

PRUEBAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

Thomas Schossig, OMICRON electronics GmbH

thomas.schossig@omiconenergy.com

Austria

Resumen

Durante la puesta en servicio de los sistemas de automatización de subestaciones (Substation Automation Systems, SAS) con protección, automatización y control (PAC), el método de prueba se centra tradicionalmente en probar el sistema de protección y sus ajustes. Las pruebas de protección utilizan métodos establecidos, tales como las pruebas de los parámetros de cada IED, o bien métodos nuevos como las pruebas basadas en el sistema. La estandarización y las herramientas de prueba adecuadas aumentaron la eficacia y la confiabilidad de las pruebas de protección de forma espectacular. Si se tiene en cuenta el tiempo empleado durante la puesta en servicio, las pruebas del sistema de automatización y comunicación consumen hoy en día aún más tiempo que las pruebas de protección. Los sistemas de automatización son cada vez más complejos y los esfuerzos para probar la comunicación y el funcionamiento adecuado de todas las señales transmitidas a los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA) aumentaron drásticamente. Este documento describe un nuevo método, a utilizar en todas las fases del ciclo de vida del SAS. Utilizando las capacidades del proceso de ingeniería IEC 61850 y los datos disponibles en los archivos de descripción de la configuración de la subestación (Substation Configuration Description, SCD), es posible introducir métodos nuevos y más eficientes para las pruebas de aceptación en fábrica (Factory Acceptance Testing, FAT) y las pruebas de aceptación in situ (Site Acceptance Testing, SAT). Este planteamiento identifica las señales potenciales a probar en el archivo SCD. Se reconocen y documentan los enlaces de comunicación y los servicios IEC 61850 utilizados y pueden utilizarse para generar planes de prueba. Estas plantillas de prueba pueden crearse durante la fase de especificación, adaptarse para las FAT y posteriormente reutilizarse durante las SAT. El documento comienza describiendo las diferentes fases del ciclo de vida de los modernos sistemas de automatización de subestaciones y recoge las experiencias de las compañías eléctricas en las pruebas de la señalización SCADA. Se identificarán los requisitos para los equipos de prueba. Se describirá un ejemplo de realización técnica.

1 IEC 61850

La IEC 61850 fue publicada como norma internacional a principios de la década de 2000 y es la norma establecida para los proyectos de automatización de subestaciones (SAS). La Edición 2 [1] y la inminente variante 2.1 gozan de creciente aceptación en todo el mundo.

2 Acerca de las pruebas

Desde que existen protecciones, se reconoce la necesidad de probarlas [2]. Los dispositivos de protección se prueban periódicamente para demostrar su funcionalidad, así como la de sus parámetros. No existen tales tradiciones para los sistemas SAS y SCADA. Este documento indica por qué este tema se ha vuelto importante ahora.

3 Definiciones en la norma

3.1 Modelo de datos y prueba de modo

Según las normas IEC 61850-7-4 [4] cada IED contiene un modelo de datos con nodos lógicos (Logical Nodes, LN). Los LN están organizados en dispositivos lógicos (Logical Devices, LD). El nodo contiene información, tal como el arranque de la protección o la posición del interruptor de potencia. Además, cada LN contiene un atributo de modo (Mod). Hay 5 de ellos definidos:

- activo (on)
- bloqueado (blocked)
- prueba (test)
- prueba/bloqueado (test/blocked)
- desactivado (off)

Teniendo en cuenta la configuración de un LD completo, hay un comportamiento resultante (Beh). El anexo A2 contiene una tabla que indica las complejas dependencias. [5].

3.2 Indicación de simulación

Con la edición 2 para GOOSE y Sampled Values [3] se introdujo una nueva información que permite distinguir entre valores reales y simulados. Esta "indicación S" (simulada) es válida para todo el dispositivo físico (Physical Device, LN LPHD); su funcionalidad puede compararse con los interruptores de prueba convencionales.

3.3 Enclavamiento CILO

Todas las clases de LN que empiezan por C indican "control". Por lo tanto, "CILO" [4] indica enclavamiento y libera un dispositivo de control cuando se cumplen las condiciones. Hay una instancia de este LN por cada dispositivo conmutado. Todas las indicaciones de posición correspondientes tienen que estar suscritas. La ejecución del enclavamiento es un "asunto local" solamente [4].

3.4 Supervisión con LGOS

La IEC 61850 7-4 [4] define la clase LGOS como LN. La primera letra (L) indica el carácter de sistema del nodo. Este nodo fue introducido con la edición 2 y permite supervisar la suscripción de GOOSE.

4 Ciclo de vida del SAS

La norma no describe las pruebas de los SAS, sino el ciclo de vida de un proyecto (parte 4,[6]). Aparecen términos de uso común como FAT - Factory Acceptance Testing (pruebas de aceptación en fábrica) y SAT - Site Acceptance Testing (pruebas de aceptación in situ).

Considerando el ciclo completo (Fig. 1) podemos describir el proyecto, desde la especificación hasta el funcionamiento con el equipo.

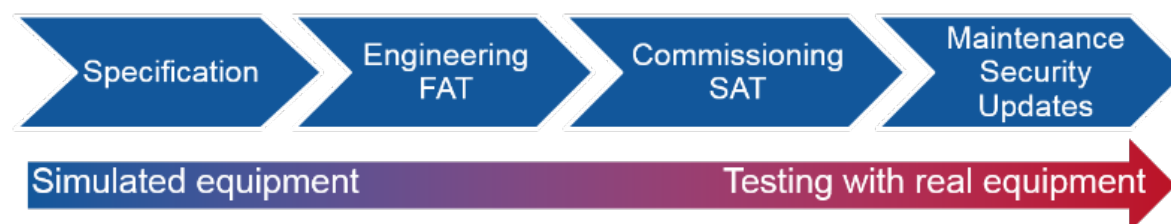


Fig. 1 Ciclo de vida del SAS

El proyecto comienza en un escritorio donde se elaboran las especificaciones que se usan para las licitaciones. La parte 6 de la IEC 61850 describe la ingeniería del SAS. Además, los parámetros no contemplados por la IEC-61850, tales como los ajustes de protección, deben definirse con herramientas específicas del fabricante. La fase se finaliza con las FAT y a continuación se realiza la puesta en servicio. El proyecto termina con las SAT. Pero incluso después de las SAT, viene el mantenimiento, y las actualizaciones de seguridad se vuelven cada vez más importantes.

5 Pruebas del SAS

5.1 Enclavamientos

Los enclavamientos en IEC 61850 fueron una de las primeras aplicaciones de GOOSE IEC 61850 [7]. El mecanismo de multidifusión facilita la transmisión de indicaciones de posición de, por ejemplo, seccionadores a otros controladores de bahía alimentadora o a los IED de enclavamiento centralizado. Las compañías eléctricas han estudiado diferentes métodos para realizar los enclavamientos. Tanto el método centralizado como el descentralizado tienen sus ventajas y desventajas [7].

Al consolidarse estos métodos, el tema de las pruebas cobró importancia. Grupos de trabajo de compañías eléctricas en Alemania han estado estudiando métodos y secuencias de prueba [8] y han llevado el tema a la estandarización internacional. La Fig. 3 muestra los componentes implicados.

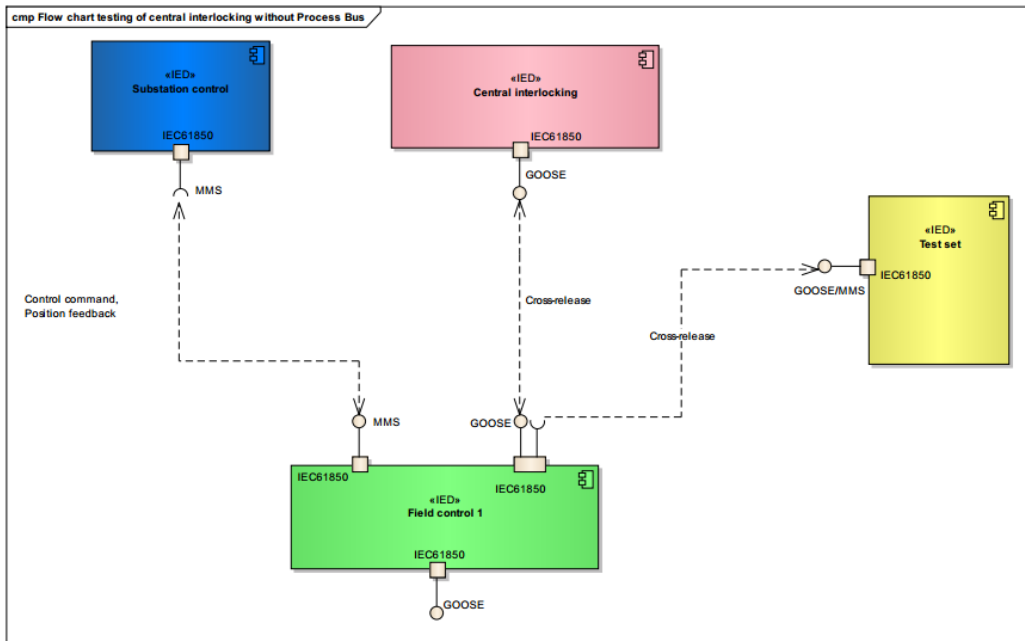


Fig. 2 Enclavamientos [8]

El escenario de prueba podría ser el mostrado en Fig. 3:

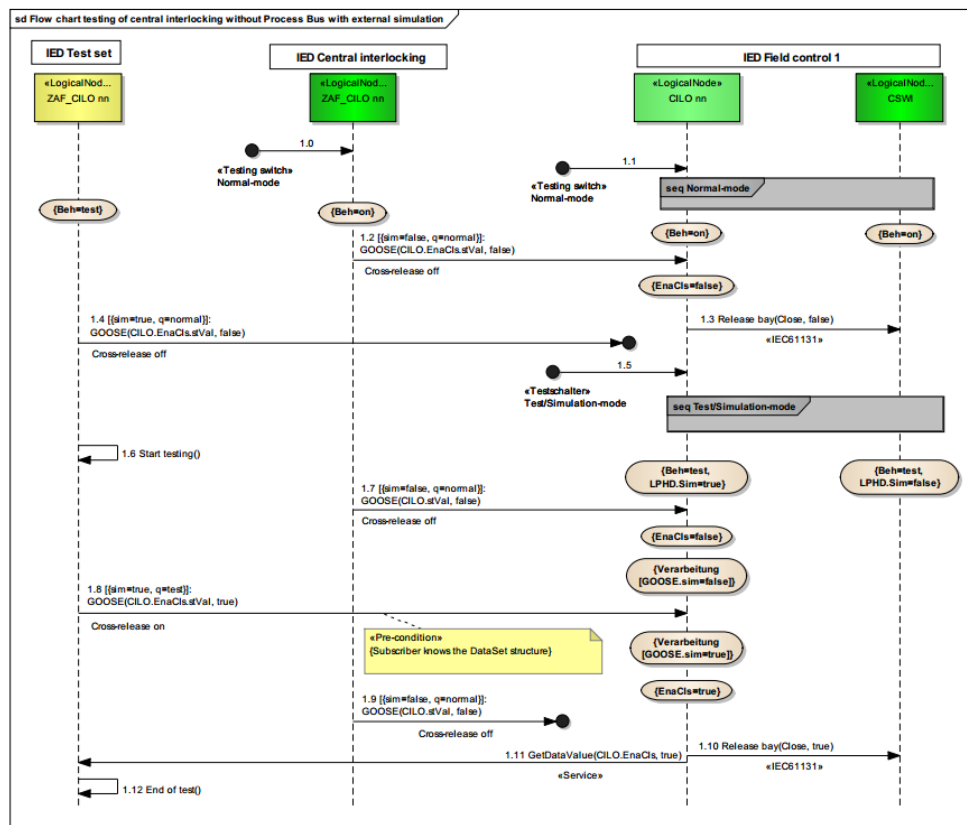


Fig. 3 Prueba de enclavamientos [8]

5.2 Una de cada n

Otro ejemplo típico es el de una comprobación de cada n. Esto evita los comandos en caso de que se ejecuten otros comandos. La Fig. 4 muestra un ejemplo de los comandos de tipo seleccionar antes de ejecutar (Select-before-operate, SBO).

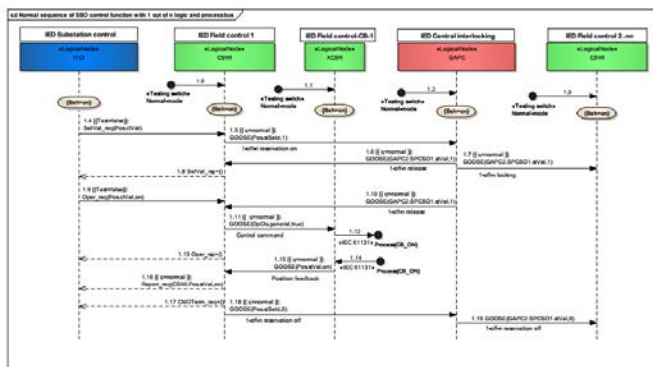


Fig. 4 SBO con una comprobación de cada n [8]

6 Método de prueba

El método propuesto debe ampliarse ahora. La simulación de los IED conserva su importancia durante el diseño, las FAT, las SAT y la puesta en servicio. Se propone un equipo de prueba automatizado. Esta prueba amplía las pruebas desde la prueba y simulación de un solo IED hasta la prueba de todo el sistema de automatización de subestaciones (SAS). La necesidad de simulación está presente en todas las fases del proyecto, aunque de forma decreciente, y las pruebas que se aplican son distintas (Fig. 1).

7 La solución de prueba

7.1 Vista general

La solución de prueba propuesta consistirá en software y hardware (Fig. 5). Se decidió utilizar un hardware especializado y no sólo desarrollar una aplicación de PC, por las siguientes razones:

- Garantizar la seguridad cibernética y la conexión segura a la red de subestación
- Capacidades en tiempo real para calcular Sampled Values y GOOSE
- Posibilitar las simulaciones multi-IP
- Conexión a varias redes
- Posibilidad de actualización de los parches de seguridad
- Licencias



Fig. 5 Configuración de la prueba

El software ofrece una caja de herramientas para las diferentes tareas.

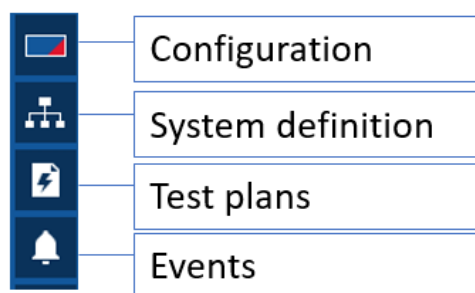


Fig. 6 Herramientas

7.2 Sistema en prueba

Como ya se ha mencionado, todo el sistema está en prueba ahora (Fig. 7).

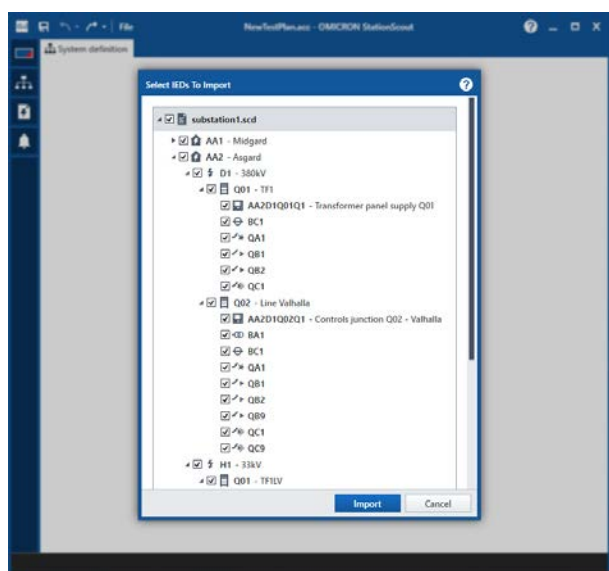


Fig. 7 Sistema en prueba

7.3 Línea cero

Se visualizará todo el sistema (Fig. 8). Se utilizará toda la información disponible en el archivo SCD. Esta abarca también la información en la sección de la subestación (nivel de tensión, bahía...). La norma define las posibilidades de modelar los elementos del diagrama de una línea. La IEC 61850-6-2 [9], actualmente en desarrollo, ampliará esta norma. Los archivos SCD actuales no contienen esta información. Por lo tanto, se propone trabajar con la "línea cero" para visualizar los activos (Fig. 8). Línea cero significa agrupar por nivel de tensión, ordenando las bahías y los activos correspondientes.

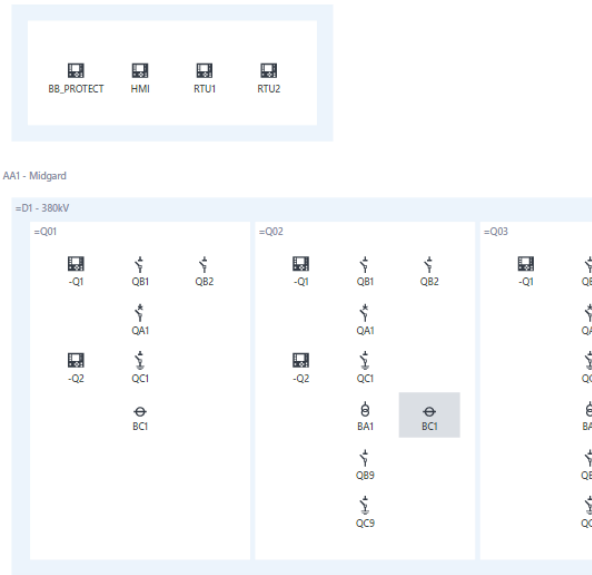


Fig. 8 Línea cero

La navegación en los grandes SAS se puede hacer como en los sistemas de mapas. (Fig. 9).

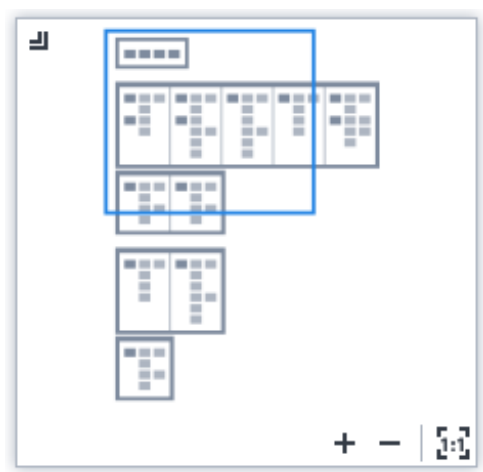


Fig. 9 Navegación

Al hacer clic en "Go-live" se visualiza el estado existente.

7.4 Rastreo de las señales

La funcionalidad del SAS transfiere el mensaje desde su fuente a todos los receptores. Si hay un error en esta comunicación, los ingenieros de puesta en servicio deben seguir la señal en su camino por el SAS. Encontrar tales errores de señal en el caso del cableado de cobre llevaba mucho tiempo, pero con la IEC 61850 esto es casi imposible de hacer manualmente. La solución de prueba descrita aquí permite ver cómo se propagan las señales por el SAS (consulte la Fig. 10). La arquitectura utilizada permite seguir las señales comunicadas tanto como GOOSE como en informes. Esto hace que los problemas de comunicación sean bastante fáciles de resolver.

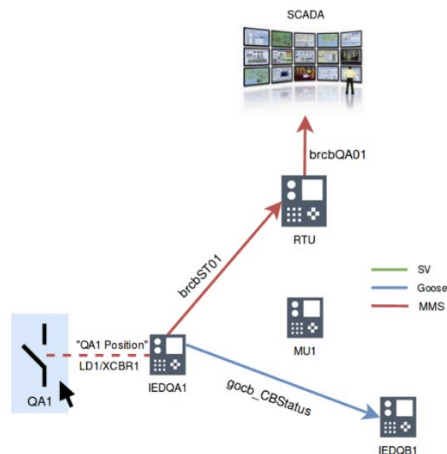


Fig. 10 Transmisión de la indicación de posición

El software permite visualizar los enlaces. El controlador se comunica con SCADA (Fig. 11).

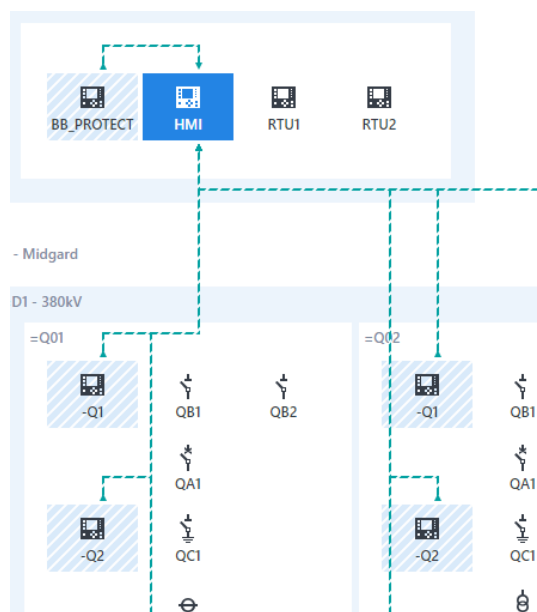


Fig. 11 Rastreo de la señal

La gran cantidad de información puede confundir y los filtros pueden ayudar (Fig. 12).



Fig. 12 Filtro

El filtro puede limitar la información, por ejemplo, a GOOSE y los informes (Fig. 13).

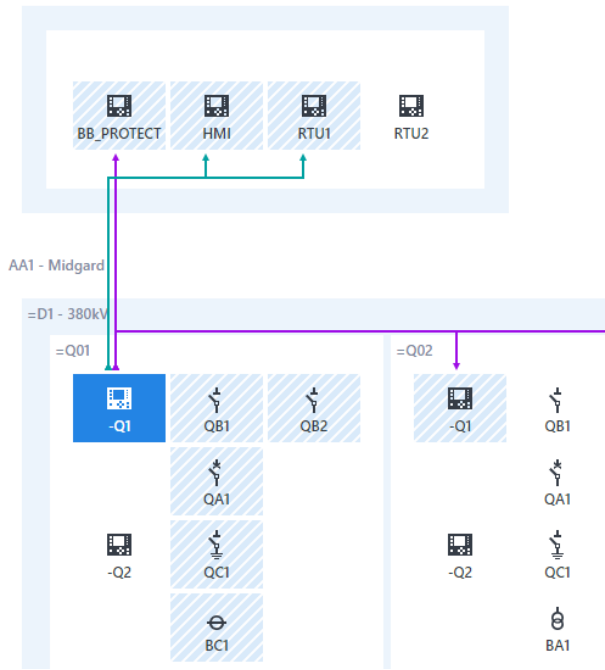


Fig. 13 Información filtrada

7.5 Nombres

Los nombres en el modelo de datos. Ninguno de los expertos y usuarios de IEC 61850 pueden pedir más información. El software reconoce los nombres, detecta la finalidad y muestra la información en consonancia. Los nombres pueden adaptarse (Fig. 14), por ejemplo, a su propio idioma.



Fig. 14 Nombres de las señales

7.6 IEC 61850 en segundo plano

La IEC 61850 también se puede visualizar, como en el ejemplo, como DataSet (Fig. 15) y GOOSE Control Blocks (Fig. 16).

DataSet - Report_Switchgear_Status		
Name		
DO	C1Q02QA1/QA1CILO3.EnaCls	[ST]
DA	stVal	[ST]
DA	q	[ST]
DA	t	[ST]
DO	C1Q02QA1/QA1CILO3.EnaOpn	[ST]
DO	C1Q02QA1/QA1CSWI3.Pos	[ST]
DO	C1Q02QA1/QA1XCBRI1.Pos	[ST]
DO	C1Q02QB2/QB2CILO2.EnaCls	[ST]
DO	C1Q02QB2/QB2CILO2.EnaOpn	[ST]

Fig. 15 IEC 61850 DataSet

← → G AA1D1Q01Q1 LD0/LLN0.GCB_switchgear	
GOOSE details	
Control Block reference:	AA1D1Q01Q1LD0/LLN0\$GO\$GCB_switchgear
Destination MAC address:	01:0C:CD:01:00:01
Application ID:	1
GOOSE ID:	GoID
DataSet reference:	AA1D1Q01Q1LD0/LLN0\$GOOSE_Switchgear_...
VLAN ID:	0
VLAN priority:	4
Configuration revision:	1
Communication	
↑ Subscribers	
BB_PROTECTOR AA1D1Q02Q1 AA1D1Q03Q1 AA1T3Q04Q1 AA1D1Q05Q1	
Transmitted signals	

Fig. 16 IEC 61850 GOOSE

7.7 Análisis y resolución de problemas

Los modelos de datos de los IED modernos pueden ser enormes. Agrupar y clasificar la información automáticamente sirve de gran ayuda. La información de estado más importante se hace visible. El software analiza los valores y los muestra (Fig. 17).

		AA1D1Q05Q1 Bay Q05 protection	
IED details			
IP address:		192.168.0.8	
Vendor:		Company X	
Model:		XYZ 400	
Automation			
QA1: Circuit breaker			
QB1: Circuit switch 1			
QB2: Circuit switch 2			
QC11: Circuit switch 3			
QC21: Circuit switch 4			
Protection			
Differential		-	
Time overcurrent		1.70 kA	
		Start	
Trip conditioning		Start	
Measurement			
BC1: Current transformer 1		1.32 kA	
BC1: Current transformer 2		1.78 kA	
BC1: Current transformer 3		1.27 kA	
Communication			

Fig. 17 Agrupar

7.8 Planes de prueba

Si las pruebas se documentan y registran, se pueden utilizar en diferentes fases. La Fig. 18 muestra un plan de pruebas listo para su reutilización en otra fase del proyecto del SAS. Las secuencias pueden ejecutarse y evaluarse automáticamente

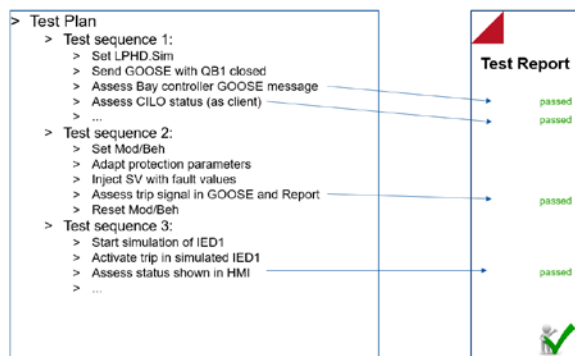


Fig. 18 Plan de prueba e informe de prueba

7.9 Pruebas de la lógica

La lógica se utiliza en los enclavamientos, como se ha descrito anteriormente, así como en muchas otras funciones de automatización de subestaciones. Las condiciones de la lógica de prueba se implementan en los dispositivos de control. La prueba de estas funciones lógicas es una parte esencial de las pruebas FAT y SAT. En caso de enclavamiento se considera y evalúa el estado simulado o real de la apartamenta. Para representar el resultado de las condiciones lógicas de enclavamiento, IEC 61850 representa el estado de la liberación en el nodo lógico CILO. Como se muestra en la Fig. 19, la solución propuesta lee el valor del modelo de datos y evalúa el comportamiento del enclavamiento leyendo los valores CILO automáticamente. Es esencial entender que el comportamiento de la lógica debe probarse en cualquier etapa del ciclo de vida de un SAS. De este modo, incluso después de un cambio de IED o de una actualización del firmware, se puede repetir la prueba completa que se haya realizado anteriormente. Pueden resolverse los problemas y después repetirse la prueba ("probar-arreglar-repetir").

Nota: se simulan los activos inexistentes, por lo que este método permite realizar pruebas en cualquier momento.

▼ Test case Q01-1

Simulation

QB1: QB2: QA1:

Assessments

QB1-CILO: close-locked
QB2-CILO: open-locked
QA1-CILO: unlocked

► Test case Q01-2

Fig. 19 Pruebas del enclavamiento

7.10 Pruebas después de la actualización del firmware

Poner un SAS en funcionamiento significaba en el pasado tener que realizar pruebas FAT y SAT exhaustivas, pero no pruebas de rutina ni actualizaciones de firmware (congelado) durante los próximos 10 a 20 años. Esto ya no es válido.

Los relés de protección en las subestaciones también deben recibir parches con las actualizaciones de seguridad. El problema es que después hay que volver a probar todo desde ese relé y también todas las comunicaciones. Hasta ahora no había una manera adecuada de volver a probar las comunicaciones. Todo tenía que hacerse a mano.

La solución propuesta ofrece pruebas y evaluaciones automáticas. Todas las comunicaciones del dispositivo se pueden volver a probar fácilmente después de la actualización del firmware ejecutando el plan de pruebas ya preparado para ese dispositivo (Fig. 20).

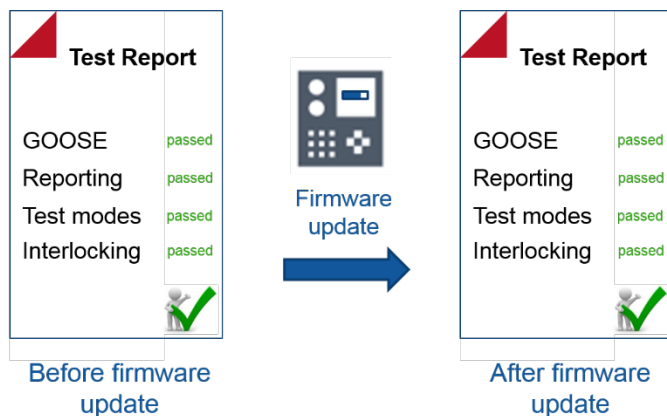


Fig. 20 Pruebas tras la actualización del firmware

7.11 Supervisión GOOSE

Como se visualiza en Fig. 13, GOOSE se envía como multidifusión (uno a muchos). Así que cada IED que sea miembro de esta multidifusión recibirá esta información. Aceptar y utilizar esta información se denomina "suscripción". Pero ¿cómo puedo saber si la función se ha suscrito correctamente? Por supuesto, probar la reacción del sistema demostrará que funciona. Sin embargo, utilizar esta información sólo a partir del modelo de datos del IED sería más fácil. IEC 61850 define, tal como ya se ha comentado, el nodo lógico LGOS. Como nodo del sistema, los atributos de datos describen el estado de la suscripción GOOSE. Cada vez son más los proveedores que proporcionan esta información. Fig. 21 muestra la información almacenada. Si la suscripción falla, se puede indicar. (Fig. 22)

BB_PROTECTOR • Data Model • PROT • AA1D1Q02Q2LGOS1			
LN AA1D1Q02Q2LGOS1 GOOSE subscription			
Name	Description		Value
▶ DO Beh	Behaviour		on
▶ DO NamPlt	Name plate		
▶ DO NdsCom	Subscription needs commissioning		false
▲ DO St	Status of the subscription		true
DA stVal	[ST]	Status value of the data	true
▶ DA q	[ST]	Quality of the attribute(s) representing the value of the data	good
▶ DA t	[ST]	Timestamp of the last change in one of the attribute(s) representing the value of the d...	2018-06-25 09:05:18.000
DA d	[DC]	Textual description of the data	
▶ DO SimSt	Status showing that really Sim messages are received and accepted		false
▶ DO ConfRevNum	Expected configuration revision number of the GOOSE message		0
▶ DO RxConfRevNum			0
▶ DO LastStNum	Last state number of received GOOSE		0
▶ DO GoCRef	Reference to the subscribed GOOSE control block		AA1D1Q02Q2Control/LLN0\$GO\$QB9

Fig. 21 LGOS

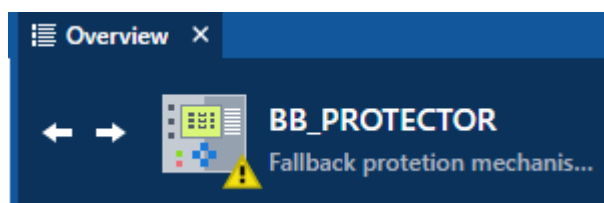


Fig. 22 Suscripción fallida

8 Simulaciones

Como ya se ha mencionado, la simulación es importante en cualquier etapa del SAS, aunque disminuya según avanza el proyecto. Durante la especificación y la ingeniería no hay ningún equipo real disponible. El método permite simular cualquier equipo que falte. Para el primer paso esto es importantísimo. La simulación de los equipos que intervienen en la comunicación permite comprobar los enlaces de comunicación, la ingeniería del

DataSet y los modelos de datos. Muy a menudo, la HMI local (cliente) no está disponible durante la instalación de los IED. La simulación de este sistema SCADA permite garantizar que los IED están configurados correctamente.

En la fase de puesta en servicio, también es posible que no se disponga de los IED y que sea necesario simularlos. Probar la comunicación de alto nivel con SCADA (centro de control, centro de control nacional) es un paso importante de la puesta en servicio. Estas "pruebas de bits" requieren mucho tiempo y requieren la atención del compañero del centro de control. Cualquier problema que ocurra aumenta la probabilidad de que haya que detener y repetir la prueba. Por eso es muy útil la simulación del cliente para evitar frustraciones de este tipo. Por otro lado, una vez realizadas las pruebas se pueden repetir fácilmente y ahorrar tiempo.

9 Perspectivas

Existen varias posibilidades que amplían este método. Dado que la inyección analógica es necesaria al menos una vez durante las pruebas, esta tiene que ser posible. En las subestaciones digitales modernas, el hardware con capacidad de tiempo real emite las señales como Sampled Values según IEC 61850-9-2 e IEC 61869-9.

Durante la última década, la protección, la automatización y el control se han desarrollado juntos sin que exista una frontera clara entre las diferentes tareas. Los métodos modernos de prueba deben tener esto en cuenta. Además, las pruebas de protección están evolucionando desde la prueba de un solo dispositivo a la prueba de sistemas, disponiéndose de soluciones al respecto. Estos métodos deben utilizarse conjuntamente y proporcionarán un procedimiento de prueba holístico.

10 Conclusiones

Las funciones de automatización y control son cada vez más importantes debido a su amplia aplicación en los modernos sistemas de automatización de subestaciones. Estas pruebas aportan automáticamente un enorme potencial de ahorro de costes y mejoran la confiabilidad de la red. Existen soluciones de prueba

Referencias

- [1] IEC 61850-1 Ed. 2: 2013 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview
- [2] Schossig, W.; Schossig, T.: Protection Testing- A Journey through Time (Pruebas de protección: un viaje a través del tiempo). PACWorld Conference 2011; Dublín
- [3] IEC 61850-8-1 Ed. 2: 2011: Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3
- [4] IEC 61850-7-4 Ed. 2: 2010: Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes
- [5] Schossig, T.: IEC 61850 Testing in edition 2- A systematisation (Pruebas en la edición 2- Una sistematización). DPSP 2012; Birmingham
- [6] IEC 61850-4 Ed.2: 2011 Communication networks and systems for power utility automation - Part 4: System and project management
- [7] FNN: IEC 61850 aus Anwendersicht. 2012. <https://www.vde.com/de/fnn/themen/netzbetriebsmittel/schutz-leittechnik/hinweis-iec-61850-anwendersicht>
- [8] DKE 952.0.10: IEC 61850 Functional Testing –Prüfansätze und ihre Anwendung. 2016 <https://www.dke.de/resource/blob/1575556/030ac44e51a084d5526440ed34d0a63c/testing-dokument-data.pdf>
- [9] IEC 61850-6-2 Ed.1.0: 2018 Communication networks and systems for power utility automation - Part 6-2: Configuration description language for extensions for human machine interfaces
- [10] Andreas Klien, Cristian Marinescu, Winfried Peter: Cyber Security – Herausforderungen und Antworten. OMICRON AWT 2017; Friedrichshafen
- [11] www.omicronenergy.com/newStationScout

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.