

Evaluación de alternativas para la instalación del restablecimiento automático en un sistema de
distribución local

Lina Yulieth Bautista Chinchilla

Fainner Leonardo Monsalve Hernández

Monografía optar al título de: Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

César Antonio Duarte Gualdrón

Doctor en Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2019

Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	13
1.1 Objetivo General	13
1.2 Objetivos Específicos	13
2. Sistemas de restauración del servicio	13
2.1 Estado del arte.....	14
2.2 Metodologías existentes para la implementación del restablecimiento automático.....	20
2.2.1 FDIR Using Loop Control Scheme.....	20
2.2.2 FDIR Using IEC 61850 peer-to-peer scheme.....	23
2.2.3 FDIR Using decentralized scheme.....	26
2.2.4 FDIR Using ADMS.	28
2.3 Ofertas Comerciales.....	29
2.3.1 Loop Automation.	30
2.3.1.1 Características.	30
2.3.1.2 Casos de éxito.	31
2.3.2 Intelliteam SG.	31
2.3.2.1 Características.	32
2.3.2.2 Casos de éxito.	33

2.3.2.2.1 Caso 1: Evento de ausencia de tensión en la compañía State Grid Corporation de China.....	33
2.3.2.2.2 Caso 2: Prueba de Automatización en Sitio en la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.....	35
2.4 Comparación de las metodologías identificadas para la implementación del restablecimiento automático.....	37
2.4.1 Similitudes	38
2.4.2 Diferencias	38
3. Conclusiones	39
Referencias Bibliográficas	41

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Sistema para la implementación de un FDIR using Loop Control Scheme	20
<i>Figura 2.</i> Secuencia de eventos usando esquema de control de lazo para la zona en falla entre Source - Sectionalizing recloser	22
<i>Figura 3.</i> Secuencia de eventos usando esquema de control de lazo para la zona en falla entre Sectionalizing - Midpoint recloser.....	23
<i>Figura 4.</i> Secuencia de eventos usando esquema de control de lazo para la zona en falla entre Midpoint - TiePoint recloser	23
<i>Figura 5.</i> Sistema electrónicos requeridos para la implementación de un FDIR using IEC 61850 peer-to-peer scheme	24
<i>Figura 6.</i> Secuencia de eventos usando esquema IEC 61850 peer-to-peer scheme para la zona en falla entre Source - Sectionalizing recloser	25
<i>Figura 7.</i> Secuencia de eventos usando esquema IEC 61850 peer-to-peer scheme para la zona en falla entre Sectionalizing - Midpoint recloser.....	25
<i>Figura 8.</i> Secuencia de eventos usando esquema IEC 61850 peer-to-peer scheme para la zona en falla entre Midpoint - Tie Pointi recloser.....	26
<i>Figura 9.</i> Sistema electrónicos requeridos para la implementación de un FDIR using decentralized scheme	27
<i>Figura 10.</i> Marco conceptual de WSN para ADMS.....	29

Figura 11. IntelliRupters instalados en alimentadores en la zona de Wuzhong, Ningxia..... 34

Figura 12. Caso 2 en el Circuito Caguas 05, el cual utiliza nueve IntelliRupters y tres fuentes . 36

Figura 13. Caso 4 en el Circuito Caguas 03, el cual utiliza nueve IntelliRupters y tres fuentes . 36

Resumen

TÍTULO: Evaluación de alternativas para la instalación del restablecimiento automático en un sistema de distribución local*.

AUTORES: Lina Yulieth Bautista Chinchilla
Fainner Leonardo Monsalve Hernández**

PALABRAS CLAVES: Distribution Automation System (DAS), Loop Automation, IntelliTeam SG, Fault location, isolation, and service restoration (FLISR)

DESCRIPCIÓN:

La prestación del servicio de energía eléctrica permite el desarrollo social y económico de una población (Gill, 2010). Actualmente, la operación de sistemas de distribución se realiza de manera heurística, lo que provoca un aumento en el tiempo requerido para el restablecimiento del servicio una vez producida una falla. Los DAS vienen dados por la necesidad de mejorar la calidad del servicio brindado al usuario final, reduciendo tiempos en la suspensión del servicio y mejorando la confiabilidad del sistema (Castaño, 2010).

De acuerdo con lo anterior, el presente documento realiza una revisión cronológica de algunos proyectos de aplicación del restablecimiento automático, adicionalmente se detallan algunas metodologías existentes y se realiza una comparación entre estas alternativas.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Director: César Antonio Duarte Gualdrón Doctor en Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación

Abstract

TITLE: Evaluation of alternatives for the installation of distribution automation system.*

AUTHORS: Lina Yulieth Bautista Chinchilla
Fainner Leonardo Monsalve Hernández**

KEY WORDS: Distribution Automation System (DAS), Loop Automation, IntelliTeam SG, Fault location, isolation, and service restoration (FLISR)

DESCRIPTION:

The provision of electric power service allows the social and economic development of a population (Gill, 2010). Currently, the operation of distribution systems is carried out in a heuristic manner, which causes an increase in the time required for the restoration of the service once a failure has occurred. The DASs are required due to the need to improve the quality of the service provided to the end user, thus reducing times in the suspension of the service and improving the reliability of the system (Castaño, 2010).

According to the aforementioned, this document carries out a chronological review of some automatic restoration application projects, additionally some existing methodologies and a later comparison between these alternatives are detailed.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Director: César Antonio Duarte Gualdrón Doctor en Ingeniería Eléctrica y Ciencias de la Computación

Introducción

La calidad y continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica permite a través de los procesos industriales fortalecer la economía de un país, por lo tanto, ante interrupciones del suministro de energía, es de gran importancia su restablecimiento con el mínimo de tiempos y maniobras (Gill, 2010).

En la actualidad, la operación de sistemas de distribución se realiza de manera tradicional con base en su comportamiento histórico, lo que implica para los operadores de los centros de control tomar decisiones con fundamento en su conocimiento y experiencia propia (Conti, Messina, Tina, & Nicotra, 2002). Por lo tanto, uno de los modos de mejorar la continuidad del servicio es la aplicación de técnicas de restablecimiento automático.

En caso de que los operadores de red decidan implementar esquemas de restablecimiento automático se enfrentan al estudio de aspectos importantes, tales como, la selección de equipos a instalar, la localización óptima de estos equipos y su selectividad ante situaciones de falla, además de la coordinación en la comunicación de estos equipos. El análisis de estos temas y su evaluación plantea diferentes alternativas para la instalación del restablecimiento automático en un Sistema de Distribución Local.

Los esquemas de restablecimiento automático en redes de distribución de energía eléctrica, vienen dados por la necesidad de mejorar la calidad del servicio brindado al usuario final, reduciendo tiempos en la suspensión del servicio y mejorando la confiabilidad del sistema (Castaño, 2010). En este aspecto, el marco regulatorio en Colombia direcciona a los operadores

de red a la mejora continua en los indicadores de calidad del servicio a través del cumplimiento de metas que pretenden el mejoramiento de índices de confiabilidad en la prestación del servicio tales como la duración y la frecuencia de las interrupciones al usuario final (Giraldo, Isaza, & Gallego, 2011). Adicionalmente el marco regulatorio colombiano, motiva mediante incentivos positivos, el incremento de la confiabilidad en el suministro de energía, esto conlleva a disminuir la duración y frecuencia de las interrupciones percibidas por el usuario final (CREG 036, 2019). Para el año 2018, un usuario en Colombia experimentó en promedio 37,7 horas de interrupciones (equivale a 1 día y 13 horas continuas sin servicio de energía) y 48 interrupciones al año (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2019). A continuación se presentan los objetivos de esta monografía.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Recopilar y analizar las alternativas existentes para la implementación del restablecimiento automático del servicio de energía eléctrica en Sistemas de Distribución Local.

1.2 Objetivos Específicos

- Identificar las metodologías existentes para la implementación del restablecimiento automático del servicio de energía eléctrica en Sistemas de Distribución Local.
- Reconocer ventajas y desventajas entre las metodologías identificadas en la implementación del restablecimiento automático.

2. Sistemas de restauración del servicio

En esta sección se realiza una revisión cronológica de algunos proyectos de aplicaciones del restablecimiento automático, adicionalmente se detallan algunas metodologías existentes y se presenta una comparación de las mismas.

2.1 Estado del arte

La automatización de redes de distribución eléctrica consiste en la aplicación de técnicas y recursos necesarios para que, ante situaciones de falla, el sistema sea capaz de reaccionar sin la intervención humana realizando maniobras que permitan el cumplimiento de los objetivos para los cuales ha sido diseñado (Conti et al., 2002),(Giraldo et al., 2011). La función principal del restablecimiento automático en sistemas de distribución implica la combinación de monitoreo de la red, detección de fallas, y comandos de conmutación que la aíslen y permitan la restauración del servicio de energía eléctrica a la mayor cantidad de usuarios. Lo anterior, permite minimizar el tiempo de restauración del servicio y mejorar la confiabilidad del sistema (Giraldo et al., 2011).

Ante la necesidad de automatizar las redes de distribución, los operadores de red enfrentan el principal reto de actualizar la infraestructura tradicional con el fin de mejorar la confiabilidad reduciendo el efecto de las fallas. A continuación se presentan algunos casos de implementación en diferentes niveles de automatización dependiendo del avance tecnológico disponible de la época.

En 1978 el congreso estadounidense aprobó la Ley conocida como PURPA “Public Utilities Regulatory Policies Act”, la cual estableció la conservación de la energía y las tarifas de electricidad eficientes y equitativas como metas nacionales. Con ellos, aparecen dos factores principales para forzar la automatización en la operación y planificación del sistema de distribución: la regulación gubernamental y la economía. En 1981 Lubkeman y El-abiad, documentan las categorías en las que se enmarca la automatización en los sistemas de distribución de energía: CAD “Computer Aided Design”, DAC “Distribution Automation and

Control” y MIS “Management Information Systems”. La implementación de estas tecnologías es limitada por la inexistencia de un software para la gestión, control y monitoreo de la información; así como la elevada inversión inicial (Souran et al., 2016).

En 1981, D. W. Ross, J. Patton, A. I. Cohen y M. Carson, ante el temor del sector industrial de instalar un esquema más complicado y costoso de lo que es necesario, describieron dos herramientas de planificación (Disopt and Switch model) para identificar los sistemas DAC “Distribution Automation and Control” en los que se puede reducir el tiempo de interrupción del servicio al cliente y administrar mejor la carga del sistema con fines económicos. El modelo DISOPT analiza la configuración operativa normal explorando oportunidades para realizar transferencias de carga que mejorarán un objetivo general para el sistema de distribución. Este objetivo puede elegirse como la calidad del voltaje, el grado de conformidad con los índices de capacidad de las líneas y los transformadores, las pérdidas o alguna combinación de estos. El objetivo del modelo SWITCH es obtener una secuencia de reconfiguraciones que minimice el número de horas de interrupción satisfaciendo la demanda de las cargas energizadas, las capacidades eléctricas actuales y los límites de tensión. Finalmente, los modelos tienen las características de incorporar objetivos de optimización que ayudan a identificar las mejores estrategias operativas para DAC, analizar sistemas eléctricos robustos, y ser eficiente en los requisitos informáticos (Ross, Patton, Cohen, & Carson, 1981).

A finales de la década de 1990, UNITED “United Cooperative Services” inicia implementaciones de varios niveles de automatización de distribución, de los cuales se realiza una revisión en (Cameron L. Smallwood & Jared Wennermark, 2010) con el propósito de mostrar algunos de los beneficios obtenidos. En primera instancia, se realiza la implementación de un Sistema de control de supervisión y adquisición de datos SCADA y una tecnología de

medición automatizada unidireccional. Un factor clave para el desarrollo de DA es el uso creciente de reconectores fuera de la subestación y que no estaban controlados por el SCADA. Adicionalmente, se implementa un sistema de administración de interrupciones (OMS) y una infraestructura de medidores automatizados bidireccionales. Debieron asumir retos como el diseño e implementación de una infraestructura de comunicaciones, cumplir con requisitos de tecnología de hardware y software sin dejar de lado la necesidad continua de recurso humano para continuar el mantenimiento y la expansión de la red automatizada en el futuro.

Shirmohammadi, en 1991 desarrolló un programa informático (PICKUP) cuya técnica funciona principalmente con base en una serie de operaciones de intercambio de conmutadores. La operación de intercambio de conmutadores consiste en seleccionar un par de conmutadores, uno para abrir y otro para cerrar, de modo que la configuración de red resultante reduzca la sobrecarga en las fuentes. Una vez, durante estas operaciones de intercambio de conmutadores, se alcanza una solución aceptable, el algoritmo converge (Shimohammadi, 1991).

Long Island Lighting Company (Lilco) desarrolló en 1998 un sistema que no requiere comunicaciones para implementar la automatización del sistema. Lilco optó por utilizar un algoritmo patentado de detección de interrupciones como la base de un restablecimiento automático, este esquema utiliza la detección de voltaje y corriente junto con una salida de alarma multinivel para indicar la zona en falla (Douglas M Staszsky, 1998).

En el año 2000, F. C. Chan en (Douglas M Staszsky, 1998) documentó un proyecto a gran escala ejecutado en Hong Kong, desarrollado por CLP Power, que cuenta con aproximadamente 6000 RTU “Remote Terminal Units” en redes de 11 kV. Algunas variables consideradas de alto riesgo son: Fiabilidad del sistema de comunicación y garantía del funcionamiento del DMS “Distribution Management System” con el fin de proporcionar información del sistema en línea e

instalaciones de control para aumentar la efectividad de las operaciones del sistema de distribución. Asimismo se describen las actividades clave en varias etapas del proyecto, incluido el diseño, la integración del sistema, la instalación, las pruebas y la puesta en servicio del proyecto que inició el 1995.

En el año 2000, S. Conti, N. Messina, G. Tina y P. Nicotra documentaron las ventajas del restablecimiento automático en sistemas anillados (Conti et al., 2002). La estrategia empleada permite seccionar el alimentador en varios tramos, lo que aumenta la eficiencia del sistema (en comparación con un sistema radial o con un sistema anillado con solo un control de punto medio), reduciendo el tiempo de interrupción del cliente y aumenta la confiabilidad de la fuente de alimentación. En este documento se compara la implementación de sistemas de control centralizado (Central Unit), semi distribuido (Central Unit and RCU “Remote Control Unit”) y distribuido (only RCU). Finalmente, se identifican las principales desventajas de un sistema de control centralizado, las cuales son: 1) mayor costo de instalación con respecto a los otros dos tipos de control y 2) menor confiabilidad que en los sistemas semi distribuidos, donde la falla de un RCU involucra solo una parte de la red anillada. Sin embargo, un posible fallo en la unidad central evita cualquier posibilidad de reconfiguración. Este problema se puede controlar utilizando redundancia de equipos.

En el año 2013, en Colombia, la compañía EDEQ, como fase inicial a la automatización del sistema de distribución de energía, documentó el estudio realizado para determinar la localización óptima de reconectores basado en un modelo de minimización de energía no suministrada (ENS) durante la operación en el aislamiento de falla. En algunos casos, la ubicación es modificada acorde a un criterio técnico de la compañía como confiabilidad en la comunicación SCADA (Flórez, 2013).

En el año 2014, Montoya propone en Colombia una metodología de restablecimiento confiable y óptimo para ser ejecutado ante la apertura de un circuito de media tensión. Se plantea un modelo matemático basado en Redes de Petri que permite ejecutar tres procesos: ubicación de la falla, aislamiento de la zona fallada y restablecimiento del servicio a las zonas “sanas”. En dicho modelo, se consideran las decisiones humanas de un operador del centro de control, las características propias de un OR y la supervisión y análisis de las variables de un sistema de distribución de energía eléctrica (Montoya, 2014).

En el año 2016, M. J. Ghorbani, M. A. Choudhry y A. Feliach documentaron la aplicación de un sistema MAS “Multiagent System” para la ubicación y despeje de fallas, así como la restauración del servicio FLISR “Fault location, isolation, and service restoration” en un PDS “Power Distribution Systems” de West Virginia. El MAS está compuesto por: ZA “Zone Agent”, FA “Feeder Agent” y SA “Substation Agent”. ZA es responsable de localizar la falla y aislarla. El proceso en tiempo real comienza al detectar la ubicación de la falla e identificar el tipo de falla monitoreando los datos a lo largo del alimentador. La primera acción correctiva después de localizar la falla es abrir los interruptores aledaños. La reconfiguración y restauración son manejadas por FA, el cual realiza la búsqueda de una estrategia de reconfiguración que determina la secuencia de conmutación necesaria que permite minimizar la demanda no atendida. El rol de SA es monitorear el estado de carga de otras fuentes de alimentación con el fin de proporcionar los datos necesarios para las decisiones de restauración; también pueden operar como FA de respaldo. Las comunicaciones son un aspecto importante para el éxito de este sistema, para el caso de estudio ZA tiene la capacidad de comunicarse con 2 equipos aledaños; por ende, la falla en uno de ellos no afecta el proceso FLISR. En caso de falla en comunicación

de 2 dispositivos, la zona de falla exacta no siempre puede ser localizada (Ghorbani, Choudhry, & Feliachi, 2016).

Los autores en (Ghorbani et al., 2016) han investigado los efectos de la operación manual y la conmutación automatizada en la confiabilidad de la distribución durante una falla del transformador de potencia con carga máxima. En esta investigación se emplean un total de seis modelos diferentes, tres de los cuales se basan en la operación manual y otros tres de forma automática, para un estudio a lo largo de seis años, el cual tiene en cuenta las obras planificadas sobre el sistema y el crecimiento de la demanda por áreas. El algoritmo implementado, primero aísla el área de la falla de manera que sea lo más pequeña posible, luego genera una lista de los interruptores disponibles para cerrar con el fin de restaurar la energía. Si al cerrar un interruptor, se viola alguna restricción de corriente o tensión, el algoritmo vuelve a abrir el interruptor y lo elimina de la lista de interruptores disponibles. Si no hay restricción, el algoritmo busca si hay cierres adicionales para restaurar la energía. Este proceso se repite hasta que el área de interrupción se restaure por completo o no haya más acciones de conmutación posible. Finalmente, una vez se completa el tiempo de reparación de la causa de la falla, el algoritmo vuelve a cerrar los interruptores que permitieron el aislamiento de la falla. A partir de los resultados del algoritmo de reconfiguración, se calculan las horas de interrupción percibido por el cliente para los escenarios de cambio manual y automático, con el fin de recopilar las horas anuales de interrupción entre los años 2012 y 2017. Los resultados demuestran que la automatización de los circuitos de distribución produce una disminución en el número de horas de interrupción del cliente en comparación con los resultados de operación manual, ya que se reducen los tiempos de operación de los equipos.

2.2 Metodologías existentes para la implementación del restablecimiento automático

A continuación se presentan cuatro soluciones diferentes sobre cómo minimizar el tiempo de interrupción y restaurar del servicio de energía eléctrica. Dichas metodologías FDIR “Fault Detection Isolation and Restoration” evolucionan acorde a las características tecnológicas de los equipos IED “intelligent electronic devices” y su sistema de comunicación.

2.2.1 FDIR Using Loop Control Scheme. El esquema de control de lazo consiste en una programación temporizada para el cambio de estado de los equipos electrónicos. Para su aplicación, se requiere los IED mostrados en la siguiente figura:

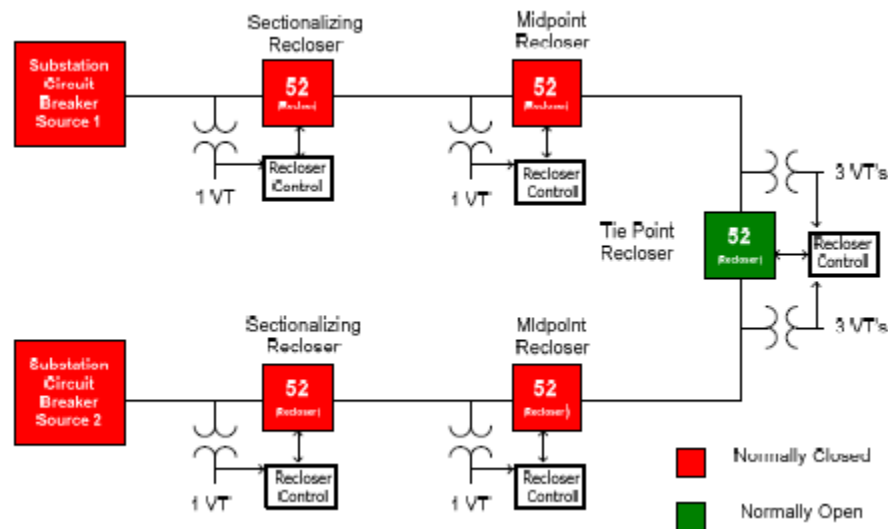


Figura 1. Sistema para la implementación de un FDIR using Loop Control Scheme (Mekic, Alloway, Angelo, & Goodin, 2011).

Los modos de trabajo de los equipos mostrados en la anterior figura son los siguientes (Mekic et al., 2011):

- Source: Una fuente es un alimentador de subestación. Todos los sistemas de control de bucle suponen un mínimo de dos fuentes. Para la selección de estas subestaciones, se recomienda considerar lo siguiente: misma rotación de fase y nivel de voltaje de cada fuente similar.
- Sectionalizing recloser: El reconectador seccionalizador es un equipo normalmente cerrado que se abre en respuesta a una condición de falla aguas abajo o a una pérdida de voltaje de fase de un circuito aguas arriba.
- Midpoint recloser: El reconectador de punto medio también está normalmente cerrado. Sin embargo, a diferencia del reconectador seccionalizador, no se abre en respuesta a la pérdida de tensión de fase. En cambio, alterar automáticamente la configuración del IED de acuerdo con las condiciones cambiantes de voltaje. Específicamente, al expirar su temporizador de subtensión, cambiará a un grupo de configuración alternativo para prepararse para una condición de retroalimentación y durante un período pasará al modo de no recierre. La razón del modo de no recierre, es debido a que en caso de que la falla se encuentre entre el Sectionalizing recloser y el Midpoint recloser, no sería deseable tener la secuencia del reconectador a través de múltiples operaciones.
- Tie Point recloser: El reconectador Tiepoint normalmente está abierto. Se cierra en respuesta a una pérdida de tensión de fase de una fuente. Una vez cerrado, se disparará automáticamente si existe una condición de sobrecorriente aguas abajo y no es aislada con el Midpoint recloser. El reconectador TiePoint puede configurarse para emplear diferentes umbrales de falla dependiendo del lado fuente. Después de la operación de cierre, pasará al modo de no recierre durante un período de tiempo en caso de que la falla se encuentre entre el Midpoint recloser y Tie Point recloser.

Las posibles ubicaciones de falla se pueden presentar entre los siguientes equipos: Source - Sectionalizing recloser, Sectionalizing - Midpoint recloser y Midpoint – Tie Point recloser (Mekic et al., 2011). A continuación se describe el funcionamiento de este sistema para el caso de una falla entre Source - Sectionalizing recloser:

- Falla entre Source - Sectionalizing recloser: El equipo Source reconocerá la falla y realizará sus operaciones de recierre predefinidas. El equipo Sectionalizing recloser, reconocerá la pérdida de tensión después de la primera operación de la fuente; si persiste la ausencia de tensión para la configuración del temporizador LiveBus, se disparará automáticamente después de t_1 segundos, aislando la zona con falla. El equipo Midpoint recloser, detecta la misma pérdida de tensión; en caso de persistir para la configuración del temporizador LiveBus, solicitará al IED que inicie su temporizador de encendido a falla (SWOTF) en un tiempo t_2 . El equipo Tie Point recloser en reconocerá una pérdida de tensión trifásico en el lado de la Fuente 1, después de un tiempo de retraso de t_3 segundos desde la falla inicial en la Fuente 1, el equipo se cerrará, restableciendo el servicio desde la Fuente 2 hasta Sectionalizing recloser. La siguiente figura esquematiza los tiempos de operación:

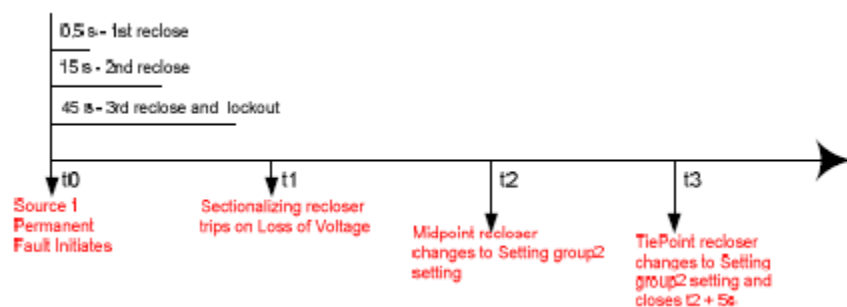


Figura 2. Secuencia de eventos usando esquema de control de lazo para la zona en falla entre Source - Sectionalizing recloser (Mekic et al., 2011).

Los tiempos de operación para los demás casos se presentan en las siguientes figuras:

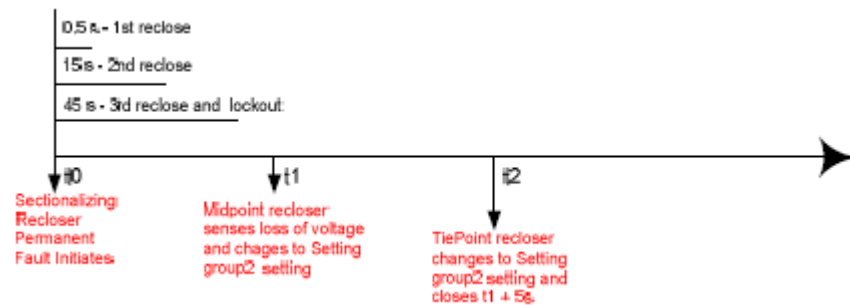


Figura 3. Secuencia de eventos usando esquema de control de lazo para la zona en falla entre Sectionalizing - Midpoint recloser (Mekic et al., 2011).

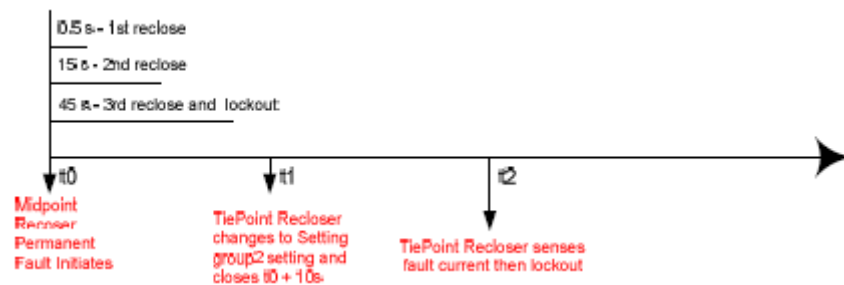


Figura 4. Secuencia de eventos usando esquema de control de lazo para la zona en falla entre Midpoint - TiePoint recloser (Mekic et al., 2011).

2.2.2 FDIR Using IEC 61850 peer-to-peer scheme. El esquema IEC 61850 tiene como objetivo realizar una comunicación centralizada para el cambio de estado de los equipos electrónicos a través de un mensaje GOOSE “Generic Object Oriented Substation Event”. El contenido del mensaje GOOSE permite que los controles del reconectador receptor realicen el procesamiento de los datos para ejecutar las acciones requeridas.. Para su aplicación, se requiere los IED mostrados en la siguiente figura con los modos de operación descritos en el numeral 2.2.1 (Mekic et al., 2011):

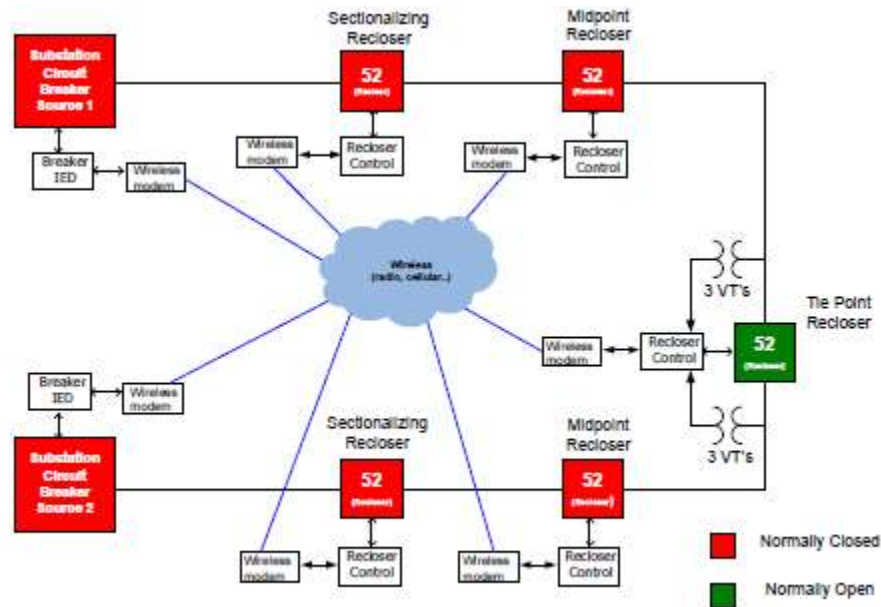


Figura 5. Sistema electrónicos requeridos para la implementación de un FDIR using IEC 61850 peer-to-peer scheme (Mekic et al., 2011).

Las posibles ubicaciones de falla se pueden presentar entre los siguientes equipos: Source - Sectionalizing recloser, Sectionalizing - Midpoint recloser y Midpoint – Tie Point recloser (Mekic et al., 2011). A continuación se describe el funcionamiento de este sistema para el caso de una falla entre Source - Sectionalizing recloser:

- Falla entre Source - Sectionalizing recloser: El equipo Source reconocerá la falla y realizará sus operaciones de recierre predefinidas; al mismo tiempo, este equipo emitirá un mensaje GOOSE de multidifusión que contiene información de bloqueo. El Sectionalizing recloser recibirá un mensaje de bloqueo y se disparará automáticamente después de t_1 segundos; para mejorar la seguridad, el bloqueo de GOOSE recibido puede ser supervisado por otras condiciones antes de que el comando abierto se envíe. Los mensajes GOOSE de Source y el Sectionalizing recloser solicitarán al control de Midpoint recloser que inicie su temporizador de encendido a falla (SWOTF) en un tiempo t_2 . Los

mensajes GOOSE de Source y el Sectionalizing recloser solicitarán el control del reconectador Tie Pointi cambiar de normalidad después de t_3 segundos. La siguiente figura esquematiza los tiempos de operación:

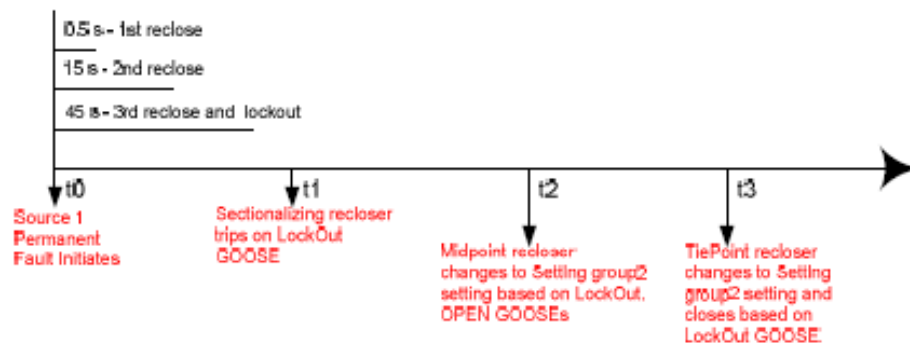


Figura 6. Secuencia de eventos usando esquema IEC 61850 peer-to-peer scheme para la zona en falla entre Source - Sectionalizing recloser (Mekic et al., 2011).

Los tiempos de operación para los demás casos se presentan en las siguientes figuras:

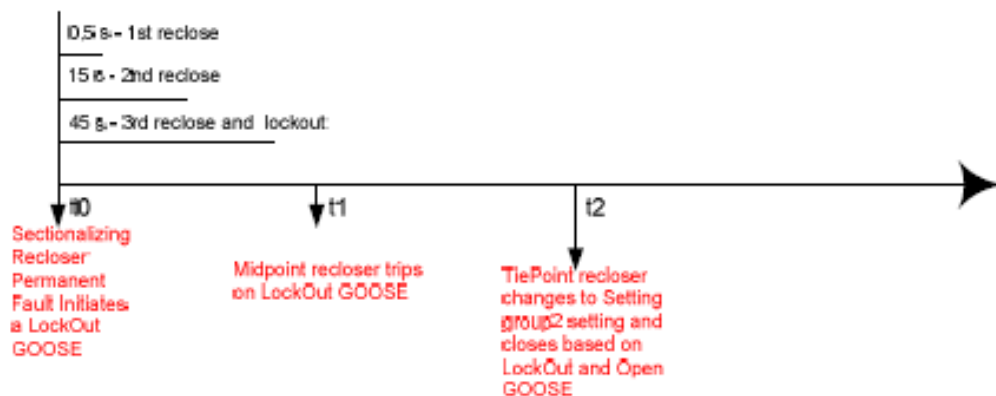


Figura 7. Secuencia de eventos usando esquema IEC 61850 peer-to-peer scheme para la zona en falla entre Sectionalizing - Midpoint recloser (Mekic, Alloway, Angelo, & Goodin, 2011).

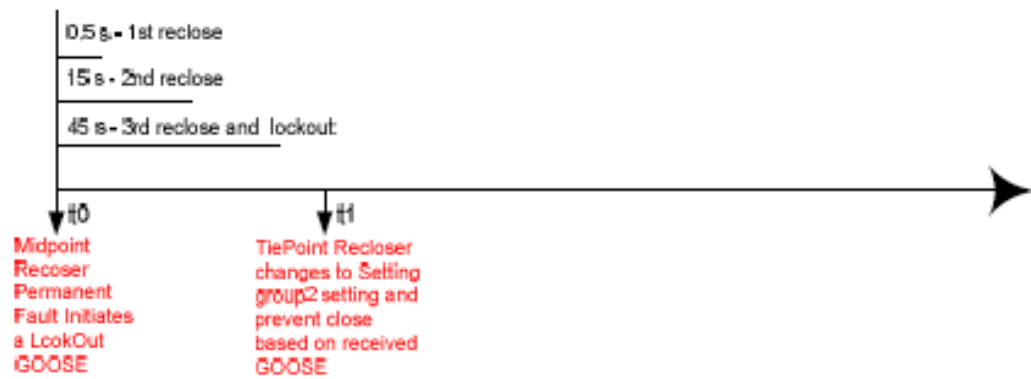


Figura 8. Secuencia de eventos usando esquema IEC 61850 peer-to-peer scheme para la zona en falla entre Midpoint - Tie Pointi recloser (Mekic et al., 2011).

2.2.3 FDIR Using decentralized scheme. El esquema descentralizado incorpora un algoritmo basado en los conceptos de rastreo de red y admite restauración de ruta única y ruta múltiple. El método de análisis de conmutación de restauración produce una secuencia de conmutación que, cuando se ejecuta, alcanzará una red válida posterior a la restauración que satisfaga los siguientes requisitos: 1) es radial; 2) no hay violación actual en ningún componente de la red. En el segundo caso, permite la restauración en función de la carga en los nodos. Para su aplicación, se requiere los IED mostrados en la siguiente figura con los modos de operación descritos en el numeral 2.2.1. Adicionalmente, se requiere un software multiplataforma SCADA/HMI que facilita la operación de la subestación tanto de forma local como remota, ofreciendo una potente interfaz gráfica para monitorizar y controlar toda la subestación en tiempo real (Mekic et al., 2011).

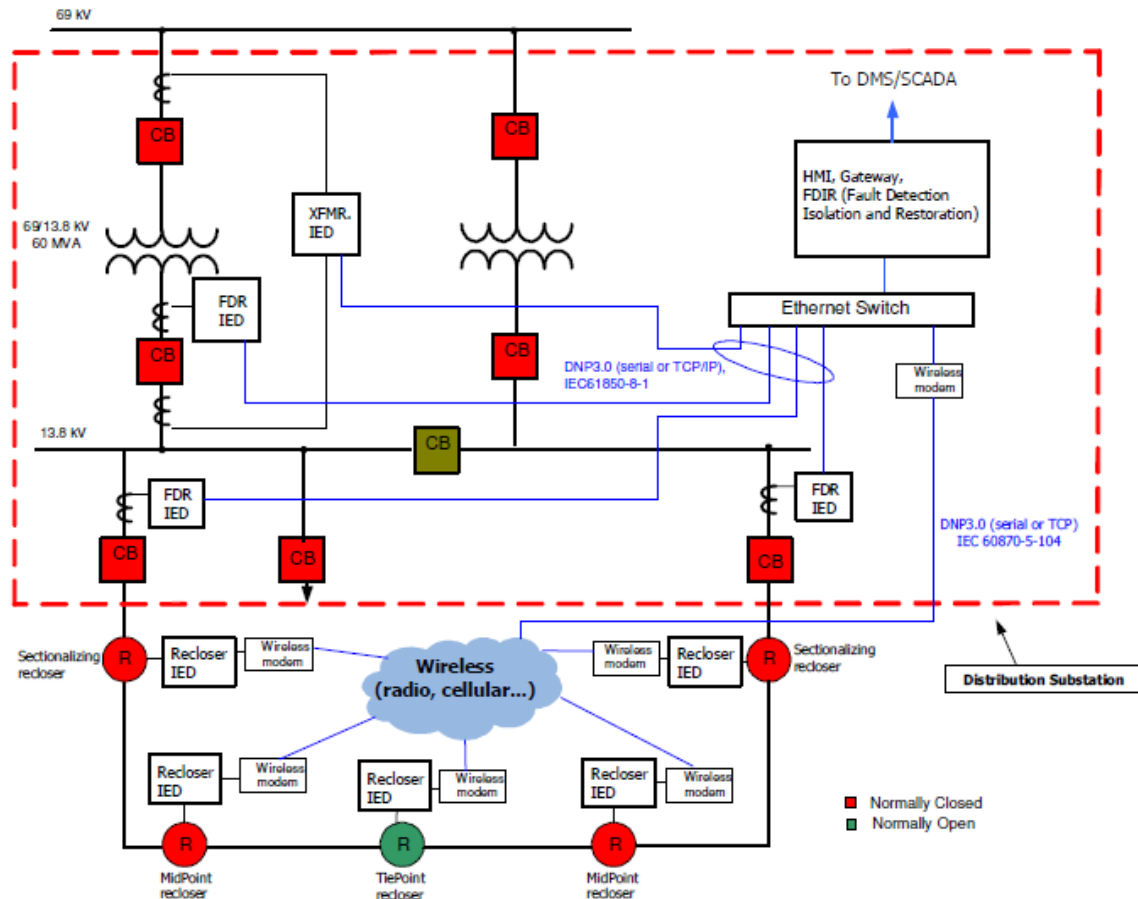


Figura 9. Sistema electrónicos requeridos para la implementación de un FDIR using decentralized scheme (Mekic et al., 2011).

Las posibles ubicaciones de falla se pueden presentar entre los siguientes equipos: Source - Sectionalizing recloser, Sectionalizing - Midpoint recloser y Midpoint – Tie Point recloser (Mekic et al., 2011). A continuación se describe el funcionamiento de este sistema para el caso de una falla entre Sectionalizing –Midpoint recloser:

- Se produce una falla permanente en la sección entre reconectadores de seccionamiento y punto medio. El Sectionalizing recloser reconocerá la falla y pasará por sus disparos de recierre para bloquear. La información de bloqueo del Sectionalizing recloser se enviará a la Subestación HMI y Gateway utilizando los protocolos SCADA: DNP3.0, IEC 60870-5-

101 / 104. Al recibir la información de bloqueo, el algoritmo FDIR completará el aislamiento de fallas enviando el comando de cambio de normalidad al reconectador MidPoint. El reconectador MidPoint abierto se tratará como el "interruptor de aislamiento" y FDIR buscará la parte más óptima para restaurar el sistema entre los reconectores MidPoint y TiePoint. FDIR enviará el comando Cerrar al reconectador TiePoint. Por lo tanto, se restaura el servicio entre los reconectores MidPoint y TiePoint.

Dentro de este esquema, se consideran las restricciones operativas del sistema, como los límites de voltaje y corriente mediante una comunicación bidireccional. De igual manera, el algoritmo implementado puede ser personalizado acorde a la variable de interés, por ejemplo: minimización de maniobras para el restablecimiento, mínimo costo de ENS, entre otros (Shirazi & Jadid, 2018).

2.2.4 FDIR Using ADMS. Un sistema ADMS “Advanced Distribution Management System” es un software que admite el conjunto completo de administración y optimización del sistema de distribución. Las aplicaciones existentes del sistema de gestión de distribución (DMS) y el sistema de gestión de interrupciones (OMS) se fusionan con el sistema de gestión de recursos energéticos distribuidos (DERMS), toda la plataforma ha sido denominada como sistema avanzado de gestión de distribución (ADMS). Las funciones ADMS incluyen la ubicación de fallas, el aislamiento y la restauración; optimización de reactivos, conservación mediante reducción de voltaje, gestión de demanda máxima, entre otros (Hossan, Chowdhury, & Member, 2018). En la siguiente figura se esquematiza la interacción entre WSN “wireless sensor network” y ADMS.

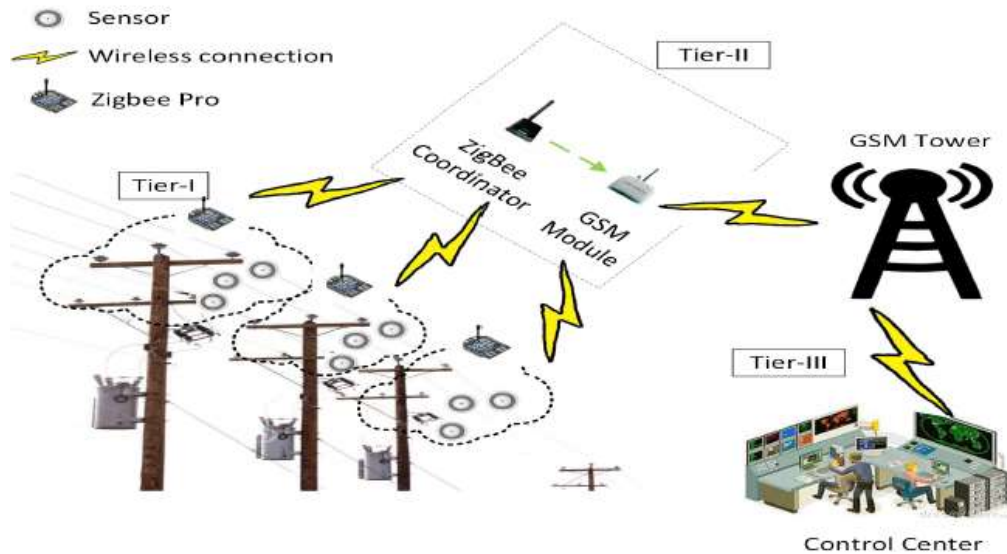


Figura 10. Marco conceptual de WSN para ADMS (Hossan et al., 2018).

Este método FDIR basado en ADMS identifica las secciones defectuosas utilizando los datos medidos de red inalámbrica de sensores (WSN) e infraestructura de medición avanzada (AMI- Advanced Metering Infrastructure). Una vez generada la alarma cuando ocurre una falla se inicia la recolección de datos de sensores y medidores inteligentes, con lo cual se ejecuta el algoritmo de dos pasos. En primer lugar se realiza la primera búsqueda de profundidad modificada (MDFS- Modified version of Depth First Search) en función de una variable llamada prueba de relación (RT- Ratio Test) para reducir el espacio de búsqueda y encontrar las zonas defectuosas. Luego de reducir el espacio de búsqueda, los datos del perfil de tensión se analizan en las zonas identificadas para encontrar las secciones defectuosas. Los datos de tensión medidos se comparan con un perfil de tensión de bus simulado dentro de las zonas identificadas. Los datos simulados se crean a partir del análisis de flujo de energía de línea basado en ADMS (Hossan et al., 2018).

2.3 Ofertas Comerciales

A continuación se describen 2 ofertas comerciales con el fin de identificar el tipo de metodología y conocer casos de éxito de los mismos.

2.3.1 Loop Automation. Loop Automation es un esquema de restablecimiento automático (DAS – “Distribution Automation System”) propio de Schneider Electric diseñado para restaurar el suministro a los clientes en el menor tiempo posible, una vez se ha presentado una falla en el sistema (Schneider Electric, 2007). Este esquema utiliza la metodología de FDIR using Loop Control Scheme.

2.3.1.1 Características. Los reconfiguradores Nulec, además de poseer las características generales de un reconfigurador son capaces de realizar las mismas funciones de protección que los fusibles y los relevadores realizando en ellos ajustes similares, pero con las ventajas incorporadas de ser protecciones digitales (Schneider Electric, 2006).

El Loop Automation reconfigura la red para recuperar el suministro de energía a secciones libres de falla que perdieron alimentación debido a una condición de falla en otra sección del circuito. En este esquema de trabajo se definen tres modos de trabajo de los reconfiguradores como son (Schneider Electric, 2007):

- Reconfigurador Alimentador: Este reconfigurador se ubicará lo más cercano posible a la subestación.
- Reconfigurador de Enlace: Utilizado como punto normalmente abierto donde se encuentran dos circuitos alimentadores.
- Reconfigurador Intermedio: Este reconfigurador se coloca en cualquier punto de la red entre un reconfigurador alimentador y el de enlace.

Cada uno de los tipos de reconectadores tienen asociadas una serie de reglas de operación con el fin de operar automáticamente ante fallas (Schneider Electric, 2007). El funcionamiento del sistema inicia con el disparo por sobrecorriente del equipo alimentador o el equipo intermedio. De ahí en adelante, acorde a la parametrización de los tiempos de temporización se ordena el cambio de normalidad de los equipos para identificar la falla y realizar el restablecimiento acorde a lo descrito en la sección 2.2.1.

2.3.1.2 Casos de éxito. En (Miraglia, Tarrillo, & Miraglia, 2015) se presenta la implementación de Loop Automation en la provincia de Santiago de Cuba (Cuba) enfocado en un sistema de protección circuitos de distribución. Su uso brinda gran flexibilidad operativa y disminuye considerablemente la energía no suministrada ENS y el tiempo de interrupción al usuario TIU. En el circuito elegido para implementar los reconectadores con el esquema Loop Automation se logra disminuir el TIU de 585 min a 26 min por año y una disminución de la energía no suministrada asociada a fallas de 202,2 MWh a 3,38 MWh. Frente a estos resultados y ante un análisis económico de su uso en el sistema de protecciones del circuito en análisis se obtiene un beneficio desde el primer año que supera a la inversión, por tanto, el sistema se considera rentable. Adicionalmente, se obtuvieron beneficios reflejados en las empresas e industrias donde la falta de suministro eléctrico ocasiona grandes pérdidas en sus procesos productivos. En este caso se concluye que al presentar un alto costo de inversión inicial, su instalación solo es factible en circuitos donde exista alto índice de ENS.

2.3.2 Intelliteam SG. IntelliTeam SG es un esquema de restablecimiento automático (DAS – “Distribution Automation System”) propio de S&C Electric Company de restablecer el servicio

automáticamente bajo varios tipos de contingencias. Este esquema utiliza la metodología de FDIR using decentralized scheme.

2.3.2.1 Características. Esta tecnología, monitorea en tiempo real las magnitudes de las variables corriente y tensión, utilizando dicha información para tomar alguna de las siguientes decisiones respecto al seccionamiento (S&C Electric, 2015b):

1. Seccionar de manera automática un tramo del alimentador principal en caso haber sido interrumpida la continuidad del servicio por una falla en otra sección.
2. Realizar un traslado de carga de manera automática, de ser posible, tras haberse superado el límite eléctrico (predefinido) en una sección aguas arriba.

El IntelliTeam SG funciona con los productos fabricados por S&C y dispositivos electrónicos de otras marcas compatibles con el protocolo de comunicación DNP 3.0 (S&C Electric, 2015b). Para la implementación de este esquema, se requieren equipos electrónicos con los siguientes 3 modos de trabajo (S&C Electric, 2013):

1. Equipo Alimentador (Feeder): Equipo ubicado lo más cercano posible a la subestación. En condición normal de operación, está en posición cerrado.
2. Equipo de enlace (Tie): Utilizado como punto normalmente abierto donde se encuentran dos fuentes de alimentación.
3. Equipos Intermedios: Instalados en cualquier punto de la red entre el equipo alimentador y el de enlace.

El principio operativo tiene la siguientes características (S&C Electric, 2015b):

1. Este esquema de restablecimiento automático está diseñado para actuar en dos situaciones: sobrecarga en el alimentador principal o despeje y aislamiento de fallas en el sistema.

2. Los equipos se comunican con los equipos colindantes mediante los controles en común y realizan un monitoreo en tiempo real de las magnitudes de las variables corriente y tensión. Dicho valor de carga del alimentador en tiempo real se resta de la capacidad total del alimentador para determinar la capacidad de reserva, la cual es una posible fuente de restablecimiento que está disponible.
3. En caso de pérdida de la fuente de alimentación principal, el equipo evalúa la capacidad en exceso de todas las fuentes alternas y transfiere la carga a la primer fuente disponible que posee capacidad de reserva. Es posible priorizar el orden en el cual se seleccionan las fuentes alternas o se realiza deslastre de carga.
4. Cuando se supera la sobrecega del sistema o se ha corregido la falla, el sistema regresa a su configuración normal, ya sea de manera automática, telecontrolado mediante el control SCADA o de forma manual.

2.3.2.2 Casos de éxito. A continuación se presentan 2 casos de éxito en los que se implementó el esquema de restablecimiento automático IntelliTeam SG. Para ambos casos se utilizaron los siguientes equipos:

- Interruptores de Fallas IntelliRupter PulseCloser: Interruptor inteligente capaz de realizar pruebas (recierre) reduciendo en un 95% la corriente aguas abajo, con el fin de proteger los sistemas durante una prueba de fallas (S&C Electric, 2015a).

2.3.2.2.1 Caso 1: Evento de ausencia de tensión en la compañía State Grid Corporation de China. La empresa State Grid Corporation de China es propiedad del gobierno central en China y tiene 128 millones de clientes (S&C Electric, 2012a).

- Problemática:

La empresa State Grid Corporation de China autorizó la instalación de prueba de Interruptores de Fallas IntelliRupter PulseCloser de S&C con el Sistema de Restablecimiento Automático IntelliTeam® SG de S&C con el fin de investigar su potencial de mejorar la confiabilidad del sistema (S&C Electric, 2012a).

- Solución:

Se instalaron siete Interruptores de Fallas IntelliRupter PulseCloser equipados con el software del Sistema de Restablecimiento Automático IntelliTeam SG en dos alimentadores de 10-kV en la zona de Wuzhong, Ningxia como se muestra en la siguiente figura. Los IntelliRupters se comunican entre sí y con el sistema SCADA de la compañía eléctrica mediante Transceptores de Fibra Óptica RS900 de RuggedCom. El software IntelliTeam® Designer de S&C se utiliza para configurar los equipos y recuperar datos referentes a la operación (S&C Electric, 2012a).

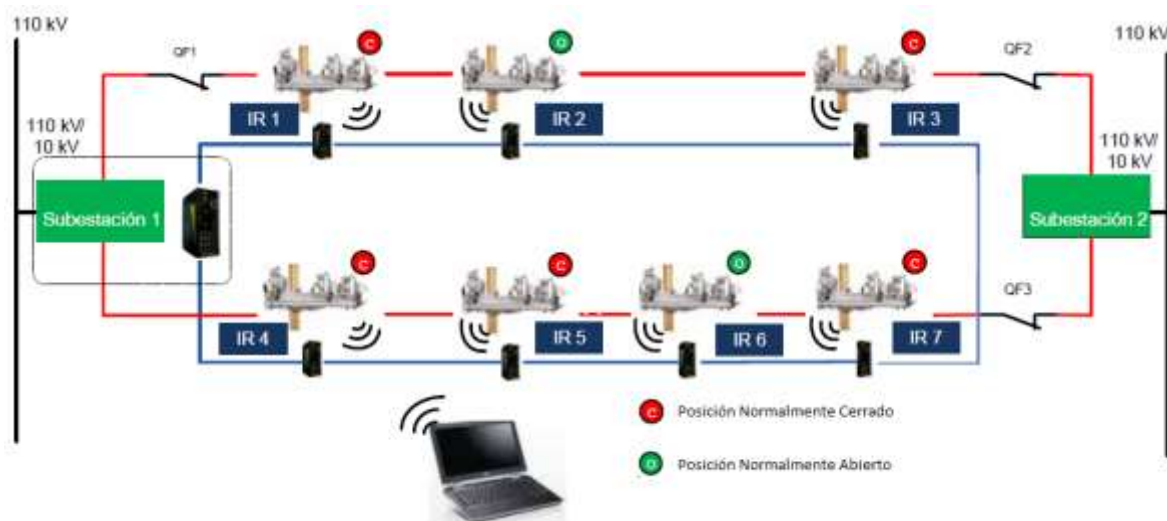


Figura 11. IntelliRupters instalados en alimentadores en la zona de Wuzhong, Ningxia (S&C Electric, 2012a).

- Resultado:

Durante el desarrollo de esta prueba, se presentó un evento no programado que originó ausencia de tensión en la subestación 2. Los IntelliRupters IR 3 e IR 7 experimentaron una pérdida de tensión prolongada y realizó su cambio de estado. Posteriormente, los IntelliRupters IR 2 e IR 6 cambiaron a posición cerrado, restableciendo así el servicio con la fuente de la Subestación 1.

Otra prueba realizada consiste en simular una falla entre el IntelliRupter IR 4 y el IntelliRupter IR5. En este caso, el IntelliRupter IR 4 se abrió y se bloqueó en esta posición. Después, el IntelliRupter IR 5 se abrió para aislar la falla y el IntelliRupter IR 6 se cerró para restablecer el suministro eléctrico. Despejada la falla, el sistema regresó a su configuración normal de manera automática (S&C Electric, 2012a).

Con los eventos en estudio, se demostró la aplicación del sistema de restablecimiento Automático (S&C Electric, 2012a).

2.3.2.2.2 Caso 2: Prueba de Automatización en Sitio en la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (PREPA por sus siglas en inglés) es propiedad del gobierno y es una compañía de energía eléctrica responsable de la generación de electricidad, distribución de energía y transmisión de energía en la isla (S&C Electric, 2012b).

- Problemática:

La compañía PREPA solicitó a S&C realizar a cabo una prueba en sitio de la primera fase de su nuevo Sistema de Restablecimiento Automático IntelliTeam SG. Los equipos instalados se implementan en dos zonas críticas del sistema de PREPA, siendo dichas zonas denominadas “Caso 2” y “Caso 4” (S&C Electric, 2012b).

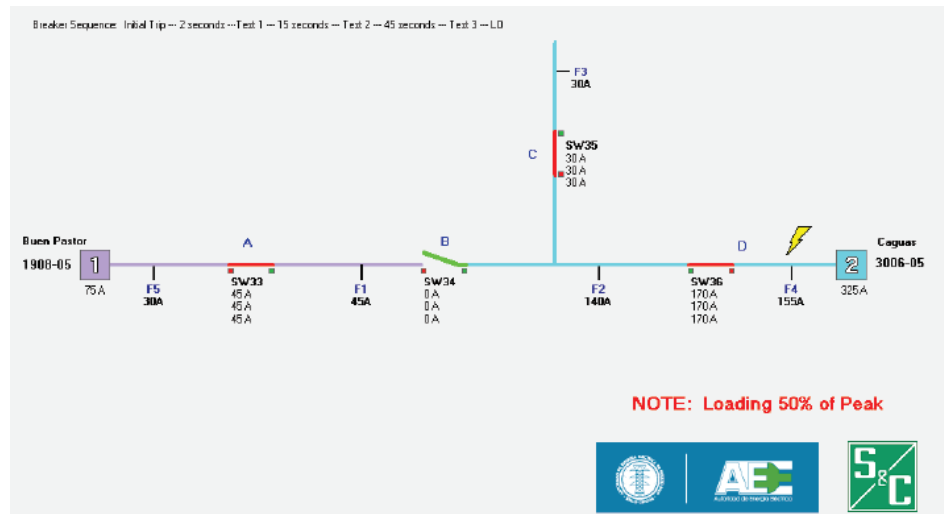


Figura 12. Caso 2 en el Circuito Caguas 05, el cual utiliza nueve IntelliRupters y tres fuentes (S&C Electric, 2012b).

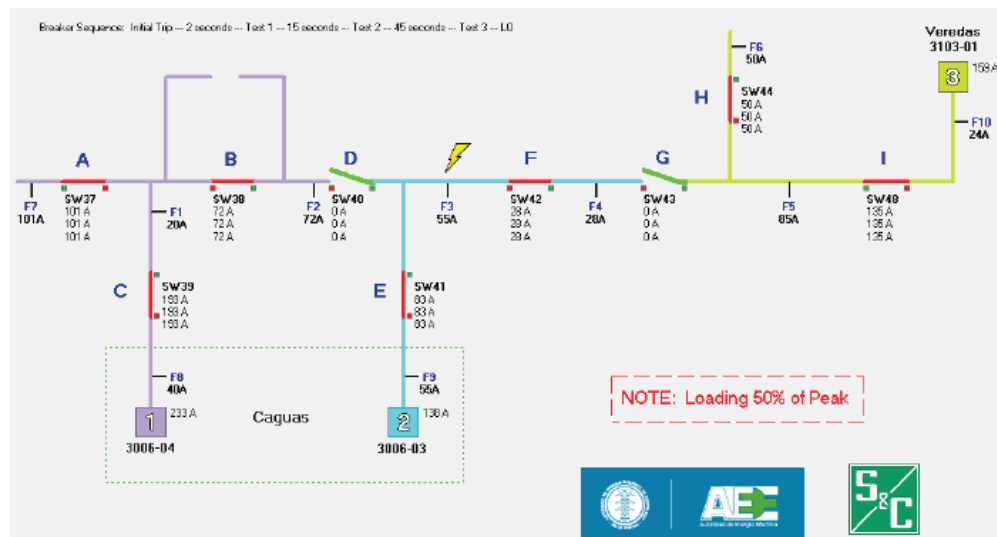


Figura 13. Caso 4 en el Circuito Caguas 03, el cual utiliza nueve IntelliRupters y tres fuentes (S&C Electric, 2012b).

- Solución:

De manera previa a la Prueba de Automatización en Sitio, se instalan seccionadores de bypass en todos los IntelliRupters normalmente cerrados con el fin de evitar que la operación de

apertura automática interrumpieran el suministro a los clientes. Además, se concetaron los circuitos en paralelo para evitar ausencia de tensión en los alimentadores (S&C Electric, 2012b).

- Resultados:

En una primera prueba, se simuló un evento de pérdida de tensión para el Caso 2 en el Circuito Caguas 5 (Ver figura 12). El IntelliRupter D se abrió para aislar la fuente. El IntelliRupter B realizó un cierre por pulsos para restablecer el circuito en su totalidad. El IntelliRupter C (normalmente cerrado) no entró en operación. Los resultados se confirmaron en tiempo real y en el SCADA (S&C Electric, 2012b).

En otra prueba, se simuló un evento de falla en el Caso 4 (Ver figura 13) del Circuito Caguas 03, aguas abajo del IntelliRupter E. El IntelliRupter F cambió su estado normal de operación. El IntelliRupter G cambió a normalmente cerrado. Despejada la falla, el sistema regresó a su configuración normal de manera automática (S&C Electric, 2012b).

Para las pruebas realizadas, el restablecimiento tardó aproximadamente dos segundos y se comprobó el desempeño del IntelliTeam SG (S&C Electric, 2012b).

2.4 Comparación de las metodologías identificadas para la implementación del restablecimiento automático.

Las metodologías estudiadas en este documento, representan una alternativa para la implementación de una técnica de restablecimiento automático. Para su elección, las características detalladas deben ser estudiadas por la compañía que desea realizar la implementación. A continuación se realiza un comparativo las metodologías estudiadas.

2.4.1 Similitudes

- Las técnicas en análisis requieren equipos electrónicos con los siguientes modos de uso: equipo alimentador, equipo de enlace y equipos intermedios.
- La operación del sistema de restablecimiento automático se puede ejecutar de manera manual, automática (Local) o telecontrolada (SCADA). Este último, permite la supervisión permanente desde el centro de control y la programación de alarmas (pérdida de comunicación, activación del restablecimiento automático, etc.).

2.4.2 Diferencias

- Los equipos IED utilizados en la metodología FDIR using Loop control scheme, requieren de una fuente de alimentación externa (VT- transformadores de tensión) para implementar la lógica de restablecimiento. Esto debido a que es la única metodología que no cuenta con un sistema de comunicación central.
- El cambio de normalidad de un IED utilizado en la metodología FDIR using Loop control scheme, se realiza una vez se supera el tiempo temporizado para una condición dada (ausencia de tensión de un equipo vecino o disparo por sobrecorriente). En el caso de FDIR using IEC 61850 peer-to-peer scheme, la decisión de cambio de normalidad se realiza una vez el sistema central envía al equipo un mensaje GOOSE.
- La diferencia entre FDIR using IEC 61850 peer-to-peer scheme y FDIR using decentralized scheme, radica en que para el segundo caso, los IED procesan datos localmente y no se requiere una estación central basada en SCADA, logrando un control

descentralizado entre subestaciones donde cada subestación es responsable de controlar y analizar su propia red (Zidan et al., 2017).

- El método FDIR using ADMS integra las características de la administración y optimización del sistema de distribución, esta metodología involucra un sistema diseñado para ejecutarse de manera distribuida de modo que se ejecuten en diferentes procesadores simultáneamente. La coordinación entre estos procesadores se realiza mediante la comunicación. El programador decide el tiempo y el contenido de los mensajes entre los procesadores, en función de la tarea (Zidan et al., 2017).
- La técnica FDIR using ADMS están diseñados para ejecutarse de manera distribuida de modo que se ejecutan diferentes procesadores simultáneamente. La coordinación entre estos procesadores se realiza mediante la comunicación. El programador decide el tiempo y el contenido de los mensajes entre los procesadores, en función de la tarea. Las características principales de los algoritmos distribuidos son: i) ningún procesador tiene toda la información sobre todo el sistema, ii) los procesadores toman decisiones basadas en información local y iii) la falla de un procesador no causa que el algoritmo falle (Zidan et al., 2017).

3. Conclusiones

La tecnología avanzada de información y comunicación motiva las inversiones en técnicas de restablecimiento automático. Estos sistemas requieren el uso de tecnologías modernas que

pueden adquirir datos, ejecutar algoritmos de soporte de decisiones, limitar interrupciones, controlar dinámicamente el flujo de energía y restaurar el servicio rápidamente. La integración de técnicas de procesamiento de señales digitales dentro de sensores inalámbricos también agrega valor a la capacidad de monitoreo y diagnóstico. Sin embargo, la implementación de una gran cantidad de sensores impone el desafío de administrar grandes cantidades de información (Big Data), lo que a su vez impone la capacidad de almacenamiento y los requisitos de ancho de banda de transferencia de datos.

La selección del esquema de restablecimiento automático depende del tipo de tecnología instalado en la compañía (marca, referencia, modelo y características de los equipos electrónicos ya instalados). En este aspecto, un esquema de restablecimiento automático puede requerir previamente una actualización tecnológica.

Las estrategias de control centralizado a menudo requieren un sistema de comunicación de baja latencia para transferir grandes cantidades de datos entre agentes de campo y centros de control. Por lo tanto, un controlador central (CC) debe leer todos los datos del sistema y luego procesarlos para obtener una solución. Los enfoques centralizados pueden estar sujetos a un riesgo de punto único de falla (es decir, cuando el CC falla, todo el sistema colapsa) (Mekic et al., 2011), (Zidan et al., 2017).

El esquema descentralizado es el esquema más flexible y permite la integración de una mayor cantidad de dispositivos. También tiene la ventaja de verificar la corriente, por lo que permitirá la restauración en función de la carga en los nodos (Mekic et al., 2011), (Zidan et al., 2017).

Referencias Bibliográficas

- Cameron L . Smallwood, & Jared Wennermark. (2010). “Benefits of distribution automation.” *IEEE Industry Applications Magazine* (Volume: 16 , Issue: 1 , January-February 2010), 65–73.
- Castaño, S. R. (2010). “*Redes de Distribución de Energía.*” *Universidad Nacional de Colombia*,.[Online] (2004).
- Conti, S., Messina, N., Tina, G., & Nicotra, P. (2002). “Automatic control for loop distribution system reconfiguration: reliability and efficiency improvement.” *2000 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. Conference Proceedings. Navigating to a New Era* (Cat. No.00TH8492), 1152–1156. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/ccece.2000.849644>
- CREG 036, C. de R. de E. y G. “*Resolución 036 del 2019.*” , (2019).
- Douglas M Staszkesky. (1998). “Strategic distribution automation - keys to increasing customer service and system reliability.” *1998 Fifth International Conference on Trends in Distribution Switchgear: 400V-145kV for Utilities and Private Networks* (Conf. Publ. No. 459), 109–114.
- Flórez, C. A. P. (2013). “*Planeamiento de la localización de reconectores para aislamiento de falla.*”
- Ghorbani, M. J., Choudhry, M. A., & Feliachi, A. (2016). “A multiagent design for power distribution systems automation.” In *IEEE Transactions on Smart Grid* (Volume: 7 , Issue: 1 , Jan. 2016) (Vol. 7).Disponible en: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2453884>
- Gill, H. M. (2010). “Smart grid distribution automation for public power.” *IEEE PES T&D 2010*, 1–4. Disponible en: <https://doi.org/10.1109/TDC.2010.5484298>

- Giraldo, C. T., Isaza, R. A. H., & Gallego, R. A. (2011). “Ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica.” *Scientia et Technica*, 2(48), 13–18.
- Hossan, S., Chowdhury, B., & Member, S. (2018). “Data-Driven Fault Location Scheme for Advanced Distribution Management Systems.” *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1–11. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2881195>
- Mekic, F., Alloway, K., Angelo, C., & Goodin, R. (2011). “Fault detection isolation and restoration on the feeder (FDIR): Pick your technology.” *IEEE Transactions on Smart Grid*, (June), 1–8.
- Miraglia, D., Tarrillo, J. M., & Miraglia, D. (2015). “Aplicación del Loop Automation en una red de distribución aérea de media tensión.” *INGE@ UAN-Tendencias en la Ingeniería* 5, no. 10 (2015), 16–20.
- Montoya, E. F. (2014). “*Automatización del Restablecimiento del Servicio de Energía Eléctrica para Circuitos Pertenecientes a un Sistema de Distribución Local – Localización de la Falla , Aislamiento y Restablecimiento.*” Universidad Nacional de Colombia.
- Ross, D. W., Patton, J., Cohen, A. I., & Carson, M. (1981). “New Methods for Evaluating Distribution Automation and Control (DAC) Systems Benefits.” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (Volume: PAS-100 , Issue: 6 , June 1981)*, 2978–2986.
- S&C Electric, C. (2012a). “*Evento Real de Pérdida de Tensión Confirma Prueba Planeada de Automatización en Sitio , Demostrando Así el Restablecimiento Automático Logrado por el IntelliTeam SG.*” Disponible en: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/caso-practico-1044-1001s.pdf>
- S&C Electric, C. (2012b). “*Prueba de Automatización en Sitio Comprueba el Desempeño del IntelliTeam SG en Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.*” Disponible en: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/caso-practico-1044-1002s.pdf>
- S&C Electric, C. (2013). “*Sistema de Restablecimiento Automático IntelliTeam SG.*” Disponible en: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/folleto-descriptivo-1044-800s.pdf>

- S&C Electric, C. (2015a). “*Interruptor de Fallas IntelliRupter PulseCloser de S&C.*” Disponible en: <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/interruptor-de-fallas-intellirupter-pulsecloser/>
- S&C Electric, C. (2015b). “*Sistema de Restablecimiento Automático IntelliTeam SG.*” Disponible en: <https://www.sandc.hk/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/boletin-de-especificaciones-1045-31s2.pdf>
- Schneider Electric. (2006). “*Loop Automation, Technical Manual for the ADV C Controller Range.*” Disponible en: http://www.schneider-electric.com.ar/library/SCHNEIDER_ELECTRIC/SE_LOCAL/APS/213039_E57A/SEA_U26709_Loop_Automation_Manual_WEB.pdf
- Schneider Electric. (2007). “Sistema de Automatismo para redes de Distribución Aérea en Media Tensión.” In *Technical Manual for the ADV C Controller Range.* Disponible en: http://www.ariaatlas.org/userfiles/files/product/180/ADV C_Operations_Manual_R29.pdf
- Shimohammadi, D. (1991). “Service restoration in distribution networks via network reconfiguration.” *Proceedings of the 1991 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 626–632.
- Shirazi, E., & Jadid, S. (2018). “Autonomous Self-healing in Smart Distribution Grids Using Multi Agent Systems.” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 1–11. <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2889741>
- Souran, D. M., Safa, H. H., Moghadam, B. G., Ghasempour, M., Behrooz Razeghi, & Parisa Tavakkoli Heravi. (2016). “An Overview of Automation in Distribution Systems.” *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 1353–1365. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-18416-6>
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2019). “*Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2018.*” Disponible en: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2019/Jun/diagnostico_calidad_servicio_2018.pdf
- Zidan, A., Khairalla, M., Abdrabou, A. M., Khalifa, T., Shaban, K., Abdrabou, A., ... Gaouda, A. M. (2017). “*Fault Detection , Isolation , and Service Restoration in Distribution Systems : State-of-the-Art and Future Trends.*” 8(5), 2170–2185.