

Ampliación de los sistemas de automatización de subestaciones durante su funcionamiento

Christian Brauner | OMICRON electronics
Comunicaciones en las compañías eléctricas
Viena, Austria
christian.brauner@omicronenergy.com

I. AMPLIACIÓN Y PRUEBA DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN CON ENCLAVAMIENTOS BASADOS EN IEC 61850

La norma internacional IEC 61850 (Redes y sistemas de comunicación para compañías eléctricas) permite la implementación de enclavamientos y funciones de protección de respaldo mediante la comunicación en tiempo real en lugar del cableado de las señales mediante cobre. En este artículo se describe un método innovador para probar las funciones del sistema de automatización de subestación, especialmente para la ampliación de una subestación durante su funcionamiento y para la puesta en servicio bahía por bahía.

La norma IEC 61850 se publicó a principios de la década de 2000 y ahora es una norma reconocida para los sistemas de automatización de subestaciones. Con la edición 2 [1] y la ahora disponible edición 2.1, su aceptación ha crecido y su implementación en todos los países continúa aumentando.

Esta norma define dos tipos básicos de comunicación con diferentes servicios para el intercambio de datos entre los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) a nivel de bahía (dispositivos de protección, controladores de bahía, etc.) y a nivel de estación (puerta de enlace de telecontrol, sistema de control local, etc.):

- Cliente/Servidor ("MMS") para la comunicación entre un "servidor" (por ejemplo, un controlador de bahía) y un "cliente" (por ejemplo, una puerta de enlace de telecontrol), típicamente utilizado para el control y la supervisión de la subestación desde el centro de control

remoto o un lugar de trabajo del operador local. "Reporte" y "Control" se utilizan como servicios típicos.

- GOOSE y Sampled Values (SV) para el intercambio de información crítica en el tiempo entre los IED, típicamente usado para funciones de enclavamiento, intercambio de señales de protección y también para señales digitalizadas de transformadores de corriente y tensión ("bus de proceso").

Un componente esencial de la norma es el Lenguaje de configuración de subestación (SCL) normalizado, que describe las señales y los servicios de comunicación específicos del proyecto de forma independiente del fabricante. Esto significa que, además de las herramientas específicas del fabricante, también se pueden utilizar herramientas de terceros para la ingeniería, las pruebas, la puesta en servicio y el mantenimiento continuo de las instalaciones.

II. ENCLAVAMIENTO DE COMANDOS EN LA SUBESTACIÓN

Además del control y monitoreo remotos de la instalación primaria, el enclavamiento de comandos es una función estándar que puede encontrarse en casi todos los sistemas de automatización de subestaciones. El enclavamiento de comandos garantiza que el control de un equipo primario no cause daños al equipo eléctrico o ponga en peligro a las personas. Por ejemplo, el enclavamiento de comandos impide la apertura de un seccionador bajo carga. Cual equipo debe ser enclavado y cómo, es a menudo especificado por el propietario de la subestación en forma de un concepto de enclavamiento. No sólo las propiedades específicas del equipo primario, sino también los requisitos operativos desempeñan un

papel en este aspecto. Por ejemplo, la conmutación desde el centro de control normalmente sólo se permite en el modo operativo "remoto" (jerarquía de conmutación) y todos los demás comandos deben bloquearse mientras no se haya completado claramente una operación de conmutación (enclavamiento 1 de n).

III. IMPLEMENTACIÓN ESPECÍFICA DE LA FUNCIÓN DE ENCLAVAMIENTO EN EL SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN

En el pasado, las funciones de enclavamiento se habían realizado con tecnología de relés electromecánicos en los correspondientes armarios de control (bahía). Varias señales como "Barra conectada a tierra" u "Operación de conmutación en curso" debían cablearse entre las bahías individuales: una solución compleja, especialmente en el caso de instalaciones con múltiples barras. Afortunadamente, la IEC 61850 ofrece una solución más económica y elegante: las señales necesarias, tales como las de las posiciones de los interruptores, se intercambian por medio de los servicios GOOSE y el cálculo de la información de emisión de comandos se lleva a cabo, por ejemplo, por medio de un plan de funciones según la IEC 61131-3. Con el tiempo, se han desarrollado los siguientes conceptos de implementación:

- Centralizado: todos los enclavamientos realizados en una unidad central (por ejemplo, en la puerta de enlace de telecontrol)

Toda la información de emisión se calcula de forma centralizada en un dispositivo y se envía a los dispositivos de bahía correspondientes. Ventaja: estructura simple y clara. Desventaja: sin enclavamiento si la unidad central falla.

- Descentralizado: el cálculo de los enclavamientos se distribuye completamente entre cada dispositivo de campo. Cada controlador de bahía procesa todas las posiciones de conmutación necesarias de las otras bahías y así calcula la información de emisión de los comandos de conmutación en su bahía. Desventaja: complejo, ¡tienen que actualizarse todos los dispositivos de bahía cuando la subestación se expande!
- Mixto: los enclavamientos relacionados con la bahía se implementan en el dispositivo correspondiente de la bahía. Además, un dispositivo especializado (p. ej., el controlador de la estación) calcula los enclavamientos de toda la estación (figura 1). Para ello, los dispositivos de la bahía envían sus posiciones de conmutación mediante GOOSE a un "controlador de estación" que calcula la información topológica como "barra 1 conectada a tierra" y envía esta información mediante GOOSE a los dispositivos de la bahía, donde se forman las emisiones de comandos reales. Ventaja: si el dispositivo central falla, los enclavamientos relacionados con la bahía siguen estando disponibles. ¡Los dispositivos de campo existentes no se ven afectados por las ampliaciones de la subestación!

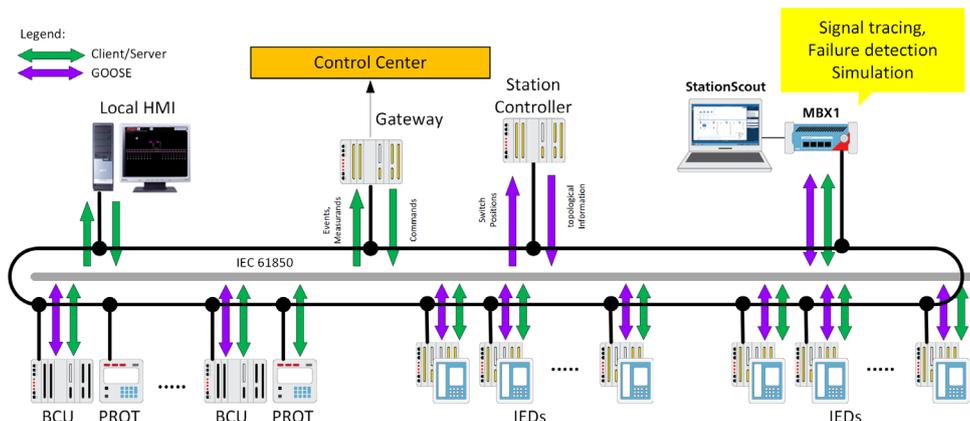


FIGURE 1: SISTEMA DE CONTROL DE SUBESTACIÓN CON ENCLAVAMIENTOS DE TODA LA ESTACIÓN IMPLEMENTADOS EN EL "CONTROLADOR DE ESTACIÓN"

En particular, la pregunta "¿Tengo que volver a parametrizar todos los dispositivos de control de bahía existentes al ampliar la instalación y, por lo tanto, volver a poner en servicio toda la instalación?" desalentó anteriormente a muchos operadores a implementar enclavamientos utilizando GOOSE en lugar del cableado convencional. En principio, la implementación "mixta" permite pues la ampliación posterior sin necesidad de volver a probar las bahías existentes, y cuando se utilizan herramientas de prueba modernas como StationScout de OMICRON, también durante el funcionamiento (figura 1). Además, tiene sentido prever una futura ampliación incluyendo los futuros IED ya en la parametrización inicial del sistema.

IV. AMPLIACIÓN DE UN SWITCHGEAR EXISTENTE DURANTE EL FUNCIONAMIENTO

Si es necesario ampliar un switchgear existente, lo idóneo es hacerlo sin interrumpir el servicio a los clientes atendidos por la subestación. Esto plantea la cuestión de cómo pueden integrarse y probarse las nuevas bahías sin haber actualizado los controladores de bahía existentes y, por lo tanto, probarlos de nuevo. Una situación similar surge cuando se renueva la tecnología secundaria en una subestación existente. También en este caso, los nuevos dispositivos de protección y control de procesos deben probarse y ponerse en servicio bahía por bahía durante el funcionamiento y sin afectar las bahías ya renovadas.

Una posible medida que ya ha demostrado su eficacia en la práctica es el ejemplo de la ampliación de una instalación de media tensión con una nueva sección de barra:

1. Se crea un nuevo archivo SCD para toda la instalación y se parametrizan los nuevos IED de la bahía. Se amplían los parámetros y las pantallas del operador de la HMI local existente, la puerta de enlace de telecontrol y el controlador de la estación con las nuevas bahías. Los controladores de bahía existentes y los IED de protección no se ven afectados.

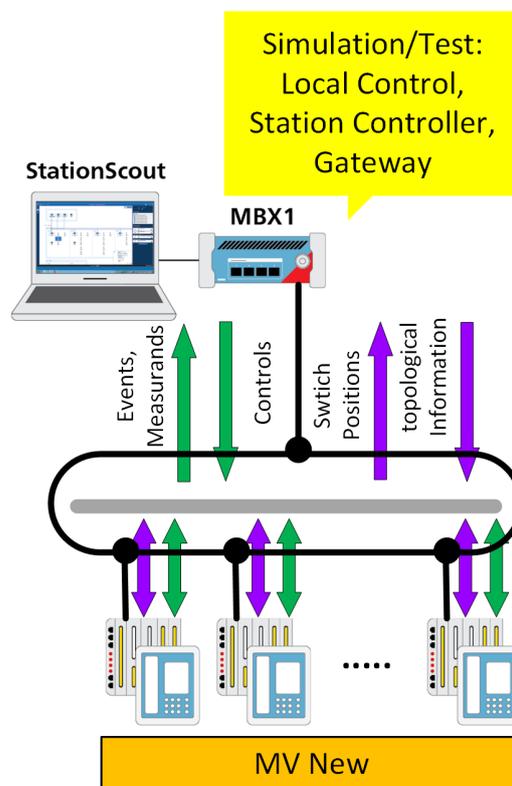


FIGURE 2: PRUEBA DE LA NUEVA INSTALACIÓN DE MT

2. La nueva sección del switchgear se instala junto con los IED en la subestación y se prueba (aún sin integración en el SAS existente). En primer lugar, el intercambio de datos con la tecnología secundaria existente se prueba completamente de antemano simulando los componentes afectados (puerta de enlace, controlador de estación, otras bahías si es necesario) con una solución de prueba moderna como OMICRON StationScout (figura 2). La base para ello es el archivo SCD del sistema de control ampliado de la subestación, que describe los componentes existentes y los nuevos dispositivos de la bahía con todas las señales y servicios de comunicación. Las funciones de protección y control de procesos de los nuevos IED pueden probarse sin afectar a los componentes de la instalación existente: StationScout se utiliza para comprobar si todas las señales necesarias se envían correctamente al lugar de trabajo del operador local, a la puerta de enlace de telecontrol y al controlador de la estación. El ingeniero de pruebas también utiliza esta herramienta para simular la información topológica

correspondiente, que de otra manera es calculada por el controlador de la estación. Los estados de enclavamiento calculados en los dispositivos de campo se visualizan y prueban en la interfaz gráfica de usuario de StationScout. La función de comandos en StationScout también puede utilizarse para comprobar la correcta ejecución de cada comando de conmutación, todo ello sin afectar al funcionamiento del sistema de control de procesos existente.

3. En el siguiente paso se cargan los nuevos parámetros de la instalación ampliada en la HMI local existente, en la puerta de enlace de telecontrol y en

el controlador de la estación. Ahora StationScout puede utilizarse para simular los IED de las nuevas bahías (*figura 3*) y, como resultado, las pantallas de operador ampliadas, las listas de eventos, las listas de alarmas, los archivos, etc. pueden comprobarse tanto en la HMI local como en el centro de control a nivel de señal individual (*figura 4*). Al mismo tiempo, mediante la simulación de varios estados de conmutación de las nuevas bahías, se comprueba la correcta implementación de los enclavamientos de la estación en el controlador de la estación sin tener que operar el switchgear dentro de la nueva instalación de media tensión.

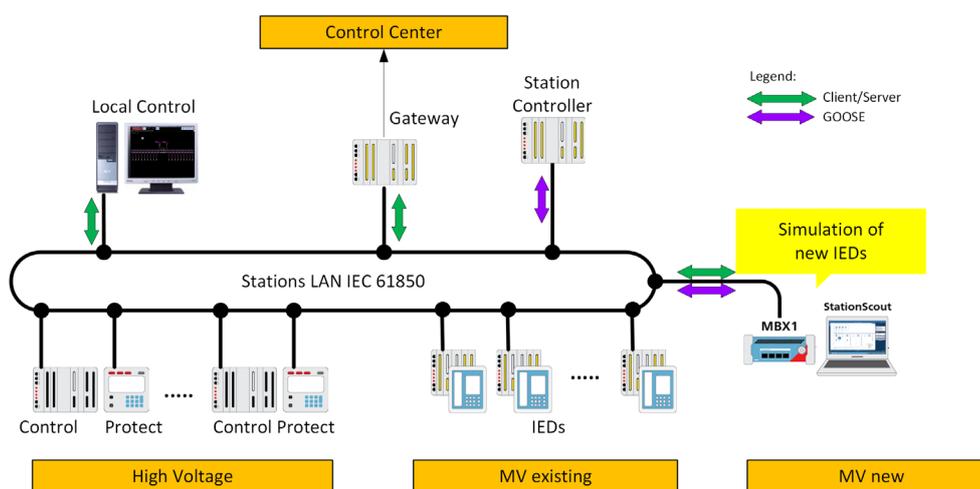


FIGURE 3: PRUEBA DE LOS SISTEMAS DE CONTROL REMOTO Y LOCAL CON IED SIMULADOS PARA LA NUEVA INSTALACIÓN DE MT

4. Ahora que tanto los nuevos IED como la instalación existente actualizada han sido probados con éxito, las dos partes de la instalación pueden conectarse y puede probarse la interacción de los componentes existentes y nuevos. StationScout respalda

esto con el seguimiento de las señales y la búsqueda de cualquier causa restante de fallas, tal como una sincronización horaria incorrecta u otros errores de parametrización (*figura 1*).

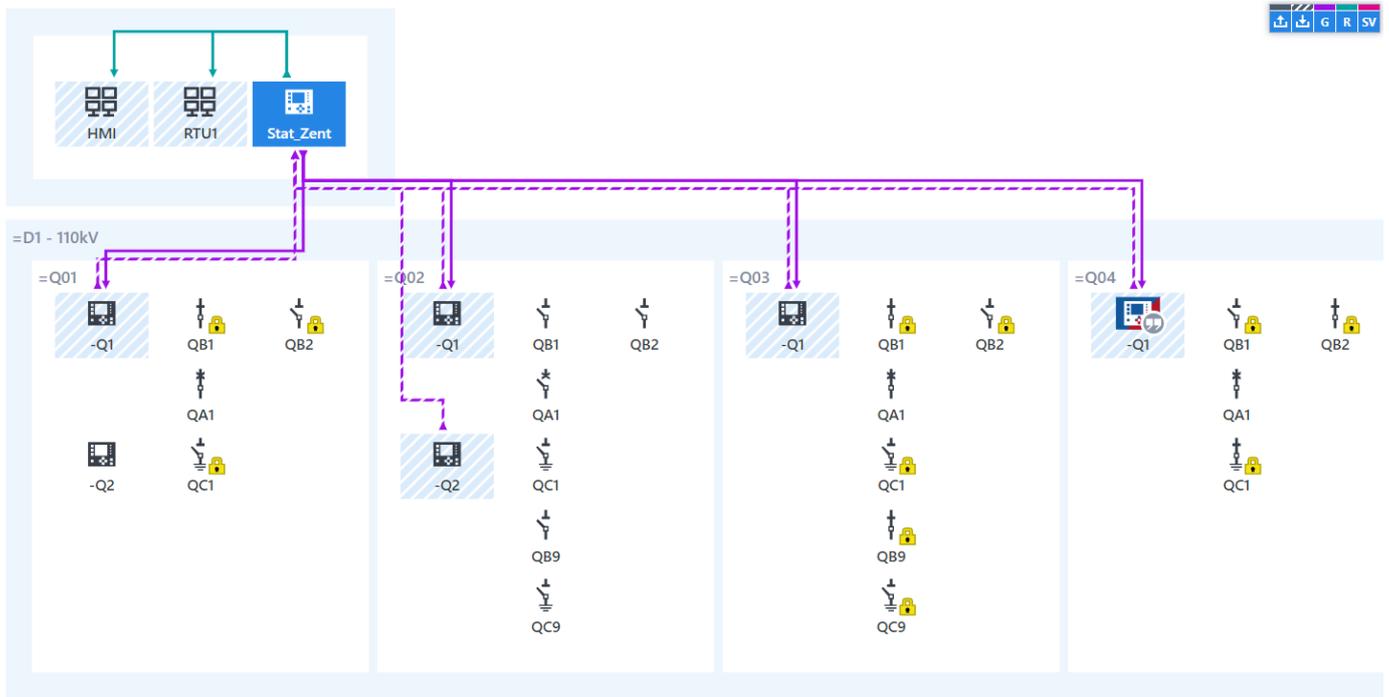


FIGURA 4: SIMULACIÓN DE UN DISPOSITIVO DE BAHÍA (Q04-Q1) CON STATIONSCOUT Y VISUALIZACIÓN DE LAS SEÑALES DE EMISIÓN DE ENCLAVAMIENTOS.

V. CONCLUSIÓN

La solución de prueba aquí descrita, junto con una implementación de cara al futuro de las funciones de enclavamiento, permite ampliar el switchgear durante el funcionamiento. Por lo tanto, puede aprovecharse plenamente el potencial de la norma IEC 61850 en la subestación sin cambiar la parametrización y, por consiguiente, sin volver a probar los dispositivos de campo existentes.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEC 61850-1 Ed. 2: 2013 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview

OMICRON es una compañía internacional que presta servicio a la industria de la energía eléctrica con innovadoras soluciones de prueba y diagnóstico. La aplicación de los productos de OMICRON brinda a los usuarios el más alto nivel de confianza en la evaluación de las condiciones de los equipos primarios y secundarios de sus sistemas. Los servicios ofrecidos en el área de asesoramiento, puesta en servicio, prueba, diagnóstico y formación hacen que la nuestra sea una gama de productos completa.

Nuestros clientes de más de 160 países confían en la capacidad de la compañía para brindar tecnología de punta de excelente calidad. Los Service Centers en todos los continentes proporcionan una amplia base de conocimientos y un extraordinario servicio al cliente. Todo esto, unido a nuestra sólida red de distribuidores y representantes, es lo que ha hecho de nuestra empresa un líder del mercado en la industria eléctrica.

Para obtener más información, documentación adicional e información de contacto detallada de nuestras oficinas en todo el mundo visite nuestro sitio web.