

El rol de las protecciones eléctricas en la digitalización de subestaciones

O. A. Tobar¹; G. D. Zapata¹; J. E. Candelo²

Grupo de Investigación en Teleinformática y Teleautomática - Grupo TyT¹

Grupo de Investigación en Tecnologías Aplicadas - GITA²

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Automática

Facultad de Minas

Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín

Recibido: 6 de febrero de 2019

Revisado: 6 marzo del 2019

Aceptado: 6 de abril del 2011

GIPEM 02, junio (2022) pp. 16-26

www.gipem.co/Revistagipem

gipem_fiarman@unal.edu.co

¹Correo electrónico ootobarr@unal.edu.co

²Correo electrónico: gdzapata@unal.edu.co

³Correo electrónico: jecandelob@unal.edu.co

Resumen

Las protecciones eléctricas se encuentran entre los principales componentes de un sistema de potencia, ya que brindan seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio. Sin embargo, estas deben actualizarse para garantizar un mejor funcionamiento ante una continua evolución de tecnologías para la red eléctrica. Por ello, la transición desde subestaciones convencionales hacia subestaciones digitales representa un importante impacto en el funcionamiento y características de operación, y por ende implica una evolución en el papel que toman las protecciones eléctricas en una subestación digital; más aun considerando la implementación masiva de señales digitales o muestreadas que típicamente se utilizaban de manera analógica. Este artículo realiza una breve descripción de dicho proceso con el fin de evidenciar en mayor medida las implicaciones que este conlleva en equipos o funcionamiento del sistema. Además, en este documento se exponen los resultados encontrados en un proceso de pruebas ejecutados con una arquitectura básica que representa una subestación digital sencilla con implementación del estándar IEC 61850. En dichas pruebas se identificaron aspectos relevantes para la adecuada operación del sistema, así como también consideraciones a tener en cuenta en la integración de nuevos dispositivos. Finalmente, se mencionan algunos retos que se presentaran para el sector eléctrico ante la implementación masiva de subestaciones digitales con IEC 61850.

Palabras clave: Substation Automation System (SAS), IEC 61850, Bus de proceso.

Introducción

En un sistema eléctrico de potencia, uno de sus principales componentes son los dispositivos de protección y control, instalados en subestaciones eléctricas y encargados de salvaguardar elementos y partes del sistema al cual pertenecen. No obstante, el continuo crecimiento de los sistemas eléctricos y el avance en desarrollos tecnológicos aplicados en el sector, requieren que los dispositivos se encuentren a la par de los sistemas en los cuales se encuentran instalados, evitando con esto posibles fallas por mal funcionamiento o problemas ajenos a la operación normal de los equipos.

Con el fin de brindar mayor facilidad y comodidad en la operación del sistema. permitir una completa interoperabilidad entre dispositivos de múltiples fabricantes, una escalabilidad en los sistemas y reducir el riesgo eléctrico para operadores y usuarios, las subestaciones eléctricas convencionales han evolucionado a subestaciones digitales.

Bajo la implementación del estándar IEC 61850 como la principal herramienta para este proceso, las subestaciones eléctricas tienden a utilizar masivamente las señales digitales en sus sistemas de control, protección y monitoreo (IEC61850 S.,2013). Con esto se obtienen beneficios adicionales que van desde la reducción en costos, debido a la masiva reducción en el consumo de conductores de cobre, hasta la necesidad de terrenos con menor amplitud para la construcción de subestaciones o un mayor portafolio de aptitudes en el personal capacitado para la operación de las mismas (Brunner, 2016) (Janssen & Apostolov, 2008).

Mencionado esto, se evidencia la necesidad de contar con dispositivos a la vanguardia en la utilización de estas señales digitales utilizadas en las subestaciones y que puedan operar adecuadamente ante una señal muestreada, por ejemplo, para el caso de una protección eléctrica o una señal digital binaria para el caso de un dispositivo encargado del accionamiento de un equipo maniobra en una subestación.

Sin embargo, la implementación de los equipos de protección en subestaciones digitales no es un trabajo sencillo, pues tiene gran cantidad de implicaciones, que de no ser consideradas pueden ocasionar una mala operación de los dispositivos que incluso puede desencadenar un colapso del sistema (Welton & Knapek, 2017).

Aspectos como los protocolos de comunicación utilizados, el tipo de mensaje enviado o recibido, la suscripción a paquetes de datos, la sincronización de tiempo, el acceso a los dispositivos y los canales de comunicación, toman un papel fundamental a la hora de la puesta en marcha para una subestación digital donde se han integrado dispositivos de protección, control y medida.

Así entonces, en este artículo se hace un breve repaso con la transición de las protecciones eléctricas para subestaciones, iniciando con las antiguas protecciones electromecánicas, hasta llegar a los actuales dispositivos electrónicos inteligentes IEDS utilizados actualmente. Se pretende mencionar los cambios más representativos en este proceso de transformación y la forma como los dispositivos actuales deben adaptarse al funcionamiento y características de una subestación eléctrica digital. Finalmente se exponen las necesidades que se vislumbran hacia el futuro de los dispositivos a partir de las dificultades que se evidencian en el proceso de integración en las arquitecturas de comunicación de subestaciones bajo el estándar IEC 61850.

Proceso de transformación de protecciones y subestaciones eléctricas

Evolución en las protecciones eléctricas

En los sistemas eléctricos, desde sus inicios un componente fundamental han sido las protecciones eléctricas, partiendo de la relevancia que toman estas en el buen funcionamiento y adecuada operación

del sistema, así como también la seguridad que brindan tanto para los elementos que lo componen, como para los usuarios u operadores que lo rodean.

En la actualidad aún existen en subestaciones y sistemas eléctricos equipos de protección electromecánicos, los cuales en el mejor de los casos aún operan de manera aceptable y han contado con un adecuado mantenimiento que ha permitido mantener operables dichos sistemas. Típicamente las protecciones electromecánicas pueden tener una vida útil de entre 20 y 40 años, dependiendo del buen mantenimiento que se realice y las condiciones de operación a las que se someten (Goldfarb, 2017).

Estos equipos, tienen buena confiabilidad y precisión, sin embargo, son algo robustos y pueden ver afectado su funcionamiento si se encuentran en ambientes de operación hostiles con campos electromagnéticos considerables, o en caso de no contar con un adecuado mantenimiento periódico realizado por personal altamente capacitado. Es necesario que estas protecciones cuenten con una apropiada calibración periódica, lo cual puede tener cierto grado de dificultad. considerando la antigüedad de los componentes y las dificultades que implica este tipo de procesos en un elemento electromecánico (Goldfarb, 2017) (Aziz & Sonde. 2016) (Ristic, Thakur, & Vaziri, 2005).

No obstante, considerando la longevidad de estos dispositivos y los riesgos a los cuales se ve sometido el sistema que protegen, al igual que el personal encargado de su operación y mantenimiento, se evidencia la necesidad de implementar dispositivos que permitan tener un buen grado de confiabilidad. reduciendo dificultades de mantenimiento y calibración, al igual que tener la capacidad de implementar múltiples funciones de protección en un solo dispositivo (Nko & Chowdhury, 2016).

Ante este cometido, surgen dispositivos numéricos. compuestos por microprocesadores, que permiten llevar a cabo un monitoreo contante sobre las variables del sistema y una supervisión remota de los mismos. Asimismo, estos dispositivos reducen considerablemente su tamaño frente a las versiones anteriores y permiten obtener tiempos de respuesta inferiores a los obtenidos con protecciones electromecánicas (Nko & Chowdhury, 2016) (Kuflo, Crossley, & Liu, 2016).

Sin embargo, en su momento aún se observan ciertas limitaciones, principalmente enfocadas en el área de la comunicación de datos. Si bien los mencionados dispositivos cuentan con una amplia gama de aplicación y considerables mejoras frente a la versión inicial electromecánica, se encuentra que existen dificultades en la integración de dispositivos multi fabricantes, así como también se vislumbran limitaciones en la comunicación con sistemas de supervisión y control como SCADAS (Ristic, Thakur, & Vaziri, 2005) (Pritchard, Costello, & Zimmerman, 2016) Ahora bien, ya actualmente se utilizan una serie de equipos conocidos como Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), que cuentan con tecnología avanzada para desempeñar funciones de protección, control, medida y registro en las subestaciones eléctricas. Estos dispositivos cuentan además con la implementación de tecnologías de la información y comunicación que permiten interactuar con equipos o componentes del sistema que ejecutan diferentes lenguajes de comunicación para lograr adaptarse adecuadamente a las condiciones de operación del sistema (Welton & Knappek, 2017) (Pritchard, Costello, & Zimmerman, 2016)

En estos equipos, quizá la mayor diferencia frente a sus antecesores radica en el uso masivo de protocolos y canales de información; a partir de lo cual se reducen al máximo el uso de las señales eléctricas convencionales para la operación del equipo y se evoluciona hacia el uso masivo de múltiples señales digitales transmitidas por un mismo canal de comunicación para la operación optima de un sistema (Welton & Knappek, 2017) (Ristic, Thakur, & Vaziri, 2005).

A partir de esto, es posible percibir las diversas ventajas que se presentan en cuanto a interoperabilidad entre dispositivos y sistemas, reducción masiva en la dependencia del cobre como canal conductor de señales, tiempos de operación reducidos, reducción en fallas eléctricas que produzcan una mala

operación o generen riesgo para el operador, reducción en mantenimiento de equipos y escalabilidad en los sistemas, entre otras tantas ventajas (Ristic, Thakur, & Vaziri, 2005).



Ilustración 1: Relés electromecánicos VS Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDS).

Transición de subestaciones convencionales a digitales

Desde el inicio de los sistemas eléctricos, es imposible visualizarlos sin uno de sus componentes más importantes como lo son las subestaciones eléctricas. Éstas permiten llevar a cabo la transformación en niveles de voltaje, la derivación de sistemas o subsistemas eléctricos, la extracción de energía de las fuentes de generación, entre otras múltiples utilidades. En principio, las subestaciones eléctricas dependiendo de su funcionalidad en el sistema de potencia al que pertenecen, tienen gran robustez y ocupan áreas de considerable tamaño, empleando estructuras, equipos de accionamiento, protección y control que demandan un importante espacio debido al volumen de los dispositivos y elementos necesarios para un adecuado funcionamiento de estas.

Quizá uno de los avances más importantes en cuanto a subestaciones eléctricas se da a partir de la encapsulación de las mismas, en lo que hoy se conoce como GIS. Estas subestaciones demandan un espacio de menor tamaño en comparación con una subestación tradicional, y esto es debido a que empleando materiales dieléctricos entre los que se destaca el masivo uso de SF₆, se logra reducir considerablemente las distancias de arco producidas al abrir o cerrar un elemento del sistema, con lo cual se logra reducir las distancias de seguridad entre los equipos que integran la subestación eléctrica encapsulada.

No obstante, el costo de este tipo de sistemas se eleva cuantiosamente. Asimismo, este tipo de sistemas únicamente contemplan los equipos de patio, pues el sistema de protección, control, registro y medida de la subestación eléctrica continúa siendo el utilizado típicamente en las subestaciones tradicionales.

Sin embargo, en los últimos años ha tomado fuerza el concepto de SAS (Substation Automation System), en el cual se contempla la completa automatización de los sistemas de control, protección y

supervisión en las subestaciones eléctricas; a partir del uso masivo de tecnologías de comunicación (Janssen & Apostolov, 2008).

Este tipo de sistemas, en conjunto con los continuos desarrollos de dispositivos electrónicos inteligentes y sistemas de monitoreo y control para subestaciones eléctricas, han permitido llevar a este tipo de sistemas a un nuevo nivel de operación; en el cual toman relevancia los lenguajes de comunicación y el uso masivo de señales digitales a través de un canal de comunicación, con lo cual se reduce de manera considerable la dependencia del cobre como principal medio para la transferencia de señales, y permite así brindar mayor seguridad para operarios y personal que típicamente se interactúan con este tipo de sistemas (Mackiewicz, 2006).

Protecciones eléctricas con sistemas de comunicación digital

Como se mencionó anteriormente, la transición entre subestaciones eléctricas convencionales y subestaciones digitales representa un gran cambio partiendo desde los conceptos básicos de funcionamiento hasta los operacionales, tomando como principal referente el uso de arquitecturas de comunicación para sistemas de protección y control en subestaciones eléctricas.

En este orden de ideas, es indispensable hablar de los aspectos más relevantes a los cuales se verán enfrentadas las protecciones eléctricas para operar en un entorno de subestaciones digitales.

Una protección eléctrica en una subestación convencional, opera mediante las señales de voltaje y corriente adquiridas desde PTS y CTs instalados en la bahía de subestación. Estas señales se transmiten de manera analógica mediante conductores de cobre desde las bahías, hasta los dispositivos de protección en su correspondiente gabinete a una distancia prudente del patio de la subestación.

Dicho proceso implica una gran precisión en los dispositivos de protección, pues la recepción de variables se da de manera continua y sin interrupciones ni alteraciones que puedan llevar a una mala operación del sistema. No obstante, la estructura física y el cableado necesario para este proceso, teniendo en cuenta la cantidad de bahías y equipos de protección en la subestación eléctrica, representan una elevada inversión para la construcción y puesta en marcha de la misma (IEC61850, 2012).

Ahora bien, la digitalización de subestaciones permite el envío masivo de señales eléctricas a través de un único canal de comunicación que puede ser en cobre o fibra óptica, siendo esta última la más implementada debido a las características favorables por capacidad de transferencia de información y seguridad en el proceso (UNAM, 2011).

Ante esto, la protección eléctrica debe estar en capacidad de procesar la masiva transferencia de datos, así como también el determinar la información más relevante para su operación según lo adquirido da través del canal de comunicación utilizado para el proceso. En este caso es importante mencionar que en la digitalización de señales se establece una prioridad para las señales de disparo, lo cual permite dar prelación en señales como son los disparos para el caso de la mensajería GOOSE o variación de señales para el caso Sampled Values (Janssen & Apostolov, 2008) (IEC61850, 2012).

Por otra parte, esta no sería el único aspecto relevante en las protecciones eléctricas aplicadas a SAS, pues ante la avalancha de información a la cual se verán sometidos estos dispositivos, es determinante el clasificar adecuadamente el origen de la misma, el orden de llegada y las respuestas generadas con su procesamiento (Bautista, 2015).

Así, por ejemplo, si la lectura de información con estado de CTs y PTS en la bahía demandan una acción de protección en el sistema, el relé encargado del proceso debe conocer el momento exacto en que se sucede dicho evento y debe originar una respuesta adecuada, dirigida hacia cada uno de los componentes que el dispositivo está programado para proteger; razón por la cual la estampa de tiempo.

en cada mensaje enviado o recibido en una subestación digital toma un papel relevante para la apropiada operación de la misma.

Se presentan unas señales de voltaje analógicas y muestreadas, tomadas en un mismo IED; es posible observar un desfase de tiempo entre las mencionadas señales. Dicho desfase se da debido a que la fuente encargada del muestreo de la señal no cuenta con una adecuada sincronización de tiempo, y este puede llegar a valores superiores a los 100 ms; lo cual representa un gran riesgo para el sistema al cual está protegiendo el equipo en cuestión.

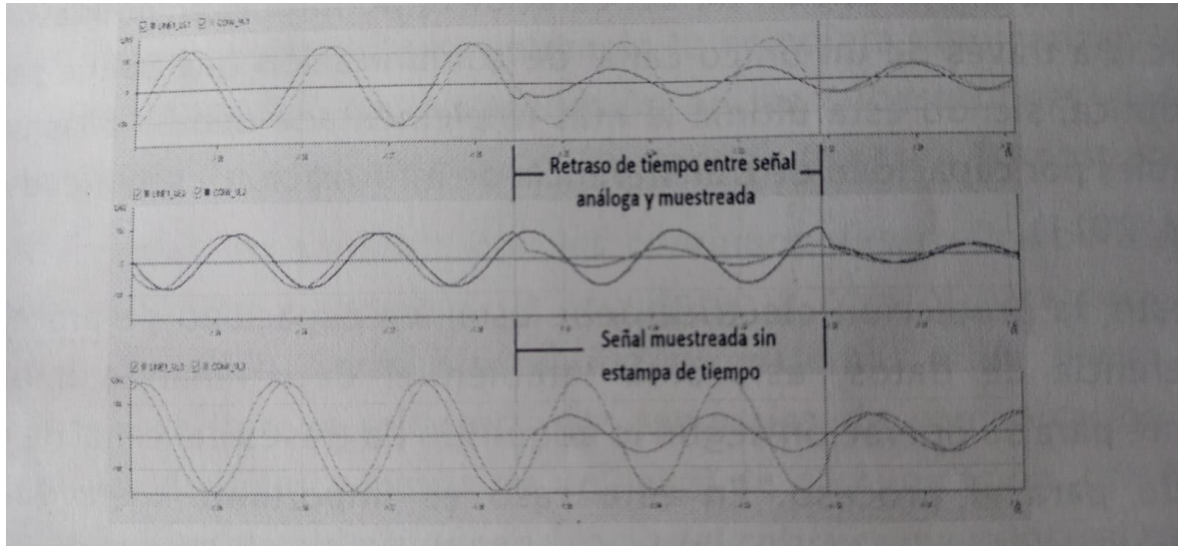


Ilustración 2: Comparación en señales de voltaje muestreadas y análogas, tomadas en un IED. De igual manera, adicional a la sincronización de tiempo, toman relevancia los protocolos de comunicación empleados en la arquitectura asociada a la subestación eléctrica; procurando siempre que los dispositivos de protección utilizados sean compatibles con dichos protocolos. Esto permite al sistema mantener una correcta interoperabilidad entre dispositivos donde no existan falencias asociadas al uso de lenguajes de comunicación o estructuras de datos inadecuadas o incompatibles con los dispositivos que lo componen (Bautista, 2015).

Adicionalmente, se considera importante el uso de un protocolo de redundancia en comunicaciones, lo cual permite al dispositivo mantener la comunicación con los demás componentes del sistema, ante un posible evento que lleve a la pérdida de un canal de comunicación. En este caso, se destaca el uso de protocolos de alta disponibilidad para redes de automatización, contemplados en el estándar IEC 62439, donde se describe el Parallel Redundance Protocol (PRP) y el High availability Seamless Redundancy (HSR), los cuales permiten llevar a cabo una comunicación continua ante la contingencia en un canal (UNAM, 2011) (IEC, 2012).

Tras la ejecución de diversos ensayos en el laboratorio de pruebas en IEC 61850 de la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, se lograron identificar los aspectos mencionados anteriormente y se realizaron pruebas donde se obtuvieron resultados que denotan la relevancia de los equipos de sincronización de tiempo en las subestaciones eléctricas digitales. Asimismo, se llevaron a cabo ensayos de conversión de protocolos, interoperabilidad entre dispositivos y desempeño en protecciones eléctricas; lo cual a su vez permitió identificar como se mencionó anteriormente, la importancia de los protocolos de redundancia en comunicaciones.

Igualmente, se comprobó la utilidad de equipos Gateway para conversión de protocolos en subestaciones, destinados principalmente para llevar a cabo la transferencia de información entre los

equipos de protección y los centros de control, supervisión y maniobra, locales o remotos, con los que cuenta el operador de red o propietario de la subestación eléctrica (IEC61850, 2012).

Todas las pruebas realizadas, se llevaron a cabo en ambientes controlados al interior del laboratorio, utilizando canales de comunicación en fibra óptica y cobre (Ethernet) para la transferencia de señales entre dispositivos probados. En este caso fue viable el uso de los dos medios, sin que se observara problema o complicación alguna en el proceso de comunicación, registrando en todo momento continuidad en la transferencia de señales y sin presentarse pérdida de paquetes o malformaciones en la estructura de datos.

Para la realización de las mencionadas pruebas se empleó una arquitectura típica de comunicación para subestaciones digitales, tal como se contempla en el estándar IEC 61850 (ver ilustración 3). El montaje de este sistema es equivalente al utilizado típicamente en una subestación eléctrica real, por lo cual se puede inferir que los resultados obtenidos, pueden ser validados en un ambiente de operación normal.

A partir de esto, es se puede identificar como los equipos de protección en las subestaciones eléctricas toman papel de mayor relevancia en los sistemas; dónde ya no se limitan únicamente a proteger los componentes de este, sino también a formar parte activa en la conversión de señales, comunicación de las mismas, actuadores, equipos de registro, entre otras cosas.

Los IEDS en una subestación eléctrica digital deben tener un grado de procesamiento e inteligencia tal que, sean capaces de identificar cuando el sistema se vea sometido a una falla en comunicaciones, falla en la transmisión de señales, falla en la sincronización de tiempo, falla en el lenguaje de comunicación y estructura de datos. falla por pérdida de paquetes, adicionalmente a la detección típica de fallas eléctricas para las cuales fueron diseñados.

Por tal razón, estos dispositivos pasan a cumplir un papel demasiado relevante en las subestaciones eléctricas digitales, debido a la importancia que toman y la dependencia de los mismos, para una adecuada operación, ante las múltiples variables que se adicionan a los sistemas típicos utilizados en una subestación eléctrica convencional.

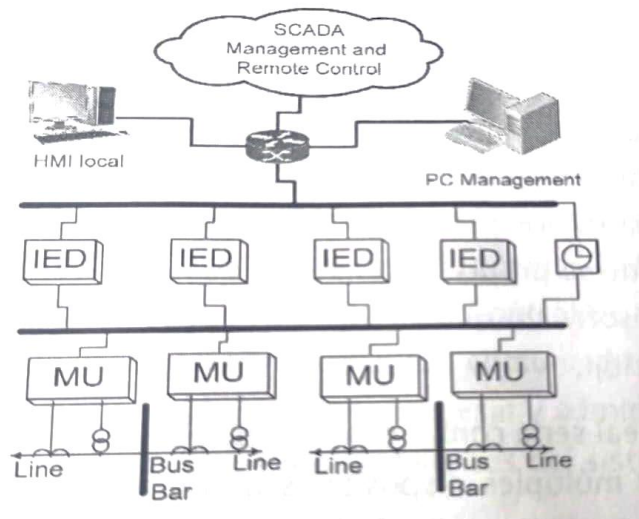


Ilustración 3: Arquitectura con IEC 61850 para una subestación digital

Retos y perspectiva Futura para las protecciones eléctricas

Tras lo mencionado anteriormente, es posible intuir los importantes desafíos que se avizoran para los dispositivos de protección en el entorno de las subestaciones eléctricas digitales. Estos retos con una marcada tendencia en el área de las comunicaciones y el continuo desarrollo de sistemas cada vez más inteligentes, con algoritmos avanzados que interactúen con el sistema para la protección del mismo.

Quizás el desafío más próximo, está enfocado en la interoperabilidad entre dispositivos que integran la subestación digital, pues si bien el estándar IEC 61850 brinda unas pautas a seguir para que exista este proceso, debido a la amplitud de la norma y los muchos ítems que debe cubrir, aún se encuentran hoy en día bastantes complicaciones para llevar a cabo este proceso; principalmente debido a que cada fabricante si bien cumple el estándar, opta por utilizar nomenclatura o estructura de datos propia, que no vaya en contravía a lo estipulado en la IEC 61850.

Este aspecto, dificulta en cierto grado el proceso de interoperabilidad, y requiere en muchos casos de utilizar herramientas específicas, algunas de difícil acceso, para modificación de archivos que permitan llegar a la compatibilidad entre los equipos a integrar. Aquí los fabricantes en la mayoría de los casos cuentan con dichas herramientas, sin embargo, no las distribuyen de manera libre, limitando con esto el desarrollo del personal encargado del montaje e integración en una subestación digital.

De igual manera, en la gestión y configuración de parámetros de los dispositivos de protección y control también existen dificultades con el uso de las herramientas; pues en una subestación que esté compuesta por IEDs de dos o más fabricantes diferentes, con mucha seguridad se tendrá que disponer de la misma cantidad de herramientas o software para configuración, debido a que cada proveedor de equipos dispone de su propia herramienta, llegando incluso en ciertas ocasiones a tener más de un software que va ligado de acuerdo a la versión de firmware del equipo de protección.

En este caso, lo ideal sería contar con un desarrollo de un sistema o plataforma que permita gestionar múltiples dispositivos de protección y control, sin importar el fabricante o actualización en la que se encuentren los equipos; con lo cual se obtendría un sistema realmente interoperable en todo sentido.

Ante esta situación, y con el continuo desarrollo tecnológico enfocada cada día hacia los sistemas inteligentes y centralizados; ya se destacan algunas propuestas de fabricantes o investigadores, donde se propone un sistema de protección centralizado con algoritmos inteligentes, que operen de acuerdo con las condiciones de operación del sistema de potencia.

En este caso, los dispositivos de protección y control como son los IEDs, pasan a un segundo plano; y se abre la posibilidad de que sea un sistema computacional con alta capacidad de procesamiento, ubicado en cada subestación eléctrica o centro de control, en el cual se tenga lectura de señales digitales sobre las magnitudes de voltaje y corriente de operación en el sistema, para llevar a cabo el proceso de protección del mismo.

Esta quizás es la idea más disruptiva cuando se habla de sistemas de protección, pues desde la concepción de los sistemas de potencia, se han implementado dispositivos dedicados para tal fin, teniendo incluso su propio respaldo con un dispositivo de similares características en caso de una falencia en la operación del principal.

Por tal motivo el concebir un sistema en el cual sea una computadora la encargada de llevar a cabo dicho proceso, y que no lo haga reemplazando solo a un equipo sino a un grupo de equipos que protegen múltiples bahías en una subestación eléctrica, es tal vez el mayor hito en este concepto.

Para este tipo de sistemas al igual que las actuales protecciones eléctricas, otro reto importante se da a partir de la capacidad de procesamiento de señales, pues si bien es notable en la actualidad el elevado

número de señales en una subestación eléctrica obtenidas a partir de PTS, CTs, señales de disparo, señales de estado y demás valores esenciales para un adecuado monitoreo y operación del sistema, a esto se le suma la digitalización de las mismas y además del ingreso de nuevas señales como lo es la sincronización de tiempo y el control de acceso para gestión. todo esto enviado a través de un mismo canal de comunicación, desde el cual es dispositivo deberá estar en capacidad de leer, procesar y administrar los datos para operar adecuadamente según sean los requerimientos del sistema.

Finalmente, y no menos importante, uno de los temas que más causa impacto ya hoy en día es la ciberseguridad en este tipo de sistemas. Partiendo del hecho que, en una subestación digital, su principal herramienta son las tecnologías de la información y las comunicaciones, esto abre las puertas a que este tipo de sistemas puedan tener cierto grado de vulnerabilidad, razón por la cual es indispensable que tanto fabricantes como personal encargado del montaje y adecuación del sistema, tomen las medidas necesarias para mitigar este riesgo y evitar que el sistema como tal, pueda estar inerme ante un ataque informático.

Conclusiones

En definitiva, las subestaciones eléctricas convencionales que se encuentran en funcionamiento masivamente a nivel mundial van a tener que migrar hacia las subestaciones digitales. Bajo la utilización del estándar IEC 61850, se verá simplificado dicho proceso, no obstante, se encontrarán dificultades y representará un trascendental cambio de paradigma para los actuales operadores de subestaciones eléctricas, así como también para el personal de montaje y mantenimiento de las mismas.

Este proceso, requiere una adecuada capacitación del personal encargado de: realizar dichas labores, dejando de lado el perfil netamente de ingeniero o técnico electricista operador del sistema, y planteando la necesidad de que estos requieran un mayor conocimiento en cuanto a sistemas de comunicación, redes e informática. Por ende, será necesario capacitar al personal empleado actualmente en las subestaciones eléctricas, al tiempo que los institutos de formación amplíen su portafolio con nuevas áreas de conocimiento que permitan al egresado tener el conocimiento adecuado para trabajar con estos sistemas.

Por otra parte, haciendo énfasis en los dispositivos electrónicos inteligentes, es indudable que, a pesar de su gran desarrollo en comparación con los primeros equipos de protección, aún se identifican aspectos para mejorar, principalmente para la interoperabilidad entre dispositivos, herramientas para gestión y configuración de los equipos y capacidad de tránsito y procesamiento para elevados tráficos de información; así como también la oportunidad de integrarse con equipos que cuenten con protocolos de comunicación adicionales a los contemplados en el estándar IEC 61850.

En este sentido, son los fabricantes y distribuidores los principales aliados para empresas dueñas y operadoras de subestaciones eléctricas, al igual que para el personal de ingeniería encargado del montaje, operación y mantenimiento de la misma; debido a que en ellos está el proceder con la implementación de parámetros o acuerdos entre fabricantes que permitan una mejor compatibilidad entre dispositivos y herramientas de configuración de los mismos, así como también la disposición para dar mayor accesibilidad a las herramientas ya desarrolladas actualmente, permitiendo así optimizar las labores de ingeniería en el proceso de puesta en marcha de los sistemas digitales en subestaciones eléctricas.

Agradecimientos

Al laboratorio de pruebas en IEC 61850 de la universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín y todo su grupo de trabajo, un especial agradecimiento por el acompañamiento en la realización de las

diferentes pruebas y procedimientos que permitieron alcanzar los resultados expuestos en el presente artículo.

Referencias

Aziz, Q., & Sonde. G. (2016). Protection & Controls analytics for a reliable grid. 2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), (págs. 1-10), College Station, TX, USA.

Bautista, W. C. (2015). Diseño, Desarrollo e implementación de una Plataforma Unificada de SAS con IEC-61850 para nuevas subestaciones y modernización de existentes. Taller Interoperabilidad, (pág. 53). Medellín: Intercolombia - ISA.

Brunner, C. (Diciembre de 2016). Making IEC 61850 Fit for the Future. Recuperado el 02 de Abril de 2017, de https://www.pacw.org/no-cache/issue/december-2016-issue/ec_61850_update/making_jec_61850_fit_for_the_future.html

Goldfarb, G. (2017). Hard to find maintenance tips for electromechanical relays, 2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), College Station, TX, USA.

IEC. (2012). "Industrial communication networks - High availability automation networks: Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High availability Seamless Redundancy (HSR). IEC 62439-3.

IEC61850. (2012). Specific Communication Service Mapping (SCSM) International Electrotechnical Committee - IEC.

IEC61850, S. (2013). IEC standard for communication network and systems in substation. 2st ed.

Janssen, M. C., & Apostolov, A. (2008). IEC 61850 impact on substation design. Transmission and Distribution Conference and Exposition. Chicago, Illinois, USA.

Kufлом, M., Crossley, P. A., & Liu, N. (2016). Impact of pecking faults on the operating times of numerical and electromechanical over-current relays. 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP). Edinburgh, UK.

Mackiewicz, R. (2006). Overview of IEC 61850 and Benefits. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES (págs. 623-630). Atlanta, Georgia: IEEE Xplore.

Nko, M., & Chowdhury, S. P. (2016). Maintenance planning and execution of protection systems in substations in South Africa: A recent case study. 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), (págs. 1-5). Coimbra, Portugal.

OLADE: ECLAC; GTZ. (2000, June). Energy and sustainable development in Latin America and the Caribbean: guide for energy policymaking. (OLADE, Ed.) Retrieved May 2015, from OLADE: <http://www.energycommunity.org/documents/OLADEGuideEnergyPolicymaking.pdf>

Pritchard, C., Costello, D., & Zimmerman, K. (2016). Moving the focus from relay element testing to protection system testing. 2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE), (págs. 1-17). College Station, TX.

Ristic, M., Thakur, M., & Vaziri, M. (2005). The major differences between electromechanical and microprocessor based technologies in relay setting rules for transformer current differential protection. 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2005, (págs. 227-244). College Station, TX, USA.

UNAM. (2011). Consideraciones sobre el Protocolo IEC-61850. Ciudad de Mexico: UNAM.

Welton, D., & Knapek, W. (2017). Important Considerations in Testing and Commissioning Digital Protective Relays. 2017 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC). Columbus, OH, USA.