de estación y de bahía.

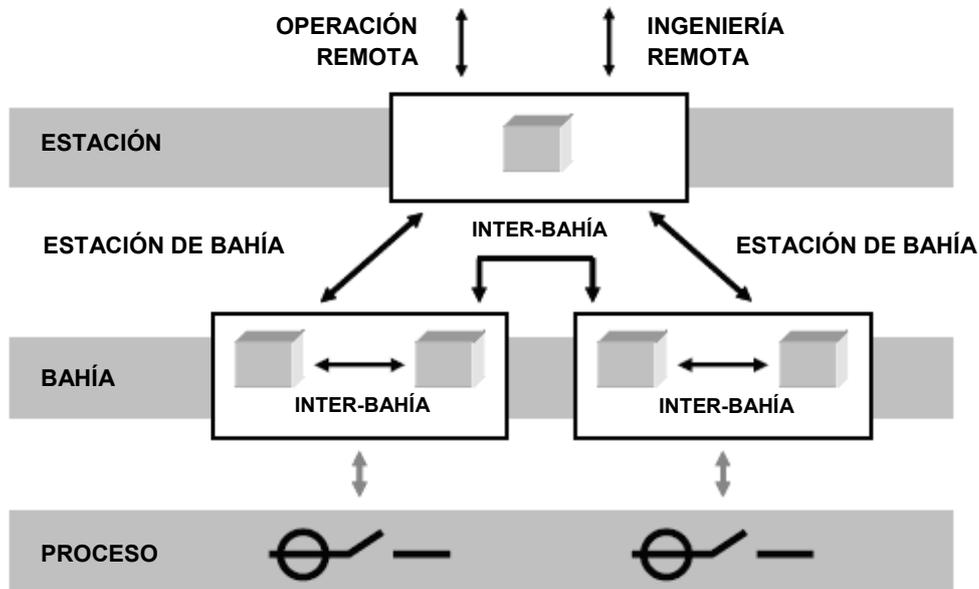


Figura 5.1 Alcance técnico del sistema INTEGRA

Los objetivos a corto plazo del proyecto son: (i) evaluar la aplicación de la tecnología del IEC-61850, proporcionando una retroalimentación a la comunidad de usuarios; (ii) desarrollar dispositivos y herramientas serviciales; (iii) confirmar la interoperabilidad entre dispositivos de los diferentes fabricantes; y (iv) adaptar las especificaciones actuales y los métodos de ingeniería de los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS) al nuevo estándar.

El proyecto INTEGRA se dividió en tres fases:

i. Desarrollo Tecnológico.- Esta parte involucra la integración de las posibilidades de comunicación del IEC-61850 con los productos existentes, la ingeniería de los dispositivos de nueva generación así como el desarrollo de herramientas de ingeniería integradas.

Desde la perspectiva de las herramientas de configuración, el IEC-61850:

- ⇒ Establece un fundamento arquitectónico para modelos orientados a sistema
- ⇒ Propone modelos interfaz de información específicos de la subestación para la distribución de funciones actuales.
- ⇒ Establece los requerimientos para las herramientas
- ⇒ Define un lenguaje para el intercambio de modelos entre herramientas.

ii. *Desarrollo de Sistemas de Automatización de Subestaciones.*- Esta fase involucra el diseño y la integración de un sistema piloto con el IEC-61850 dentro de una subestación de 400/220 kV en la red de transmisión Portuguesa. Es en esta fase donde se deben ajustar los actuales procesos de diseño de automatización de subestaciones así como la evaluación práctica de la interoperabilidad, el diseño orientado a modelos y el establecimiento de prácticas de desarrollo.

El método a seguir se baso en emplear las arquitecturas existentes de los dispositivos basadas en Ethernet de última generación a ser adaptadas al alcance del proyecto para proporcionar un modelo de servicio del IEC-61850 para el intercambio de datos peer-to-peer en tiempo real, entre los dispositivos a nivel bahía y nivel estación a bahía, vía protocolos basados en el IEC-61870-5-104. Esto permite la aplicación directa del IEC-61850 sobre los dispositivos mediante la implementación existente con un nuevo software de comunicaciones. De esta forma se puede desarrollar un SAS con IEC-61850 formado con equipos de diversos vendedores integrando dispositivos de generaciones anteriores agregándoles posibilidades de comunicación.

iii. *Evaluación de la Solución.*- El objetivo es evaluar la solución general a nivel de puesta en servicio y operación. Esta fase no solo incluye la integración en el sitio, si no también pruebas específicas de laboratorio y de campo con el fin de evaluar del sistema: su comportamiento en tiempo real, sus posibilidades de diagnóstico, las facilidades de prueba, la dependabilidad y mecanismos de tolerancia a fallas y las posibilidades de mantenimiento.

En sistema piloto (SP) que se instaló, el cual tuvo lugar en la subestación Fanhões, se incluyeron las siguientes bahías:

- ⇒ Una línea de transmisión de 400 [kV]
- ⇒ Un transformador de potencia de 400/60 [kV]
- ⇒ Un enlace de barras de 400 [kV] y su by-pass
- ⇒ Un banco de capacitores de 60 [kV]

El rango de bahías que fue seleccionado para el SP, se eligió de acuerdo a los siguientes criterios:

- ⇒ Deben quedar incluidas todas las funciones de control y protección, es decir, de una línea de transmisión y de un transformador.
- ⇒ También debe quedar incluida una bahía de enlace de barras/by-pass, para probar los interbloqueos y otras funciones de comunicación con la línea de transmisión y el transformador de potencia.
- ⇒ Todas las bahías deben estar en servicio
- ⇒ La línea seleccionada, debe ser la que tenga más fallas por año, así el comportamiento del SP puede ser evaluado apropiadamente.

⇒ Se decidió incluir el banco de capacitores, ya que este tipo de bahía tiene una rutina diaria de conmutación.

Para cada una de las bahías, un grupo de DEI's realizan las funciones de protección y de control típicamente requeridas por la empresa. Los DEI's por bahía son: una unidad de control de bahía, dos o tres unidades de protección. Se adicionó un DEI, que permite el control del voltaje del segundo transformador de potencia de 400/60 [kV] existente en configuración en paralelo o solo.

El sistema piloto trabajara paralelamente con el SAS actual. De esta forma será posible analizar el comportamiento del SP ante fallas y disturbios enfrentados por las bahías seleccionadas, comparando los registros de los datos del SP con los del sistema existente.

Antes de la instalación del SP en sitio, será sometido a las Pruebas de Aceptación en Fabrica (FAT's), que comprenden pruebas funcionales para la protección y el control, así como pruebas de conformidad con el IEC-61850

Con respecto a la arquitectura del SP, la alta disponibilidad que se requiere para los SAS's, la redundancia juega un papel importante como se muestra en la figura 5.2.

Se puede observar que el anillo que conecta todos los switches y las dos conexiones desde, cada uno de los DEI's a los switches de bahía 1 y 2, garantizan que una falla en un solo switch no afectará en ninguna manera la red de comunicaciones, ya que existe una trayectoria alterna. La única excepción es, si el switch que conecta a la IHM local al servidor GPS y al centro de ingeniería remoto falla, aquellas partes del sistema quedarán sin operar; sin embargo, no son críticas para la operación del sistema.

Además de la arquitectura, existe un conjunto de parámetros, los cuales deben ser cuidadosamente ajustados para obtener un uso eficiente de la red de comunicaciones. En el período de integración, se deben cuidar los reportes de los bloques de control así como el tiempo de repetición para los mensajes Goose; para poder cumplir con los requerimientos de las aplicaciones y evitar un congestionamiento en la red.

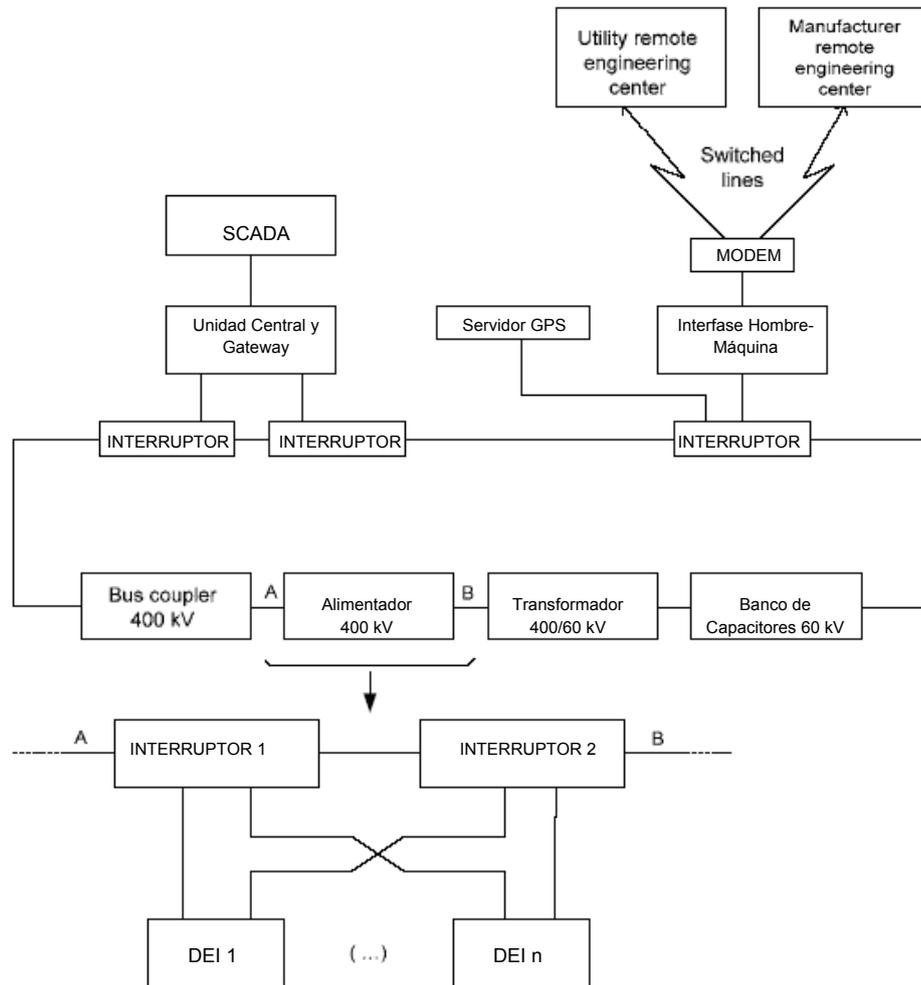


Figura 5.2 Arquitectura del Sistema Piloto de INTEGRA

El proyecto INTEGRA está haciendo posible una revisión de los SAS, adaptando su conjunto actual de especificaciones para que cumpla con el nuevo estándar.

Los principales resultados del proyecto son:

- ⇒ Integración de las posibilidades de comunicación del IEC-61850 con los productos existentes.
- ⇒ Revisión de requerimientos, especificación y diseño de los SAS.

II. Michigan Electric Transmission Company (METC)

La Michigan Electric Transmission Company alimenta la mayor parte de la Península de Michigan. Tiene un sistema de transmisión de 345 [kV] y 138 [kV] que comprende 82 subestaciones y más de 8600 [Km] de líneas de transmisión interconectadas.

Los problemas a los que esta haciendo frente son: la baja confiabilidad y los cada vez más altos costos de operación y mantenimiento de los sistemas heredados de protección y control. Alrededor del 63% de los relevadores existentes fueron instalados antes de 1980; muchas clases específicas de diseños de relevadores y generaciones viejas están experimentando un rápido incremento de deterioro y falla, relacionado con la edad. A muchos de estos relevadores les hacen falta características de comportamiento técnico que son importantes para la operación segura del sistema bajo el actual incremento de carga y esfuerzos. METC solo contaba con solo el 12% de relevadores microprocesados.

METC estableció un enfoque programático para realizar la actualización más amplia de todos los sistemas de protección y control, de todas las subestaciones en un agresivo programa multianual. En 2004 METC y su asesor KEMA, realizaron una evaluación a los sistemas de protección y control de las subestaciones seguida del desarrollo de una estrategia para el programa de reemplazo. Esta estrategia fue creada con base en las necesidades del negocio de METC, la regulación de la industria, la situación de confiabilidad de la empresa y la evaluación de la tecnología disponible. La estrategia de modernización se enfocó en lo siguiente:

- ⇒ Crear metas y guías de largo alcance para el diseño de la protección y de la automatización de subestaciones.
- ⇒ Evaluar la tecnología avanzada disponible en el marco de tiempo del proyecto de modernización.
- ⇒ Integración de la protección y del control para desarrollar y distribuir la información que ayude tanto en el aspecto de los negocios como en las operaciones de METC.
- ⇒ Utilizar las características de los nuevos dispositivos y sistemas para reducir la cantidad de equipos, espacios y fallas de hardware, a la vez que se mejora el comportamiento de la protección.
- ⇒ Reducir y finalmente eliminar el mantenimiento basado en tiempo, a la vez que se mejora la disponibilidad, seguridad y dependabilidad.
- ⇒ Prever y definir puntos sobre la administración de las características de los nuevos relevadores, sistemas y extracción de datos.
- ⇒ Desarrollar un análisis costo-beneficio para justificar la inversión del programa de modernización.
- ⇒ Aprender de las experiencias recientes para resolver puntos específicos del comportamiento de METC y de la industria en el diseño de la modernización.

METC seleccionó a un grupo de vendedores que comprendió a GE Multilin, GE Energy, IBM para la integración de los negocios y gestión de los datos de información; AT&T para

la infraestructura de comunicaciones y a KEMA para soporte técnico en control, protección, diseño, pruebas y necesidades de operación de la empresa.

Estrategia Técnica

La estrategia técnica que estableció METC, hace uso de las características de la tecnología LAN. Dicha estrategia se basa en sistemas con equipos en servicio comercial o en instalaciones piloto exitosas en algún sitio.

El diseño de modernización utiliza una arquitectura integrada para la automatización de la subestación y para los relevadores de protección. El esquema tiene las siguientes características:

- ⇒ Los relevadores y otros DEIs se comunican por medio de redes de área local, para la integración operacional.
- ⇒ El SCADA, EMS y la interfaz hombre-máquina (IHM) operan a partir de los flujos de datos compartidos en las LANs.
- ⇒ Los relevadores, DEIs y las bases de datos están integrados en una red de área ancha corporativa para que toda la empresa tenga acceso a la información que no es para la operación en la subestación.
- ⇒ Incorporación de relevadores multifuncionales en dos (no más) subgrupos sumamente aislados y redundantes con protección mejorada.
- ⇒ Los DEIs para el monitoreo del equipo, evalúan y comunican datos de operación del equipo más costoso.

Los beneficios que obtendrá METC al seguir esta estrategia, serán:

Beneficios Económicos

- ⇒ Reducción en el número de paneles de protección y zonas por más del 50%
- ⇒ Reducción de la cantidad de equipo y espacio en los paneles por más del 75%
- ⇒ Reducción del alambrado redundante de las señales por más del 50%, gracias a los datos compartidos en la LAN; a la vez que se agrega la capacidad de autodiagnóstico.
- ⇒ Eliminar por completo las unidades terminales remotas (UTR's) para el SCADA, los registradores de fallas digitales (RFD's) y los registradores de eventos en secuencia (RES) autosoportados.
- ⇒ Los DEI's para el monitoreo de la condición del equipo, proporcionan datos para ampliar la vida útil del equipo capital y así diferir o dar prioridad a gastos de reemplazo.

Beneficios de Confiabilidad

- ⇒ Enfoca y mejora el comportamiento de los relevadores de protección, usando nuevas funciones y elementos de medición.

- ⇒ Las comunicaciones de los relevadores y el automonitoreo traslapado detectan y alarman cualquier mal funcionamiento de los relevadores y sistemas antes de causen problemas al sistema.

Beneficios de Operación

- ⇒ La IHM central de la subestación reemplaza los controles manuales, distribuyendo la medición sobre los paneles de la caseta de control.
- ⇒ Reducción de la cantidad de equipo al que hay que brindar seguimiento y mantenimiento.
- ⇒ Reducción y eventualmente eliminación de pruebas y calibraciones en sitio.
- ⇒ Brinda un acceso más rápido a los datos de las fallas y disturbios sincronizados en tiempo para el análisis y reestablecimiento del sistema.

Caso 2. Sustitución Total o Proyecto Nuevo

El objetivo de realizar una sustitución total, es el de modernizar el sistema de protección instalando una protección avanzada y optimizar la instalación. Tiene la desventaja de que su instalación sea difícil y laboriosa, debido a que se debe modificar el proyecto de instalación.

El llevar a cabo un proyecto nuevo, brinda la ventaja de integrar el sistema de protección y control, en un mismo sistema de comunicaciones.

I. Modernización en ELEKTRO, San Paolo, Brasil

Se llevo a cabo la modernización completa de 30 subestaciones de 13.8 [kV] a 138 [kV], la cual comenzó en el año 2006.

Dicha modernización se llevo a cabo en dos etapas. Durante la primer etapa se escogió el protocolo DNP V.3.00 para la integración de los DEI's. Pero durante las propuestas de la segunda etapa Elektro solicito alternativas con el protocolo IEC-61850, y se analizaron las ventajas y desventajas de utilizar dicho protocolo:

- ⇒ La implementación resulta más cara, en cuanto a equipos se refiere.
- ⇒ Se requiere de capacitación.
- ⇒ Se requieren hacer modificaciones a las filosofías desarrolladas en un sistema tradicional de automatización.

Y lo que motivo para la implementación del protocolo fue:

- ⇒ Contar con un sistema de comunicación basado en Ethernet, alta velocidad.
- ⇒ Reducción sustancial en la cantidad de cobre.
- ⇒ Interoperabilidad y Confiabilidad (redundancia).
- ⇒ Eliminación de la obsolencia a corto plazo.
- ⇒ Expansión sencilla del sistema.
- ⇒ Desarrollar lógica de bahías a nivel de DEI's.
- ⇒ Priorizar los mensajes Goose así como minimizar entradas y salidas por contacto.
- ⇒ Asegurar la operación correcta de las funciones de protección.

Con lo anterior los requerimientos del proyecto fueron cubiertos. Elektro estandarizó el diseño y como resultado de la puesta en servicio en las subestaciones, los siguientes resultados fueron arrojados:

- ⇒ Con el uso del IEC-61850 y los mensajes Goose se redujo en un 50% el uso de cables de cobre comparado con la solución tradicional que se tenía en Elektro. Lo cual se puede observar en las dos siguientes figuras.

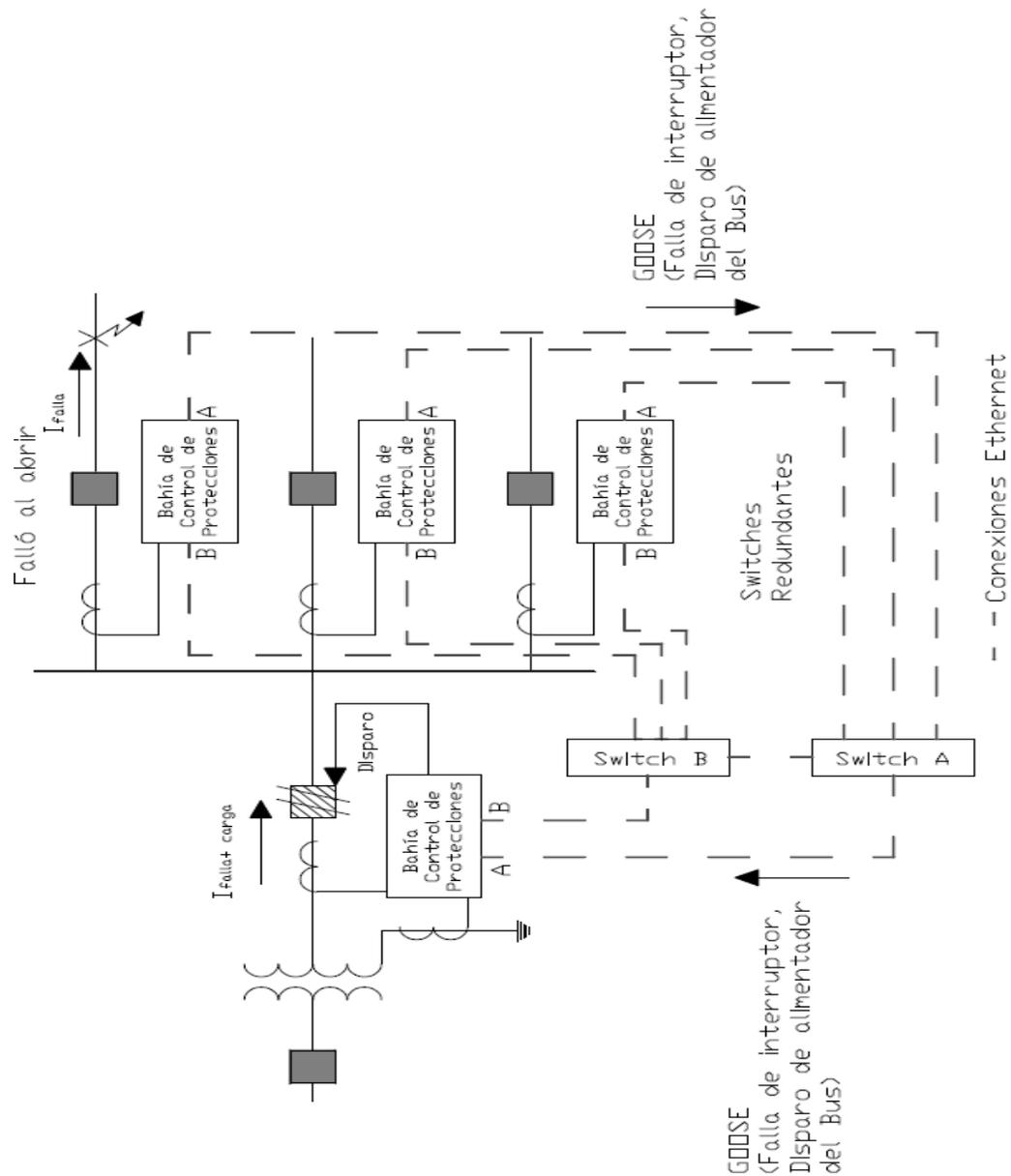


Figura 5.3 Falla de Interruptor (50FB)

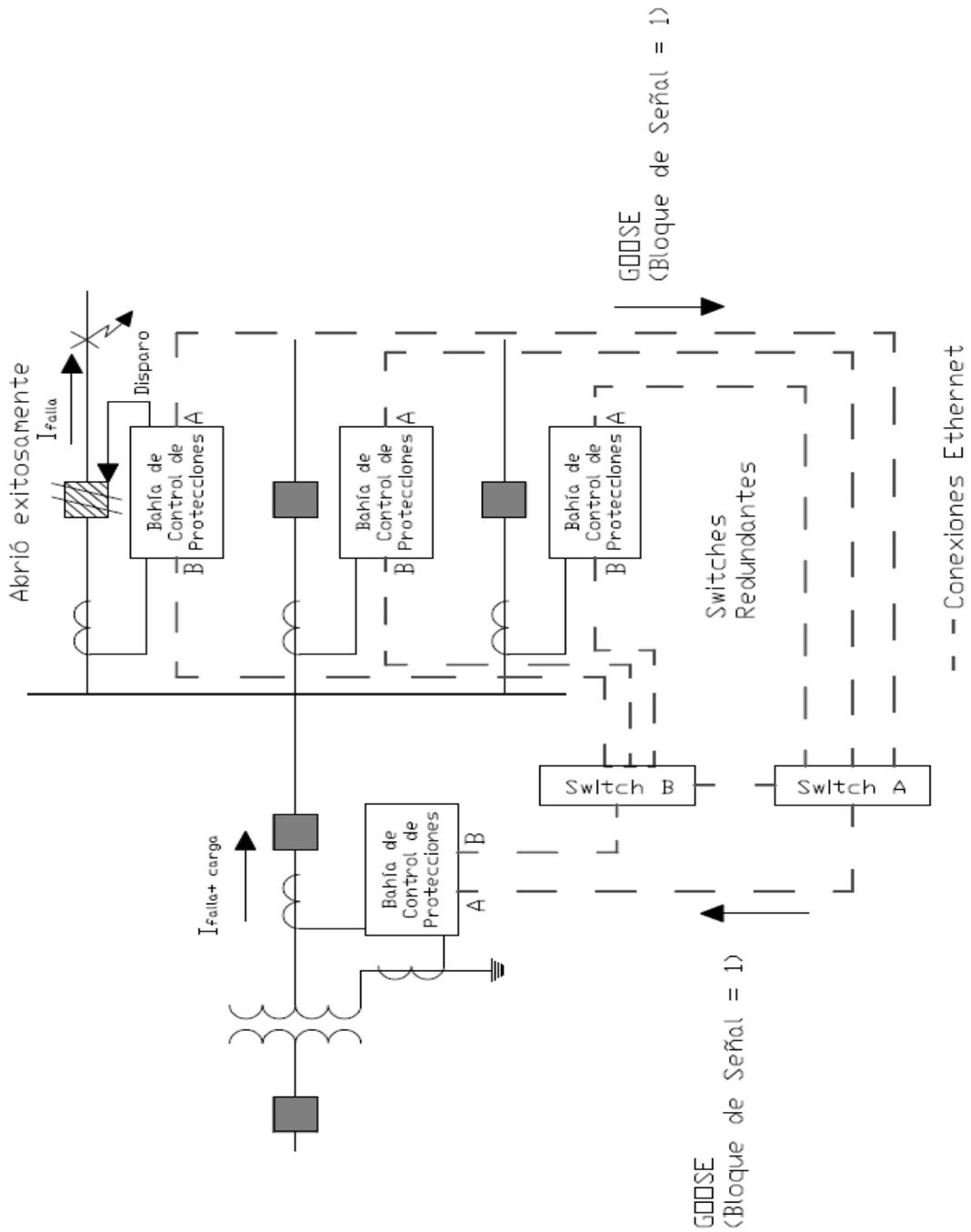


Figura 5.4 Mensajes Goose permiten un rápido disparo de bus sin cables de cobre

- ⇒ Reducción en los tiempos de libramiento de fallas, lo cual contribuye a una mejor calidad de la energía y vida útil de los equipos, especialmente de los transformadores.

Estos son solo algunos de los casos de implementación del IEC-61850, resumiendo se puede decir que la estrategia estándar a seguir es:

- ⇒ Comprender los alcances del estándar IEC-61850
- ⇒ Establecer los lineamientos de la empresa
- ⇒ Interacción con los actores participantes (integradores, fabricantes, desarrolladores)
- ⇒ Registro de lecciones aprendidas

Sin embargo, estas implementaciones en general, presentan ciertas desventajas:

- ⇒ Iniciación de un cambio tecnológico conceptual de la implementación e integración de los sistemas de automatización de subestaciones.
- ⇒ La experiencia es mínima
- ⇒ Los fabricantes que han implementado la norma IEC-61850, continúan utilizando herramientas propietarias, por lo que se requiere realizar un esfuerzo para alcanzar la integración de la interoperabilidad.
- ⇒ Las configuraciones de los equipos DEI's sigue siendo propietaria.

Por lo que aún, hay mucho trabajo por realizar para lograr una estandarización por completo.