



Implementación de un Esquema de Protección Basado en la Norma IEC 61850

Luis Guzmán Garcete¹, Ing. Hugo Larangeira Samaniego², Ing Mario López³

Facultad Politécnica-U.N.E^{1,2}, Itaipu Binacional², Centro de Innovación en Automatización y Control³

Paraguay

RESUMEN

Este trabajo tiene por objeto realizar el estudio del desempeño de un esquema de protección utilizando dos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), una caja de ensayos, y una red Ethernet con topología en estrella utilizando un switch gerenciable. Fueron empleados mensajes GOOSE para el envío y recepción de disparos (trips) y comandos de abertura de disyuntores. Este esquema fue comparado con otro implementado mediante cableado convencional (cobre) habilitando en este caso, entradas y salidas binarias. El esquema implementado en ambos casos consiste en la simulación de una falla de sobrecorriente instantánea (función ANSI 50), con posterior falla de interruptor. Los equipos utilizados pertenecen al Núcleo de Automatización de Sistemas Eléctricos (NuASE) de la Fundación Parque Tecnológico Itaipu Paraguay (FPTI–PY). Para la realización de este trabajo, fueron revisados conceptos fundamentales de protección de sistemas eléctricos de potencia, redes de comunicación y de la norma IEC 61850. Los resultados obtenidos han demostrado un mejor desempeño del esquema mediante el uso de la norma IEC 61850, pudiendo afirmar que los mismos cumplen con los requisitos establecidos por la Norma IEC 61850 para los tipos de mensajes prioritarios probados en este escenario de ensayos.

PALABRAS CLAVES

Protección de sistema eléctrico de potencia, IEC 61850, Automatización de subestaciones.

1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica constituye uno de los recursos fundamentales de la sociedad moderna, el mismo desempeña un papel primordial para el progreso de un país y para el mejoramiento de la calidad de vida de su población, en ese contexto, una de las funciones de los sistemas eléctricos de potencia es hacer llegar la energía eléctrica desde las fuentes hasta los consumidores.

La protección de los sistemas eléctricos de potencia ha sido, y sigue siendo un asunto de extrema importancia para las empresas de energía eléctrica, estos han experimentado una notable evolución desde que la tecnología digital fue adoptada para la fabricación de los dispositivos de protección,





transformándose en dispositivos inteligentes, que además de realizar funciones de protección, son capaces de realizar diversas funciones de supervisión y control.

Con el advenimiento de la norma IEC 61850, las informaciones disponibilizadas por los dispositivos de protección (*IEDs*) pasan a ser compartidas a través de redes LAN (Local Área Network) de alta velocidad de forma eficiente, económica y segura.

Un factor importante a ser tenido en cuenta en la protección de un sistema eléctrico de potencia es el desempeño de los mismos en la presencia de condiciones de falla (corto circuitos), cuyos tiempos de actuación son deseables que sean lo menor posible, en este trabajo se propone el estudio del desempeño de un esquema de protección utilizando para tal situación, la norma IEC 61850, comparándola con el desempeño de las protecciones tradicionales utilizando cableado de cobre.

2 EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Como en todas las áreas, las protecciones de los sistemas eléctricos de potencia también han experimentado el efecto de la evolución tecnológica.

Los primeros relés que se encontraron disponibles en el mercado fueron los relés electromagnéticos, compuestos de bobinas y resortes.

Con el progreso de la electrónica, las investigaciones fueron realizadas visando incorporar sus aplicaciones en los relés. La integración de los diodos y los transistores a los relés fue marcante, y los relés que surgieron de esta integración recibieron la denominación de relés estáticos, debido a que no poseían partes móviles en su unidad de medición.

Con la aparición y la popularización del uso de los circuitos integrados las investigaciones fueron direccionadas en el sentido de aprovechar el potencial de estos elementos en los relés de protección. Aparecieron disponibles en el mercado a mediados de los años 80 los primeros relés microprocesados que marcaron la nueva línea de relés denominados relés digitales. Los relés digitales también son conocidos como IEDs (*Intelligent Eletronic Devices*) y actualmente son cada vez más utilizados en las subestaciones eléctricas, pasando a ser piezas fundamentales para la automatización de subestaciones (SAS) basados en la Norma IEC 61850, estos dispositivos son multifuncionales para la protección, control, medición y monitoreo de los sistemas eléctricos. La figura 1 muestra la producción de los relés de protección con el paso del tiempo.





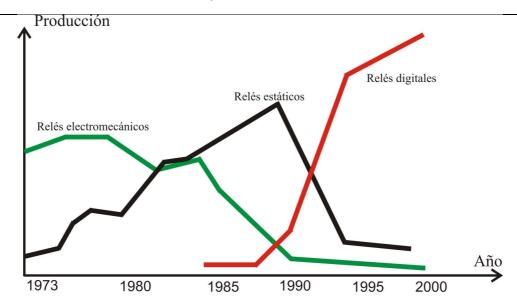


Figura 1: Producción de relés de protección

3 NORMA IEC 61850

La Norma IEC 61850 es un estándar internacional para Sistemas de Automatización en Subestaciones (*SAS*). Define la comunicación entre los dispositivos en la subestación y los requisitos de los sistemas relacionados. Soporta todas las funciones de automatización de la subestación y su ingeniera [1].

La IEC 61850 fue diseñada para funcionar sobre tecnologías de redes modernas y ofrecer una cantidad sin precedentes de funciones que simplemente no se disponían en otros protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones. Estas características únicas de la norma IEC 61850 han tenido un impacto directo y positivo en el costo para el diseño, construcción, instalación, comisionamiento, y operación de los sistemas de potencia [2].

3.1 Objetivos de la norma IEC 61850

Interoperabilidad: Es uno de los principales objetivos de la norma, la interoperabilidad entre *IEDs* de diferentes fabricantes permite el uso y el intercambio de datos con la finalidad de realizar sus funcionalidades individuales;

Libre configuración: Soporte a diferentes filosofías y la capacidad para la libre asignación de funciones;

Estabilidad a largo plazo: La norma IEC 61850 establece un padrón abierto, a prueba de futuro, permitiendo salvaguardar las inversiones con relación a los proveedores y acompañar la tecnología para futuras extensiones.





3.2 Nodos Lógicos

Para cumplir con todos los requisitos establecidos anteriormente, sobre todo la libre configuración, todas las funciones dentro de una subestación se descomponen en nodos lógicos (LN) que podrán residir en uno o más dispositivos físicos.

Un nodo lógico es un modelo abstracto de información que representa una función elemental en la planta, por ejemplo: disyuntores y medidas de los transformadores de tensión y corriente. Es una agrupación de datos y métodos relacionados dentro de una función lógica del sistema de automatización [3].

3.3 Tipos de mensajes y clases de desempeño

Para atender los diferentes requisitos de la subestación los tipos de mensajes son clasificados por clases de desempeño. Existen dos grupos diferentes de clase de desempeño, uno para protección y control y otro para medición y calidad de energía. Las clases de desempeño son definidos basados en las necesidades de la funcionalidad, estas clases de desempeño son independientes del tamaño de la subestación. La Tabla 1 muestra las clases de desempeño de mensajes utilizados en la norma IEC 61850.

	P1	Se aplica típicamente a los vanos de distribución o vanos con bajo requerimientos		
Control y Proteción	P2	Utilizados en vanos de protección o un vano especificado por el usuario		
	Р3	Se aplica en vanos de transmisión en donde es necesario un elevado desempeño		

Tabla 1 Clases de desempeño de mensajes utilizados en la Norma IEC 61850

La norma específica siete tipos de mensajes (Tipo 1,..., Tipo 7), a continuación se describe brevemente el mensaje del tipo 1.

Mensajes Tipo 1: Mensajes rápidos, el contenido de este tipo de mensaje puede ser un simple código binario conteniendo datos o comandos. Este tipo de mensaje es subdividido en mensajes del tipo 1 A y 1 B;

Mensaje tipo 1 A (TRIP): Es el mensaje más importante en el ambiente de la subestación y el que posee mayor exigencia de requisitos. Los mensajes de enclavamientos, intertrips y discriminación de lógica también tienen el mismo requisito. Para la clase de desempeño P1 el tiempo total de transmisión del mensaje es del orden de medio ciclo de la onda fundamental, en las clases de desempeño P2 y P3 el tiempo total de transmisión es del orden de un cuarto de ciclo y el valor adoptado como referencia es de 5 ms;

Mensaje del tipo 1B (demás mensajes): Este tipo de mensaje también es importante para otras funciones en el sistema de automatización de subestaciones, pero demanda un requisito de





tiempo menos rígido. Para las clases de desempeños del tipo P2 y P3 el tiempo total de transmisión del mensaje es de un ciclo y el valor de 20 ms es definido como referencia.

3.4 Mensajes GOOSE

Los mensajes GOOSE (*Generic Objet Oriented Substation Event*) son mensajes prioritarios del tipo 1 A, la principal atribución de los mensajes GOOSE es la de realizar el intercambio de informaciones entre las lógicas de protección, reemplazando el tradicional cableado de cobre entre los relés. La cuestión que surge con el uso de los mensajes *GOOSE* se refiere al impacto en la velocidad de transferencia de datos entre *IEDs* y la consecuente calidad del mensaje para el caso de múltiples transferencias de un determinado dispositivo.

Los mensajes GOOSE son enviados continuamente a cada tiempo T0. Cuando un nuevo evento ocurre, un nuevo mensaje es generado y el periodo de envío disminuye para un tiempo T1. Enseguida ese periodo es incrementado de forma gradual hasta alcanzar nuevamente el tiempo T0 (Ilustración 2) [4].

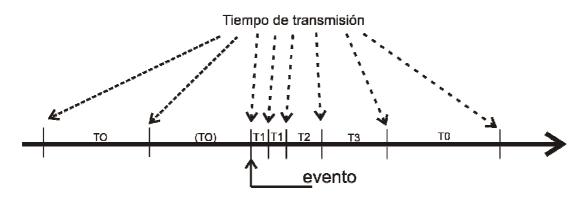


Figura 2 Mecanismo de envío de mensajes GOOSE

4 MATERIALES DE ENSAYOS

Para el escenario de ensayos, los siguientes equipamientos fueron utilizados: Un IED protector de transformador, modelo 787 de fabricación SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*) [5];

Un IED controlador de vano, modelo 2411 de fabricación SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*) [6];

Un *switch* Ethernet, modular, industrial, gerenciable, full dúplex, con conexión a la red de cobre (RJ45) y comunicación óptica, con soporte a protocolos bajo la norma IEC 61850 [7]; Programas computacionales para la realización de la ingeniería y parametrización de IEDs y de la caja de ensayos;

Una caja de ensayos, marca Omicron, modelo CMC 356 [8].





La propuesta para la función ensayada consistió en una simulación de falla de sobrecorriente instantánea (función ANSI 50) con posterior falla de interruptor, para tal situación se analizó el desempeño de las funciones realizando mediciones de los tiempos de actuación de los eventos relevantes, utilizando para ello la caja de ensayos OMICRON CMC 356.

4.1 Medición de desempeño via cableado convencional

La Ilustración 3 muestra la topología a ser implantada en el escenario de ensayos, la misma consiste en un arreglo hipotético compuesto por una subestación en configuración de doble barras con doble disyuntor.

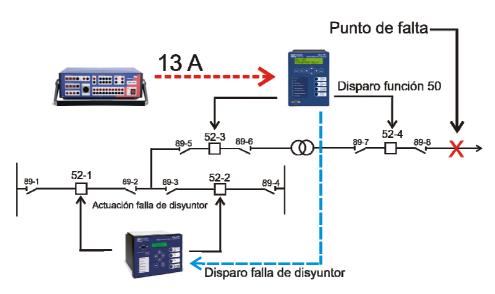


Figura 3 Arquitectura de las protecciones vía cableado convencional

Ante la ocurrencia de una falla en el punto mostrado en la Ilustración 3, el IED protector de transformador envía la orden de apertura de los disyuntores 52–3 y 52–4 inmediatamente, en el caso de la no abertura de uno de ellos, o de ambos (por ejemplo, en razón de un defecto interno), la falla debe ser eliminada por los interruptores adyacentes al transformador (52–1 y 52–2) luego de un tiempo pre-establecido. Para tal efecto, la protección de falla de interruptor es iniciada en el momento del disparo de la función 50 y el IED supervisa mediante una entrada binaria si el disyuntor ha operado correctamente para la eliminación de la falla. En caso de que la falla no sea eliminada, un nuevo disparo es accionado por el IED protector de transformador enviando una señal al IED controlador de vano (SEL 2411), que luego de procesar esta señal, envía inmediatamente la orden de abertura de los interruptores adyacentes 52–1 y 52–2.

Los tiempos analizados son los siguientes:

t1: Tiempo correspondiente a la actuación de la función de protección por sobrecorriente instantánea (50 ANSI);





- t2: Tiempo correspondiente a la actuación de la función de protección de falla de interruptor (62 BF);
- t3: Tiempo de actuación del IED controlador de vano para la aislación de la falla a través de la apertura de los interruptores adyacentes al transformador de potencia.
 - 4.2 Medición de desempeño via red IEC 61850

La ilustración 4 muestra la arquitectura de las protecciones vía red IEC 61850.

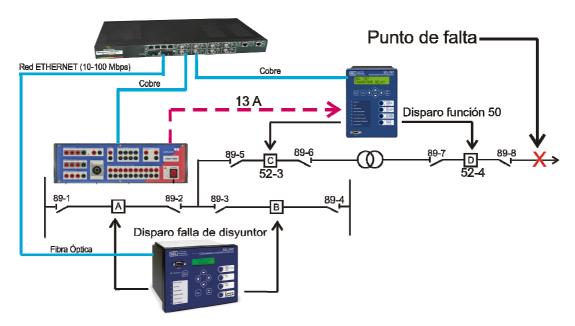


Figura 4 Arquitectura de la protección vía red IEC 61850

4.3 Modelo de información y sus métodos de intercambio

IED SEL 787

PIOC (*Protection Instantaneous OverCurrent*): Funciona de manera instantánea para un valor excesivo de corriente o en una excesiva tasa de aumento de corriente.

RBRF (*Breaker Failure*): Protección que está diseñada para aislar una falla del sistema al iniciar el disparo de otro interruptor.

Debido a que el IED SEL 787 no posee el nodo lógico de falla de interruptor, se ha utilizado el nodo lógico genérico GGIO.

GGIO (*Generic Input/Output*): Se utiliza para representar un dispositivo genérico principal o auxiliar.

IED SEL 2411





GGIO: Utilizado para la aislación de la falla.

La ilustración 5 muestra una visión panorámica sobre los nodos lógicos envueltos en el sistema de protección

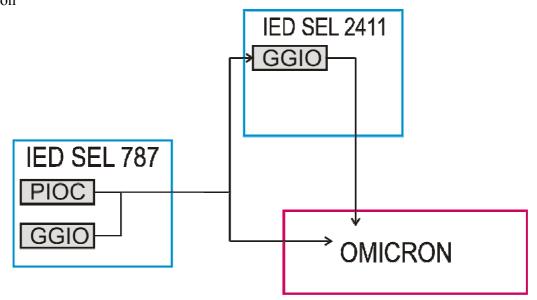


Figura 5 Nodos lógicos uilizados en el sistema

5 RESULTADOS OBTENIDOS

La tabla II muestra los resultados obtenidos en los dos escenarios de ensayos

	Cableado Convencional				Red IEC 61850			
				t1 + t2 +				t1 + t2 +
Medición	t1 (ms.)	t2 (ms.)	t3 (ms.)	t3	t1 (ms.)	t2(ms.)	t3 (ms.)	t3
1	32,5	54,2	20,1	106,8	22,2	59,8	2,9	84,9
2	34,9	54,7	19,8	109,4	24,5	59,8	3,4	87,7
3	34,3	54,2	19,2	107,7	24	59,8	2	85,8
4	35,4	53,5	18,4	107,3	24,2	59,8	5,6	89,6
5	31,4	53,5	19,8	104,7	20,2	59,8	2,8	82,8
6	32,8	53,5	18,6	104,9	21,7	59,8	5,6	87,1
7	34,6	54,1	19,2	107,9	24,2	59,8	1,9	85,9
8	35,6	54	17,8	107,4	24,2	59,8	5,4	89,4
9	34,1	53,5	20,9	108,5	23,7	59,8	3,8	87,3
10	34,3	53,5	17,3	105,1	23,1	59,8	4,5	87,4
Promedio	33,99	53,87	19,11	106,97	23,2	59,8	3,79	86,79
Desv.								
Estándar	1,3469719	0,429599	1,1009592	1,5133076	1,4079141	0	1,4278578	2,0420306

Tabla 2 Resultados obtenidos en los escenarios de ensayos





El desempeño general de la simulación implantada en el escenario propuesto favorece en gran manera al uso de la norma IEC 61850, se observa una disminución del tiempo total de 20.18 ms. aproximadamente (106.97 – 86.79), para una serie de diez mediciones.

V Conclusión

Este trabajo mostró, de manera general, el estudio del desempeño de una función de protección utilizando cableado convencional y comparándola al desempeño bajo la norma IEC 61850, en la implementación de este sencillo esquema de protección fue necesario el estudio y la práctica de herramientas de ingeniería del IED y de la caja de ensayos.

Si bien el concepto de interoperabilidad se ajusta más al intercambio de informaciones entre dispositivos de diferentes fabricantes, en este escenario el intercambio de mensajes entre IEDs del mismo fabricante (SEL) fue realizado utilizando el protocolo GOOSE, pues estos IEDs están en conformidad con la norma IEC 61850.

Teniendo en vista la importancia y la complejidad del asunto, se enfatiza en la necesidad de preparación adecuada de técnicos e ingenieros que estarán involucrados con las áreas de protección, control y automatización de subestaciones, para que la norma IEC 61850 pueda ser más rápidamente asimilada y utilizada en las diversas aplicaciones

BIBLIOGRAFIA

- [1] IEC 61850 part 1: Introduction and oveview. International Electrotechnical Commission. First Edition, 04-2003
- [2] S. Mackiewicz; Heights. Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation. 2007
- [3] Hugo A. L'Arangeira S. Análise de Interoperabilidade IEC 61850 entre simulador em tempo real e IEDs de proteção e controle. Universidade Estadual do Oeste do Paraná-UNIOESTE-2010
- [4] IEC 61850 Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) Mappings to MMS. International Electrotechnical Commission. First edition. 05-2004
- [5] SEL 787 Transformer Protection Relay Instruction Manual. Schweitzer Engineering Laboratories. 2010
- [6] SEL 2411 Programable Automation Controler Instruction Manual. Schweitzer Engineering Laboratories, 2010
- [7] Garretcom Instalation and user guide.
- Manual de referencia OMICRON 356



