



BUAP

BENEMÉRITA **U**NIVERSIDAD **A**UTÓNOMA DE **P**UEBLA

Facultad de Ingeniería.

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado.

**“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
ESQUEMA DIFERENCIAL DE LÍNEA CON
RELEVADORES DE DIFERENTE MARCA,
MEDIANTE EL PROTOCOLO IEC 61850”.**

TESIS

Para obtener el grado de
**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:
HERNÁN CASAS CORTÉS

Director de tesis:
M. C. Carlos Morán Ramírez

Co-director De Tesis:
M. I. Víctor Galindo López

Puebla, Pue.

Septiembre, 2019



BUAP

Oficio No. 1218/2019

C. Hernán Casa Cortes

Pasante de la Maestría en Ingeniería
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia
Facultad de Ingeniería, BUAP.
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Estudio para la implementación del esquema diferencial de línea con relevadores de diferente marca mediante el Protocolo IEC 61850**. Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director al M.C. Carlos Morán Ramírez y Co-director al M.I. Víctor Galindo López

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente

"Pensar bien, para vivir mejor"

H. Puebla de Zaragoza, mayo 22 de 2019

M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director

C.c.p. M.C. Carlos Morán Ramírez y M.I. Víctor Galindo López. Director y Co-director del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/sco*

Cus

Facultad
de Ingeniería

Bld. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. ING - 4, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ
DIRECTOR FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA.
PRESENTE

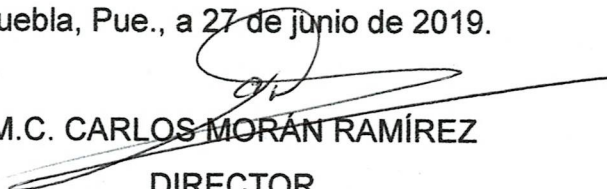
Los suscritos M.C. Carlos Morán Ramírez y M.C. Víctor Galindo López Director y codirector del tema de tesis denominado: "ESTUDIO PARA LA IMPREMENTACIÓN DEL ESQUEMA DIFERENCIAL DE LÍNEA CON RELEVADORES DE DIFERENTE MARCA MEDIANTE EL PROTOCOLO IEC 61850" presentado por el C. Hernán Casas Cortes, pasante de la maestría en Ingeniería, opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia y en atención al oficio No. 1218/2019 de fecha 22 de mayo de 2019, nos permitimos informar a usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía de la Tesis, no tenemos inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Así mismo, solicito tenga a bien autorizar el jurado para su Examen Profesional.

Lo hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

Atentamente

Puebla, Pue., a 27 de junio de 2019.



M.C. CARLOS MORÁN RAMÍREZ
DIRECTOR

M.C. VICTOR GALINDO LÓPEZ
CO-DIRECTOR

Resumen

El presente trabajos contempla realizar el estudio para dictaminar si es viables la implementación del esquema de protección diferencial de línea 87L con relevadores de diferente marca para líneas de transmisión de 2 terminales, considerando las principales limitantes el hecho de que sean algoritmos diferentes (en alguno casos propios de las marcas) los calculen la diferencia de corrientes en los relevadores y la zona de restricción que se tiene para cada uno de los relevadores es diferente, la segunda limitante es la sincronía que se requiere para que los equipos pueden interactuar de manera exitosa los valores instantáneos de las corrientes sin perder las características del esquema diferencial de línea Alta fiabilidad y alta seguridad. Analizamos las características que actualmente tienen los esquemas diferenciales de línea para que al menos se conserve las propiedades con nuestra propuesta, se analiza la evolución de los sistemas de protección y las ventajas y desventajas del esquema diferencial de línea.

Durante el contenido evaluamos los diferentes canales de comunicaciones que existen actualmente considerando que los esquemas diferenciales de línea tienen una total dependencia de los canales de comunicaciones. Marcamos las características de los canales de comunicaciones HP, TDM, SDH, Radio Enlace PTP, Ethernet (VLAN), los canales de comunicación que se usaron y dejaron de usar, lo que se usan actualmente y los que se usaran en un futuro inmediato, con el objetivo de determinar el si hay alguna afectación con el uso de canales MPLS en nuestro estudio.

Analizamos las características del protocolo IEC 61850, teniendo puntal atención al tema de interoperabilidad lo que nos permite proponer la comunicación de los relevadores de diferente marca, analizamos las características de los mensajes GOOSE y SMV a fin de definir mediante cual mensaje enviar la información de las corrientes instantáneas de las mediciones de campos en los extremos.

Se realizaron simulaciones del como interactuarían los algoritmos de las diferentes marcas y que efectos se tendría con la sincronía necesaria para la comunicación siendo un canal ethernet MPLS, se exponen resultados de simulaciones y las razones del por que consideramos viable esta implementación.

Abstract

The present work contemplates carrying out the study to determine whether the implementation of the differential protection scheme of line 87L with different brand relays for 2-terminal transmission lines is feasible, considering the main limitations that they are different algorithms (in some cases own of the marks) they calculate the difference of currents in the relays and the zone of restriction that is had for each one of the relays is different, the second limitation is the synchrony that is required so that the equipment can interact in a successful way the instantaneous values of the currents without losing the characteristics of the differential line scheme High reliability and high security. We analyze the characteristics that currently have the differential line schemes so that at least the properties are preserved with our proposal, the evolution of the protection systems and the advantages and disadvantages of the differential line scheme are analyzed.

During the content we evaluate the different communication channels that currently exist considering that the differential line schemes have a total dependence on the communication channels. We mark the characteristics of the communication channels HP, TDM, SDH, Radio Link PTP, Ethernet (VLAN), the communication channels that were used and stopped using, what is currently used and those that will be used in the immediate future, with the objective of determining if there is any affectation with the use of MPLS channels in our study.

We analyze the characteristics of the IEC 61850 protocol, paying particular attention to the interoperability issue, which allows us to propose the communication of the different brand relays, we analyze the characteristics of the GOOSE and SMV messages in order to define by which message to send the information of the instantaneous currents of field measurements at the ends.

Simulations of how the algorithms of the different brands would interact and what effects would be had with the synchrony necessary for communication being an MPLS ethernet channel were performed, simulation results and the reasons why we consider this implementation viable.

A dios, A mi esposa y mis hijas Itzayana y Maciel.
Con especial cariño a mi señor padre el Ing Hector Casas Vega, a mi madre Lidia Cortes Rodriguez.

Tabla de contenido

Resumen.....	i
Abstract	ii
Dedicatorias	iii
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.- Planteamiento del Problema	1
1.1 Introducción.	1
1.2 Definición del Problema	3
2.- Justificación.....	4
3.- Objetivo de la Tesis	5
3.1 Objetivo General.	5
3.2 Objetivo Particular.	6
3.3 Hipótesis.....	6
4.- Alcance del Proyecto.....	6
5.- Marco Teórico	6
5.1 Marco Histórico	7
6.- Estado del Arte.....	7
CAPÍTULO 2. ESQUEMA DIFERENCIAL DE LÍNEA 87L	9
2.1 Introducción.	9
2.2 Esquemas de Protección	10
2.3 Relevadores de Protección.....	18
2.4 Características de los Relevadores de Protección.....	21
2.5 Características y Principio de Operación del Esquema 87L.....	24
2.6 Algoritmos de Esquemas Diferenciales de Línea.....	29
CAPÍTULO 3: CANALES DE COMUNICACIÓN	34
3.1 Introducción:	34
3.2 Hilo Piloto.	39
3.3 Fibra Óptica.	42
3.4 Multiplexor TDM.	46
3.5 Radio Enlace PTP.	52
3.6 Multiplexor MPLS (Paquetes).....	53
3.7 Prueba con Relevadores, Comunicación por MPLS.	58
3.8 Ejemplos de Esquemas de Protección Normalizados en CFE Transmisión.	59

CAPÍTULO 4 PROTOCOLO IEC 61850	61
4.1 Introducción.	61
4.2 Norma IEC 61850.....	63
4.3 Arquitectura de Comunicaciones.....	65
4.4 Modelado de Datos.	71
4.5 Mensaje GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events).	74
4.6 SMV Sampled Measured Values.	79
4.7 GOOSE vs SV.	83
4.8 Nodos Lógicos PDIF y MDIF.	84
4.9 Ventajas y Desventajas del Protocolo IEC 61850.	87
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE ALGORITMOS 87L, PRINCIPIOS Y SIMULACIONES	93
5.1 Características de los Algoritmos en Relevadores 87L.....	93
5.2 Algoritmo Diferencial de Línea de equipo GE L90.....	95
5.3 Algoritmo de protección SIEMENS SIPROTEC:	104
5.4 Simulación de algoritmo RFL.....	109
RESULTADOS Y CONCLUSIONES	115
GLOSARIO	117

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Esquema Diferencial de Línea.....	1
Figura 2 Sistema Eléctrico de Potencia en General.....	9
Figura 3 Proceso en el Sistema Eléctrico de Potencia	10
Figura 4 Sistema Eléctrico de Potencia en General.....	13
Figura 5 Diagrama de Conexión de Corrientes y Voltajes a un Relevador	14
Figura 6 Zona de Cobertura de los Esquemas de Protección.	15
Figura 7 Principio de Traslape de Zonas de Coberturas.	15
Figura 8 Diagrama unifilar de protecciones de respaldo (local y remota)	17
Figura 9 Relevador Electromecánico	19
Figura 10 Relevador Estático	19
Figura 11 Relevador con Microprocesador	20
Figura 12 Ley de Corrientes de Kirchhoff	25
Figura 13 Compensación con una Medición de Ping-Pong.....	26
Figura 14 Tiempo de propagación y tiempo de canal de comunicaciones	28
Figura 15 Esquema Diferencial de Línea	29
Figura 16 Muestreo de una Onda Senoidal de 60 Hz	30
Figura 17 Cuantificación de una Onda Senoidal de 60 Hz.....	31
Figura 18 Codificación de una Onda Senoidal de 60 Hz	31
Figura 19 Tiempo de Compensación por Retrasos en Canal de Comunicaciones	32
Figura 20 Calculo de tiempo de canal de Comunicaciones	34
Figura 21 Comunicación Ping-Pong en Diferenciales de Línea.....	36
Figura 22 Esquema de Protección Diferencial de Línea con Canal de Comunicación Redundante	37
Figura 23 Latencia del canal de comunicaciones	38
Figura 24 Comunicación Ping-Pong y latencia en Canal de Comunicaciones	39
Figura 25 Canal de comunicación para 87L, Instalación Hilo Piloto.....	40
Figura 26 Diagrama para 87L, Hilo Piloto	42
Figura 27 Fibra Óptica en una Línea de Transmisión	43
Figura 28 Fibra Óptica dedicada entre Relevadores SIPROTEC 7SL87	44
Figura 29 Esquema Diferencial de Línea con Canal Principal y Respaldo	46
Figura 30 Red de Transporte SDH, CFE Valle de México	47
Figura 31 Esquema 87L con Canal de Comunicación Radio Enlace.....	53
Figura 32 Modelo de referencia OSI, Capa 2.5 Modelo OSI.....	54
Figura 33 Red MPLS	55
Figura 34 Etiquetas MPLS	57
Figura 35 Diagrama de Conexión de Prueba por redes MPLS.....	58
Figura 36 Esquema de Protección para Línea corta 87L FO PP1 y 87L FO PP2	59
Figura 37 Esquema de Protección para Línea corta 87L FO PP1 y 87L PP2 MUX, EDT	60
Figura 38 Esquema de Protección para Línea mediana 87L FO PP1 y EDT	60
Figura 39 Esquema de Protección para Línea mediana 87L FO PP1 y EDT MUX	61

Figura 40 Estructura del Protocolo IEC 61850.....	65
Figura 41 LAN IEC 61850, Subestación Eléctrica	66
Figura 42 Red Local de Subestación Eléctrica en Conexión Anillo	67
Figura 43 Red Local de Subestación Eléctrica en Conexión Estrella Redundante.....	67
Figura 44 IEC 61850 Comunicación Cliente / Servidor	68
Figura 45 Red de Estación y Red de Proceso.....	69
Figura 46 7 Modelos de un Sistema automatizado de Subestación	69
Figura 47 Mapeo de los mensajes en el modelo TCP/IP utilizados en una Red IEC 61850..	70
Figura 48 Niveles de Operación IEC 61850.....	71
Figura 49 Modelado de Información en IEC 61850	72
Figura 50 Nodos Lógicos, IEC 61850	73
Figura 51 Enlace entre Nodos Lógicos.....	73
Figura 52 Mensajes GOOSE en la Red Local	75
Figura 53 Mensajes GOOSE, estrategia de repetición.....	76
Figura 54 Definición de Mensaje GOOSE	77
Figura 55 Comunicación GOOSE entre Relevadores de Esquemas de Protección.....	79
Figura 56 Bloque de Construcción del Dispositivo Lógico.....	81
Figura 57 ASCII Services con Sampled Measured Values	82
Figura 58 Mediciones en tiempo real con Sampled Measured Values	83
Figura 59 IEC 61850, Uso de MDIF y PDIF	84
Figura 60 IEC 61850, Esquema diferencial de línea, MDIF y PDIF	85
Figura 61 IEC 61850, MDIF Class	85
Figura 62 IEC 61850, TCTR Class	86
Figura 63 Uso del TCTR Class en un Equipo.....	87
Figura 64 Nodo Lógico TCTR en diferencial de Línea SIEMENS, SIPROTEC	91
Figura 65 Nodo Lógico PDIF en diferencial de Línea SIEMENS, SIPROTEC	92
Figura 66 Nodo Lógico MDIF en diferencial de Línea SELL 411L	92
Figura 67 Cobertura de Fallas mejorada de la Restricción Elíptica Adaptativa.....	96
Figura 68 Figura Corriente Local y Remota sin falla y sin errores en la medición.	97
Figura 69 Corriente Local y Remota con falla los primeros ciclos sanos y después la falla .	97
Figura 70 Corriente Local y Remota con falla permanente sin operación del esquema diferencial de línea	98
Figura 71 Algoritmo Diferencial de Línea de Equipo SEL 311L.....	99
Figura 72 Elementos Diferenciales de Corriente de línea SEL-311L.....	100
Figura 73 El Plano Alfa representa la Relación de las Corrientes Remoto y Local	100
Figura 74 SEL-311L Restraint Region Surrounds External Faults.....	101
Figura 75 Plano Alfa sin falla todo queda en -1,0, dentro de la Zona de Restricción.	102
Figura 76 Plano Alfa desde la Detección hasta el Aislamiento de la Falla	103
Figura 77 Plano Alfa con Falla Permanente en la Zona de Protección de la Línea.	103
Figura 78 Protección Diferencial para una Línea con 2 Extremos.....	105
Figura 79 Característica de Disparo de la Protección Diferencial	106

Figura 80 Algoritmo de SIEMENS sin falla y sin errores en la Medición	107
Figura 81 Algoritmo de SIEMENS sin falla y con errores en la Medición	108
Figura 82 Algoritmo de SIEMENS con falla y con errores en la medición, opera diferencial	108
Figura 83 Algoritmo de SIEMENS con Falla Permanente	109
Figura 84 Algoritmo de RFL sin falla y sin errores en la Medición	109
Figura 85 Algoritmo de RFL sin falla y con errores en la Medición	110
Figura 86 Algoritmo de RFL con Falla y con Errores en la Medición, Opera Diferencial....	110
Figura 87 Algoritmo de RFL con Falla Permanente	111
Figura 88 Tiempos de operación de Algoritmos.....	111
Figura 90 Falla real en equipo SELL	113

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.- Planteamiento del Problema

1.1 Introducción.

En términos generales el esquema de protección diferencial de línea parte del concepto que se muestra en la figura 1, donde se observa la barra de la Subestación A, el transformador de corriente (TC), el interruptor de línea, la línea de transmisión y en el extremo (del otro lado de la línea) la Subestación B, el interruptor de la línea, el transformador de corriente y la barra de la Subestación B, en ambos extremos los transformadores de corriente se conectan a relevadores que mediante un canal de comunicación envía la información de las corrientes locales al extremo, lo que permite que en ambos extremos tengan las corriente local y remota, con esta información de manera individual ambos relevadores hacen un cálculo de las diferencia de las corrientes local y remota, al presentarse alguna diferencia diferente de 0 (cero) los relevadores ven una falla en la línea por lo que en ambos extremos abren los interruptores aislando la falla en la zona de cobertura de la línea.



Figura 1 Esquema Diferencial de Línea

El canal de comunicaciones juega un papel importante para la implementación de un esquema diferencial de línea, si uno de los relevadores no conoce la corriente del extremo no hay forma de poder realizar el cálculo de las diferencias de corrientes y por consecuencia la diferencial de línea no funciona.

En un sentido estricto un esquema diferencial de línea se compone por 2 diferenciales de línea trabajando de manera independiente realizando ambos sus cálculos de manera autónoma. Con lo anterior es claro que el objetivo de un esquema diferencial de línea es determinar si una falla está dentro de la zona de protección de la línea de transmisión, cuando la falla está dentro de la zona protegida los relevadores abrirán los interruptores de la línea en ambos extremos aislando de manera inmediata la falla. Existen esquemas diferenciales de línea multi terminales o de más de 2 vías las cuales realizan el cálculo de todas las corrientes que entran y salen en las terminales y de igual manera operan ante una diferencia diferente de 0 (cero), el alcance de este estudio es solo para un esquema diferencial de línea de 2 terminales.

Dos características importantes del esquema diferencial de línea son Alta fiabilidad y Alta seguridad, estas características hacen del esquema una de las mejores opciones para proteger líneas de transmisión de potencia:

- Alta fiabilidad, opera para todas las fallas dentro de la zona de cobertura de la línea es decir para las cuales está diseñada operar.
- Alta Seguridad, no opera cuando las fallas son externas a la zona protegida es decir no opera para fallas por las cuales no debe operar.

Otra característica del esquema diferencial es que tiene un buen desempeño durante fallas evolutivas y fallas simultaneas, la razón es porque es una protección de fase segregada, es decir se tiene 3 relevadores monofásicos; Cada una de las fases tiene su propio relevador (en un solo relevador las corrientes de las fases son procesadas de manera independiente), de manera particular se tiene 3 relevadores independientes para cada una de las fases. También el esquema diferencial es inmune a:

- Oscilaciones de potencia (no ocupa voltajes)
- Acoplamiento mutuo
- Impedancias en serie desbalanceadas

1.2 Definición del Problema

En las últimas 3 décadas una característica es la evolución acelerada de las tecnologías pasamos de un mundo analógico y aislado a un mundo digital y totalmente conectado, donde la conectividad (las comunicaciones) se vuelve algo relevante. Las principales áreas en la que se ha desarrollado mayor tecnología son en la parte de las comunicaciones derivado a la penetración que estas tecnologías tienen en nuestra sociedad, ha permitido el desarrollo de más y mejores tecnologías.

Los protocolos de Comunicación abiertos son muy aceptados y permiten a equipos de diferente fabricante interactuar, procesar y operar, sin importar su marca de origen estos equipos mediante los protocolos de comunicación trabajan e interactúan de manera exitosa.

Los equipos que se ponen en servicio para proteger el equipo eléctrico primario y los cuales forman parte de los esquemas de protecciones, tienen un tiempo de vida útil hasta de 15 años o más. Uno de los factores por lo que la vida útil de los equipos de protección es muy longeva, es por los elevados costos tanto de los equipos de protecciones como por los costos de la puesta en servicio. Durante la vida útil de un esquema de protección la evolución tecnológica en los mercados continua y concluida su vida útil del esquema de protección, los avances tecnológicos son significativos.

En el Sistema eléctrico de Potencia es de suma importancia el tema de confiabilidad en los equipos que protegen el equipo eléctrico primario (para que un equipo sea aceptado en los esquemas de protección se requiere de pruebas exhaustivas para su liberación y posterior implementación), considerando la rápida evolución de las tecnologías y la vida longeva de los equipos de protección; La penetración de nuevas tecnologías a los esquemas de protección es reservada y pausada.

No es un secreto que a las marcas con mayor presencia en el Sector eléctrico no les es atractivo el uso de protocolos abiertos o la idea de que sus equipos interactúen de manera abierta con otros equipos sin importar su marca de origen, la principal limitante para las marcas es el tema comercial. Por décadas los fabricantes vendían sus equipos que solo interactuaban con equipos de su propia marca o

tenían interacción con equipos de otras marcas, pero de manera muy limitada. El avance tecnológico permite que hoy en día se tengan definidos protocolos que permitan la total interoperabilidad de equipos de diferentes marcas y que sin importar su marca de origen los equipos trabajen con los protocolos abiertos y puedan comunicarse, operar e interactuar de manera correcta.

Actualmente considerando que en México estamos en un proceso de implementación de un mercado eléctrico, se vuelve relevante hacer uso de las mejores tecnologías para lograr en primer instancia confiabilidad y en segunda instancia precios competitivos. Una característica de la nueva generación de equipos que forman parte de los esquemas de protecciones en el sector eléctrico es que poco a poco están usando protocolos abiertos y estandarizados, hoy en día la gran mayoría de los equipos se pueden comunicar por el protocolo IEC 61850.

Así como múltiples equipos hacen uso de las especificaciones y/o protocolos de comunicaciones abiertos para interactuar de manera exitosa con diferentes equipos sin importar su fabricante. Nosotros proponemos hacer uso del protocolo IEC 61850 para comunicar relevadores diferenciales de línea 87L de diferente marca y realizar el estudio para que se implemente la comunicación por dicho protocolo y por ende implementar el esquema diferencial de línea con 2 relevadores (sin importar su marca de origen).

2.- Justificación

La protección mediante relevadores es parte del diseño de los sistemas eléctricos de potencia cuyo principal objetivo es detectar condiciones anormales en el sistema eléctrico de potencia y tomar acciones inmediatas correctivas para aislar la anomalía y tener el sistema eléctrico de potencia estable. Por lo que principal función de un esquema de protección es aislar en el menor tiempo posible una falla en su zona de protección, adicional a su principal función el esquema de protección debe proporcionar señalización que ayude a determinar el tipo y características de la falla a los Centros de Control.

El tiempo juega un papel relevante en los esquemas de protección y por consecuencia en los relevadores, el objetivo es: diagnosticar correctamente una falla, responder inmediatamente y conservar estable el sistema eléctrico de potencia.

El estudio para la implementación del esquema diferencial de línea con relevadores de diferente marca mediante el protocolo IEC 61850, se propone considerando que el esquema diferencial de línea es el más popularizado en líneas de transmisión de corta longitud y mediana longitud, por sus características de Alta Seguridad y Alta fiabilidad, considerando que este esquema es un esquema instantáneo en el cual prácticamente todas las fallas en la zona de cobertura de las líneas serian aisladas por la protección diferencial de línea 87L.

Se propone el protocolo IEC 61850, porque es el protocolo más aceptado por los fabricantes de equipos para la industria eléctrica, es un estándar dirigido a Inter operatividad de equipos de diferentes marcas. En las modernizaciones o en la Construcción de nuevas subestaciones IEC 61850 se está implementando con éxito.

Este estudio se realiza con el objetivo de poder implementar esquemas diferenciales de líneas con (cajas) relevadores de diferente marca con el objetivo de reducir los tiempos y costos en modernizaciones de esquemas de líneas, así como proporcionar mayores ventajas del protocolo IEC 61850 a la industria eléctrica.

3.- Objetivo de la Tesis

3.1 Objetivo General.

Durante el desarrollo del presente estudio se evalúa la implementación de un esquema diferencial de línea de 2 vías, usando como medio de comunicación una red de datos, mediante el protocolo IEC 61850, para implementar el esquema con relevadores de diferente marca. El estudio se limita a simulaciones y estudios, en caso de determinar la viabilidad de lo propuesto, la implementación no forma parte del alcance.

3.2 Objetivo Particular.

Realizar simulaciones en Matlab de al menos 4 diferentes algoritmos diferenciales de línea, a fin de identificar si es viable la interacción de estos algoritmos. Simular diferentes fallas y escenarios con diferentes tipos de canal de comunicación. Estudiar y Evaluar las características del protocolo IEC 61850 para establecer la comunicación de los relevadores.

3.3 Hipótesis.

Se plantea como solución, que basados en el estándar de comunicación IEC 61850 se pueda establecer el intercambio de las magnitudes de las corrientes local y remota que circulan por una línea de transmisión, entre relevadores de diferente marca, cada uno de estos relevadores evalúe con su propio algoritmo (calcule la diferencia de las corrientes) y en caso de falla en la línea de transmisión se emita la señal de disparo para la apertura de los interruptores de forma local y mediante mensajería se avise al colateral la detección de la falla (en el caso que el extremo colateral por su algoritmo vea la falla con diferente tiempo), para la apertura de los interruptores remotos.

4.- Alcance del Proyecto

Dictaminar si es viable la implementación del esquema diferencial de línea con relevadores de diferente marca o en su caso proponer los requerimientos necesarios para que se pueda realizar esta implementación. Exponer resultados y propuestas de estas nuevas tecnologías.

5.- Marco Teórico

Nuestro estudio parte del hecho de que ya se tengan desarrolladas redes de datos que permiten la comunicación rápida, eficiente y segura entre dispositivos que se encuentran en diferentes ubicaciones geográficas, tal es el caso de los equipos que protegen una línea de transmisión aun que se encuentran en diferentes puntos

geográficos (Subestación A y Subestación B, figura 1) hoy en día se logran comunicar estos relevadores (solo cuando estos sean de una misma marca).

Considerando que estos relevadores en una red Local de la Subestación pueden comunicarse e interactuar de manera exitosa nuestro estudio contemplará simulaciones, pruebas y métricas de la comunicación equipos de diferente marca que implemente el esquema diferencial de línea mediante una red de datos con las debidas prioridades y configuraciones necesarias.

5.1 Marco Histórico

La época actual se caracteriza por el acelerado avance tecnológico en prácticamente todas las áreas. La comunicación de calidad y a altas velocidades mediante dispositivos interconectados en una solo Red a nivel mundial no es algo futurista sino toda una realidad de nuestra época. Equipos que basan su tecnología en microprocesadores y realizan multifunciones independientes y sin que una función afecte a ninguna otra función todas se realizan en forma paralela; se suman muchas otras funciones que por las nuevas tecnologías los equipos pueden realizar, siendo la función que más sobre sale funciones de comunicación.

En la década de los 1970 en el Sistema eléctrico de potencia contábamos con equipos de una sola función y aislados o con muy poca comunicación con otros equipos, unidades terminales remotas y/o maestras.

Con la llegada de la estandarización se desarrollan y mejoran protocolos de comunicación que hoy en día permiten comunicar la gran mayoría de los nuevos equipos que forman parte del Sistema eléctrico de potencia.

6.- Estado del Arte

Al no tener interés económico por parte de los Fabricantes para la implementación del esquema diferencial con relevadores de diferente marca, relacionado a este tema no hay publicaciones o investigaciones previas. La propuesta de

interoperabilidad entre equipos de diferente marca no es nueva de hecho ya existe en las subestaciones que basan su operación en el protocolo IEC 61850.

Comúnmente el medio de comunicación entre los relevadores que forman parte de un esquema diferencial de línea no es ethernet sino un canal TDM (multiplexación por división de tiempo), la razón principal es que con canales TDM el tiempo de retardo por canal de comunicación está establecido como fijo, nuestra propuesta es establecer la comunicación por un canal una red Ethernet y garantizar un tiempo de retardo de canal muy bajo, similar al de un canal dedicado de comunicación o TDM.

Lo más parecido a este tema es la implementación de canales de comunicación por redes MPLS (Ethernet), aunque la comunicación ya es mediante redes ethernet (paquetes), la propuesta contempla la comunicación de relevadores de la misma marca, nuestra propuesta utilizaría el principio de comunicación mediante canales ethernet (paquetes) pero con equipos de diferente marca.

CAPÍTULO 2. ESQUEMA DIFERENCIAL DE LÍNEA 87L

2.1 Introducción.

Nuestras economías a nivel mundial conforme se desarrollan incrementan de forma constante la demanda de energía eléctrica. La forma más popular de transportar la energía eléctrica del punto de generación a los centros de consumo principalmente por economía son las líneas de transmisión de alto voltaje, nos permiten inyectar al sistema eléctrico de potencia grandes bloques de energía. Los Sistemas eléctricos de potencia interconectados mediante líneas de transmisión de alto voltaje nos brindan confiabilidad, seguridad y eficiencia, mientras el sistema es estable. Sin embargo, al presentarse la interrupción de alguna línea de transmisión se pueden ocasionar grandes afectaciones a los consumidores (dependiendo del diseño del sistema eléctrico de potencia).

Las líneas de transmisión de alto voltaje proporcionan los enlaces, que se reflejan en conexiones entre las diversas partes del sistema eléctrico de potencia y los equipos asociados (generadores, consumidores, distribuidores, consumidores, etc.). La energía es generada en las centrales por diversos métodos a bajos voltajes, mediante transformadores se eleva a voltajes altos (85 kV, 230 kV o 400 kV) para su ingreso al sistema eléctrico de potencia mediante líneas de transmisión; Al final de las líneas en las Subestaciones se reduce el voltaje para su distribución a la industria, comercio y residencia (usuarios), en general así están conformados los sistemas eléctricos de potencia.

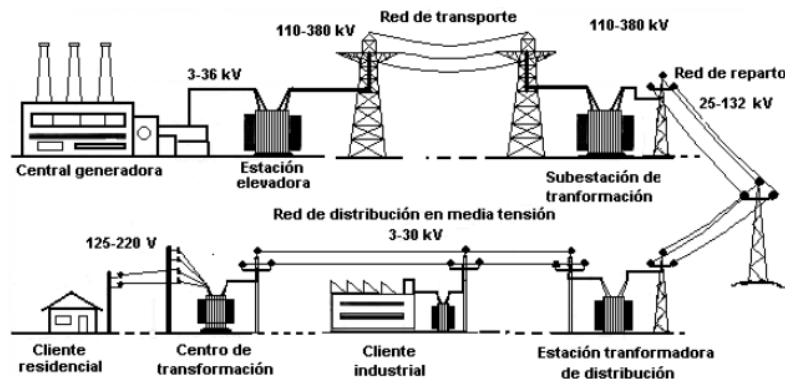


Figura 2 Sistema Eléctrico de Potencia en General

En resumen, las líneas eléctricas de transmisión conectan diferentes puntos, cercanos o distantes a un solo sistema (productores y consumidores). Nuestros sistemas eléctricos de potencia en condiciones normales de operación mantienen flujos de potencia de las centrales generadoras a diversas cargas, sin embargo, durante su operación estos sistemas por su propia naturaleza están expuestos a diferentes condiciones anormales por elementos internos y externos al sistema (sobre corrientes en el sistema, cortos circuitos, fallas en aislamientos, sobre tensiones, fallas en equipo eléctrico primario, errores humanos entre otros).

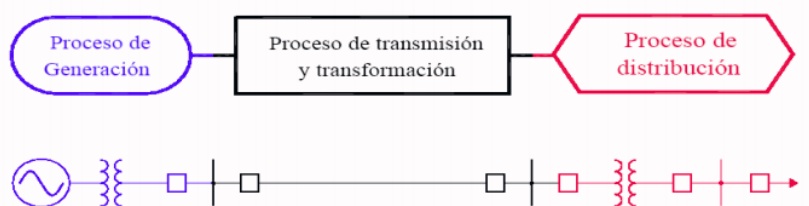


Figura 3 Proceso en el Sistema Eléctrico de Potencia

2.2 Esquemas de Protección

Los esquemas de protección son los equipos que monitorean en todo momento las corrientes, voltajes, frecuencia, entre otros parámetros de una sección del Sistema eléctrico a fin de identificar fallas o desviaciones de los parámetros y en caso de ser necesario (por considerar que hay una falla) aislar la sección emitiendo señal para la apertura de los interruptores necesarios para aislar la sección en falla.

Esquemas de protección: Los relevadores contenidos en la sección tipo deben trabajar en conjunto (como esquema) para realizar efectivamente sus tareas de protección y control, con la redundancia adecuada, para lograr el mayor grado de confiabilidad.¹

Se requiere que estos equipos interactúen y envíen sus disparos mediante cables y contactos directamente hasta los interruptores, Los esquemas de protección deben contar con relevadores auxiliares necesarios para cumplir con lo establecido

¹ Definición de esquema de protección, Especificación CFE V6700-62

anteriormente; la cantidad de relevadores auxiliares debe minimizarse, sin demeritar la confiabilidad del esquema de protección, de acuerdo con el arreglo de barras. Las señales de disparo deben provenir directamente desde los relevadores de protección.²

Para que un sistema eléctrico de potencia tenga la suficiente confiabilidad este debe contar con sistemas de protecciones de cada uno de los elementos del Sistema eléctrico (de tal manera que todo el equipo eléctrico primario, líneas de transmisión, bancos, etc. deben estar supervisados por un esquema de protección e interruptores que puedan aislar una falla), estos sistemas deben de forma inmediata aislar la causa de la falla, si bien el equipo eléctrico primario cuenta con apartarrayos, hilos de guarda, sistemas de tierra, fusibles entre otros elementos los sistemas de protecciones deben estar en todo momento supervisando los flujos que se mueven por todos los elementos del Sistema eléctrico de potencia a fin de provocar la desconexión automática del o los elementos del sistema eléctrico de potencia en condición de falla o anomalía en su operación.

Los relevadores que conforman los esquemas de protección deben mantenerse en todo momento monitoreando las variables como voltaje, frecuencia, corriente, factor de potencia etc., de tal manera que al presentarse la desviación de alguna de estas variables (por una falla o comportamiento anormal de algún elemento del SEP) debe emitir señales de apertura a los interruptores correspondientes para aislar la sección donde se encuentre la falla o anomalía.

En la siguiente tabla se muestra una estadística de la incidencia de fallas en los sistemas eléctricos de potencia:

EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO	% DE INCIDENCIA DE FALLA
Línea de transmisión	50%
Interruptores	15%
Transformadores	12%
Cables	10%
Equipo de Control	3%
Transformadores de Instrumento	2%
Otros	8%

Tabla 1 Estadística de Fallas en EEP de Sistemas Eléctricos de Potencia

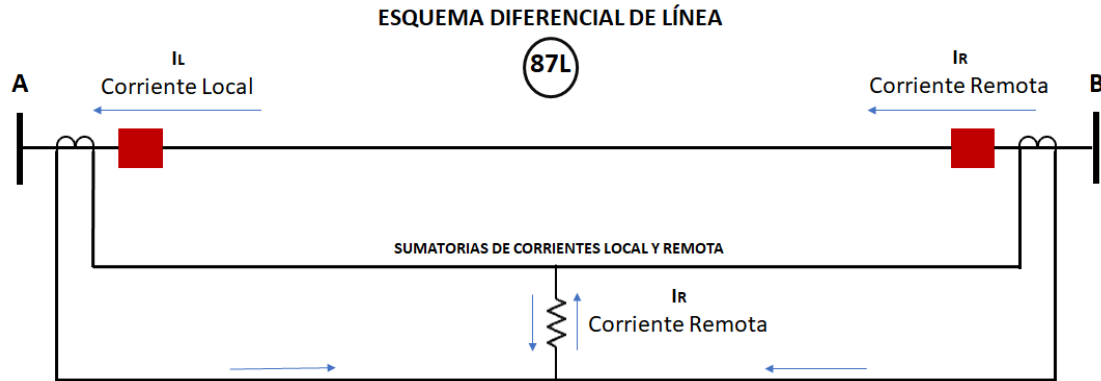
² Definición de esquema de protección, Especificación CFE V6700-62

Por estadística la mayor incurrancia de fallas en los SEPs es en líneas a Aéreas de Trasmisión y Sub trasmisión en gran medida por que en las trayectorias de las líneas es relativamente complicado mantener las condiciones operativas, es común que objetos, maquinarias, arboles etc. rompan distancia dieléctrica con los conductores de una línea de transmisión en la trayectoria de la línea por otro lado es muy poco probable que esto suceda en las subestaciones eléctricas de potencia donde el ambiente es controlado y situaciones como las comentadas son mitigadas. En la siguiente tabla se muestra la estadística del tipo de fallas que se presentan en las líneas de trasmisión de un SEP:

FALLA	% DE INCIDENCIA DE FALLA
Fase a tierra	85%
Fase a Fase	8%
Dos fases a tierra	5%
Trifásica	2%

Tabla 2 Fallas en Líneas de trasmisión y estadística de incidencia

El presente trabajo estudia el esquema diferencial de línea 87L que por estadística del comportamiento de los SEPs es donde se tiene mayor incurrancia de fallas y por consecuencia la necesidad de que los esquemas monitoreen detecte y emitan señales a los interruptores necesarios para aislar la falla. La mayoría de las fallas en las líneas de transmisión son de fase a tierra lo que técnicamente podemos considerar como un corto circuito, en realidad los esquema diferenciales de línea frecuentemente aíslan una de las fallas más peligrosas en los SEPs, este tipo de fallas originan grandes incrementos de corrientes y el abatimiento de voltaje en el sistema y de no aislarse se manera correcta en los mejores tiempos expone al equipo eléctrico primario y podría ser aislado por otros esquemas de protección que involucre el seccionamiento de otras áreas donde se tenga carga sana.



Considerando que por estadísticas la falla de fase a tierra es la más común en líneas de transmisión y subtransmisión el esquema diferencial de línea no es único esquema de protección que aislé fallas de corto circuito en líneas, se tienen otros esquemas de protecciones contra fallas de sobre corrientes (corto circuito), los cuales estaremos analizando en el contenido de este trabajo.

Los relevadores obtienen la información de los voltajes y las corrientes que circulan por las líneas de transmisión mediante equipo eléctrico primario, estos son transformadores de corriente y transformadores de potencial, los cuales operan bajo un acoplamiento magnético entre devanados (primario y secundario). Un devanado es conectado a la parte de potencia del Sistema y otro es conectado a los relevadores que supervisan la sección del sistema eléctrico. Los relevadores de protección se conectan al SEP por medio de estos transformadores de corrientes y potenciales, mediante la información que obtienen de magnitudes de corrientes y voltajes los relevadores actúan para emitir señales apertura a interruptores.

Al presentarse una falla en cualquier punto del SEP en el punto de falla se podrá ocasionar 1) la circulación de una gran cantidad de corriente, 2) el abatimiento de voltaje, 3) la elevación del voltaje y/o 4) variaciones de frecuencia, entre otros. En cualesquiera de los 4 casos o en la combinación de cualquiera de los anteriores los transformadores de corriente y los transformadores de potencial reflejan en sus devanados secundarios estas variaciones mediante corrientes y voltajes precisos. Los relevadores analizan estas señales y dependiendo de la configuración de este

se realizan evaluaciones o se emiten señales para apertura de interruptores para seccionar la falla.

Voltajes y corrientes son las señales más importantes para los relevadores independiente del tipo de relevador, marca o modelo. El principio de todo relevador es evaluar las señales de corrientes y voltajes y tomar decisiones conforme a los cambios de estas señales.

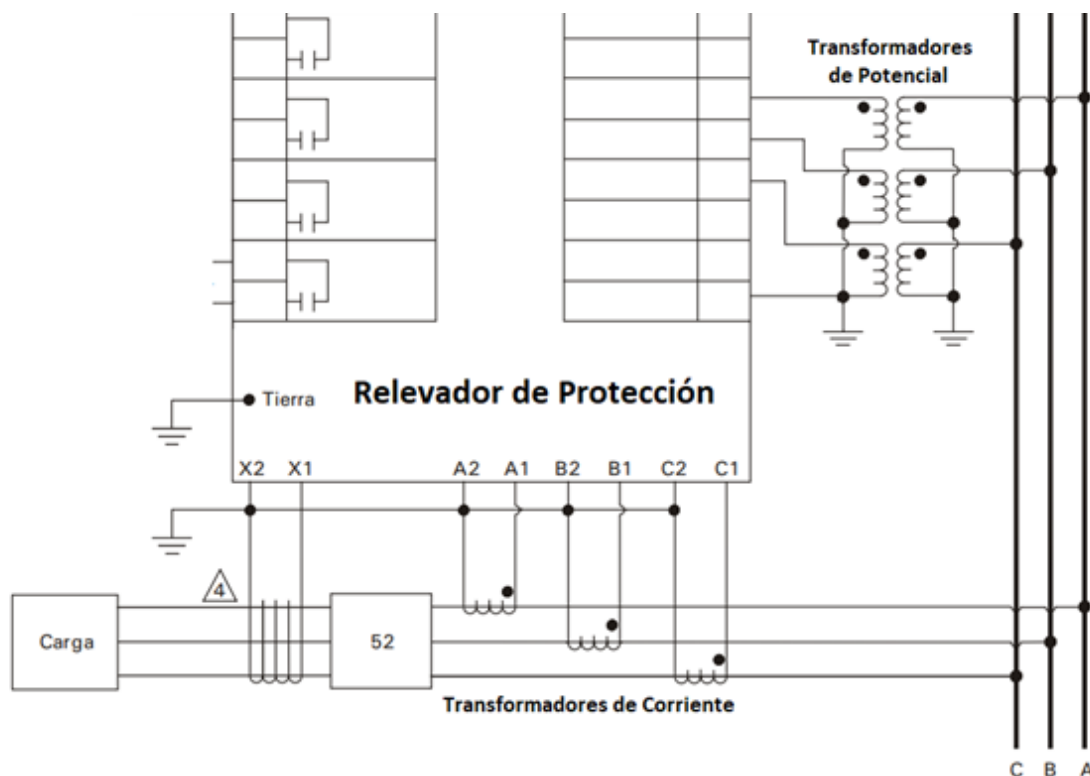


Figura 5 Diagrama de Conexión de Corrientes y Voltajes a un Relevador

En resumen, podemos mencionar que los relevadores diferenciales de línea y en general cualquier esquema de protección reduce el daño que podría presentarse por la condición de una falla al reducir los tiempos en el que el equipo eléctrico primario está expuesto a sobre corrientes, evitando que la falla pueda extenderse a otras zonas afectando carga sana o convirtiéndose en un problema mucho mayor. Cuando se presenta una falla en un sistema eléctrico de potencia la forma más eficiente de aislar la falla es seccionar (aislar) solo el elemento o elementos que se encuentren en condición de falla o comportamiento anormal. Con el objetivo de solo aislar la falla en la zona estrictamente con problema, se denominan zonas de cobertura para los esquemas de protección (generadores, transformadores, barras,

líneas de transmisión, etc.), estas zonas de cobertura están normalmente delimitadas por interruptores que van a permitir seccionar una falla desconectando de forma rápida y automática los elementos en condición de falla (evitando la salida innecesaria de equipos), sin afectar al resto del sistema.

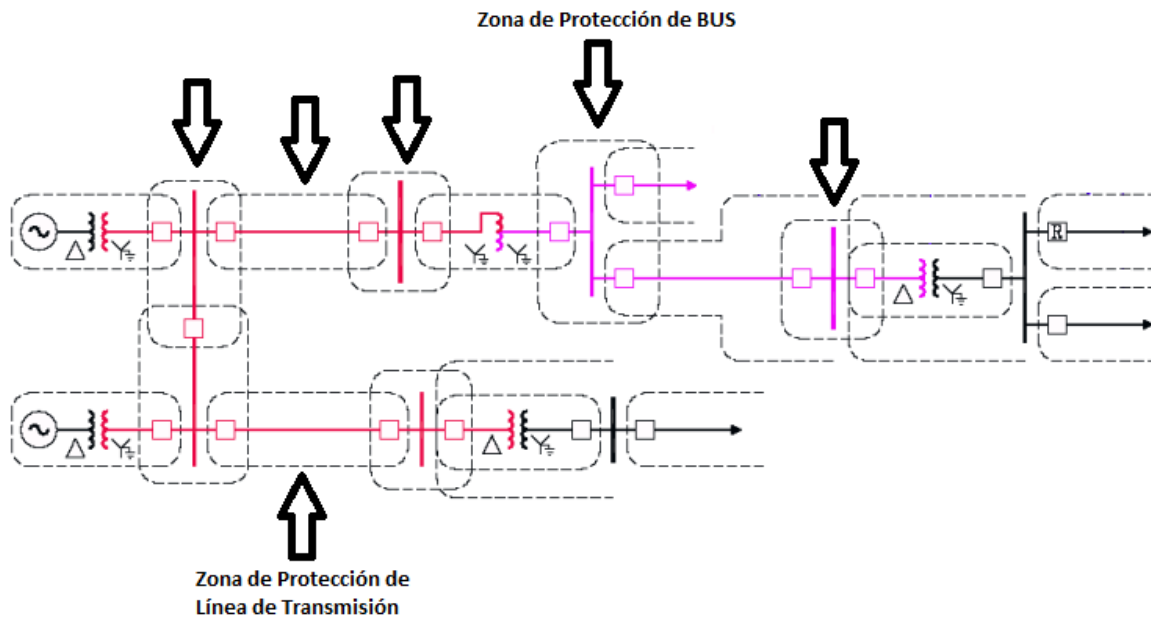


Figura 6 Zona de Cobertura de los Esquemas de Protección.

Las zonas son traslapadas en el punto de delimitación (normalmente delimitadas por interruptores) con el objetivo de no tener zonas sin protección, por lo que tendríamos zonas con dos esquemas de protección supervisando y en su caso aislando una falla, pero logramos cubrir todas las zonas, la conexión típica se muestra en la siguiente figura:

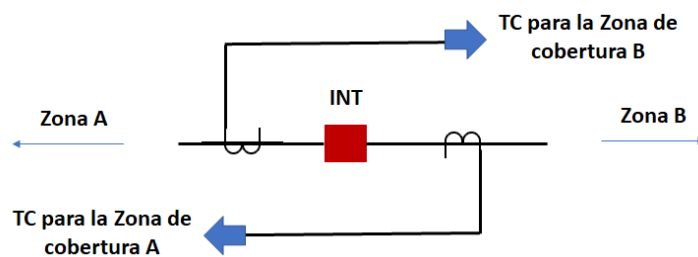


Figura 7 Principio de Traslape de Zonas de Coberturas.

Comúnmente los relevadores de alta velocidad operan entre 3 y 5 ciclos ($1/20$ seg, para 60 Hz) y la diferencial de línea es un relevador de alta velocidad, las ventajas de protecciones de alta velocidad son muy relevantes ya que exponen en menor tiempo al equipo eléctrico y con llevan menor riesgo humano en caso de accidentes. Sin embargo, una muy alta velocidad nos puede ocasionar operaciones incorrectas por transitorios en el Sistema.

La coordinación de las protecciones y estudio de corto circuito (cargas máximas por capacidades de generación, transformación y líneas de transmisión) en función de los generadores es necesario en los Sistemas eléctricos de potencia, incluso el estudio de fallas trifásicas y fallas sucesivas que por estadísticas son las menos comunes debe incluirse en estos estudios. Situaciones como el disparo no simultaneo de los interruptores que aíslan una línea pueden generar abruptamente la redistribución de los flujos de potencia, el análisis de voltajes de secuencia cero y voltajes/corrientes de secuencia negativa también deben formar parte de estos estudios.

La protección primaria es el primer frente que se tiene para aislar fallas en las zonas de protección, idealmente esta protección debe aislar la falla con la apertura simultanea de los interruptores aislando exclusivamente la zona con falla. Cuando una falla se presente en la frontera de las zonas de protección donde se tienen traslapes (con el objetivo de no dejar ninguna zona sin protección), serán abiertos los interruptores relacionados a estas 2 zonas de protección, pero siguen siendo los necesarios para aislar la falla.

Si por alguna razón la falla no es aislada por la protección primaria, comúnmente en paralelo se tiene un segundo esquema de protección de “respaldo” que monitorea la zona de protección, el cual debe estar coordinada con la protección primaria, sin embargo, este esquema conforme al diseño podría ocasionar la apertura de más interruptores que los necesarios para aislar la falla.

Las protecciones de respaldo son de 2 tipos: local y remoto, el respaldo es local cuando la falla es aislada en la misma subestación, mientras que el respaldo remoto contempla la apertura de interruptores de subestaciones cercanas, los esquemas de respaldo observan la falla desde el inicio y actúan por tiempo, si la falla no es aislada después de un determinado tiempo actúan emitiendo la señal de disparo de los interruptores (comúnmente se aíslan más elementos que los necesarios para aislar la falla).

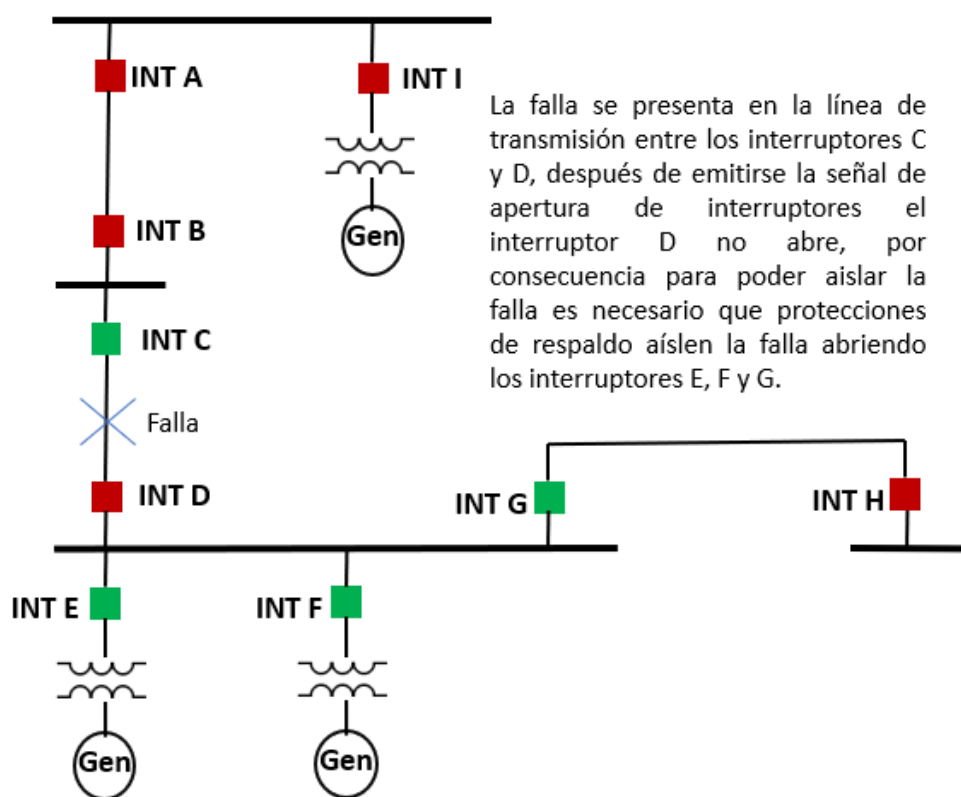


Figura 8 Diagrama unifilar de protecciones de respaldo (local y remota)

En la coordinación de protección es importante considerar el tiempo que le lleva a un relevador diagnosticar la falla, entre menor sea es mucho mejor.

Tiempo de Operación del Relevador: Es el tiempo que tarda un relevador desde que se inicia una falla de un equipo primario, hasta que se envía la salida de disparo, durante este tiempo el relevador realiza la medición de sus entradas analógicas, procesa la información y emite su decisión de disparo.³

³ Especificación, CFE G000-81

La protección de respaldo por falla de interruptor, este esquema de protección también actúa por tiempo, desde el inicio de la falla se arranca un temporizador y concluyendo el tiempo configurado (si es que la falla continua) se abre el interruptor asociado a este esquema de protección, cada interruptor cuenta con un esquema similar que de la misma manera ven la falla desde su inicio y arrancan su temporizador de tal modo que cumpliéndose el tiempo se estarían abriendo los interruptores que estén alimentando la falla.

Hay 2 tipo de protección de respaldo por falla de interruptor: local y remoto, en ambos los relevadores supervisan las corrientes que circulan por los interruptores y de existir una falla arrancan el temporizador si la falla continua al concluir el tiempo de los temporizadores se emite la señal de apertura de interruptores.

TIEMPO	TIEMPO DE DISPARO	PROTECCIÓN
Protección primaria	20 ms	87, 21 Z1
Protección secundaria	50 ms	21 Z2, 50 F1
Interruptores	200 ms	50 F1
Margen de coordinación	50 ms	RESPALDOS
Tiempo mínimo de operación de falla de interruptor	350 ms	67

Tabla 3 Tiempos de operación de esquemas de protección

Es importante considerar en los esquemas de protección de respaldo se debe considerar en el estudio el tiempo crítico para evitar que fallas sostenidas desestabilicen el sistema, así como la coordinación de protecciones con las subestaciones vecinas.

2.3 Relevadores de Protección.

Conforme la tecnología se ha desarrollado los relevadores de protecciones han evolucionado, en su inicio eran electromecánicos que basaban su principio de operación en los campos magnéticos que se generan con el paso de la corriente que TC (transformador de corriente) genera en los devanados secundarios, estos campos magnéticos generan en una fuerza electromecánica al interior del relevador

que en función de los ajustes accionaban contactos para disparos. Una de las principales características de estos relevadores es que en su gran mayoría no requieren alimentación adicional de VCD o VCA, es decir con la pura señal de voltaje y corriente del TC y TP trabajan.



Figura 9 Relevador Electromecánico

Con la evaluación de la tecnología y la llegada de los semi conductores (diodos, transistores, tiristores etc.) se desarrollan Relevadores estáticos que a diferencia de los relevadores electromecánicos no cuentan con partes móviles y requieren de alimentación externa (normalmente VCD) forzosa para su funcionamiento. Estos relevadores tienen mayor velocidad, sensibilidad y funciones, a diferencia de los electromecánicos, la configuración adquiere mayor espacio sin embargo sigue siendo muy poca.



Figura 10 Relevador Estático

Relevadores micro procesados, basan su funcionamiento a un microprocesador y por consecuencia en este tipo de relevadores sale a relucir la programación de las

lógicas en los microprocesadores, en este tipo de relevadores podemos tener literalmente todas las funciones que teníamos con los relevadores electromagnéticos o estáticos. No hay un solo algoritmo y no hay un solo microprocesador por lo que surgen muchos algoritmos y el uso de muchos microprocesadores en relevadores de protecciones.

*Relevador Microprocesado: Relevador de protección que basa su operación en microprocesadores, las señales de sus entradas analógicas de corriente y potencial son digitalizadas y las funciones de protección son, realizadas mediante algoritmos numéricos programados en el “firmware” del relevador.*⁴



Figura 11 Relevador con Microprocesador

Relevadores de protección multifunción del tipo micro procesado tienen muchas otras funciones aparte de su principal función que es la del esquema de protección, todas estas funciones se ejecutan en paralelo sin interferir una función con otra.

Algunas de estas características son:

- Registro secuencial de eventos
- Registro de falla y oscilo grafías
- Reporte de tipo de falla al SCADA
- Lógicas y evaluaciones
- Entre otros

⁴ Características técnicas para relevadores de protección, Especificación CFE G000-81

Los relevadores que basan su funcionamiento en microprocesadores reciben las señales analógicas provenientes del EEP, transformadores de corrientes y transformadores de potencial las cuales son muestreadas y digitalizadas mediante los algoritmos numéricos programados en el firmware del equipo. Los relevadores evalúan y procesan en todo momento las señales de tal manera que pueden identificar fallas, desviaciones de valores y/o anomalías en el Sistema, a fin de emitir señales de disparos en caso de ser necesario. En este tipo de relevadores se pueden tener varios esquemas de protección trabajando en paralelo sin que una de estas funciones interfiera una con otra (diferencial, sobre corriente, distancia etc.) siendo todo esto configurable en el equipo.

Como comunicaban tiempo atrás y como comunican actualmente los relevadores los eventos sucedidos a la UTR de la Subestación o al SCADA, con los relevadores electromecánicos la forma de señalar los eventos prácticamente estaba limitada a contactos (Normalmente abiertos o Normalmente cerrados) con la llegada de la estandarización nacen protocolos que intentan normalizar la comunicación de los relevadores con las estaciones locales de la subestación permitiendo tener mayor detalle del sitio y tipo de falla obteniendo información para análisis de las fallas y prevención de las mismas.

Con la llegada de la estandarización a la industria eléctrica nacen protocolos como MODBUS, DNP y IEC 61850. Actualmente los Relevadores con el Estándar DNP y IEC 61850 son los más popularizados y con mayor aceptación en la construcción de nuevas subestaciones. Siendo IEC 61850 el protocolo que contempla áreas de comunicación, control y protecciones de las Subestaciones eléctricas con amplio margen de aceptación en comparación con sus antecesores

2.4 Características de los Relevadores de Protección.

Las Características que cualquier relevador de protección debe cumplir son las siguientes:

1. Sensibilidad

- 2. **Selectividad**
- 3. **Velocidad**
- 4. **Confiabilidad**

Sensibilidad: Los relevadores de protección deben de tener la capacidad de operar en forma segura con las condiciones de falla o anomalía (que tengan configurados), aislando las fallas que ocurran dentro de su zona de protección sin provocar problemas en el resto del sistema, es decir aislando solo los elementos necesarios para seccionar la falla. Los relevadores deben de distinguir entre falla y sobrecarga e ignorar ciertos comportamientos del sistema eléctrico de potencia como son los transitorios, corrientes inrush de los transformadores y/o variaciones de frecuencia que se encuentren dentro de los parámetros permitidos.

Selectividad: Esta propiedad está ligada a la posición que tengan los transformadores de corriente, transformadores de potencial e interruptores lo que permite detectar y aislar en caso de falla, disturbio o comportamiento anormal solo el equipo eléctrico primario con falla, dejando en servicio y sin afectación el resto del sistema. Si se trata de una protección instantánea esta debe emitir las señales de disparo previo a que las protecciones de respaldo intenten aislar la falla teniendo en consecuencia que se aislen muchos más elementos que solo los requeridos para aislar la falla, lo que habitualmente se conoce como coordinación de protecciones.

Velocidad: El esquema ideal de protección será aquel que de manera instantánea emita la señal de disparo ante las condiciones de falla en el sistema, no obstante, entre más instantánea sea su operación más riesgo de operaciones en falso se tendrán por los transitorios en el sistema o por errores de medición en los instrumentos de medición (TC y TP). Sin embargo, se requiere que los esquemas respondan con la prontitud prevista en el diseño o estudio de coordinación de protección, una protección instantánea siempre debe emitir su señal de disparo previo a la protección de Respaldo. Logrando con esto, reducir los efectos del daño en el equipo eléctrico primario al estar expuesto a condiciones de falla. Con una adecuada velocidad se reduce durante la falla o disturbio, efectos negativos en el sistema eléctrico de potencia como sobre corriente, bajo voltaje, variaciones de frecuencia, o la combinación de estos en el resto del sistema.

Confiabilidad: Esta característica se reduce a que opera cuando debe operar y no opera cuando no debe operar. Los esquemas de protección considerando hardware, software y su equipo asociado deben de ser de muy baja probabilidad de falla, los fabricantes deben buscar componentes de muy alta calidad con el cumplimiento de las especificaciones y estándares requeridos para la fabricación de los relevadores, considerando que los relevadores previos a su puesta en servicio deben ser sometidos a pruebas a efectos de dictaminar su funcionamiento en escenarios del ambiente eléctrico. La configuración en los relevadores (la que el personal técnico realiza dependiendo de las coordinaciones y valores del sistema) juega un papel importante en confiabilidad, una mala configuración conlleva a una incorrecta operación lo que implica una mala confiabilidad.

Si no se cumplen cualquiera de estas 4 características (sensibilidad, confiabilidad, velocidad y selectividad) podemos incurrir en escenario donde no se presente la operación o se tenga la mala operación de un esquema de protección ante una falla o disturbio, por consecuencia se tendrá la operación de algún otro esquema de protección coordinado muy probable por tiempo que implique el seccionamiento de más elementos del sistema que solo los necesarios para aislar la falla.

El esquema debe funcionar a la velocidad requerida ya que el objeto principal de la protección por relevadores es desconectar un elemento defectuoso de un sistema lo más rápido posible. La sensibilidad y la selectividad son esenciales para asegurar que sean disparados los interruptores apropiados, la velocidad es la que minimiza el tiempo de la falla.

Otra característica que deben tener los relevadores de protecciones es la reposición a su estado normal después de haber emitido un disparo para aislar una falla en su zona de protección. Dependiendo de la configuración que se tenga en el equipo esta reposición puede ser automática (eléctrica) o manual.

La reposición automática se da cuando deja de existir las condiciones de falla por la apertura de los interruptores, las posiciones de los contactos que emitieron el disparo quedan en su posición previo a la falla (ya no hay falla), lo cual permitiría a

los operadores de las subestaciones (en Centro de Control) iniciar de manera inmediata el intento de restablecimiento de la línea, alimentador o cualquier otro elemento que por la condición de la falla fue aislado.

En la reposición manual la falla es aislada con la apertura de los interruptores, después de la apertura de los interruptores no hay condición de falla, sin embargo se requiere la intervención de personal técnico para el restablecimiento de este bloqueo esta función normalmente está relacionada a esquemas diferenciales de secciones que están dentro de una subestación como son barras y transformadores, con el objetivo de que personal técnico en sitio valide el estado o realice pruebas del equipo eléctrico primario antes de volver hacer una prueba de energización.

El código de protecciones ANSI que describe la función de restablecimiento manual es el **86 RELÉ DE ENCLAVAMIENTO FUERA DE SERVICIO**: Relé accionado eléctricamente y de reenganche eléctrico o manual que desconecta y mantiene desconectado un equipo después de condiciones anormales.⁵

2.5 Características y Principio de Operación del Esquema 87L.

El principio de protección diferencial de corriente de línea 87 se convirtió rápidamente en el más atractivo esquema de protección para líneas de transmisión en los sistemas de eléctricos de potencia actuales (para líneas cortas y medianas) principalmente por su inmunidad a las condiciones cambiantes del sistema (no importa el arreglo, las condiciones de generación, las modificaciones en el sistema), ofrece excelente sensibilidad, buen rendimiento en líneas multiterminales y compensadas en serie. Su simplicidad de aplicación le suma otro atractivo, desde el punto de vista de la comprensión tradicional ingeniería de protección. Los avances tecnológicos en las redes de comunicación han permitido que lo que antes fue considerado como una desventaja hoy en día sea solo un requerimiento, los

⁵ Código numérico para esquemas de protecciones.

esquemas diferenciales de línea requieren un canal de comunicaciones en todo momento disponible.

La protección diferencial de corriente de línea usa el canal de comunicaciones de para intercambiar datos instantáneos de corrientes, así como un mecanismo de sincronización para alinear la corriente (valores medidos en terminales de línea geográficamente dispersos).

La protección diferencial de corriente de línea 87L tiene como principio la ley de Kirchhoff de corrientes que no es más que calcular la suma vectorial de las corrientes desde cada extremo de la línea para detectar fallas en la zona protegida. La ley de Kirchhoff se resume con la siguiente figura y formulas:

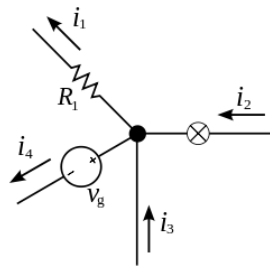


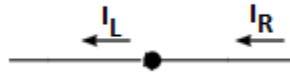
Figura 12 Ley de Corrientes de Kirchhoff

$$0 = \sum_{i=1}^N I_1 + I_2 + I_3 + I_4$$

En general la ley de Kirchhoff describe de forma generalizada de la siguiente manera, donde podemos tener N corrientes que entran o salen de un nodo, siempre se va a cumplir que la suma vectorial de estas corrientes es 0 (cero).

$$0 = \sum_{i=1}^N I_i$$

Para una línea de transmisión de 2 terminales la ley de Kirchhoff se reduce a un nodo con 2 corrientes de las mismas magnitudes la corriente que entra al nodo y la corriente que sale del nodo (el nodo es la línea de transmisión):



$$0 = I_R + I_L$$

Lo que es igual a:

$$I_R = I_L$$

Para la sincronización de los vectores de tiempo; Se utiliza la compensación con una medición de ping-pong del tiempo de propagación de las mediciones en el canal de comunicaciones. Lo que mide un extremo lo consideramos como una medición instantánea sin embargo al momento de compararlo con la corriente que se recibe del colateral, (por el tiempo de procesamiento y propagación) no se compara en el mismo instante, ese desfase entra en zona de restricción de los algoritmos diferenciales propios de cada marca ya sean lineales o circulares.

La comunicación ping-pong está definida en todos los algoritmos diferenciales de línea y no es más que responder cuando recibimos un mensaje, nuestro colateral responderá hasta no recibir nuestro mensaje y en consecuencia se establece la comunicación. Definir quien empieza primero la comunicación en algunos algoritmos es aleatorio o en otros se define a los relevadores como maestro o esclavo siendo el maestro quien normalmente inicia la comunicación.

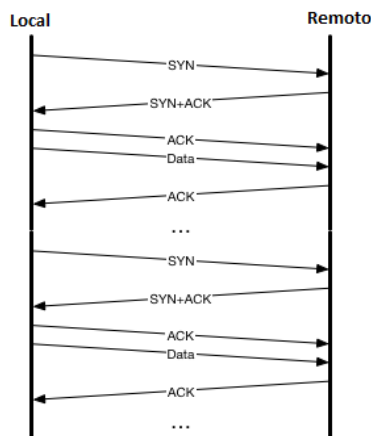


Figura 13 Compensación con una Medición de Ping-Pong

Idealmente podemos considerar que el tiempo de propagación en el canal de comunicaciones es el mismo en ambos sentidos (transmisión y recepción con tiempos iguales), cuando esto sucede simplemente se considera este tiempo para realizar la comparación.

Ahora consideremos un error de alineación de datos causado por retrasos desiguales en la transmisión y recepción de canales, en un canal de comunicaciones unidireccional con N cantidad de equipos de comunicación intermedios, la transmisión y los tiempos de recepción pueden ser diferentes (asimetría de canal), suponiendo nodos adyacentes en una dirección y nodos intermedios en la otra dirección (en un caso extremo, donde tenemos canales unidireccionales con diferente ruta en la red de comunicaciones).

En general en los esquemas diferenciales de línea se estima el retraso del canal unidireccional como el tiempo que tarda el canal de comunicaciones en realizar el intercambio de datos. En esta situación, el retraso de ida y vuelta es de aproximadamente 1 ms (el tiempo de propagación de la corriente eléctrica + procesamiento de la señal de la medición + el tiempo de canal de comunicaciones). El tiempo de propagación de la corriente por los conductores de una línea de transmisión se calcula considerando que la corriente eléctrica se propaga a la velocidad de la luz a 300,000 km/seg por lo tanto el tiempo de propagación LT 30 KM es el siguiente:

$$t = \frac{60 \text{ km } (1 \text{ seg})}{300,000 \text{ km}} = 0.2 \times 10^{-3} \text{ Seg}$$

El tiempo de procesamiento de la señal de medición en el relevador está en función de la velocidad del relevador, lo que se relaciona al reloj del equipo.

El tiempo de canal de comunicaciones depende del arreglo de la red de comunicación, la tecnología que se esté ocupando (TDM o paquetes) y la calidad del canal de comunicaciones.

En la siguiente figura de muestra como la corriente eléctrica circula por la línea de transmisión los TCs toman la medida de la corriente e informan al relevador los

valores, por medio del canal de comunicaciones el relevador informa a su colateral de las corrientes y al recibir el colateral la información el relevador contesta con los valores de corrientes que recibe de los TCs (en el otro extremo) e inicia el algoritmo de comunicación ping-pong.

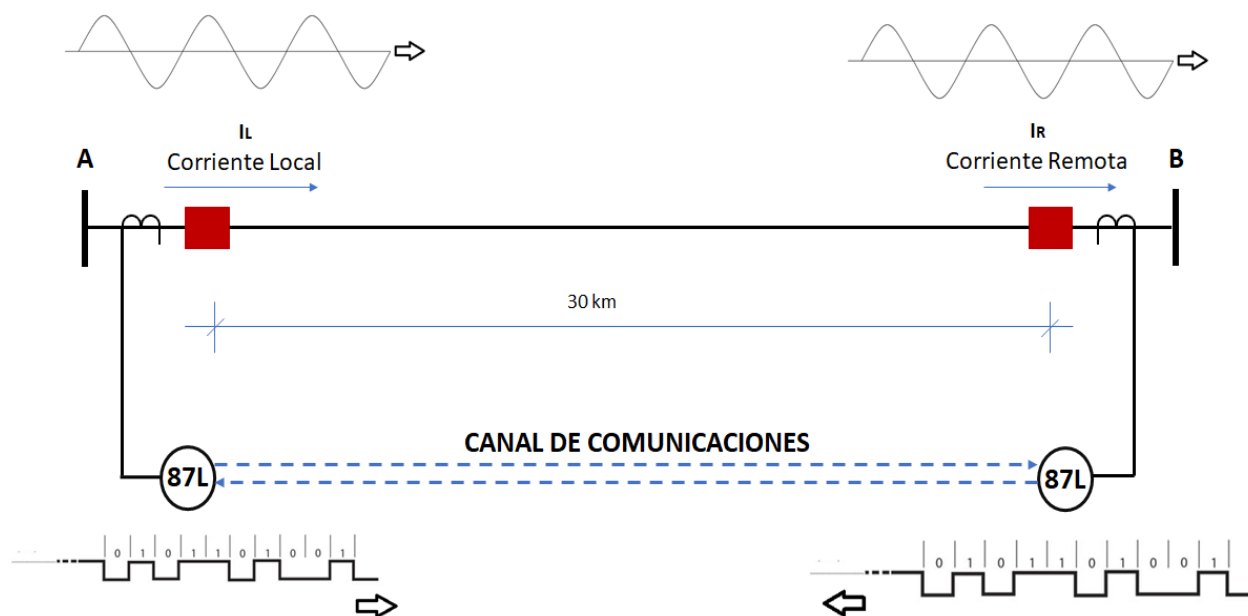


Figura 14 Tiempo de propagación y tiempo de canal de comunicaciones

Algunas referencias del como los algoritmos consideran el tiempo de programación es la siguiente:

El SEL-311L estima el retraso del canal unidireccional como la mitad del retraso de ida y vuelta. En esta situación, el retraso de ida y vuelta es de aproximadamente 2 ms (100 μ s en un sentido, 2 ms en el otro sentido, para un viaje de ida y vuelta total de aproximadamente 2 ms).⁶

El retraso promedio total del canal en cada dirección no es crítico, siempre que el retraso total de ida y vuelta sea inferior a 4 del sistema de potencia ciclos⁷

El esquema protección diferencial de línea es escalable para cualquier topología del sistema de transmisión, incluyendo líneas híbridas, la protección se basa en valores

⁶ SEL-311L-1, -7 Relay Protection and Automation System Instruction Manual

⁷ L90 Line Differential Relay UR Series Instruction Manual

de corrientes a partir de muestras que lo hacen inmune a variaciones de frecuencia y voltaje. Si la diferencial excede un umbral, entonces se puede requerir que el relé de protección se dispare. Si la corriente diferencial está por debajo de umbral, entonces se espera que el relé restrinja. El principio diferencial se resume a continuación:

$0 = (I_R + I_L)$ Condiciones normales en la línea

$0 \neq (I_R + I_L) > \text{Umbral}$ Falla en la línea.

2.6 Algoritmos de Esquemas Diferenciales de Línea.

En cada relevador del esquema diferencial de línea, los valores de entrada de corriente del sistema de energía se adquieren mediante los TCS, se muestrean y cada una de las muestras se convierte en valores digitales numéricos, que son enviados al relevador remoto, esto sucede para cada fase, y en cada terminal, cuando un relevador se tiene los valores de las corrientes local y remota calcula la suma vectorial de las corrientes que ingresan a la zona protegida.

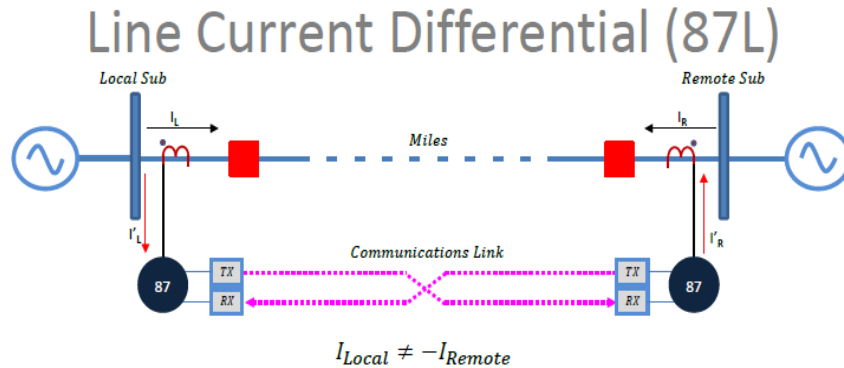


Figura 15 Esquema Diferencial de Línea

Para el proceso de digitalización de las señales que representan las magnitudes de las corrientes se realiza mediante las siguientes etapas: Muestreo, Cuantificación y Codificación.

El muestreo radica en tomar muestras periódicas de la amplitud de la señal analógica relacionada a los valores de las corrientes. El intervalo entre muestras debe ser constante y mayor al doble de la frecuencia que es nuestro caso es 60 Hz

(más de 120 muestra por segundo) por el teorema de Nyquist-Shannon que refiere que la tasa de muestreo debe ser superior al doble de su ancho de banda.

El ritmo de este muestreo (que tantas veces vamos a tomar los valores de corrientes en 1 segundo), llamado frecuencia o tasa de muestreo determina el número de muestras que se toma en un segundo, es este caso nuestra frecuencia fundamental es 60 Hz por lo que con un muestreo superior a los 120 Hz es más que suficiente.

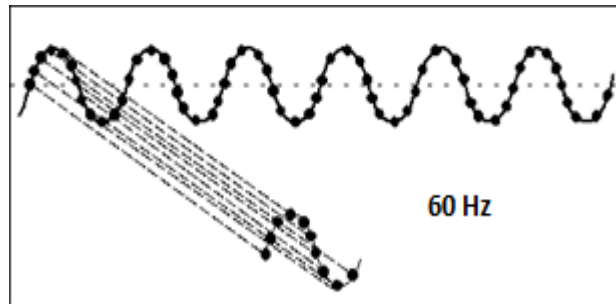


Figura 16 Muestreo de una Onda Senoidal de 60 Hz

El proceso de *cuantificación* es uno de los pasos que se sigue para lograr la digitalización de una señal analógica que corresponde al valor de la corriente que recibe de los TCs. Básicamente, la cuantificación lo que hace es convertir una sucesión de muestras de amplitud continua en una sucesión de valores discretos preestablecidos según el código utilizado entre más valores discretos se tengan mayor será la precisión que se tenga de los valores de las corrientes.

Durante el proceso de cuantificación se toma el valor de la corriente de cada una de las muestras, obtenidas en el proceso de muestreo, y se le atribuye a un valor finito (discreto), seleccionado por aproximación dentro de un margen de niveles previamente fijado (entre más niveles más precisión, pero conlleva el uso de más bits de información). Los valores preestablecidos para ajustar la cuantificación se eligen en función de la propia resolución que se requiera según la funcionalidad. Si el nivel obtenido no coincide exactamente con ninguno, se toma como valor el inferior más próximo.

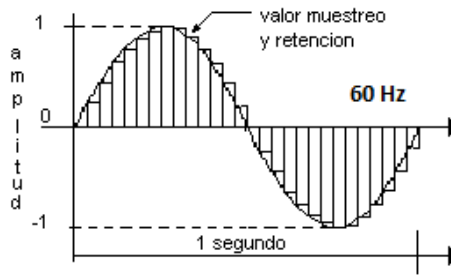


Figura 17 Cuantificación de una Onda Senoidal de 60 Hz

La Codificación es el último de los procesos que tiene lugar durante la conversión Analógica-Digital, recordar que los relevadores que basan su funcionamiento en microprocesadores forzosamente requieren procesar las señales analógicas para obtener señales digitales. La codificación consiste en la traducción de los valores de la corriente eléctrica que circula por la línea de transmisión y que previamente fue ha sido cuantificada al sistema binario. La señal analógica va a quedar transformada en un tren de impulsos digital (sucesión de ceros y unos):

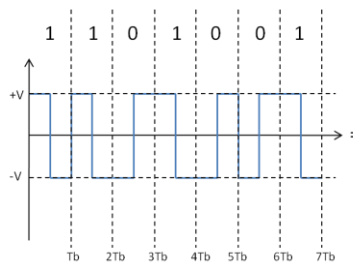


Figura 18 Codificación de una Onda Senoidal de 60 Hz

Una vez concluida la digitalización los valores de corrientes son enviados al colateral e inicia la comunicación ping-pong, un relevador envía su primera medición y el extremo responde con su medición local.

¿Como son tratados los Errores de compensación de retardo de tiempo de canal (asimetría de canal)? De inicio los relevadores consideran un canal simétrico, cuando reciben respuesta del relevador remoto, consideran que el tiempo de canal es la suma del tiempo de transmisión más el tiempo de recepción:

$$Tiempo Tx = \frac{\text{Tiempo de canal}}{2}$$

$$Tiempo Rx = \frac{Tiempo de canal}{2}$$

$$Tiempo de canal = Tiempo Rx + Tiempo Tx$$

Al recibir la corriente remota comparan con la corriente que se midió tiempo atrás, el tiempo que le llevo al canal de comunicación trasportar el paquete de datos de un relevador a otro.

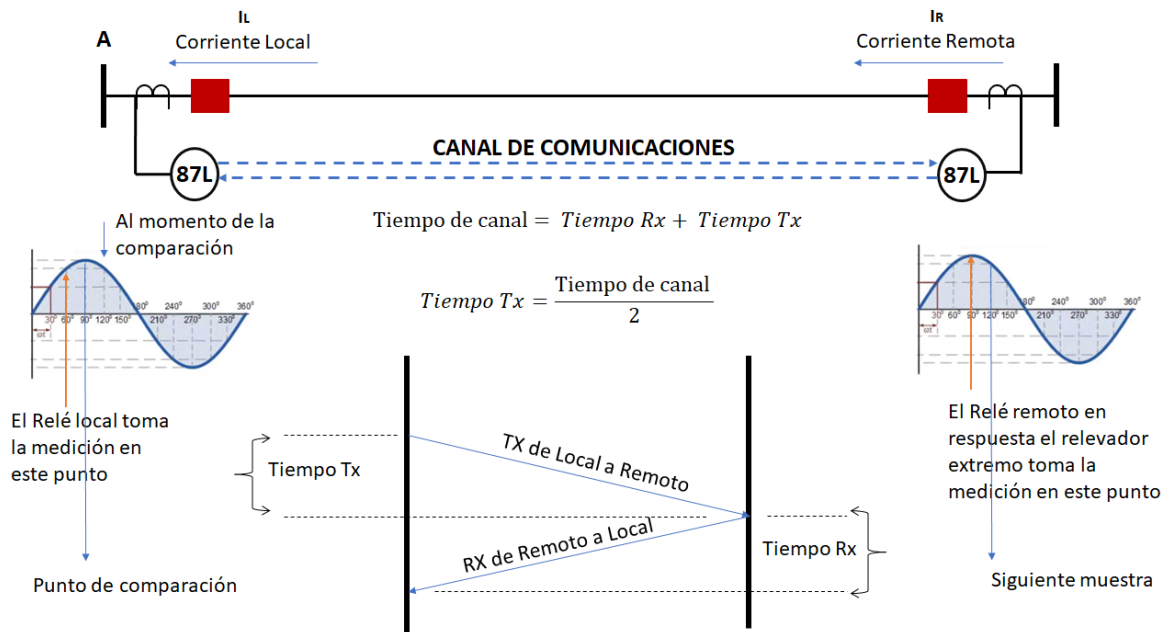


Figura 19 Tiempo de Compensación por Retrasos en Canal de Comunicaciones

La protección diferencial de línea requiere la comparación de corrientes medidas en los diferentes terminales de línea. Para garantizar la precisión del cálculo de la corriente diferencial, los valores actuales derivados localmente y los valores derivado de entradas en terminales remotas debe alinearse con una referencia de tiempo común antes que el algoritmo diferencial haga los respectivos cálculos. Este proceso se llama "Alineación de tiempo" o "Sincronización". La sincronización puede ser logrado mediante el uso de señales de tiempo precisas de fuentes tales como relojes atómicos o el satélite de posicionamiento global Sistema (GPS). Se recomienda sincronizar el muestreo usando una entrada GPS para esquemas que usan comunicaciones que pueden estar sujetas a cambio. Sin embargo, para muchas aplicaciones, el muestreo asíncrono se puede usar y los relés pueden

sincronizar automáticamente los vectores actuales utilizando la técnica de "ping-pong".

Existen ciertos requisitos para que la red de comunicaciones logre un funcionamiento estable. Diferencial de línea la protección mediante muestreo asíncrono requiere que el sistema de comunicaciones tenga baja latencia, simetría y alta estabilidad.

Los esquemas de protección diferencial de línea pueden implementarse utilizando GPS para sincronizar el muestreo están configurados para recurrir al muestreo asíncrono, por lo que estos requisitos también pueden ser aplicables a estos esquemas.

La latencia del canal de comunicaciones afecta el tiempo que tardan las muestras actuales en viajar al extremo remoto durante comparación, lo que afecta el tiempo que tarda el relé en detectar la presencia de una condición de falla diferencial. El muestreo asíncrono se basa en una medición continua del tiempo de propagación y la transformación del vector, realizado por la función diferencial para alinear las muestras actuales. Se realiza la medición del tiempo de propagación, mediante contadores internos en los relevadores diferenciales de línea, basado en la técnica de ping-pong, que promedia el retraso entre los tiempos de envío y recepción, suponiendo latencia simétrica en las direcciones de transmisión y recepción entre los dos relés.

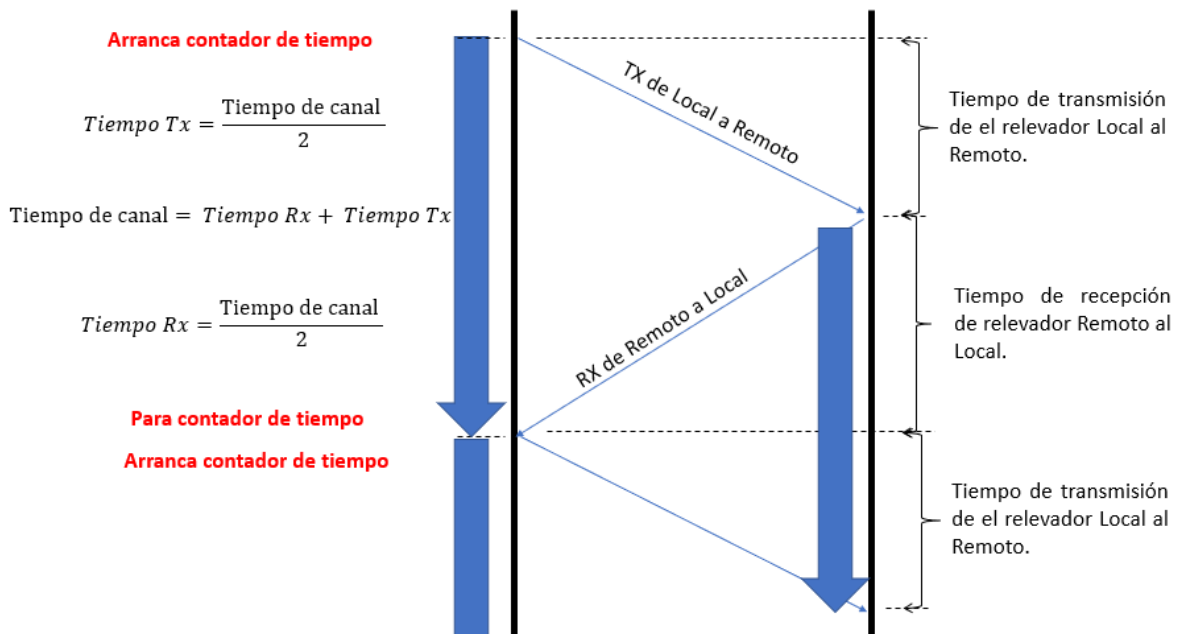


Figura 20 Calculo de tiempo de canal de Comunicaciones

La presencia de un retraso asimétrico en los datos recibidos y transmitidos da como resultado una alineación incorrecta del vector, que puede producir una corriente diferencial falsa y puede dar como resultado un disparo falso de la protección.

CAPÍTULO 3: CANALES DE COMUNICACIÓN

3.1 Introducción:

¿Para que usan los esquemas de protecciones los canales de comunicación? De alguna manera los esquemas de protecciones antes del desarrollo tecnológico en las comunicaciones trabajaban de forma local y aislada, hoy en día es común ver implementados canales de comunicaciones en esquemas de protecciones sin embargo podemos decir que no hay una total dependencia, se debe considerar escenarios donde se pierda comunicación con los colaterales.

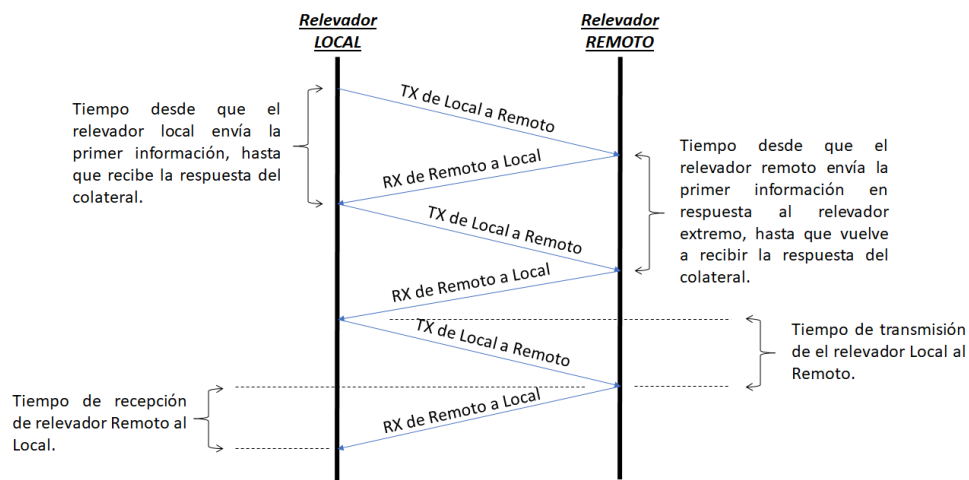
Los esquemas de protección usan los canales de comunicaciones para acelerar la velocidad de respuesta de los esquemas de protección, un esquema diferencial de línea requiere forzosamente el canal de comunicación, pero si este se pierde hay

esquemas de protección de respaldo que estarán actuando cuando no se cuente con el esquema diferencial de línea.

Existen ciertos requisitos para que la red de comunicaciones logre un funcionamiento estable, la diferencial de línea mediante muestreo asíncrono requiere que el sistema de comunicaciones tenga baja latencia, simetría y estabilidad. La latencia del canal de comunicaciones afecta el tiempo que tardan las muestras actuales en viajar al extremo remoto para la suma vectorial y comparación, lo que afecta el tiempo que tarda el relé en detectar la presencia de una condición de falla diferencial en la línea de transmisión.

El muestreo asíncrono se basa en una medición continua del tiempo de propagación en el canal de comunicaciones, realizado por la función diferencial para alinear las muestras actuales. Se realiza la medición del tiempo de propagación, basado en la técnica de ping-pong, que promedia el retraso entre los tiempos de envío y recepción, suponiendo latencia simétrica en las direcciones de transmisión y recepción entre los dos relés.

Cuando un relevador envía una primera muestra (de los valores de corriente) mediante el canal de comunicaciones este inicia con un contador de tiempo y espera recibir la respuesta por parte del colateral, (en el caso que no se reciba respuesta del colateral, se atribuye a una falla en el canal de comunicaciones) si se recibe respuesta se toma el dato del contador de tiempo considerando el tiempo del canal de comunicaciones para comparar con la muestra que corresponde al tiempo.



La presencia de un retraso asimétrico en los datos recibidos y transmitidos da como resultado una comparación incorrecta de los valores de corrientes, que puede producir una corriente diferencial falsa y puede dar como resultado un disparo falso de la protección, sin embargo, todos los algoritmos diferenciales de línea consideran una zona de restricción donde normalmente se encuentran estas desviaciones con el propósito de no tener disparos incorrectos. Del mismo modo, la presencia de jitter en el canal de comunicaciones conduce a un cambio constante en el promedio del tiempo de retraso de propagación.

El principio de protección diferencial de corriente de línea es el más atractivo en los sistemas eléctricos de potencia actuales por sus varias características, quizá la más relevantes es la que es inmune a modificaciones en el Sistema, recientemente hay un aumento constante de fuentes no tradicionales (eólica, solar, entre otras), la diferencial de línea tiene excelente sensibilidad, buen rendimiento en líneas multiterminales y compensadas en serie a esto se le suma la simplicidad de aplicación. El desarrollo que se ha tenido en los sistemas de comunicaciones y el costo reducido de redes de comunicaciones promueven aún más este esquema de protección, que como bien sabemos la diferencial de línea tiene una total dependencia del canal de comunicaciones para intercambiar datos de corrientes.

Estas son dimensiones de aplicación relativamente nuevas para un ingeniero de protección, pero son absolutamente importantes tanto para la seguridad y fiabilidad del esquema de protección diferencial de línea.

Por estas razones estaremos estudiando las características más relevantes de los canales de comunicaciones tales como:

- Disponibilidad
- Latencia
- Tasa de errores
- Simetría del canal

Disponibilidad: Como parte indispensable del esquema de protección 87L el canal debe tener una disponibilidad elevada. Canal con alta disponibilidad significa no solo

proporcionar comunicación entre los reveladores (local y remoto) del esquema de 87L, sino mantener sin interrupciones la comunicación. La disponibilidad del canal es un parámetro de entrada en los cálculos generales de disponibilidad del esquema de protección 87L y como tal, se espera que esté en el rango de alta disponibilidad. La redundancia de canal es un buen método de mejorar la disponibilidad de canal se trata de tener 2 canales de comunicación independientes activos de tal manera que ante la falla de un canal se tenga comunicación entre los relevadores mediante el canal de respaldo.

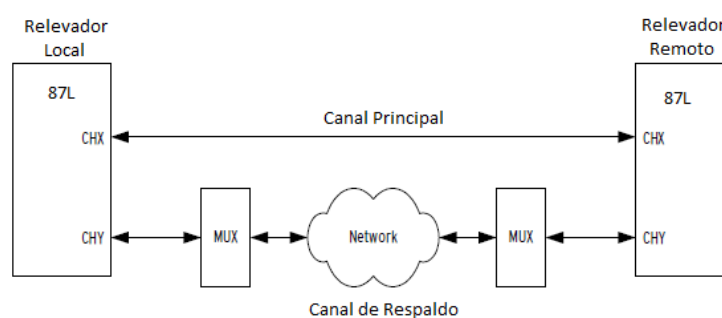


Figura 22 Esquema de Protección Diferencial de Línea con Canal de Comunicación Redundante

Latencia: (retraso del canal o tiempo de propagación del canal) es un dato que debe ser considerado en los cálculos de las diferencias de corriente. El tiempo que le lleva a la información llegar de un extremo a otro para implementar es esquema 87L. La latencia excesiva es un problema puede ocasionar la no operación correcta de la diferencial de línea o el bloqueo del esquema al violar los tiempos críticos para los cálculos de los algoritmos. Requisitos típicos para la latencia del canal 87L está en el rango desde un 1 milisegundo hasta los 10 milisegundos, fuera de estos rangos quizá exista comunicación, pero ni la requerida para el esquema diferencial de línea.

La latencia debe entenderse como el tiempo de propagación de equipo a equipo tiempo que incluye el almacenamiento en búfer y el procesamiento de cualquier activo dispositivos de comunicación utilizados para comunicar los relevadores 87L.

Además, la latencia en el peor de los casos es interesante porque en algunas redes, la latencia puede cambiar considerablemente, dependiendo del tráfico de datos, modos de falla o configuración de red cambios

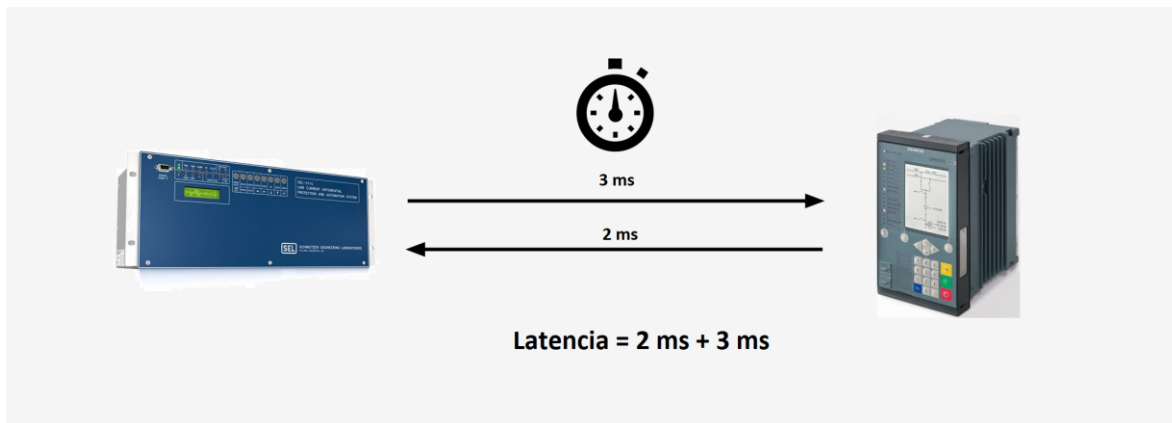


Figura 23 Latencia del canal de comunicaciones

Tasa de Errores: Los errores de bit (es decir, la corrupción de datos en tránsito) afectan la seguridad y fiabilidad de la protección 87L que se basa en los datos que se transmiten por el canal de comunicaciones. Los relevadores 87L incorporan procedimientos para detectar posibles errores en las tramas de los bits por distorsiones, fallas o problemas que se puedan presentar en el canal de comunicaciones. Se espera que el canal de comunicaciones tenga una tasa de error baja (BER). Un valor BER alto no solo pone en peligro la seguridad del esquema de protección, sino que deteriora la confiabilidad al causar que la función 87L detecte recurrentemente errores y sean rechazados los datos con errores, lo que implica que en ese preciso momento no está disponible la diferencial de línea, es decir si los datos que fueron detectados con errores y fueron descartados contenían información relacionada a una falla franca en la línea de transmisión se deberá esperar el siguiente paquete de datos que no tenga errores para detectar la falla por parte de los algoritmos de la diferencial.

Los requisitos de utilidad típicos para BER están en el rango de 10^{-3} a 10^{-6} para canales de 87L. El requisito exacto para cada equipo diferencial de línea depende de la marca y es necesario la consulta de los datos técnico del equipo. Por el avance tecnológico que se ha tenido en las comunicaciones en la última década se tienen

canales de comunicaciones con una BER muy baja y canales de comunicaciones con mucha confiabilidad.

$$BER = \frac{\text{Numero de Errores}}{\text{Total de bits transmitidos}}$$

Simetría del canal: Los esquemas 87L pueden alinear las corrientes remotas y locales usando el canal solo (es decir, sin la ayuda de ningún tiempo externo referencia), pero solo si el canal es simétrico (es decir que el mismo tiempo que le lleva a la información llegar del relevador A al relevador B sea el mismo tiempo en el sentido contrario). Esto significa que los tiempos de propagación en las direcciones de transmisión y recepción son iguales. Para estos esquemas, la simetría del canal es una característica clave del canal.

Asimetría dependiendo de los algoritmos puede estar en el orden de un cuarto a la mitad de un ciclo de energía (según el diseño del relé), los esquemas 87L pueden alinear la corriente sin fuentes de tiempo externas. Como en el caso de latencia de canal, la peor asimetría es cuando se puede generar un disparo en falso o una no operación del esquema de protección.

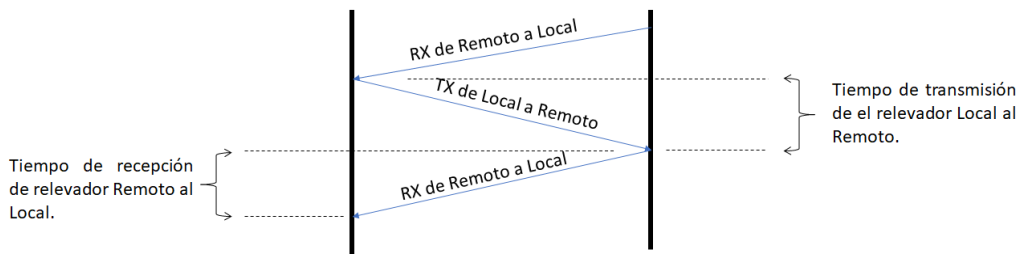


Figura 24 Comunicación Ping-Pong y latencia en Canal de Comunicaciones

3.2 Hilo Piloto.

Este canal consiste en un par de conductores, generalmente de tipo telefónico, por los que la información puede transmitirse mediante señales de corriente alterna o directa (actualmente en desuso), en lo que refiere a la corriente alterna de frecuencia del sistema (50 o 60 Hz) o con una frecuencia del orden de 1000 a 3000 Hz (tonos de audio). Estos conductores deben de estar lo menos posible expuestos a interferencias electromagnéticas o alguna otra interferencia para garantizar un

adecuado nivel de confiabilidad del canal; para conductores aéreos de debe considerar las protecciones necesarias para evitar interferencias.

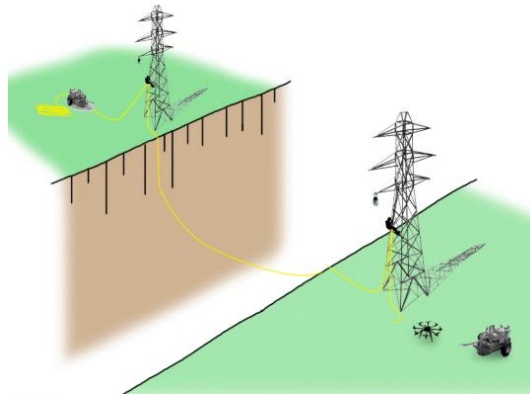


Figura 25 Canal de comunicación para 87L, Instalación Hilo Piloto

Como todo canal de comunicaciones hay ventajas y desventajas, hay valores límites admisibles de la resistencia serie y la capacidad paralela del hilo piloto; aunque se dispone de medios para compensar parcialmente los efectos de estos parámetros sobre el funcionamiento del canal, ellos constituyen restricciones a la longitud del canal y al calibre mínimo de conductor a utilizar. No es recomendable la aplicación de la protección por hilo piloto en líneas superiores nos 25 Km.

Un problema que se enfrenta en este tipo de canal de comunicación es el del sobrevoltaje, que están determinados por dos causas fundamentales. Una de ellas es la inducción electromagnética entre los conductores piloto y la línea de transmisión. En este caso la situación más crítica es la de los cortocircuitos a tierra, en que la corriente de secuencia cero puede inducir valores altos de voltaje. Si los conductores se disponen trenzados, en ambos se inducen voltajes prácticamente iguales, por lo que entre ellos no aparecen grandes diferencias de potencial que puedan provocar la operación incorrecta de la protección. Sin embargo, los valores de ese potencial con respecto a tierra pueden ser altos, y deben tratar de reducirse. La variante más común a este fin consiste en colocar una pantalla en el par trenzado de conductores con una cubierta metálica, que se pone a tierra en ambos extremos y en distintos puntos de longitud. Esta conexión debe estar aislada de la malla de tierra de la subestación. Cuando ocurre un cortocircuito a tierra, la corriente que

circula por el apantallamiento tiene un sentido tal, que reduce el campo magnético asociado con la corriente de cortocircuito. Un buen apantallamiento puede reducir el sobrevoltaje por inducción electromagnética a menos de la mitad de su valor.

La segunda causa de los sobrevoltajes es la elevación que experimenta el potencial de la malla de tierra de la subestación cuando ocurre un cortocircuito a tierra en la línea debido a la circulación de parte de la corriente de retorno por tierra a través del paso resistivo que existe entre la tierra remota y la malla de tierra. En las subestaciones con altos niveles de cortocircuito a tierra, la elevación de este potencial puede ser considerable, y ello precisamente hace recomendable que el apantallamiento del hilo piloto se aisle de la malla de tierra (si se conecta también a la malla de tierra, las corrientes circulantes resultantes del sobrevoltaje pueden incluso dañarlo). El sobrevoltaje aparece, por tanto, entre los conductores de hilo piloto y su apantallamiento, que está conectado a la tierra remota. Es conveniente que el aislamiento de los conductores sea capaz de soportar este sobrevoltaje, y en caso contrario habrá que disponer de una protección especial contra el mismo.

Al instalar dispositivos especiales de protección contra los dos tipos de sobrevoltaje mencionados anteriormente, se garantiza la seguridad del personal y de los equipos conectados al canal. El funcionamiento de estos dispositivos no deberá afectar el funcionamiento normal de la protección por hilo piloto. Adicionalmente existirá la necesidad de brindar protección contra sobrevoltajes por descargas atmosféricas o por contactos con circuitos de potencia, en cuyo caso no se considera indispensable garantizar el buen funcionamiento de la protección piloto.

El asegurarse de los altos niveles de confiabilidad en la protección implica la necesidad de supervisar sin interrupciones el estado del canal. Por esto, se utilizan equipos de supervisión que comprueban el estado del hilo piloto inyectando en éste una corriente directa, que permiten detectar cortocircuitos, circuitos abiertos o contactos a tierra.

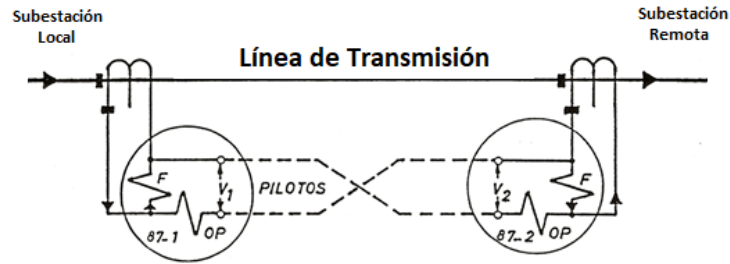


Figura 26 Diagrama para 87L, Hilo Piloto

En realidad, el canal de comunicación de mediante la tecnología hilo piloto nos da la ventaja que no hay retraso en la llegada de la corriente local y remota a los extremos correspondientes, las corrientes que circulan de los secundarios de los TCs se conectan al relevador de manera local y mediante acoplamientos se hacen circular por los cables del hilo piloto. Sin embargo, esta tecnología está en desuso y no hay un interés para retomar el uso de esta.

3.3 Fibra Óptica.

La comunicación entre las Subestaciones se realiza mediante canales de fibra óptica, las subestaciones requieren comunicación para el telecontrol, lo que permite a los centros de control monitorear alarmas, eventos y disparos desde las consolas de los centros de control, esta fibra óptica que comunica las subestaciones comúnmente esta instalada en la parte superior de las estructuras de las líneas de transmisión en paralelo a los conductores de las líneas.

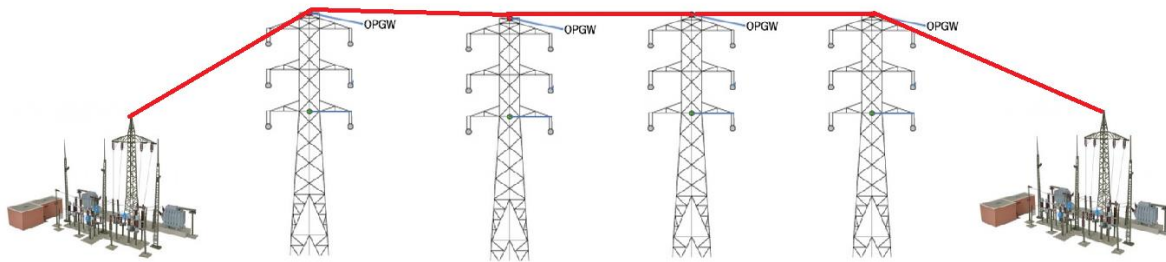


Figura 27 Fibra Óptica en una Línea de Transmisión

En la figura se muestra la forma típica del como esta instalado el cable de Fibra Óptica, Los cables de conexión a tierra de fibra óptica (OPGW, Optical Ground Wire) se emplean en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, teniendo la doble función de transmisión de datos y de conexión a tierra. Los cables OPGW se encuentran en la parte superior de las estructuras para cumplan su función de blindaje de los conductores de la línea de transmisión.

Al contar con fibra óptica en la trayectoria de la línea y teniendo la comunicación de Subestación a Subestación la fibra óptica se usa también para comunicar los relevadores diferenciales de línea, Una conexión directa de fibra punto a punto entre relés 87L a menudo se considera la comunicación preferida para la línea esquemas diferenciales, en la gran mayoría de las líneas de transmisión de tiene instalado fibra óptica del tipo OPGW por lo que la idea de tener comunicados los relevadores mediante fibra óptica dedicada es una práctica común.

Esquema previo canal de comunicaciones de protección PP1 87L, asociado a la LT VIC-93K350-CFI

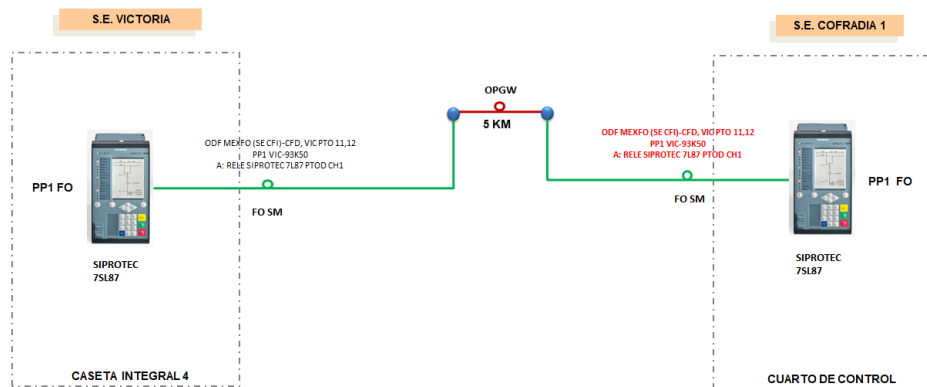


Figura 28 Fibra Óptica dedicada entre Relevadores SIPROTEC 7SL87

Los enlaces directos punto a punto con fibra óptica dedicada no involucran a ningún otro equipo activo o componentes que podrían fallar o introducir modos de falla en el canal de comunicaciones. Esta característica aumenta la disponibilidad del canal, sin embargo, la desventaja es que estos canales carecen de redundancia inherente.

Los enlaces directos de fibra punto a punto se comunican a la velocidad de luz a través de la fibra óptica mono modo (con una longitud de onda λ de 1310 nm y 1550 nm). No se incurre en demoras adicionales como resultado de la conversión a señales eléctricas, codificación, almacenamiento en búfer, multiplexación y demultiplexación, rutas, problemas en equipos intermedios entre otras situaciones que se tienen en las redes de Comunicaciones. La tasa de errores en canales de fibra punto a punto es bajísima y normalmente si en enlace de fibra óptica se encuentra en buenas condiciones (atenuación adecuada, dispersión monocromática dentro de los parámetros, ente otros), la presencia de errores no es imputables al canal (la fibra óptica dedicada es un elemento pasivo) sino a los equipos. La fibra es inmune a la interferencia eléctrica que es una situación común en el sistema eléctrico de potencia. Esta inmunidad permite a los relevadores o equipos que se comunican por fibra óptica OPGW mantengan la BER en el orden de 10^{-5} a 10^{-6} .

Los canales de fibra punto a punto por su naturaleza son simétricos. Los tiempos de propagación dependen de la velocidad de la luz en la fibra óptica y como tal, están garantizados para ser idénticos en la transmisión y recepción de información que se transmite por el par de fibras ópticas. Los canales punto a punto son normalmente pasivos y prácticamente reducido a un medio físico (el par de hilos de fibra óptica). Como resultado, son fáciles de probar, requiere una interfaz pasiva (jumper óptico) en forma de conexión de fibra en el chasis del relé y no están sujetos a cambios de configuración y mantenimiento de red o algunas otras situaciones. Ningún otro tráfico de datos tiene lugar en un sitio dedicado al enlace que de lo contrario puede afectar la seguridad y / o fiabilidad del esquema 87L.

Alguna de las desventajas de usar punto a punto directo Enlaces de fibra para aplicaciones de 87L. La Distancia es limitada y está en función del hardware que se tiene en el relevador (la interfaz óptica puede ser para corto, mediano y largo alcance), los relevadores dependiendo de su equipamiento pueden establecer un enlace óptico con otra diferencial de línea hasta una distancia de 100 kilómetros, una de las desventajas del esquema diferencial de línea es que no es la mejor opción para líneas con longitudes superiores a los 50 km, teniendo esto como consideración y en virtud de que por hardware los relevadores pueden establecer enlaces hasta de 100 km la mejor opción para líneas mayores a 100 km es usar otros esquemas de protección que no sea la diferencial de línea.

Otro tema para considerar cuando se implementan enlaces de fibra óptica dedicada para esquemas diferenciales de línea es la subutilización del ancho de banda los medios de fibra son capaces de transmitir de manera confiable miles de megabits por segundo y son capaces de proporcionar servicios de comunicaciones para ciudades enteras a través de una sola fibra par. Un esquema típico de 87L usa en el orden de 64 Kbps por segundo, en gran medida subutilizando.

En un enlace punto a punto de fibra óptica dedicada para un esquema diferencial de línea no se proporciona redundancia ante una falla de la fibra. Muchos relés 87L admiten dos puertos que en aplicaciones de dos terminales se puede usar con dos enlaces punto a punto para proporcionar efectivamente redundantes vías de

comunicación sin embargo las rutas deben ser independientes, es decir que la falla de una ruta implique la falla en ruta de respaldo.

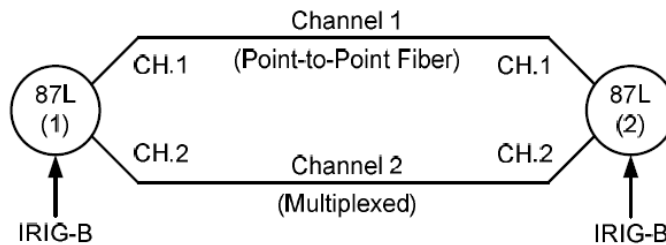


Figura 29 Esquema Diferencial de Línea con Canal Principal y Respaldo

Un par de relevadores al comunicarse a través de enlaces directos de fibra dedicada de punto a punto, la interfaz de comunicación de los relevadores 87L se comunican directamente entre sí, generalmente utilizando un método patentado por la marca del fabricante. Comúnmente para estos esquemas se utilizan relevadores de la misma marca, modelo y mismo firmware, dentro de cualquier esquema 87L dado, y debido a este enfoque, sus interfaces de comunicación son naturalmente compatibles para establecer la comunicación. El par directo de fibra es solo un medio físico (un elemento pasivo) para que se pueda establecer la comunicación entre los relevadores.

3.4 Multiplexor TDM.

Los datos de una diferencial de línea 87L también se pueden transportar a través de un multiplexor TDM (Time Division Multiplexing) de jerarquía digital síncrona (SDH, Synchronous Digital Hierarchy), abordando las ventajas y desventajas de los canales directos de fibra óptica por estos canales multiplexados podemos tener canales redundantes pero la desventaja es la latencia al tener equipos activos intermedios en el canal de comunicación. Los sistemas SONET / SDH están diseñados para proporcionar canales confiables y deterministas, desde el punto de vista del relevador 87L, aparece un servicio SONET / SDH como un enlace virtual punto a punto.

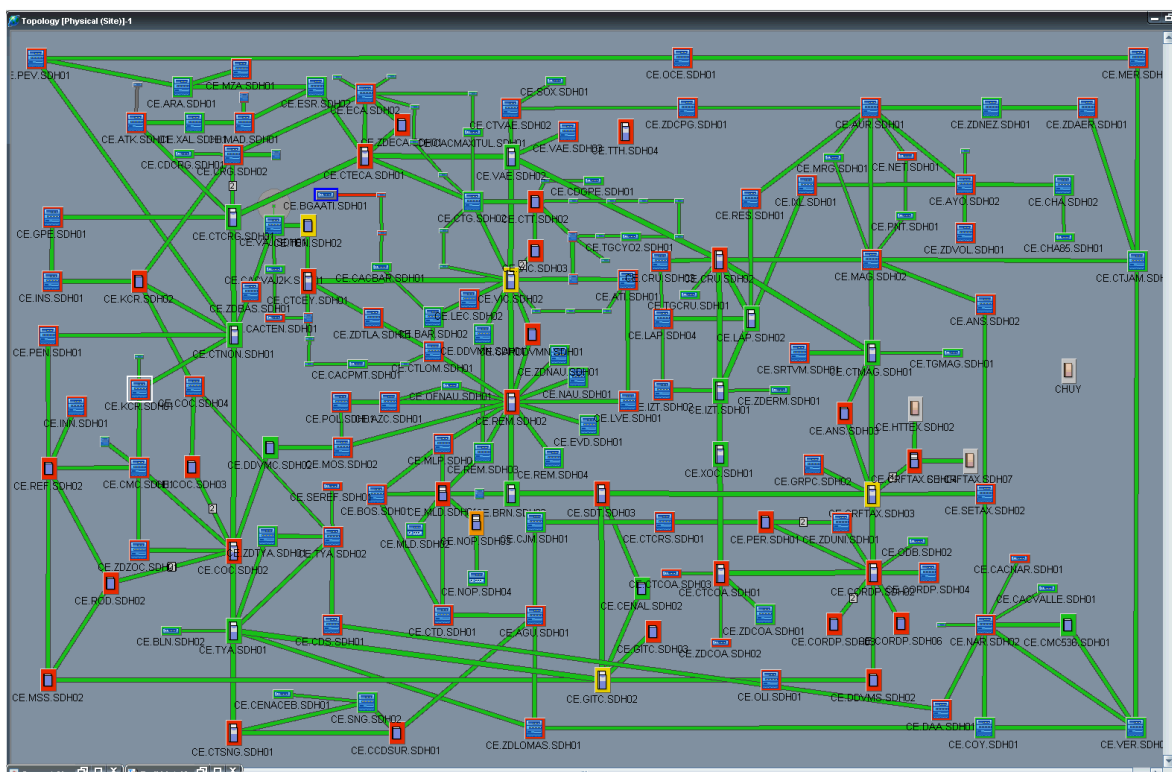


Figura 30 Red de Transporte SDH, CFE Valle de México

La Disponibilidad de canales multiplexados a través de una red de transporte TDM SHD se ve afectada negativamente por la disponibilidad de los muchos dispositivos intermedios (equipos de comunicaciones, nodos intermedios, convertidores, conexiones entre otros) y canales físicos que llevan los datos. Este deterioro en la disponibilidad se compensa con el mecanismo de conmutación automática cuando las topologías lo permiten la conmutación a una ruta de respaldo es automática ante la falla de un elemento en la red de transporte, donde la red enruta el tráfico de datos alrededor de un canal físico fallado o un dispositivo en la red fallado.

En relación con la latencia de canales de fibra multiplexados, los retrasos en las redes multiplexadas TDM SDH son más largos porque incluye conversión de señal y almacenamiento en búfer, además de tiempo de viaje de la luz en fibra. Los retrasos pueden cambiar a medida que la red cambia de ruta para solventar fallas en enlaces o dispositivos. La tasa de errores en canales de fibra multiplexados (BER) son más altas en conexiones multiplexadas en comparación con las

conexiones directas de fibra. Esto es porque hay más puntos donde el ruido puede acoplarse en equipos intermedios, conexiones, convertidores de última milla etc..

La Simetría de canales de fibra multiplexados, los canales simétricos ya no son un hecho en un sistema multiplexado, varios multiplexores usan la topología de conexión anillo unidireccional. Esto significa que la transmisión y recepción de datos los caminos ya no están acoplados por que se usa una ruta para la transmisión y otra ruta para la recepción lo que implica un canal asimétrico sin embargo si la desviación baja puede ser tolerada por los algoritmos diferenciales de línea. La red de transporte del sistema multiplexor necesita proporcionar un método para avalar que las rutas de transmisión y recepción cambian o se modifican por la conmutación de manera automática con las mismas rutas, una asimetría de corta duración es tolerable para aplicaciones de 87L, dependiendo del diseño y algoritmo del relevador.

En realidad, los enlaces directos punto a punto y multiplexados se usan en esquemas diferenciales de línea 87L. La capacidad de infraestructura para dedicar un par de fibras a un determinado esquema de protección 87L o valorar el costo y las características del uso de canales multiplexados dentro la tecnología SONET / SDH. Muchos relevadores 87L admiten doble puertos para facilitar la redundancia de las comunicaciones. Un puerto se puede conectar a un canal dedicado punto a punto, mientras el otro puede usar una conexión multiplexada.

Los canales multiplexados son canales realmente digitales, en un extremo de transmisión, el relevador 87L registra sus datos y el multiplexor de interfaz muestrea la señal de datos en el búfer y la transporta hacia el destino. En el destino (extremo receptor), el multiplexor registra los datos y el relevador 87L muestrea la señal de datos para uso en su elemento diferencial 87L. En este caso se utilizan interfaces estándar entre los relés y multiplexores, estas interfaces son históricamente EIA-422 (Norteamérica) o G.703 (Europa y México) para Interfaces de hardware eléctrico (cobre). El IEEE C37.94 estándar especifica un dedicado y universal basado en fibra Interfaz multimodo (850 nm) para canales de protección multiplexados.

El uso de interfaces de comunicaciones estándar proporciona los beneficios de la experiencia de campo y madurez, con muchos esquemas implementados con éxito en la industria eléctrica. Sin embargo, la necesidad de usar una interfaz entre los relevadores 87L y los dispositivos de comunicaciones de un tercero (un proveedor de servicios ajeno a la compañía eléctrica) agregan complejidad, se solicitan pruebas adicionales de tipo y pruebas de certificación. La situación de México y especialmente en CFE es que la compañía instalo y opera una red de Comunicación TDM SDH, y dentro de la misma compañía se suministran los canales de comunicación requeridos para los esquemas de protecciones y los canales de comunicación que se requieren para la operación de la empresa.

TDM, SONET proporciona excelente seguridad de datos y aislamiento de flujos de datos considerando que TDM lo que hace es compartir medios físicos de alta velocidad entre multiplexados canales; Cada canal tiene un intervalo de tiempo reservado y por lo tanto, un ancho de banda garantizado inherentemente protegido contra la congestión debido a picos de tráfico de datos y otros problemas que pueden ser inherentes con redes de transporte genéricas basadas en paquetes, que excluyen ellos de aplicaciones como 87L. Normalmente, las aplicaciones 87L requieren un ancho de banda de 56 kbps, pero comúnmente se les asigna un canal con la capacidad 64 kbps es capacidad es muy común y es la que ocupa un canal de voz TDM multiplexado.

Cuando el equipo de transporte experimenta un evento que conduce a cambiar a una ruta a una ruta de respaldo, la sincronización los bits pueden perderse momentáneamente del equipo de transporte. Cuando el marco T1 o E1 vuelve a estar disponible desde el nodo de transporte, el equipo del canal ajustará el puntero de encuadre necesarios hasta los circuitos y asociados los algoritmos de detección y corrección de errores pueden volver a ejecutarse.

El cambio de ruta es una ventaja inherente de en redes de comunicaciones TDM SDH, El estándar SONET, aplicado en redes de clase de telecomunicaciones y de clase empresarial y aplicado de manera más rígida en redes de clase de protección, requiere una interrupción en un circuito para ser detectado en 10 milisegundos y restaurado en 50 milisegundos en el lado del transporte. El canal parte del equipo

de red puede requerir un adicional 60 milisegundos para replantear (sincronizar) con el canal con el equipo en el extremo remoto. Esto puede resultar en un total tiempo de interrupción de hasta 120 milisegundos (tenga en cuenta que el grado de protección los multiplexores realizan el cambio de ruta en 5 milisegundos).

El re enrutamiento automático de datos alrededor de medios fallidos o fallidos dispositivo de comunicaciones efectivamente proporciona canal redundancia. La redundancia de canales es una característica deseada para 87L aplicaciones, pero también puede crear problemas.

Primero, cambiar una ruta en una sola dirección (transmitir o recibir) podría hacer que la latencia del canal sea diferente en una dirección en comparación con el otro y por lo tanto crear canal asimetría. Este método de cambio es común en equipo de transporte de clase de telecomunicaciones, pero atípico en redes de clase de subestación o para esquemas de protección, en nuestro caso un esquema diferencial de línea.

En segundo lugar, cambiar a una ruta mucho más larga puede conducir a latencia de canal más allá del límite especificado impulsado por el Tiempo máximo de viaje de 87L. A este respecto, la longitud del camino no es solo la longitud física de la fibra, pero también está relacionada con el recuento de dispositivos y latencia introducidos por cada dispositivo que lleva los datos.

Tercero, la ruta alternativa es típicamente difícil de probar. Pruebas requeriría forzar una falla de red, y esto es típicamente difícil o no permitido. Como resultado, la ruta alternativa puede tener características desconocidas hasta cierto punto, y cambiar a él puede causar problemas para los esquemas 87L.

Además, dependiendo del diseño de la red de comunicaciones y la ruta que allí seleccionado como respaldo, puede haber más de una ruta alternativa, exponiendo el esquema 87L para una mayor variabilidad en los escenarios de fallas de algún enlace o equipo en la red de comunicación TDM SDH.

Cuarto, los mecanismos de cambio de ruta pueden presentar fallas y conducen a conexiones cruzadas accidentales entre diferentes esquemas de 87L (incluidos los

loopbacks). Si no se previene por los relés o las redes de clase de subestación, estas conexiones cruzadas podrían causar un mal funcionamiento, típicamente de 87L esquemas involucrados.

Compatibilidad con multiplexores SONET de clase de protección herramientas de configuración, prueba y monitoreo para hacer el cambio de rutas de manera segura. Protección personalizada a esquemas diferenciales 87L, los esquemas deben indicar cuidadosamente sus requisitos cuando viene al cambio de ruta. Algunos parámetros para considerar especificando los peores retrasos de latencia de canal, red tiempos de conmutación / conmutación por error, tolerancia de retardo asimétrica y revisión conjunta de ingeniería de telecomunicaciones y protección de expansión o configuración de la red de telecomunicaciones cambios en el lado del transporte.

La protección 87L es la siguiente:

- Para evitar la asimetría del canal, el multiplexor debe ser capaz de seleccionar las rutas principales y de respaldo a nivel del canal. Esto asegura que el camino más corto se utiliza para los datos 87L transmitidos y recibidos.
- En el caso cuando solo hay un enlace (transmitir o recibir por el mismo enlace de fibra óptica) lo que se conoce como un enlace radial, y este enlace se ve afectado por una degradación en la fibra óptica o falla del equipo de comunicaciones. Los servicios se afectarán no hay forma de respaldar o conmutar, el multiplexor también debe tener la capacidad para realizar una función de "encender el amarillo". El amarillo se refiere a la alarma amarilla del canal afectado. Esta la alarma indica que la interfaz del canal remoto no ya no se reciben datos. La interfaz remota cambia la ruta recibida automáticamente cuando los datos no están disponibles en la ruta principal. Esta asegura que los datos utilizados por el multiplexor sean siempre enviados por el mismo camino (simétrico). El método funciona porque en el anillo unidireccional, los datos siempre se transmiten en ambas direcciones a través del anillo y siempre están disponibles para su uso por el 87L interfaz de canal.

- Inversión automática a la ruta primaria en el canal la restauración es otra característica requerida para proporcionar rendimiento óptimo sin mayor intervención del usuario.

Cambio automático de la ruta de respaldo a la ruta primaria o preferida debe ser automática dentro de la red de comunicaciones y transparente a la sistema de retransmisión una vez que la red de comunicaciones es restaurado, estas opciones avanzadas no están disponibles en multiplexores de clase de telecomunicaciones, y por lo tanto, los usuarios de 87L optan por no cambiar de ruta y solicitan rutas estáticas para canales de 87L, particularmente cuando se usan redes grandes con muchos dispositivos heredados de clase de telecomunicaciones. En esto escenario, una falla de medio o multiplexor conduciría a una pérdida de comunicaciones entre relés 87L en lugar de a un cambio en la ruta de comunicación. No es raro que redes SONET de clase de protección para completar la detección de una interrupción de la ruta del circuito, cambiar a una ruta saludable y restaurar conectividad al nivel de 0 en 5 milisegundos o menos sin dar lugar a caminos asimétricos. Una vez que la primaria ruta está curada y es estable, el sistema normalmente se puede configurar en volver automáticamente a la ruta preferida sin ninguna otra interrupción del circuito. El tiempo total del ciclo para una red SONET de clase de telecomunicaciones puede ser tan larga como 120 milisegundos, puede introducir una asimetría significativa en redes grandes y es posible que no vuelvan automáticamente a camino preferido.

3.5 Radio Enlace PTP.

Los dos extremos de una línea pueden geográficamente estar separados por muchos kilómetros y para poder comparar dos corrientes requerimos forzosamente de un canal de comunicaciones, quizá costoso por la longitud de la línea de transmisión, este gasto puede estar justificado, pero generalmente se pueden usar diversos canales de comunicación para los esquemas de protección menos costosos. La protección diferencial se propone que este comunicada a través de la comunicación inalámbrica. La zona protegida está determinada exactamente por la ubicación de los Interruptores y TCs. En esos puntos se instalan radio enlaces (que

deben tener línea de vista) y mediante un puerto de comunicación estándar (C.37.94 o G703) del relevador diferencial de línea se entrega la información al radio enlace quien a su vez entrega en el extremo de la línea de transmisión al relevador colateral la información de las corrientes y viceversa.



Figura 31 Esquema 87L con Canal de Comunicación Radio Enlace

Uno de los requisitos para los radio enlaces es que se requiere una línea de vista franca para poder levantar en enlace, este requisito depende de las condiciones geográficas, construcciones existentes o algunas otras situaciones de las que difícilmente se puede tener control, otra de las desventajas es que los radio enlaces aun y cuando ya se encuentran en operación es susceptible a condiciones climatológicas adversar es decir lluvias, neblina o descargas atmosféricas pueden afectar la operación del radio enlace.

El tiempo de implementación de un radio enlace es muy bajo (cuando existen condiciones), el costo es mucho menor en comparación con la implementación de enlaces con fibra óptica punto a punto o comparados con el costo que implicaría implementación de una red TDM SDH.

3.6 Multiplexor MPLS (Paquetes).

Hasta el momento hemos hablado de canales de comunicación dedicados o multiplexados, donde podemos conocer los tiempos de latencia y sabemos que en el caso de canales multiplexados la asignación de un tiempo en los canales de alta

velocidad está garantizado y de alguna manera es confiables, son canales síncronos donde el tiempo de latencia normalmente es el mismo y donde los paquetes van en orden, empezaremos con una tecnología de comunicación que no es síncrona y el orden de los paquetes que se envían por estos canales pues no el mismo orden con el que llegan al extremo remoto.

Esta tecnología es MPLS y es una tecnología basada en ethernet dentro del modelo de referencia OSI esta fusión de encuentra entre la capa 2 y 3, derivado a que no son funciones de enrutamiento y tampoco son funciones de enlaces las que se realizan con MPLS.

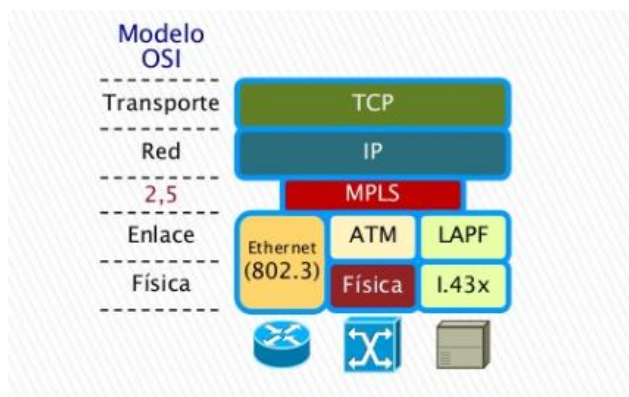


Figura 32 Modelo de referencia OSI, Capa 2.5 Modelo OSI

¿Por qué abordar MPLS? Una razón es la que justifica que el que estemos entrando a detalle con el tema de MPLS, IEC 61850 es un protocolo que basa su funcionamiento en ethernet, en direcciones IP, nuestra propuesta es comunicar los relevadores de diferente marca mediante el protocolo IEC 61850 lo que implica comunicar equipos con puertos ethernet y direcciones IPs y MPLS es por mucho el mejor protocolo para comunicar estos equipos ethernet.

MPLS es una técnica del como conmutar los paquetes en lugar de hacer enrutamiento, no un servicio, por lo que puede ofrecer desde VPN IP hasta Ethernet metropolitana.

Actualmente en las redes convencionales cada ruteador debe tomar una decisión de reenvío independiente para cada paquete basándose únicamente en el encabezado de la capa de red del paquete. Por lo tanto, cada vez que un paquete

llega a un enrutador, el enrutador debe "calcular, consultar y decidir" dónde enviar el paquete para que llegue a su destino. El enrutador hace esto al referirse a tablas de enrutamiento complejas (por todo lo que se requiere hacer para obtener u actualizar estas tablas).

El proceso se repite en cada salto a lo largo de la ruta hasta que el paquete finalmente llegue a su destino. Todos esos saltos y todas esas decisiones de enrutamiento individuales dan como resultado un rendimiento deficiente para aplicaciones sensibles al tiempo como videoconferencia o voz sobre IP (VoIP) y sobre todo nuestro servicio una diferencial de línea que como sabemos el tiempo es determinista para el funcionamiento correctos de los algoritmos.

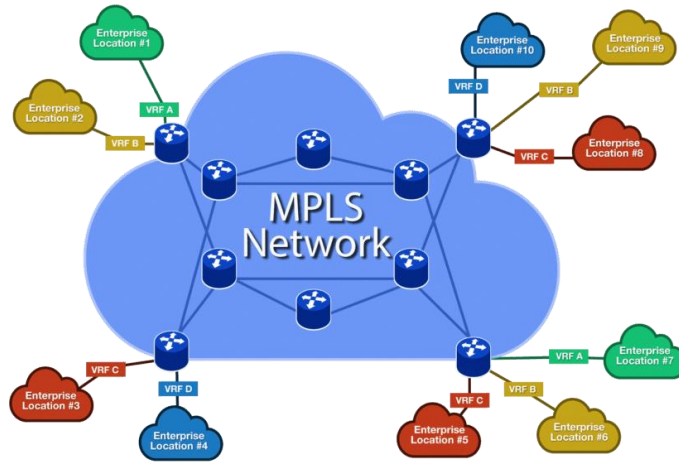


Figura 33 Red MPLS

¿Qué es MPLS? La conmutación de etiquetas de protocolo múltiple (MPLS), aborda este problema estableciendo rutas predeterminadas y altamente eficientes que conmutan mediante etiquetas. Con MPLS, la primera vez que un paquete ingresa a la red, se asigna a una clase de equivalencia de reenvío específica, que se indica al agregar una etiqueta al paquete. Cada enrutador de la red tiene una tabla que indica cómo manejar el enrutamiento de los paquetes, por lo que una vez que el paquete ha ingresado a la red, los enrutadores no necesitan realizar un análisis de encabezado. En cambio, los enrutadores posteriores usan la etiqueta como un índice en una tabla que les proporciona el camino que el paquete debe seguir.

Esto permite a la red MPLS la capacidad de manejar paquetes con características particulares (tales como provenientes de puertos particulares o que transportan tráfico de tipos de aplicaciones particulares) de manera consistente. Los paquetes que transportan tráfico en tiempo real, como voz, video o nuestro canal de comunicación para el esquema diferencial de línea, se pueden asignar fácilmente a rutas de baja latencia en toda la red, algo que es difícil con el enrutamiento convencional. El punto clave de la arquitectura con todo esto es que las etiquetas proporcionan una forma de tratar cada paquete en los enrutadores, información diferente a que los enrutadores tenían previamente.

¿Cómo funciona MPLS? La bondad de MPLS es que no está ligada a ninguna tecnología subyacente. Ha habido mucha confusión sobre si MPLS es un servicio de Capa 2 o Capa 3. Pero MPLS no encaja en ninguna de las jerarquías de siete capas de OSI. De hecho, uno de los beneficios clave de MPLS es que separa los mecanismos de reenvío del servicio de enlace de datos subyacente. En otras palabras, MPLS puede usarse para crear tablas de reenvío para cualquier protocolo subyacente.

Específicamente, los enrutadores MPLS establecen una ruta de conmutación de etiquetas (LSP), una ruta predeterminada para enrutar el tráfico en una red MPLS. Solo después de que se haya establecido un LSP, puede producirse el reenvío de paquetes en el dominio de MPLS. Los LSP son unidireccionales, lo que significa que el tráfico de retorno se envía a través de un LSP diferente, sin embargo, las rutas de transmisión y recepción pueden ser las mismas, lo que permitiría tener un canal con simetría, tema que es importante en los canales de comunicación para los relevadores diferenciales de línea.

La etiqueta MPLS es insertada entre el campo de la Capa II y el encabezado de la capa III. Las etiquetas definen el destino y el tipo de servicio para cada paquete. Cada router es libre de asignar el número de etiqueta al paquete y lo da a conocer a sus equipos vecinos.

Cuando un usuario final envía tráfico a la red MPLS, se agrega una etiqueta MPLS mediante un enrutador de entrada MPLS que se encuentra en el borde de la red. La etiqueta MPLS consta de cuatro sub-partes:

- La etiqueta: contiene toda la información de los enrutadores MPLS para determinar dónde debe reenviarse el paquete.
- QoS: se usa para Quality of Service (QoS) para establecer la prioridad que debe tener el paquete etiquetado.
- Parte inferior de la pila: la parte inferior de la pila le dice al enrutador MPLS si es el último tramo del viaje y no hay más etiquetas que preocuparse.
- Time-To-Live: identifica cuántos saltos puede hacer el paquete antes de descartarlo.

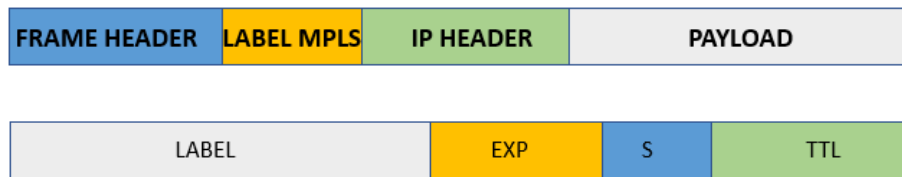


Figura 34 Etiquetas MPLS

- LABEL = 20 bits, ES UN NÚMERO, DEL 0 A 15 ESTA RESERVADO.
- EXP = 3 bits, SE UTILIZA PARA DEFINIR LA CLASE DE SERVICIO (QoS).
- S = 1 bit, DETERMINA SI ES LA ÚLTIMA ETIQUETA EN EL PAQUETE, ES DECIR SI ESTA EN (1), ES LA ÚLTIMA.
- TTL = 8 bits, TIEMPO DE VIDA, SE USA PARA PREVENIR LOOP DE PAQUETES.

MPLS Pros y contras: Los beneficios de MPLS son escalabilidad, rendimiento, mejor utilización del ancho de banda, congestión de red reducida y una mejor experiencia para el usuario final. MPLS en sí mismo no proporciona cifrado, pero es una red privada virtual y, como tal, está particionado fuera de Internet público. Por lo tanto, MPLS se considera un modo de transporte seguro. Y no es vulnerable a ataques de denegación de servicio, lo que podría afectar las redes basadas en IP puro.

MPLS continuará teniendo un rol que conecte ubicaciones específicas de punto a punto, como grandes oficinas regionales, instalaciones comerciales con sistemas

de puntos de venta, instalaciones regionales de fabricación y múltiples centros de datos. Y se requiere para aplicaciones en tiempo real.

3.7 Prueba con Relevadores, Comunicación por MPLS.

Propuesta de pruebas a realizar con el equipo SEL ICON como transporte Ethernet y al desempeño de equipos MPLS para funciones de protección 87L y Tele protección GOOSE en Ethernet

Medir el desempeño de una red existente MPLS o Carrier ethernet para intercambiar mensajes ethernet críticos de alta velocidad utilizados en sistemas de protección, utilizando un equipo SEL411L con función 87L sobre ethernet y con función de tele protección utilizando mensajes GOOSE.

La arquitectura de comunicación para realizar las pruebas con el equipo de protección SEL 411L será la siguiente:

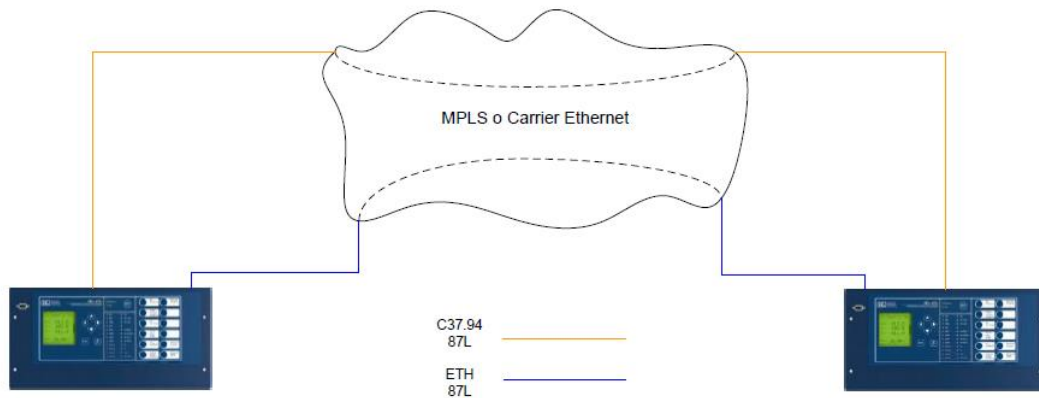


Figura 35 Diagrama de Conexión de Prueba por redes MPLS

Pruebas de Protección diferencia de línea 87L con tecnología MPLS o Carrier Ethernet:

Propósito de la prueba: Verificar que una red MPLS o Carrier Ethernet tiene un desempeño de comunicación aceptable para la comunicación de mensajes ethernet de alta velocidad utilizando un relevador SEL 411L.

Se demuestra que: La red existente MPLS o Carrier Ethernet cumple con el desempeño requerido para el intercambio de mensajes ethernet de alta velocidad para una comunicación entre equipos SEL 411L.

Que pruebas se realizan:

- b) Pruebas de comunicación de los equipos SEL 411L a través de la red MPLS o Carrier Ethernet.
- c) Pruebas de esquema de protección diferencial de línea 87L con comunicación directa Ethernet y verificación de latencia y estadística de comunicación de los equipos de protección a través de red MPLS o Carrier Ethernet.
- d) Pruebas de mensajes GOOSE y verificación de latencia y estadística de comunicación de los equipos de protección a través de red MPLS o Carrier Ethernet.
- e) Pruebas de esquema de protección diferencial de línea 87L con estándar C37.94 y verificación de latencia y estadística de comunicación de los equipos de protección a través de red MPLS o Carrier Ethernet.
- f) Las estadísticas medidas durante las pruebas y luego dejar un periodo de evaluación de 3 meses y evaluar alarmas y estadísticas

3.8 Ejemplos de Esquemas de Protección Normalizados en CFE Transmisión.

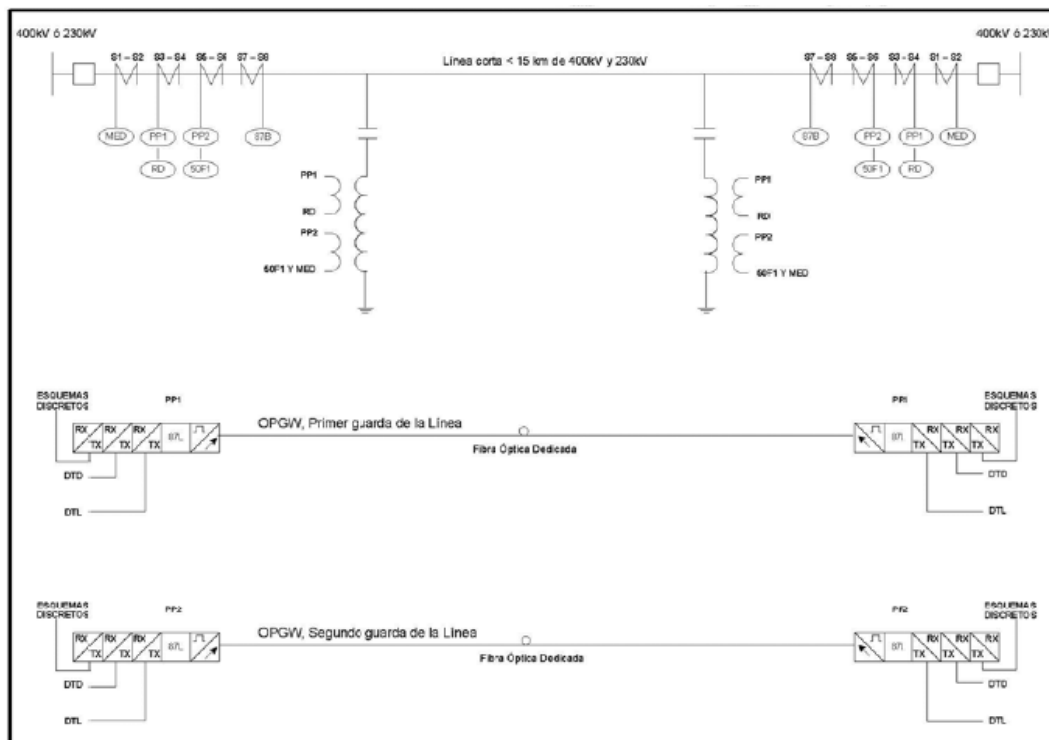


Figura 36 Esquema de Protección para Línea corta 87L FO PP1 y 87L FO PP2

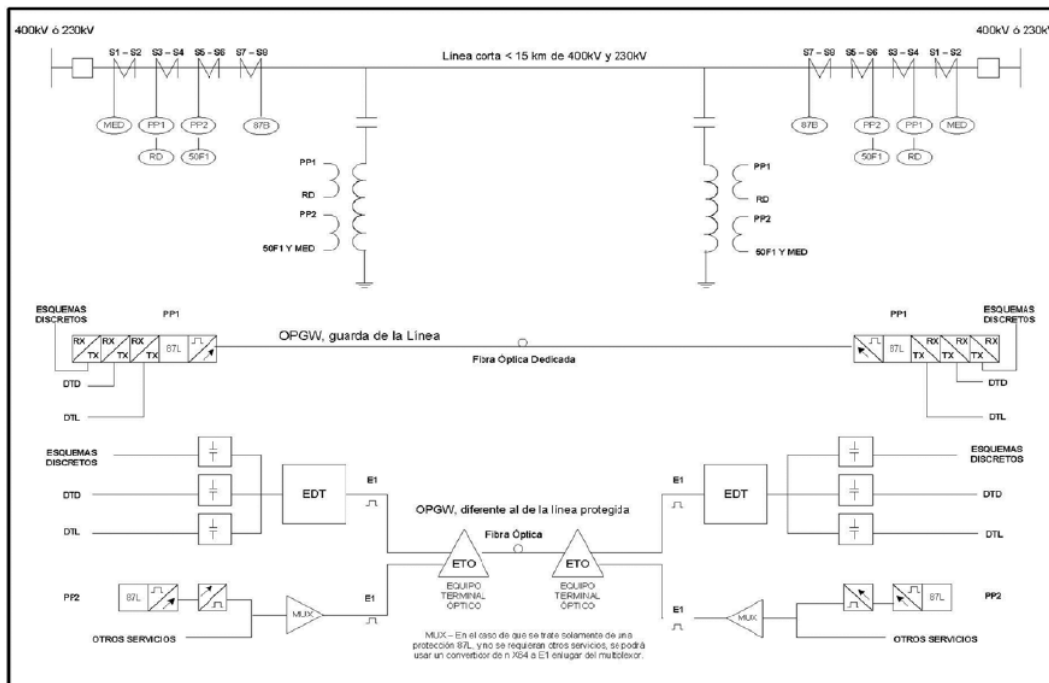


Figura 37 Esquema de Protección para Línea corta 87L FO PP1 y 87L PP2 MUX, EDT

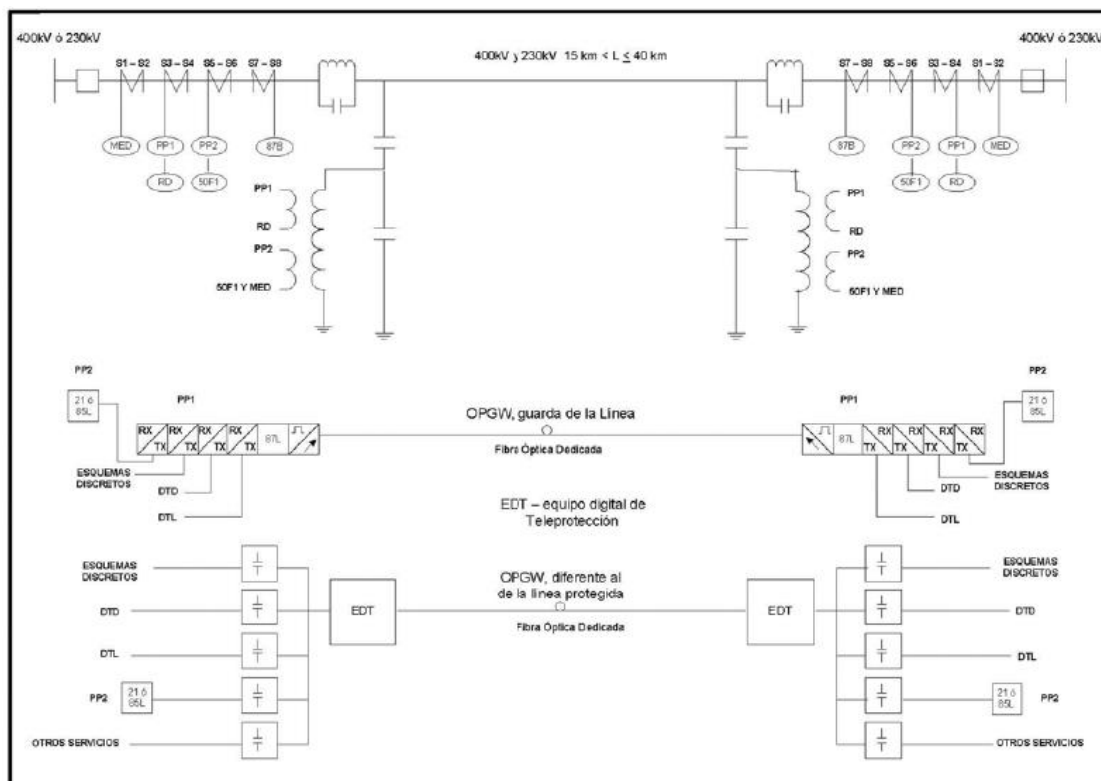


Figura 38 Esquema de Protección para Línea mediana 87L FO PP1 y EDT

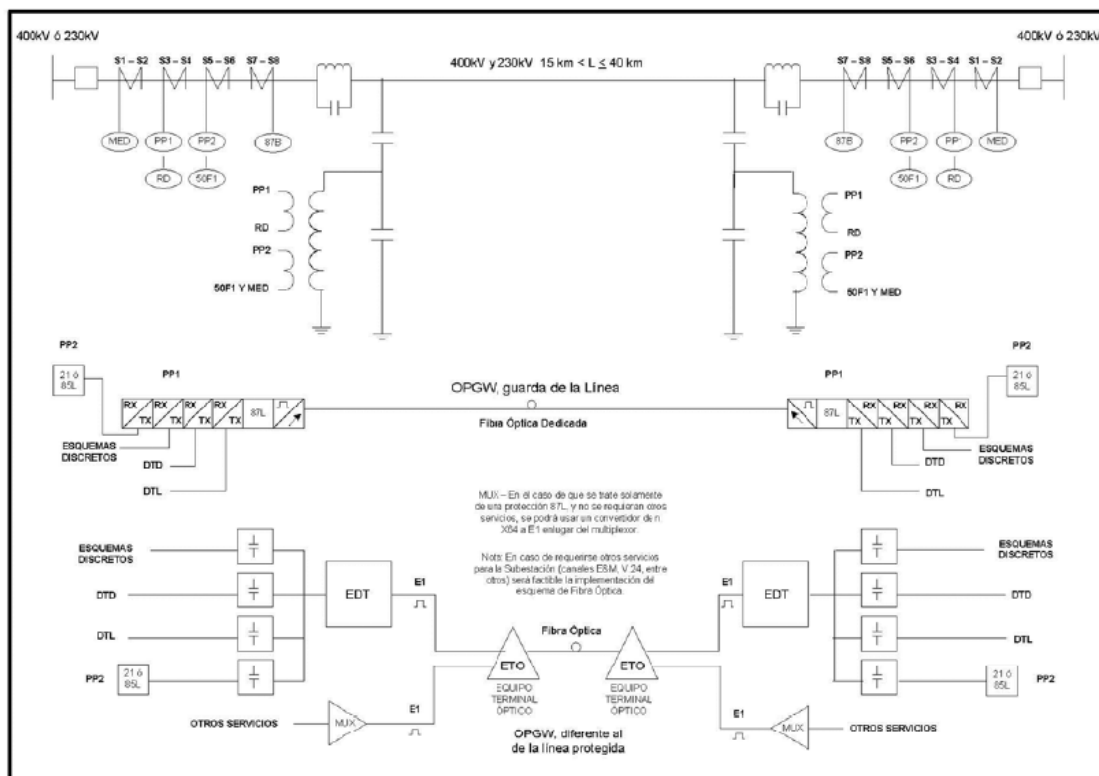


Figura 39 Esquema de Protección para Línea mediana 87L FO PP1 y EDT MUX

CAPÍTULO 4 PROTOCOLO IEC 61850

4.1 Introducción.

Las subestaciones eléctricas de potencia forman parte elemental de las redes eléctricas cuyo objetivo es recibir la energía mediante líneas de transmisión y mediante transformadores reducir los niveles de voltaje y están compuestas básicamente por un conjunto de equipos primarios como transformadores, interruptores, cuchillas, apartarrayos, transformadores de instrumento, capacitores, etc.; y equipos quizá no tan visibles en el panorama general de las Subestaciones equipos de comunicación, medición, control y protecciones.

Al presentarse fallas en el sistema eléctrico de potencia los equipos de protección, medición, control y comunicaciones actúan para aislar la falla, estos equipos generalmente se encuentran instalados en las subestaciones de manera que la falla sea aislada con la apertura de los interruptores necesarios para aislar la falla y no se propague afectando otras zonas. Por tanto, al ser las subestaciones eléctricas, puntos críticos de los Sistemas eléctricos de potencia, se han implementado

tecnologías para desde centros de control se pueda monitorear de forma permanente, controlen y lleven registros de datos de los diferentes equipos instalados en las Subestaciones, con la finalidad de reducir los tiempos de respuesta ante una contingencia.

En los años 60 se desarrollaron los primeros sistemas de supervisión, control y adquisición de datos o Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), que permitieron centralizar la operación de los equipos de subestaciones de un solo sistema quien reporta a los centros de control. En la década de los 80 se difundieron los sistemas SCADA con arquitecturas cerradas y protocolos propios de cada fabricante. La evolución de estos sistemas fue de la mano con la nueva generación de equipos de protección y control, al incluir el microprocesador, denominados Intelligent Electronic Device (IED), con capacidades de comunicación y con protocolos propietarios como son:

- SPA BUS
- MODBUS
- DNP3

Las arquitecturas cerradas y protocolos propietarios utilizados en subestaciones y centros de control obligaban a las empresas a depender de un único proveedor limitando su mantenimiento y expansión. Ante este problema organismos relacionados con el sector eléctrico empezaron a trabajar en la creación de estándares que regulen a fabricantes y empresas eléctricas y surge el estándar IEC en muchas versiones previas a lo que hoy es IEC 61850.

A partir del año 2009 el estándar IEC ha sido actualizado y ampliado para incluir medición (estadísticas, comportamientos, tendencias y datos históricos) y calidad de la energía. También se han agregado nuevas partes a ser aplicadas fuera del dominio de la subestación como son:

- Modelamiento de plantas hidroeléctricas
- Modelamiento de turbinas de viento
- Comunicación entre subestaciones
- Comunicación desde subestaciones al Centro de Control

IEC 61850 está trabajando para incluir su aplicabilidad en la automatización de alimentadores, así como en la armonización con el modelo IEC Common Information Model (CIM) dentro de sus objetivos como soporte a las redes inteligentes (Smart Grid). Debido a su amplio alcance, el nombre del estándar IEC 61850 es ahora Redes de comunicaciones y sistemas para la automatización de las Empresas de Energía (IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation).

Los sistemas de comunicación constituyen la columna vertebral para los sistemas de tiempo real SCADA que permiten la supervisión, control y adquisición de datos en forma remota. Estos sistemas históricamente han evolucionado de acuerdo con los avances tecnológicos de los sistemas de comunicación. Tecnologías como Ethernet, TCP/IP, redes de área amplia de alta velocidad, alto rendimiento y el bajo costo de las computadoras han permitido capacidades inimaginables en la comunicación dentro de una subestación y desde ésta a un centro de control.

En una subestación existen equipos de diferentes fabricantes que deben interactuar para cumplir con su funcionalidad por lo que históricamente se han tenido que desarrollar interfaces generalmente complejas, de alto costo y difícil mantenimiento, problema que se soluciona al utilizar un estándar común tanto en las subestaciones como por los fabricantes de equipos. Con este propósito se ha desarrollado el protocolo IEC 61850, el mismo que está descrito en varias partes relacionadas entre sí y cada parte abarca un tema específico.

4.2 Norma IEC 61850.

La norma para redes y equipos de comunicaciones en subestaciones eléctricas, los equipos y sistemas tienen la capacidad de intercambiar datos, comandos y valores medidos utilizando un conjunto de protocolos estandarizados. La norma IEC 61850 es la base de las comunicaciones en las subestaciones eléctricas y también respalda el desarrollo de los conceptos existentes de protección y control de procesos. Permite la entrada de nuevos elementos.

Los IED (Intelligent Electronic Devices – dispositivos electrónicos inteligentes) se emplean como equipos técnicos secundarios en el entorno IEC 61850. Los IED de diferentes fabricantes se comunican entre sí y acceden a los modelos de datos con la ayuda de elementos estandarizados.

La comunicación se realiza mediante diversos servicios y redes. Una red de estación se utiliza, por ejemplo, para mensajes y comandos, mientras que una red independiente (bus de proceso) puede utilizarse para la transmisión en tiempo real de datos, tales como los eventos de protección y los valores medidos.

El planteamiento inicial de la norma IEC 61850 fue la definición de un estándar internacional para la comunicación entre equipos de comunicaciones, protecciones, control y medición dentro de una subestación automatizada. Cabe destacar que no se trata sólo de un protocolo de telecontrol, si no que el estándar abarca todos los aspectos necesarios para el diseño, operación, control, comunicación y mantenimiento de una subestación teniendo mayor peso la parte de control y protección. Es decir, la norma no sólo define los protocolos de comunicaciones, también especifica la arquitectura, configuración, modelos de datos, requisitos eléctricos y medioambientales y los mecanismos de prueba de conformidad y calidad.

Siguiendo la línea del objetivo principal, que es conseguir interoperabilidad de dispositivos, la norma introduce una nueva filosofía que infiere al estándar sus cualidades más potentes. Se trata de la definición de un modelo de datos, orientado a objetos y funciones, que cambia por completo la filosofía utilizada hasta el momento en las subestaciones.

En la siguiente figura se presenta un esquema general de las partes del protocolo IEC 61850, aplicado a las subestaciones eléctricas. Además, el estándar incluye otras partes aplicables en la automatización de sistemas de empresas eléctricas como son:

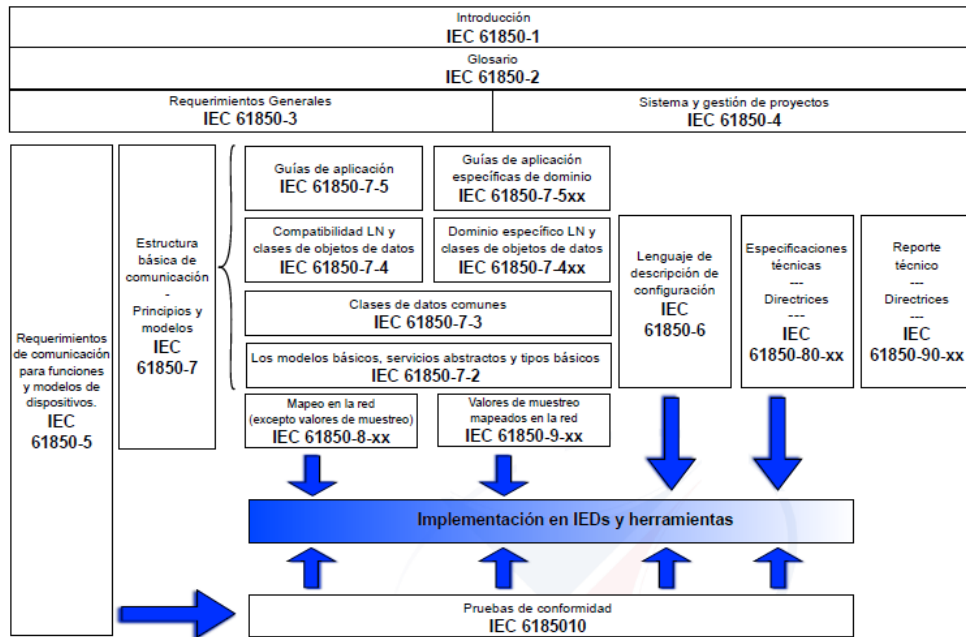


Figura 40 Estructura del Protocolo IEC 61850

- IEC 61850-80-1.- Guía para el intercambio de información desde un modelo de datos basado en Common Data Class (CDC) usando IEC 60870-5-101/104.
- IEC 61850-90-1.- Uso de IEC 61850 para la comunicación entre subestaciones.
- IEC 61850-90-2.- Uso de IEC 61850 para la comunicación entre subestaciones y Centros de Control.
- IEC 61850-90-3.- Uso de 61850 para condiciones de monitoreo.
- IEC 61850-90-4.- Guía para ingeniería de redes - reporte técnico.

4.3 Arquitectura de Comunicaciones.

Implementación de la Red LAN, El protocolo IEC61850 es uno de los primeros que ofrece una solución completa incluyendo también el uso de la implementación de una red LAN a nivel de subestaciones, dándole así mayor facilidad y orden a la distribución de cables de cobre. Teniendo las siguientes características:

- Usa Ethernet y TCP/IP para la comunicación.
- Entrega un amplio rango de características convencionales de comunicación.

- Es abierto para futuros nuevos conceptos de comunicaciones

Diseño de la red LAN. Para poder definir el diseño de la red de comunicación, es importante primero tener definido cuales son los IEDs a utilizar en nuestro esquema de protecciones. Con esta información podemos ir asignando las funciones de protección, las zonas de protección de cada uno de ellos, además de verificar cuales son los puertos de comunicación disponibles para seleccionar nuestros equipos y arquitecturas de comunicación.

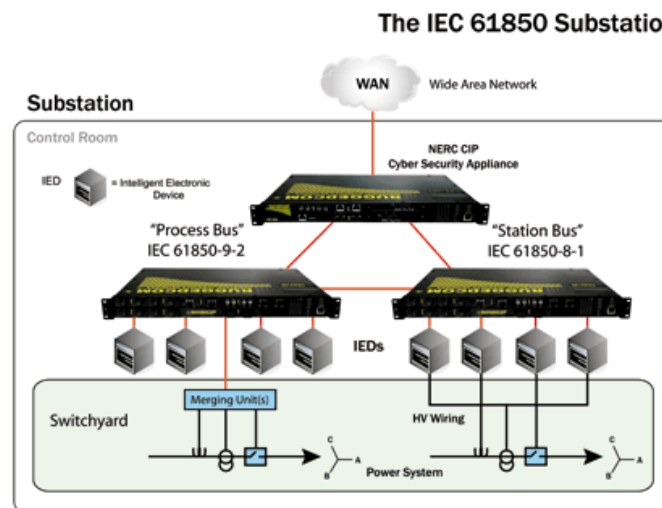


Figura 41 LAN IEC 61850, Subestación Eléctrica

IEDs – Intelligent Electronic Devices dispositivos electrónicos inteligentes Los relés de protección, controladores de bahía, medidores, MCADS, Registradores de disturbios etc. se conocen como IED en el entorno IEC 61850. Reciben comandos y envían datos y valores medidos a través de la red. En el caso de un “Informe”, una auto descripción, por ejemplo, se accede al modelo de datos de un equipo y se transmite información actualizada sobre el sistema de control de subestación.

La norma IEC 61850 no define ninguna topología de red en particular, lo que implica considerar un diseño robusto ante fallas para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

Estrella simple: Utiliza una sola ruta para la comunicación entre los IED y ante la falla de un elemento tenemos afectaciones.

Anillo: La ruta de comunicación tiene el flujo en una dirección mientras que el anillo es integro, si se produce un fallo que interrumpa el anillo, la interrupción se abre dos rutas en direcciones opuestas. En esta arquitectura de comunicación.

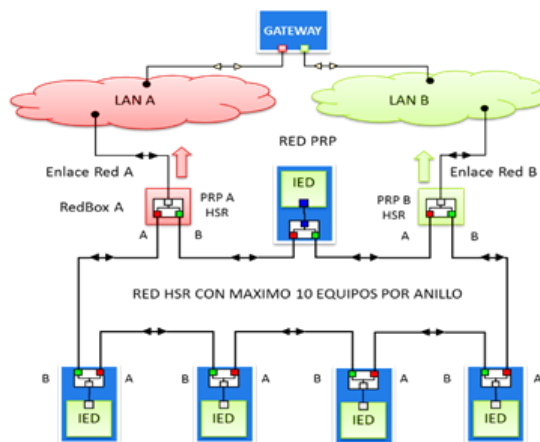


Figura 42 Red Local de Subestación Eléctrica en Conexión Anillo

Figura 4.3.

Estrella Doble: Dispone de dos rutas independientes para la comunicación entre los IED. La comunicación se establece a través del puerto principal, dejando el segundo puerto como backup. En esta arquitectura se necesita un switch redundante.

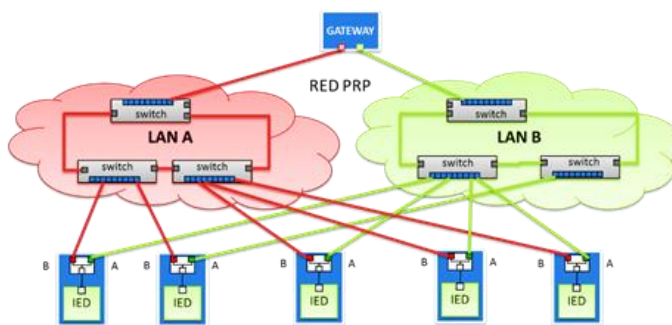


Figura 43 Red Local de Subestación Eléctrica en Conexión Estrella Redundante

La ventaja de la utilización de la norma IEC 61850 en una subestación se puede observar en la arquitectura del sistema de comunicación, donde la utilización de cableado de cobre para una comunicación punto a punto en el sistema convencional es sustituido por una red LAN, obteniendo beneficios como velocidad de transmisión de datos, seguridad, flexibilidad y confiabilidad. Sin embargo, el personal de las

empresas eléctricas actualmente carece de conocimientos prácticos para la optimización tanto en el diseño, operación y mantenimiento de la red Ethernet basado en esta norma.

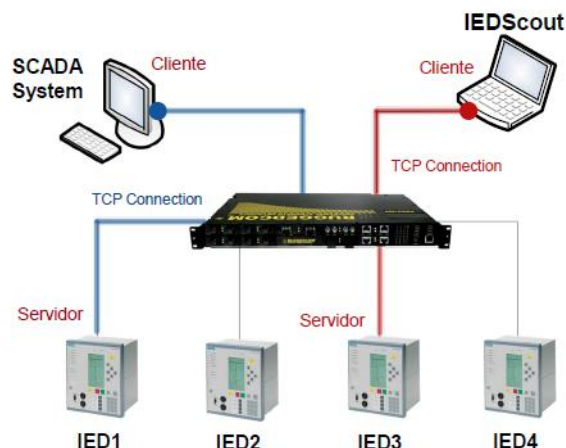


Figura 44 IEC 61850 Comunicación Cliente / Servidor

La aparición de Ethernet en las subestaciones basadas en una red LAN ha estado ganando continuamente la aprobación de los usuarios de todo el mundo. Las ventajas principales de la LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IEDs.
- Mínimo alambrado entre IEDs.
- Múltiples protocolos (DNP, Modbus, IEC 61850, entre otros) sobre la misma red física.
- Acceso fácil y confiable de "Datos sobre IP" mediante el uso de switches Ethernet

El estándar IEC 61850 en una subestación eléctrica puede tener dos configuraciones principales: Station Bus y Process Bus. El "Station Bus" es una aplicación donde los relés y RTUs se conectan directamente a una LAN-Ethernet, mientras que el "Process Bus" se refiere a dispositivos como TC (transformador de corrientes) y TP (transformador de potencial), que proporcionan los valores de corriente y voltaje directamente sobre la LAN-Ethernet.

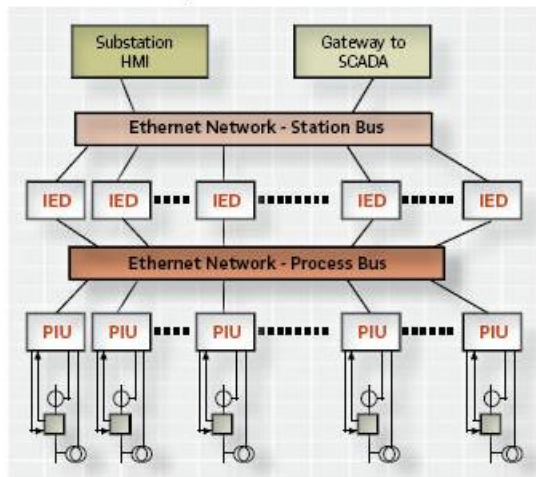


Figura 45 Red de Estación y Red de Proceso

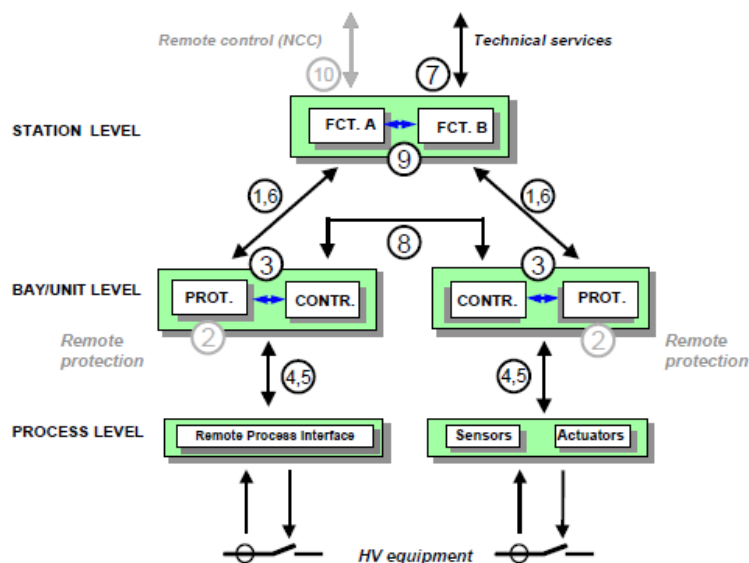


Figura 46 7 Modelos de un Sistema automatizado de Subestación

Para obtener un alto grado de confiabilidad en esta comunicación, es necesario utilizar dispositivos Ethernet de grado industrial que cumplan las exigencias del estándar IEC 61850. Estos equipos deben garantizar la confiabilidad de la información bajo difíciles condiciones de interferencia electromagnética, ya que la información de la LAN será usada para medir y controlar la operación de la subestación. En un sistema de comunicación TCP/IP, es necesario identificar su pila de protocolos. En la Figura 28 se muestra la pila de protocolos que mapean los

mensajes que circula en una red IEC 61850, donde se observa en forma comparativa con el modelo TCP/IP. En la figura se puede constatar que los mensajes GOOSE y Sampled Value que son mensajes de tiempo crítico, están mapeados en la capa 1 del modelo TCP/IP.

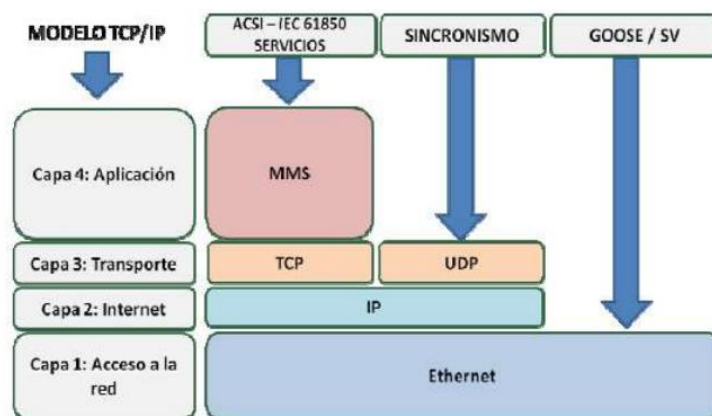


Figura 47 Mapeo de los mensajes en el modelo TCP/IP utilizados en una Red IEC 61850

Una forma de aumentar el rendimiento y evitar la saturación de la red es la utilización de VLANs (Red de Área Local Virtual) y el QoS (Calidad de servicio) para garantizar la entrega de mensajes en caso de congestión. Separar el tráfico de mensajes en VLANs permite disminuir el dominio de colisión y el dominio broadcast de manera que minimiza el peligro de congestión de la red. Por ejemplo, separar los mensajes GOOSE de protección en una VLAN y los de control en otra VLAN. El QoS es un conjunto de requisitos de servicios que la red debe cumplir para asegurar un nivel de servicio adecuado para la transmisión de los datos. En la siguiente tabla se observan los valores de prioridades definidos por la IEC 61850 – 5, donde la prioridad de los mensajes críticos como el GOOSE y SV debe tener un valor mínimo de 4 y así en caso de congestión de la red estos mensajes van a tener una mayor prioridad sobre los demás mensajes.

Service	Default VID	Default priority
GOOSE	0	4
GSE	0	1
Sampled Values	0	4

4.4 Modelado de Datos.

IEC 61850 define dentro de su fundamento la existencia de tres niveles de operación en un sistema eléctrico:

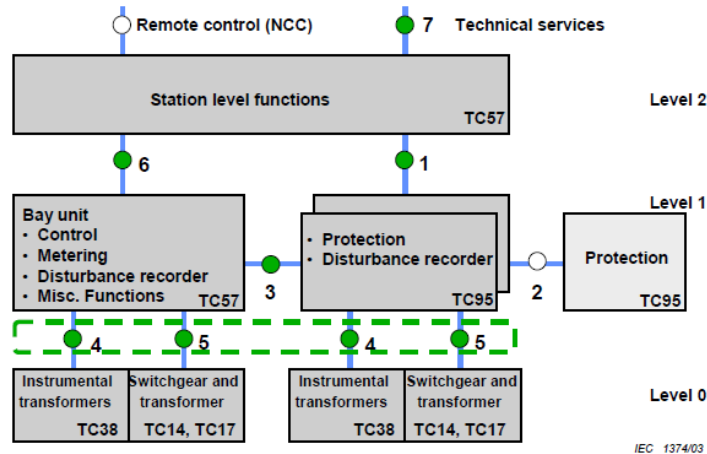


Figura 48 Niveles de Operación IEC 61850

A partir de las funciones de monitoreo, control y protección que se llevan en los tres niveles, se crean objetos o modelos de información, que interactúan entre ellos por medio de servicios de comunicación para después ser representados (mapeados) en un protocolo específico. El modelo de datos está orientado a objetos y funciones, que cambia por completo la filosofía utilizada hasta el momento en las subestaciones. Permite dividir la subestación en funciones básicas mediante la introducción del concepto de nodo lógico y en unidades simples de información, de manera que se racionaliza enormemente la base de datos de las instalaciones y mantiene la estructura simple y manejable.

Este modelo otorga una importante característica a la norma que es la capacidad de auto descripción de los elementos de la subestación a nivel de control y protección. Esta característica potencia los procedimientos de ingeniería y mantenimiento.

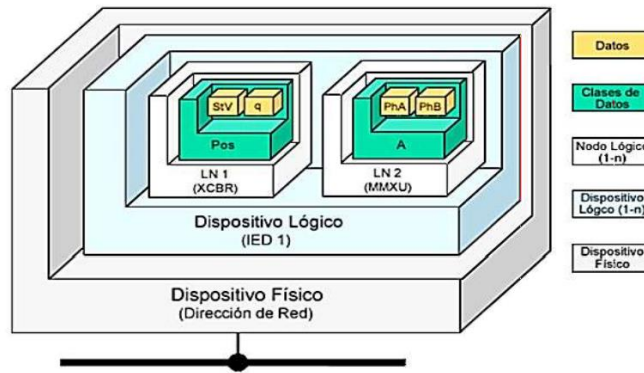


Figura 49 Modelado de Información en IEC 61850

Puntos de acceso: Son los puntos de conexión lógicos para la comunicación. Estos serán un puerto serie, una conexión Ethernet, o bien una dirección cliente servidor dependiendo del stack utilizado. Cada uno de los puntos de acceso de un IED a un bus de comunicaciones se define de forma única. Cada servidor tiene un único punto lógico de acceso.

Equipos lógicos (Logical devices LD): Son grupos de nodos lógicos (LN) para una misma función (protección, control, grabación de las variaciones). Es condición indispensable que estos equipos lógicos se encuentren en el mismo equipo físico.

Nodos lógicos (Logical nodes LN): Son los pilares fundamentales de las funciones. Se trata de la parte más pequeña de una función que intercambia datos. Los nodos lógicos es un objeto que se define por una serie de datos y métodos. Todos los nombres de los nodos lógicos empiezan con la letra indicadora del grupo al que pertenecen.

Indicador	Grupo de Nodos Lógicos	Funciones	Cant.
L	Nodos Lógicos del Sistema		3
P	Funciones de Protección	PTOC, PIOC, PDIS, PDIF, etc	28
R	Funciones relacionadas con Protecciones	RREC, RSYN, etc	10
C	Control Supervisado	CSWI, CILO, CALH, CPOW	5
G	Funciones Genéricas	GGIO, GAPC, GSAL	3
I	Interface y Archivo	IHMI, ITCI, IARC, ITMI	4
A	Control Automático	ATCC, ANCR, ARCO, AVCO	4
M	Medidores y Medidas	MMXU, MMTR, MHAI, MSQI	8
S	Sensores y Monitorización	SIMG, SARC, SPDC	4
X	Reconectores y seccionadores	XCBR, XSWI	2
T	Transformadores de Medida	TCTR, TVTR	2
Y	Transformadores de Potencia	YPTR, YLTC, YEFN, YPSH	4
Z	Otros Equipos	ZBAT, ZGEN, ZMOT, etc	15

Figura 50 Nodos Lógicos, IEC 61850

Para poder intercambiar datos entre los distintos nodos, la norma define las conexiones entre nodos a través de conectores lógicos (LC, Logical Connections). En la figura se muestra los enlaces entre los nodos lógicos. Cada LN se asigna a una función y a un equipo (PD, Physical Device), pudiendo existir varias funciones dentro de un mismo equipo. Los equipos se conectan a través de conexiones físicas (PC, Physical Connections), de forma que un nodo lógico es parte de un equipo físico, y una conexión lógica es parte de una conexión.

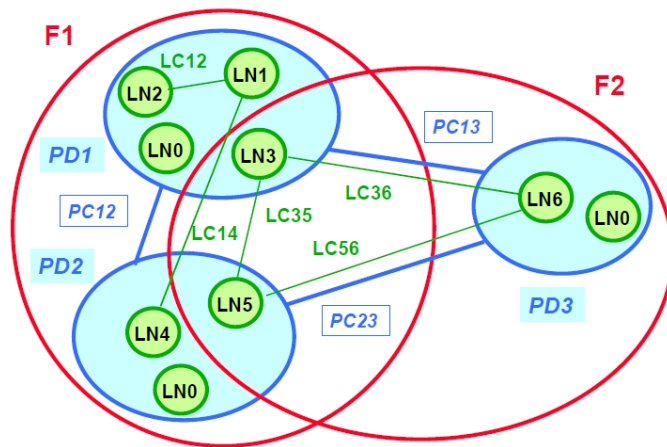


Figura 51 Enlace entre Nodos Lógicos

Datos (Data Objects DO). Corresponde a las distintas partes de los nodos lógicos, las cuales representan información más específica, como por ejemplo el estado o medida de un elemento. Los nodos lógicos y datos que forman parte de un equipo lógico son cruciales para la descripción e intercambio de información para conseguir interoperabilidad en los sistemas de automatización de subestaciones. [14] La figura 32 representa la estructura de un dato en IEC 61850.

11.2.4 Metering and measurement

Logical Node	IEC 61850	Description or comments
Measuring - for operative purpose	MMXU	To acquire values from CTs and VTs and calculate measurands such as r.m.s. values for current and voltage or power flows out of the acquired voltage and current samples. These values are normally used for operational purposes such as power flow supervision and management, screen displays, state estimation, etc. The requested accuracy for these functions has to be provided. NOTE The measuring procedures in the protection devices are part of the dedicated protection algorithm represented by the logical nodes Pxyz. Protection algorithms such as any function are outside the scope of the IEC 61850 series. Therefore, the LN Mxyz shall not be used as input for Pxyz. Fault related data such as fault peak value, etc. are always provided by the LNs of type Pxyz and not by LNs of type Mxyz.

4.5 Mensaje GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events).

Los mensajes GOOSE son paquetes de datos que permite transmitir, a través del sistema de comunicación Ethernet de forma cíclica y controlada por los sucesos que se presenten como fallas, disparos, sobre corrientes etc.; con la posibilidad de enviar a través de la red mensajes con un bit de prioridad, para transmitir información que requiera de mucha velocidad, como es el caso de los disparos y eventos requeridos en los sistemas eléctricos que oscilan desde los 60ms a los 15 ms. El estándar IEC61850 introduce GOOSE a través del evento genérico de estado de subestación (GSSE), los mensajes GOOSE se convirtieron en una de sus principales herramientas del estándar. La red topológica y las características de GOOSE han convertido en una parte importante de la subestación inteligente y ha jugado un papel clave en la realización de las funciones de la red inteligente dentro de la Subestación. Por lo tanto, hay un gran significado e importancia del estudio de una red de comunicación en la subestación inteligente basada en GOOSE.

La información crítica en tiempo, como los comandos de disparo de protección, es de máxima prioridad y, por lo tanto, requiere un medio rápido de comunicación. En entornos IEC 61850, los mensajes son el mecanismo utilizado para distribuir información de estado. Se publican como mensajes de multidifusión sin estar dirigidos a ningún receptor en particular, esta información se distribuye en la red permitiendo que cualquier IED o unidad de prueba la utilice.

En la siguiente figura se presenta el funcionamiento de la prioridad en los mensajes GOOSE; cuando es generado un mensaje con alta prioridad, al tener una prioridad mayor a las tramas comunes (cualquier otra trama en la Red de comunicaciones), este sobrepasa la cola de transmisión y el mensaje es enviado a la a la red de manera inmediata, garantizando tiempos cortos en la transmisión incluso en los peores escenarios donde se tengan datos en avalancha en la red de comunicaciones. Los mensajes GOOSE en escenarios favorables logran tiempos de 1 ms y en los peores escenarios 4 ms (donde se tenga que tomar rutas alternas ante la falla de un equipo o enlace que impida se use la ruta más corta).

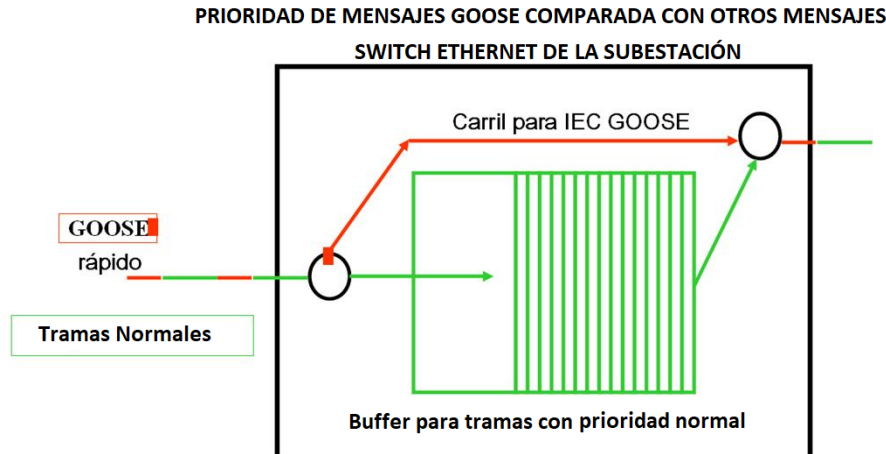


Figura 52 Mensajes GOOSE en la Red Local

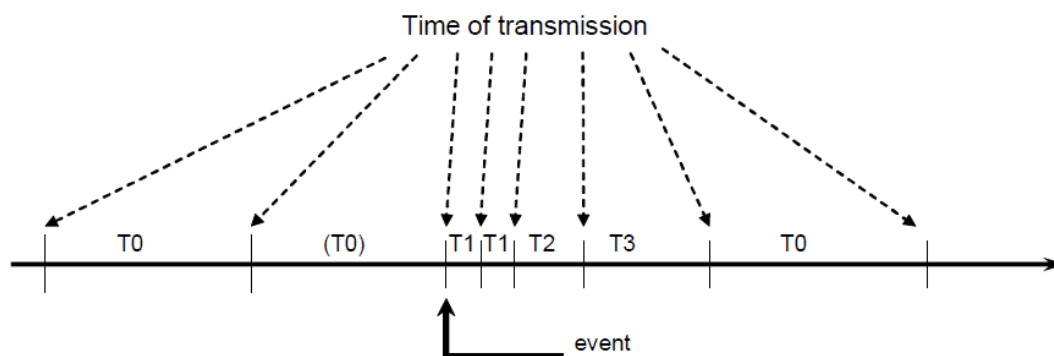
Los mensajes del servicio GOOSE son de tipo multicast, es decir, que son transmitidos a varios dispositivos de la red, los cuales están suscritos para recibir el mensaje y posteriormente procesarlos. GOOSE es utilizado para la transmisión en tiempo real de eventos críticos y funciona, al igual que Sampled Measured Values, a través de mensajes multicast de Ethernet (Capa 2 OSI). El modelo de

funcionamiento de GOOSE también sigue la estructura emisor – suscriptor. Estos mensajes pueden llevar:

- Mensajes de disparo de interruptor.
- Mensajes de cierre de interruptor.
- Inicio de falla de interruptor
- Inicio de cierre
- Estado de un relevador o de una salida lógica para supervisión.
- Monitoreo cruzado de sistemas de protección redundante.
- Entre otros servicios.

Communication profile	ACSI association model(s) supported
Client/server	Two party
GSE Management	Two party
GOOSE	Multicast
GSSE	Multicast
Time Sync	Two party or multicast

Los mensajes GOOSE tienen un periodo fundamental (T_{max}), si no existe cambio en el estado del mensaje este se estará enviando con el periodo máximo, si existe un cambio en el estado del mensaje, los mensajes GOOSE envían espontáneamente con un T_{min} , hasta volver al periodo fundamental cuando cambia de estado. La transmisión cíclica permite detectar un fallo en la transmisión o que un canal de comunicación está interrumpido utilizando bloques lógicos



- T0 retransmission in stable conditions (no event for a long time).
 (T0) retransmission in stable conditions may be shortened by an event.
 T1 shortest retransmission time after the event.
 T2, T3 retransmission times until achieving the stable conditions time.

Figura 53 Mensajes GOOSE, estrategia de repetición.

En cuanto a SMV (Sampled Measured Value) y GOOSE, al no ser protocolos orientados a conexión multicast, son susceptibles a una serie de ataques ya conocidos, como por ejemplo el ataque de inundación o el de inyección de mensajes, los cuales deben tenerse en cuenta durante el análisis de riesgos. Otra debilidad intrínseca de estos protocolos por su definición es que no poseen ningún mecanismo de cifrado ni de autenticación, lo que hace que sean susceptibles a ataques de captura de paquetes (con acceso a la red desde cualquier punto), en los que se extraen información sobre las comunicaciones, o a ataques, en el que los paquetes son capturados y retransmitidos con valores modificados que podrían causar fallos en los dispositivos receptores.

GOOSE message		
Parameter name	Parameter type	Value/value range/explanation
DatSet	ObjectReference	Value from the instance of GoCB
AppID	VISIBLE STRING65	Value from the instance of GoCB
GoCBRef	ObjectReference	Value from the instance of GoCB
T	EntryTime	
StNum	INT32U	
SqNum	INT32U	
Test	BOOLEAN	(TRUE) test (FALSE) no-test
ConfRev	INT32U	Value from the instance of GoCB
NdsCom	BOOLEAN	Value from the instance of GoCB
GOOSEData [1..n]		
Value	(*)	(*) type depends on the common data classes defined in IEC 61850-7-3. The parameter shall be derived from GOOSE control

Figura 54 Definición de Mensaje GOOSE

Los mensajes Goose proveen la capacidad de transmitir de manera eficiente el cambio de estado de la información en estados binarios en los equipos de la Subestación, solicitudes de control en relación con cualquier evento, no es la misma eficiencia de transmisión de valores analógicos en tiempo real. El uso de los mensajes Goose en las LAN's redundantes combinan con lógica los relevadores y las unidades de cómputo al nivel de estación para implementar todo el control y el bloqueo, eliminando así todo el alambrado que se requería entre los equipos de control, protecciones y comunicaciones ahora todo se limita a 2 conexiones entre los switches y los equipos.

Cada punto en el campo se conecta solamente a un relevador o IED (Intelligent Electronic Device). Los mensajes Goose llevan continuamente la transmisión de información de valores de estados o analógicos con etiquetas de tiempo a cualquier relevador en la LAN, el relevador receptor busca en este constante flujo de mensajes y puede reportar inmediatamente cuando dicho flujo haya cesado o si los mensajes están ausentes cuando se esperaban. Esta función que realizan los relevadores lo podemos llamar monitoreo activo, el cual no se tiene en el alambrado convencional o con los switches de bloqueo.

Un punto poderoso para usar este tipo de mensajes es que los usuarios siempre saben cuándo una trayectoria de control falla, y no tienen que esperar hasta que una operación incorrecta de algún relevador se presente para detectarla. Para la transmisión y recepción de mensajes Goose, existe un modelo llamado: Modelo Editor – Subscriptor, el cual consiste en lo siguiente:

- Los mensajes GOOSE no están dirigidos a un relevador receptor en particular. Se envía como un mensaje multicast y viaja a través de la LAN con la identificación de quien lo envía y la identificación del mensaje específico.
- No existe dirección de destino, todos y cada uno de los relevadores y IED en la LAN pueden ver el mensaje y por si solos deciden procesarlo o descartarlo.
- El IED que transmite se llama EDITOR y el relevador o IED que está configurado para esperar o recibir y usar el mensaje se llama SUBSCRIPTOR.
- Los mensajes GOOSE son un servicio no confirmado. Esto significa que el que publica el mensaje no tiene el mecanismo para averiguar si el subscriptor obtuvo la última información, de hecho, no sabe quién o quiénes son los subscriptores.
- No hay mecanismo ni el tiempo necesario, para que una larga lista de subscriptores regrese y confirmen que el mensaje les llegó, o para que pidan una retransmisión de este. Es por ello, que el editor debe llenar continuamente la LAN con mensajes GOOSE actualizados.
- El IEC-61850 proporciona una forma conveniente de establecer las relaciones editor – subscriptor, basados en la Auto descripción.

Tradicionalmente, los esquemas de comunicaciones, protección y control consisten en relevadores de protección de una sola función, por ejemplo: los relevadores de distancia, que deben operar un relevador de bloqueo alambrado que debe realizar

el disparo de interruptores y bloquear mandos en caso de requerirse, los relevadores diferenciales de un banco de transformados de la misma manera actúan. Típicamente cada esquema tenía un relevador de bloqueo, lo que implica mucho alambrado y espacio en paneles, esto ya no pasa con IEC 61850 el bloqueo es lógico en los equipos y estos bloqueos o desbloqueos se dan mediante los mensajes GOOSE.

Con la introducción de los relevadores multifuncionales, se ha podido agregar la función de bloqueo. El IEC-61850 permite a aplicaciones de diferentes fabricantes donde diferentes dispositivos de diversos fabricantes pueden usar para intercambiar información digital consistente de estados, mediciones, disparos y comandos, Todo el tradicional alambrado entre relevadores puede ser reemplazado por comunicación entre los relevadores, utilizando el IEC-61850, asegurando así un esquema que puede ser ampliamente supervisado, tenemos los estado en tiempo real de los mensajes GOOSE y cualquier otra comunicación dentro de la Subestación. El nuevo esquema debe tener la misma confiabilidad, o mejor que el existente.

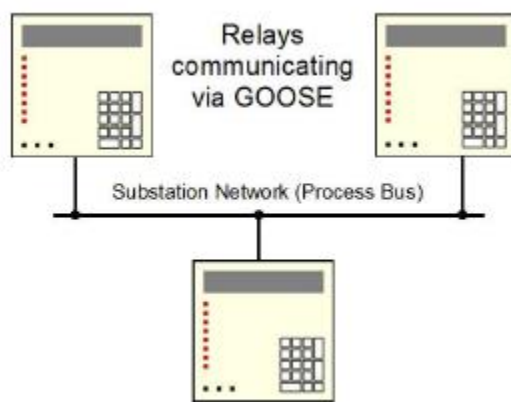


Figura 55 Comunicación GOOSE entre Relevadores de Esquemas de Protección.

4.6 SMV Sampled Measured Values.

Sampled Measured Values es utilizado para proporcionar una comunicación efectiva y rápida de valores de medición en tiempo real, esquemas de protección y telecontrol de las subestaciones. Funciona a través de Ethernet (Capa 2 OSI) y los

mensajes son encapsulados como multicast, siguiendo una estructura de emisor – suscriptor, donde el emisor envía los datos a todos los equipos de la red y cada equipo se suscribe a los datos para acceder a los mismos, los equipos son los encargados de descartar o procesar el mensaje.

Los Sampled Values (valores muestreados) se utilizan para transmitir valores instantáneos digitalizados de magnitudes del sistema eléctrico (voltajes, corrientes, estados), principalmente corrientes y tensiones primarias. Por lo tanto, pueden reemplazar las magnitudes secundarias clásicas. Los Sampled Values se publican en la red de la subestación y están disponibles para que cualquier dispositivo que pueda utilizarlos se suscriba a ellos.

SMV es un método utilizado para pasar muestras medidas desde unidades de sensores, equipo primario, equipos de comunicaciones protección control y medición, como TC, TP o E/S digitales compartidas entre dispositivos IED. Las capas inferiores del modelo ISO / OSI utilizan características de multidifusión de Ethernet y comunicación de unidifusión a través de la línea serie.

Los clientes y servidores reales pueden conectarse mediante una variedad de sistemas de comunicación. Los medios de comunicación pueden tener restricciones geográficas y de uso, como bits limitados, capas de ruteo o enlace de datos patentadas, tiempos de uso restringidos y demoras de salto satelital. Sistemas puede ser jerárquico, con algunos sitios centrales que autorizan y administran las interacciones con un gran número de sitios de "campo", o puede estar conectado en red con interacciones entre pares. Los medios de comunicación pueden tener diferentes configuraciones, como punto a multipunto, multipunto, mallados, jerárquicos, WAN a LAN, nodos intermedios que actúan como enrutadores, como puertas de enlace, o como bases de datos concentradoras de datos, etc.

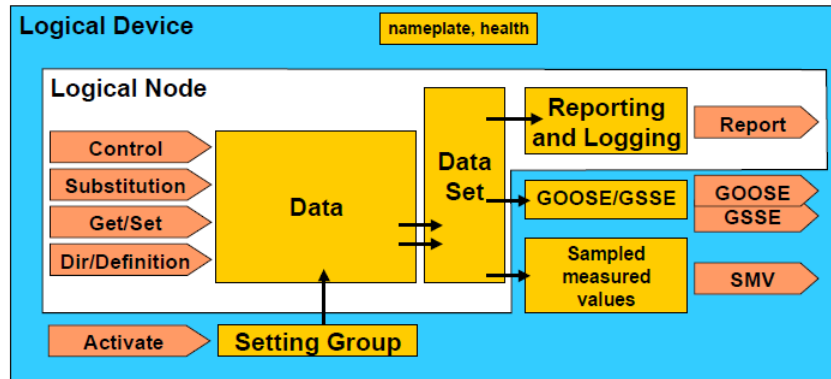


Figura 56 Bloque de Construcción del Dispositivo Lógico

Los servicios de comunicación están estandarizados en el conjunto de servicios abstractos de comunicación Abstract Communication Service Interfac (ACSI) proporcionando 3 tipos de modelos para comunicación: clienteservidor, publicador-suscriptor (publisher-subscriber) con las clases de control GOOSE y Generic Substation Status Event (GSSE); y, muestreo de valores Sampled Values (SV) para valores de medida.

La ACSI (Abstract Communication Service Interface) define servicios de utilidad comunes para dispositivos de subestación. Los dos grupos de servicios de comunicación se muestran en la siguiente figura. Un grupo utiliza un modelo cliente-servidor con servicios como control y obtener valores de datos. Un segundo grupo comprende un modelo peer-to-peer con servicios GSE (usado para propósitos de tiempo crítico, para ejemplo, transmisión rápida y confiable de datos entre IED de protección, de un IED a muchos IED remotos) y con los servicios de valor muestreado para transmisiones periódicas.

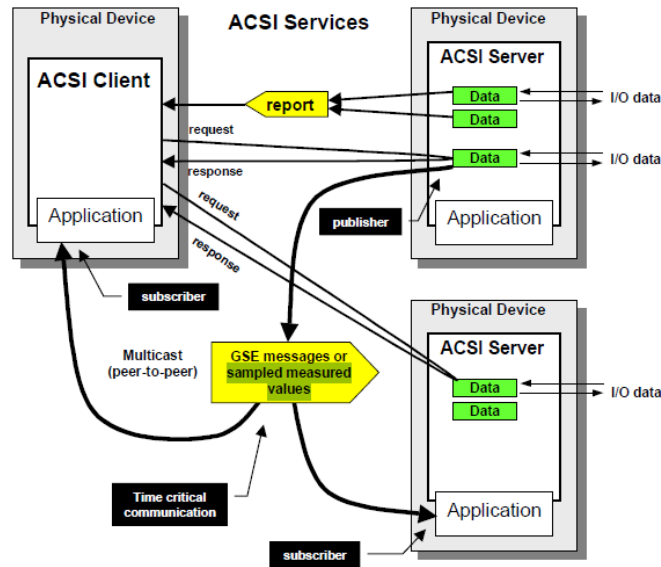


Figura 57 ACSI Services con Sampled Measured Values

Los valores muestreados (SV) o los valores medidos muestreados (SMV) son un protocolo definido en IEC 61850-9-2 para la adquisición de datos en bruto. En particular facilita la transferencia de muestras digitalizadas de mediciones analógicas. Similar GOOSE, SV también son mensajes de tiempo crítico y pueden transmitirse como unicast o multicast. Lo siguiente se puede ver como las características de SV, SV son mensajes de tiempo crítico, por lo tanto, no se envían confirmaciones.

Y como en GOOSE, las capas de enlace y aplicación se asignan directamente, mejorando el rendimiento en el tiempo de la transferencia de datos. Sin embargo, a diferencia de GOOSE, el mismo mensaje no se retransmite en SV. El protocolo SV publica continuamente paquetes de datos a una velocidad específica definido por el usuario.

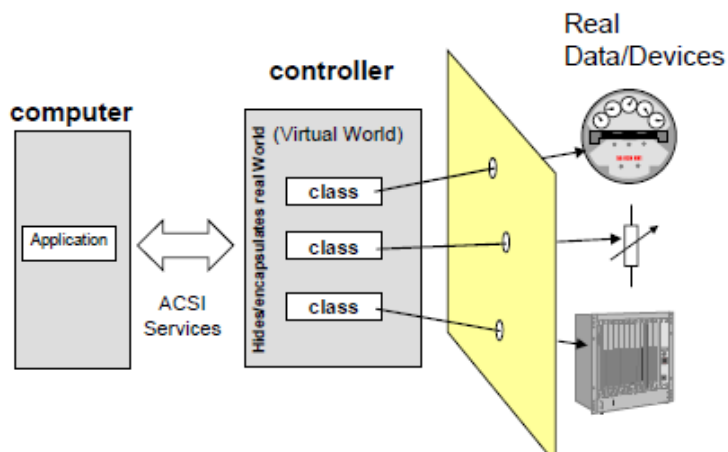


Figura 58 Mediciones en tiempo real con Sampled Measured Values

4.7 GOOSE vs SV.

GOOSE y SV son dos de las principales asignaciones específicas de servicios de comunicación definido en IEC 61850. Generalmente, Los mensajes GOOSE se emplean para el intercambio de información de control rápido entre los IED. Además, los mensajes GOOSE son críticos, unidireccionales, mensajes de multidifusión sin acuses de recibo. Aunque los mensajes GOOSE se usan principalmente para indicar cambios en el estado de la subestación parámetros, pueden transportar valores binarios y analógicos.

SV, por el contrario, es el protocolo para la adquisición de información en bruto particularmente eso es medido por transformadores de instrumentos (TC o TP). Las tramas que se transmiten con los SV llevan Muestras digitalizadas de las mediciones analógicas a una frecuencia de muestreo definida. Estos mensajes también son críticos en el tiempo. El IED especial que convierte los datos análogos de las lecturas de los transformadores de instrumentos en paquetes SV se denominan Fusión Unidad (MU). La mayoría de los fabricantes siguen el Grupo de usuarios internacionales de UCA Pautas de implementación, mejor conocidas como IEC 61850-9-2 LE, para implementación del protocolo SV. Según 9-2 LE, un paquete SV lleva 8 valores instantáneos; valores trifásicos y neutros para voltaje y corriente a una frecuencia de muestreo especificada de 80 o 256 muestras por ciclo.

4.8 Nodos Lógicos PDIF y MDIF.

Este es un nodo lógico de medición para IED con funciones de protección diferencial. En el caso de ser una diferencial de tres líneas, cada relevador diferencial de línea IED en cada terminal de la línea medirá, la corriente, el componente de fase, secuencia local, preparar los fasores (MDIF). Entonces esta información luego se envía a los IED en los otros extremos de la línea (no forma parte de este estándar). Basado en la medición local y las mediciones recibidas, cada IED (PDIF) calculará el corriente diferencial (la suma de los tres vectores para cada corriente de fase) y se considera la restricción (por ejemplo, la suma de los tres escalares dividida por alguna constante). Estos son disponibles como medidas de cada IED a través del MDIF.

El ejemplo de la siguiente figura ilustra un esquema de protección de línea que consta de funciones para Protección diferencial PDIF con provisión remota de datos por MDIF (mediciones diferenciales). MDIF comprende las tres fases para una vista en tiempo real incluyendo todas las relaciones de fase del lado remoto.

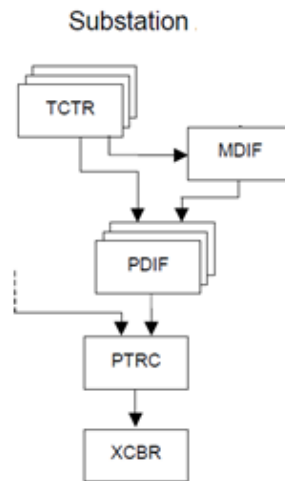


Figura 59 IEC 61850, Uso de MDIF y PDIF

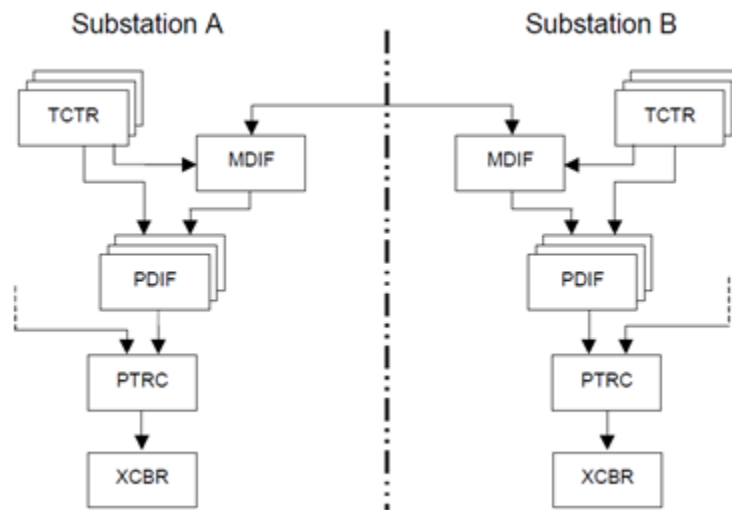


Figura 60 IEC 61850, Esquema diferencial de línea, MDIF y PDIF

En la siguiente figura se muestra la clase MDIF con todos sus Atributos y Valores medidos, los valores medidos incluyen los valores de corrientes de la Fase A, Fase B y Fase C del extremo remoto, los cuales en condiciones normales los relevadores de la misma marca intercambian estos por el canal de comunicaciones propio de la marca y nuestra propuesta se estarán intercambiando por SV mediante un canal ethernet entre subestaciones, considerando que son relevadores de diferente fabricante y de algoritmo diferente.

MDIF class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
Common Logical Node Information				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
Measured values				
OpARem	WYE	Operate Current (phasor) of the remote current measurement		C
Amp1	SAV	Current (Sampled value) phase A		C
Amp2	SAV	Current (Sampled value) phase B		C
Amp3	SAV	Current (Sampled value) phase C		C

Figura 61 IEC 61850, MDIF Class

Nodo Lógico del transformador de corriente: TCTR. La corriente se entrega como valores muestreados. Los valores muestreados se transmiten como valores de ingeniería, es decir, como corriente primaria "verdadera" (corregida) valores. Por lo tanto, la relación del transformador y los factores de corrección no son de interés para las muestras transmitidas, pero con fines de mantenimiento de un convencional externo (magnético) solo transductor. Además, se proporciona información de estado y algunas otras configuraciones son aceptado del LN TCTR. En muchos casos están funciones del nodo lógico se encuentran dentro del relevador por que el equipo eléctrico primario aun no es un Nodo lógico, solo entrega las corrientes o voltajes analógicos mismos que son cableados hasta los relevadores.

TCTR class				
Attribute Name	Attr. Type	Explanation	T	M/O
LNName		Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)		
Data				
<i>Common Logical Node Information</i>				
		LN shall inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class		M
EEHealth	INS	External equipment health		O
EEName	DPL	External equipment name plate		O
OpTmh	INS	Operation time		O
<i>Measured values</i>				
Amp	SAV	Current (Sampled value)		M
<i>Settings</i>				
ARtg	ASG	Rated Current		O
HzRtg	ASG	Rated Frequency		O
Rat	ASG	Winding ratio of an external current transformer (transducer) if applicable		O
Cor	ASG	Current phasor magnitude correction of an external current transformer		O
AngCor	ASG	Current phasor angle correction of an external current transformer		O

Figura 62 IEC 61850, TCTR Class

La función de un transformador de instrumento (es decir, medir y publicar un parámetro particular), se representa mediante la lógica de un nodo dentro del archivo CID (Configured IED Description) de la unidad de fusión. Por ejemplo, el transformador de corriente conectado a la fase A está representado por una instancia de transformador de corriente clase de nodo lógico "TCTR". Del mismo modo, la función del transformador de voltaje es representado por la clase de nodo lógico del transformador de tensión "TVTR".

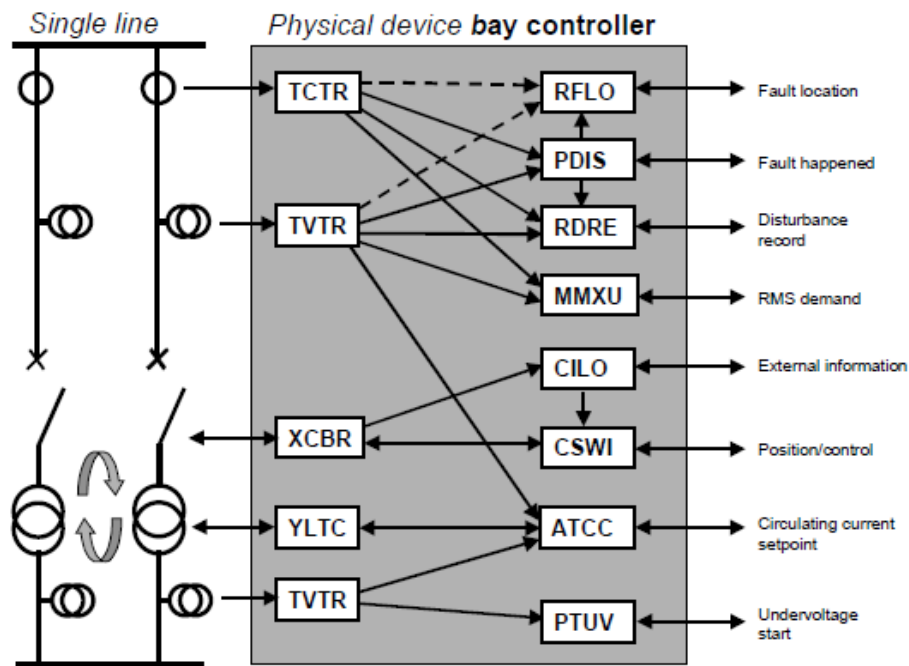


Figura 63 Uso del TCTR Class en un Equipo

4.9 Ventajas y Desventajas del Protocolo IEC 61850.

IEC 61850 tiene varias características y ventajas únicas que lo distinguen de protocolos de SAS heredados.

Mejora de la interoperabilidad de múltiples proveedores La palabra interoperabilidad, en el contexto de IEC 61850, se refiere a capacidad de intercambio de un IED del mismo fabricante o de diferentes fabricantes información entre sí y para aplicar esa información para adquirir la información deseada. Los fabricantes pueden lograr esto adhiriéndose a lo explícito definiciones, especificaciones y procedimientos provistos en la norma. Los protocolos de automatización de subestaciones anteriores a IEC 61850 han tenido varias cuestiones relacionadas con la interoperabilidad. Los fabricantes a veces tienen sus propios protocolos patentados para funciones de automatización de subestaciones. Esto hace que las configuraciones entre dispositivos de diferentes proveedores un ejercicio tedioso. Generalmente, las utilidades tienen que quedarse con un proveedor o usar convertidores de protocolo. Por el contrario, todos los dispositivos

compatibles con IEC 61850, una vez configurados, son capaces de trabajar en conjunto entre sí, independientemente de su marca. Esto esencialmente simplifica las tareas de ingeniería involucradas y también permite la selección de dispositivos basados en el rendimiento en lugar de la compatibilidad.

Simplificación de cableados, La siguiente ventaja vital que ofrece IEC 61850 es la simplificación de implementaciones de ingeniería cableadas. Los SAS más viejos requieren una gran cantidad de conexiones físicas, tanto para comunicación entre dispositivos como para la adquisición de datos. Se deben consumir cantidades significativas de tiempo y dinero en diseñando, configurando y resolviendo problemas de estas conexiones. Con IEC 61850, la cantidad de conexiones y configuraciones asociadas son considerablemente reducido, ya que toda la comunicación se realiza digitalmente mediante la red local de la Subestación.

Además, la adición o modificación de equipos en subestaciones heredadas requiere reconfiguración física del sistema, mientras que en SAS IEC 61850, todas las nuevas configuraciones requeridas pueden realizarse en el software y enviarse a los IED a través de la red de comunicación.

Representación de datos orientada a objetos y modelado de objetos IEC 61850, lo hace mucho más intuitivo y fácil de usar que sus contrapartes. La representación de datos (modelos de datos) en IEC 61850 emula la estructura (topología) de la subestación a la que está destinado. Este concepto se menciona en el estándar como virtualización. Representación de datos en otra subestación los protocolos de automatización no representan específicamente la subestación física entidad que representa. De nuevo, esto hace que el diseño y la configuración con IEC 61850 más fácil, lo que en un sistema SAS con cientos de IED podría hacer una diferencia sustancial IEC 61850 presentó procedimientos de ingeniería meticulosos, nombrando convenciones y modelos de equipos para el diseño y configuración de un Subestación completa. IEC 61850 sigue un enfoque unificado en el desarrollo del SAS.

Esto comienza desde la especificación de requisitos y gradualmente evoluciona hacia un Modelo virtual descriptivo de la subestación real. Otra característica única

de IEC 61850 es su relativa independencia de la comunicación prevaleciente tecnología. En IEC 61850, las piezas básicas de modelado se desacoplan de métodos de intercambio de información (es decir, utiliza modelos abstractos). De ese modo, el núcleo del estándar permanecerá intacto, mientras que sus implementaciones pueden adoptar las tecnologías de comunicación de vanguardia.

IEC 61850 basa su comunicación y depende de una red de datos que contiene todos los puntos de acceso que pueden comunicarse con un protocolo de subred sin intervención del router. Diferentes subredes con protocolos diferentes pueden correr en la misma red física de comunicaciones. Permite definir las direcciones para: puntos de acceso, bloques de control GSE, bloques de control Sampled Measured Values (SMV). Además, define la conexión física de los puntos de acceso (tipo de conexión: óptico, eléctrico, radio; tipo de conector: RJ45, ST; puerto y cable). Actualmente se utilizan casos como la protección de distancia, teleprotección y medición de medida fasoriallas unidades envían GOOSE basado en IEC 61850 y valor de muestra mensajes fuera de la subestación. Los intercambios de mensajes pueden estar entre múltiples subestaciones pares o entre subestación y el centro de control. El gran desafío en cualquiera de estos escenarios es el tráfico de Ethernet a través de Red WAN por los siguientes motivos:

- Ethernet no es y no fue construido para área amplia comunicación
- Ethernet no es un protocolo enrutable
- Si uno examina el actual Ethernet e IP basado en redes, la razón por la cual estas redes escalan al tamaño de Internet e incluso más grande se debe a la clave atributos de ampliación y cobertura;
- En un dominio de capa 2 (dominio de puente Ethernet), el tráfico llega al destino al ser reenviado a través de tablas de puente (que se rellenan según mac address aprendida) o inundando el tráfico cuando El destino es desconocido. Grandes dominios de puente potencialmente pueden desestabilizar la red y la recuperación Los tiempos son muy difíciles de determinar.

La mayoría de las implementaciones de IEC 61850 en el mundo real, El sistema SAS está restringido al bus de la estación. Muchas utilidades alrededor del mundo

han incorporado la comunicación del bus de estación IEC 61850. Aplicación de mensajes GOOSE en funciones SA (Substation Automation) incluida la grabación de eventos, la actualización del estado y el enclavamiento es generalizado, mientras que su uso en tareas más críticas como el disparo del interruptor es menos común.

Por otro lado, muchas de las implementaciones de SV aún permanecen en niveles de prueba e investigación, aunque bus de proceso digital basado en SV la comunicación es una parte integral de IEC 61850. Esto se debe a muchas razones incluida la falta de IED compatibles con SV (tanto a nivel de proceso como de bahía), falta de fiabilidad causada por el extenso tráfico de red y la alta demanda de ancho de banda.

Aunque muchos de los IED de protección disponibles comercialmente son IEC 61850 compatible con bus de estación, IED de protección comercial que utilizan SV (proceso IED compatibles con bus) no son muy comunes. Además, muchos aspectos de SV la comunicación permanece sin explorar y gran parte de su potencial está sin explotar.

SV presenta una oportunidad de innovación de filosofías de protección: para ejemplo, permite el desarrollo de aplicaciones distribuidas basadas en datos actuales y valores de voltaje comunicados entre dispositivos conectados al bus de proceso.

Además, las altas tasas de muestreo asociadas con IEC 61850-9-2 LE La implementación permite el desarrollo de algoritmos de protección basados en señales transitorias de frecuencia. Estas perspectivas son los factores que motivaron esta investigación.

SIEMENS IEC-Browser

Server ICD/SCD Edit Action Extras Help

Connect Disconnect Cancel Delete PP201PROT/TCTR1\$CF Go to

- QUAD_PDIS2
- QUAD_PDIS3
- QUAD_PDIS4
- REBL_GAPC1
- RSLEDGAPC0
- RSLEDGAPC1
- RSOF1
- RTPC1
- RTRE1
- SE_RFLO1
- SFFM1
- TCTR1**
 - CF - (Configuration)
 - DC - (Description)
 - EX - (Extension)
 - SE - (Setting Group Editable)
 - SG - (Setting Group)
 - ST - (Status)
- TCTR2
- TCTR3
- TCTR4
- TR_SBW1
- TVTR1
- TVTR2
- TVTR3
- TVTR4
- TVTR5
- U SPSQ1

Name	Type(Len[arr])	Value
Name		CF
Description		(Configuration)
Type		Functional Constraint
Path		PP201PROT/TCTR1\$CF
Mod\$ctlModel	Integer (1[1])	0
ARtg\$units\$SIUnit	Integer (1[1])	5
ARtg\$units\$multiplier	Integer (1[1])	0
ARtg\$minVal\$f	Float (4[4])	1.000000e+000
ARtg\$maxVal\$f	Float (4[4])	1.000000e+005
ARtg\$stepSize\$f	Float (4[4])	1.000000e-001
HzRtg\$units\$SIUnit	Integer (1[1])	33
HzRtg\$units\$multiplier	Integer (1[1])	0
HzRtg\$minVal\$f	Float (4[4])	1.667000e+001
HzRtg\$maxVal\$f	Float (4[4])	6.000000e+001
HzRtg\$stepSize\$f	Float (4[4])	1.000000e-002
Cor\$units\$SIUnit	Integer (1[1])	1
Cor\$units\$multiplier	Integer (1[1])	0
Cor\$minVal\$f	Float (4[4])	1.000000e-002
Cor\$maxVal\$f	Float (4[4])	1.000000e+001
Cor\$stepSize\$f	Float (4[4])	1.000000e-003
AngCor\$units\$SIUnit	Integer (1[1])	9
AngCor\$units\$multiplier	Integer (1[1])	0
AngCor\$minVal\$f	Float (4[4])	-9.000000e+001
AngCor\$maxVal\$f	Float (4[4])	9.000000e+001
AngCor\$stepSize\$f	Float (4[4])	1.000000e-002
SeqNoDev\$minVal	Integer (4[4])	1
SeqNoDev\$maxVal	Integer (4[4])	2147483647
SeqNoDev\$stepSize	UInteger (4[4])	1

Figura 64 Nodo Lógico TCTR en diferencial de Línea SIEMENS, SIPROTEC

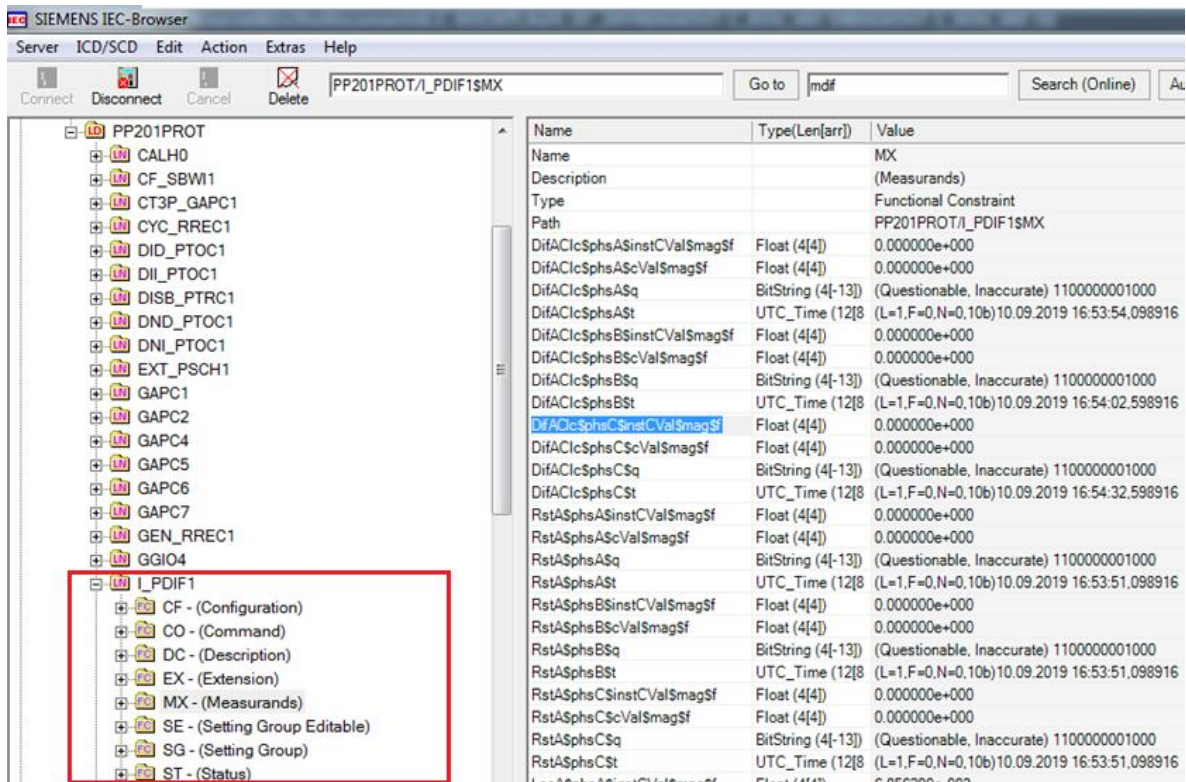


Figura 65 Nodo Lógico PDIF en diferencial de Línea SIEMENS, SIPROTEC

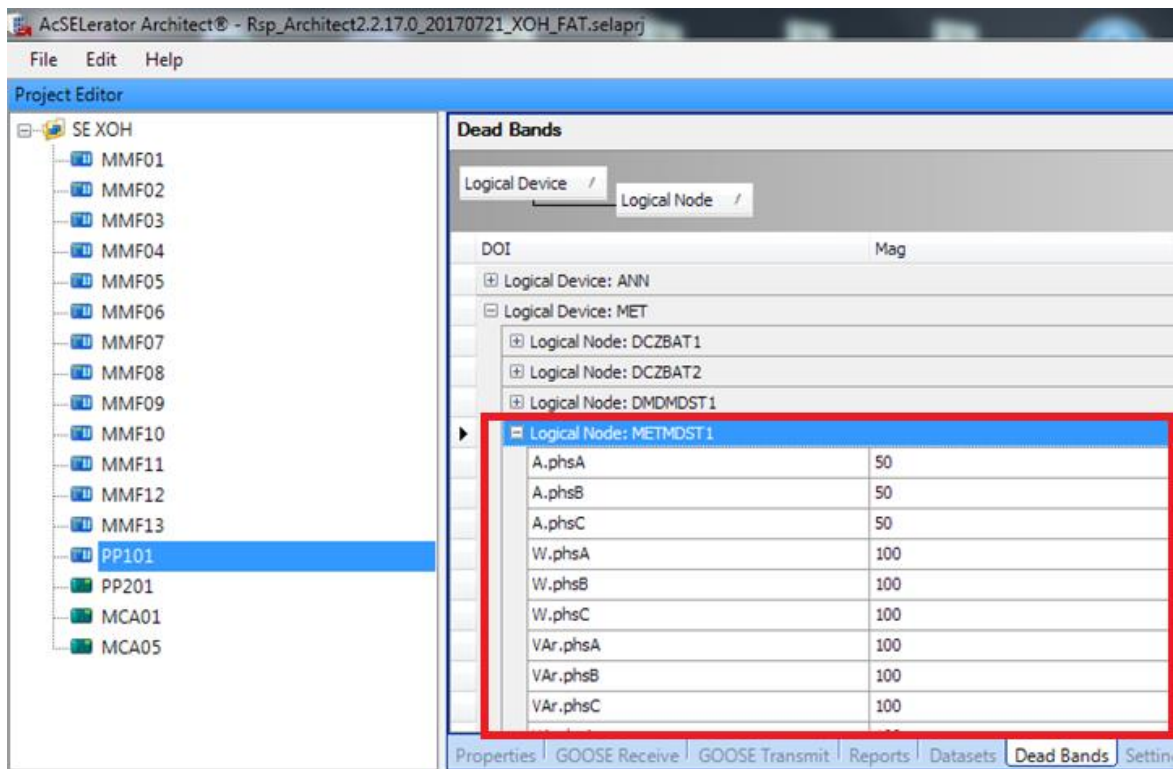


Figura 66 Nodo Lógico MDIF en diferencial de Línea SELL 411L

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE ALGORITMOS 87L, PRINCIPIOS Y SIMULACIONES

5.1 Características de los Algoritmos en Relevadores 87L

El esquema de protección de línea debe aislar las fallas a lo largo del Línea de transmisión protegida con una alta velocidad. Una encuesta de IEEE, la protección de línea más utilizada en la década de 1980 en los Sistemas eléctricos de potencia era la de comparación direccional, este informe declaró que alrededor del 80 por ciento de las empresas utilizaban la protección de comparación direccional. Las principales razones de esta amplia aceptación son los requisitos limitados del canal y la redundancia inherente y la copia de seguridad de sistemas de comparación direccional. Sin embargo, los sistemas de comparación direccional requieren la referencia del voltaje. En comparación con los esquemas convencionales de solo corriente, estos esquemas ofrecen buenos resultados para cobertura en fallas resistivas a tierra.

La estadística del uso de esquemas de protección del 2010 en líneas de transmisión de los sistemas eléctricos de potencia deja ver una marcada tendencia para el uso de esquemas diferenciales de líneas (en líneas cortas y medianas) en gran medida por los servicios de comunicaciones y la confiabilidad de estos. Es más común que se implementen esquemas diferenciales de línea como protección primaria y algún otro esquema de protección como protección secundaria, de ahí la necesidad de nuestro estudio, para poder habilitar el esquema diferencial de línea con 2 relevadores de diferente marca por medio del estándar IEC 61850.

El esquema de protección de Comparación direccional y el esquema de protección diferencial de corriente ambos requieren de un canal de comunicaciones confiables para su correcta operación. Los sistemas de solo corriente exhiben un buen rendimiento en complejos problemas de protección, tales como fallas evolutivas, fallas entre fases, fase a tierra dentro de la zona de cobertura de la línea de transmisión, inducción mutua, oscilaciones de potencia y desequilibrio de impedancia en serie no afectan en desempeño de la diferencial de línea. Los

sistemas de solo corriente (87L) también son una buena solución para líneas de transmisión compensadas en serie, de tres terminales en líneas cortas y medianas.

Los canales de comunicaciones digitales modernos cumplen los requisitos de los esquemas de protección. Una limitación básica de los esquemas diferenciales de corriente para líneas de transmisión es que se debe tener una restricción para los errores de medición de los TCs y el retraso del canal de comunicaciones considerado un tiempo máximo de asimetría.

La protección diferencial de línea 87L utiliza un canal o canales de comunicaciones para intercambiar información entre los terminales de la línea de transmisión. Usando información del relevador colateral, la protección diferencial proporciona detección simultánea de alta velocidad y eliminación de fallas a lo largo de la línea protegida (de manera individual cada relevador calcula las diferencias mediante algoritmos).

Los canales de comunicaciones tradicionales como la fibra óptica surgieron principios de la década de 1980 como un nuevo tipo de medio de comunicación para la protección diferencial de línea. La fibra óptica tiene un ancho de banda amplio y elimina los problemas de inducción eléctrica, ruido y aislamiento eléctrico de los canales tradicionales.

Podemos clasificar los sistemas de protección diferencial de línea conforme a la forma en que el relevador de manera local utiliza la información que recibe del colateral para generar la señal de disparo a los interruptores relacionados a la línea de transmisión. En todos los relevadores independientemente del algoritmo se maneja una zona de restricción con el objetivo de que errores de medición o errores de asimetría en el canal de comunicaciones no ocasionen un disparo (cada marca usa su propio algoritmo para el cálculo de la diferencia y emitir su señal de disparo independientemente a su colateral).

5.2 Algoritmo Diferencial de Línea de equipo GE L90

Todas las técnicas diferenciales se basan en el hecho de que, en condiciones normales, la suma de las corrientes que entran en cada fase de una línea de transmisión de todos los terminales conectados es igual a la corriente de carga para esa fase. Más allá del diferencial fundamental principio, las tres consideraciones técnicas más importantes son; consolidación de datos, característica de restricción y sincronización de muestreo. El L90 utiliza conceptos nuevos y únicos en estas áreas.

La consolidación de datos se refiere a la extracción de parámetros apropiados para ser transmitidos a partir de muestras instantáneas de las Corrientes de fase de línea que se están transmitiendo. Al emplear la consolidación de datos, se logra un equilibrio entre la respuesta transitoria y el ancho de banda requisitos. La consolidación es posible en dos dimensiones: tiempo y fases. La consolidación del tiempo consiste en combinar una secuencia temporal de muestras para reducir el ancho de banda requerido. La consolidación de fase consiste en combinar información de Tres fases y neutro. Aunque la consolidación de fase es posible, generalmente no se emplea en esquemas digitales, porque se desea detectar qué fase falla. El relé L90 transmite datos para las tres fases. La consolidación del tiempo reduce los requisitos de ancho de banda de comunicaciones. La consolidación del tiempo también mejora la seguridad al eliminar la posibilidad de interpretar falsamente una muestra de datos corrupta como una falla.

La característica de restricción, que es el límite de decisión entre situaciones que se declaran fallas francas y los que no son fallas. El L90 utiliza un innovador proceso de decisión adaptativo basado en un Cálculo en línea de las fuentes de error de medición. En este enfoque adaptativo, la región de restricción es una elipse con eje mayor variable, eje menor y orientación. Los parámetros de la elipse varían con el tiempo para hacer un mejor uso de la precisión de las mediciones actuales.

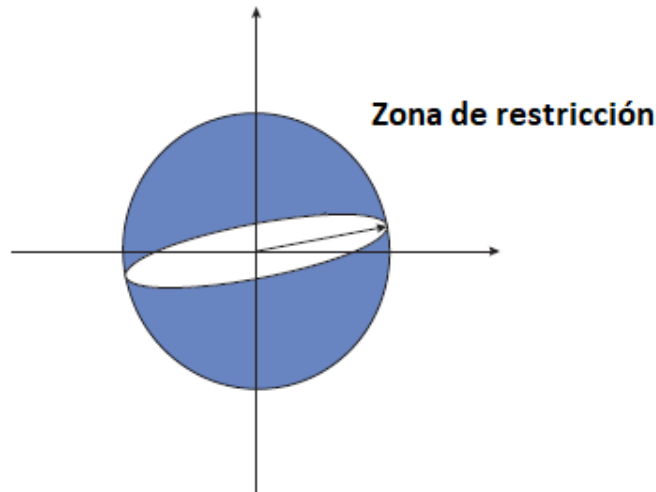


Figura 67 Cobertura de Fallas mejorada de la Restricción Elíptica Adaptativa

Otro elemento que caracteriza el diseño de L90 es la sincronización de muestreo. Para que funcione un esquema diferencial, los datos que se comparan deben tomarse al mismo tiempo. Esto crea un desafío cuando los datos se toman en ubicaciones remotas. El sistema L90 utiliza una arquitectura de igual a igual en la que los relés en cada terminal son idénticos. Cada relé calcula la corriente diferencial y los relojes se sincronizan entre sí de manera distribuida. La arquitectura de igual a igual es basada en dos conceptos principales que reducen la dependencia del sistema de los canales de comunicación: replicación de protección y sincronización distribuida.

La replicación de la protección significa que cada relé está diseñado para poder brindar protección a todo el sistema, y lo hace así que siempre que tenga suficiente información. Por lo tanto, un relé proporciona protección siempre que pueda comunicarse directamente con su colateral. Para un sistema de múltiples terminales, el grado de replicación está determinado por el grado de interconexión de la comunicación.

Cada relé L90 mide corrientes trifásicas 64 veces por ciclo. La sincronización en el muestreo se mantiene en todo momento. El sistema a través de la técnica de sincronización distribuida.

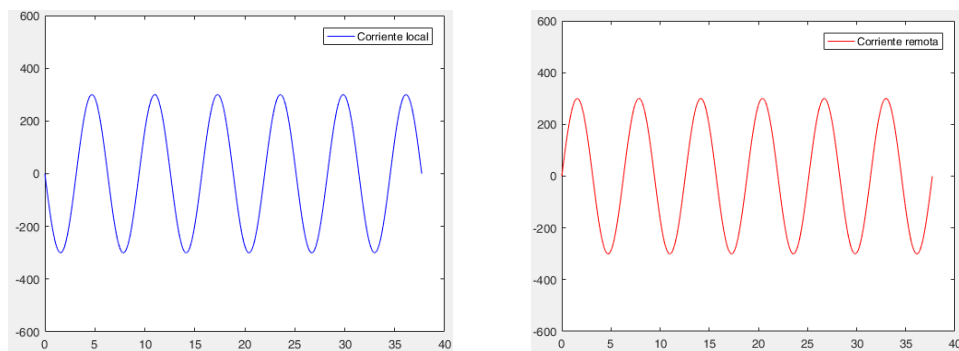


Figura 68 Figura Corriente Local y Remota sin falla y sin errores en la medición.

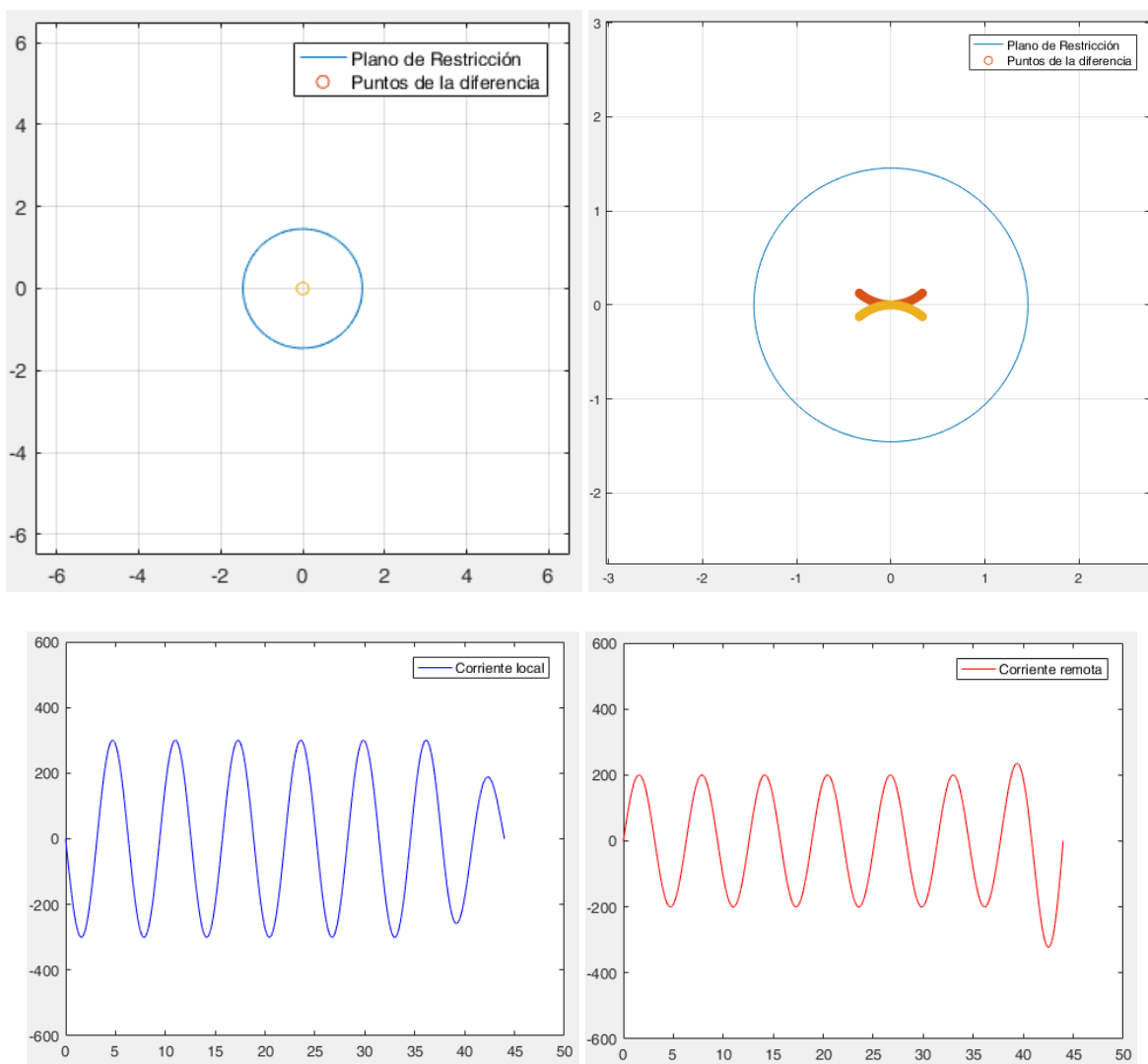


Figura 69 Corriente Local y Remota con falla los primeros ciclos sanos y después la falla

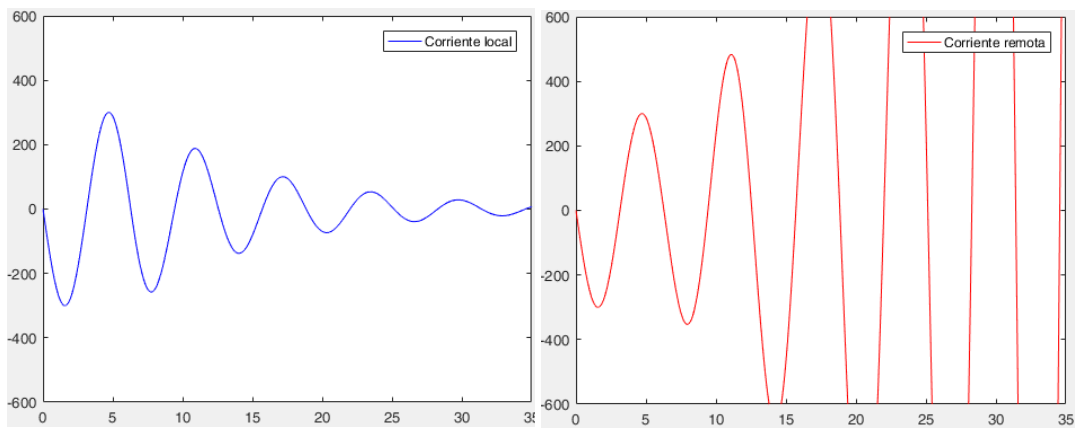
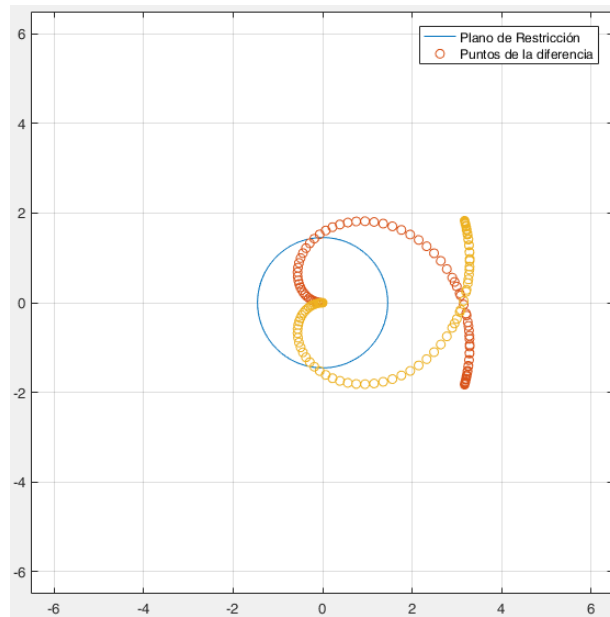


Figura 70 Corriente Local y Remota con falla permanente sin operación del esquema diferencial de línea

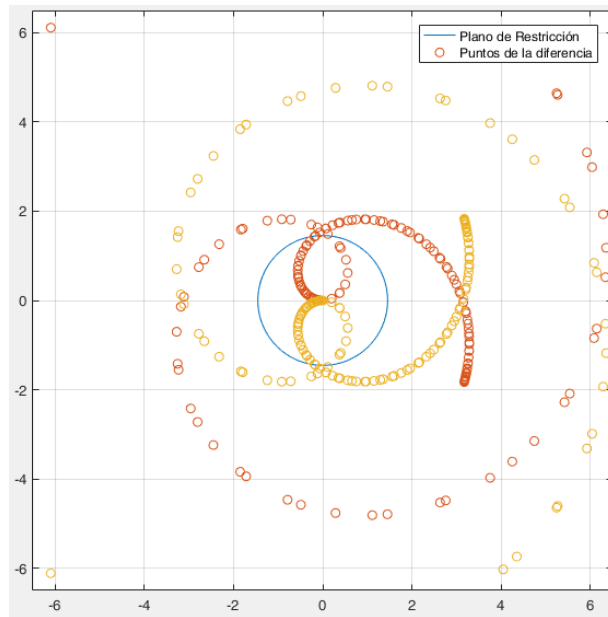


Figura 71 Algoritmo Diferencial de Línea de Equipo SEL 311L

El relevador protección 87L diferencial de corriente de línea SEL-311L incluye elementos de protección basados en corriente. La pérdida o la ausencia de potencial no afecta elementos basados en corriente como la línea Protección diferencial de corriente. Brevemente se describe el funcionamiento del algoritmo diferencial de SEL en el relevador 311L.

El relé SEL-311L contiene cinco elementos diferenciales de corriente de línea:

- uno para cada fase
- uno para secuencia negativa y corriente de tierra

Los elementos de fase proporcionan protección de alta velocidad para fallas de alta corriente. La secuencia negativa y los elementos de tierra proporcionan protección sensible para fallas desequilibradas sin comprometer la seguridad. La configuración 87L no necesita cambiarse de los valores predeterminados de fábrica, para su correcta operación.

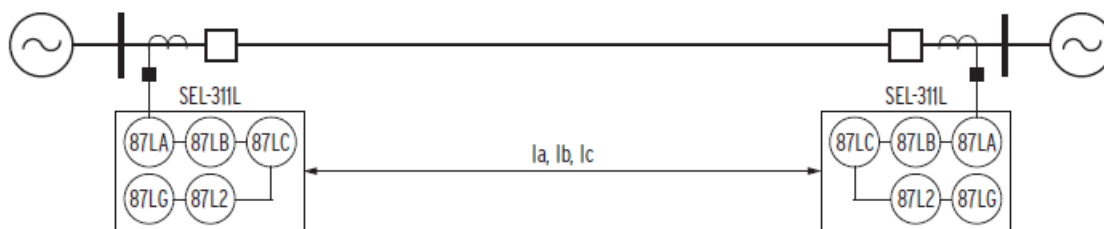


Figura 72 Elementos Diferenciales de Corriente de línea SEL-311L

El SEL-311L intercambia muestras de I_a , I_b e I_c sincronizadas en el tiempo entre Terminales de dos o tres líneas. Elementos diferenciales actuales 87LA, 87LB, 87LC, 87L2 y 87LG en cada relé compare I_a , I_b , I_c , $3I_2$ y $3I_0$ (I_G) de cada terminal de línea. Todos los relés realizan cálculos de diferencia de corriente de línea idénticos en una punto a punto arquitectura para evitar retrasos en el viaje de transferencia.

Los elementos diferenciales de fase 87LA, 87LB y 87LC detectan de manera confiable fallas trifásicas. El elemento de secuencia negativa 87L2 detecta fallas internas desequilibradas. La siguiente figura muestra el plano alfa, que representa la relación de corrientes remotas (I_R) a corrientes locales (I_L). Hay un plano alfa separado para cada corriente (fase, secuencia negativa, secuencia cero, etc.).

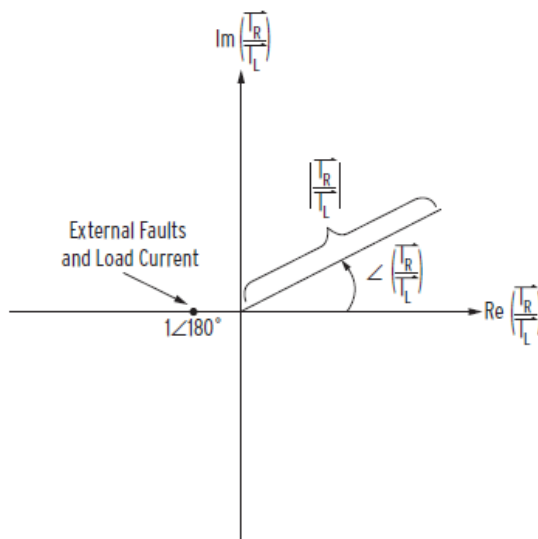


Figura 73 El Plano Alfa representa la Relación de las Corrientes Remoto y Local

Se asigna arbitrariamente la corriente que fluye hacia la línea protegida para tener un ángulo cero, y la corriente que fluye fuera de la línea protegida para tener un ángulo de 180 grados. Cinco amperios de corriente de carga que fluye desde el relé local al remoto producen un Corriente de fase A de 5 Amp a 0 ° en el relé local y 5 Amp a 180 ° en el relé remoto. En el plano alfa de la fase A, esto traza una unidad a la izquierda del origen, como se muestra en la figura del plano alfa. Las otras dos fases también residen a 1 a 180 ° en condiciones fuera de falla respectivos planos alfa.

De hecho, todos los gráficos de corriente de carga a 1 a 180 ° independientemente de la magnitud e independientemente del ángulo con respecto a los voltajes del sistema. El SEL-311L rodea el punto 1 a 180 ° en el plano alfa con una restricción región, como se muestra en la siguiente figura. El relé se dispara cuando la relación del plano alfa viaja fuera de la región de restricción, y la diferencia de corriente es superior a umbral configurable, el relé se restringe cuando la relación del plano alfa permanece dentro de la región de restricción, o cuando no hay suficiente diferencia de corriente.

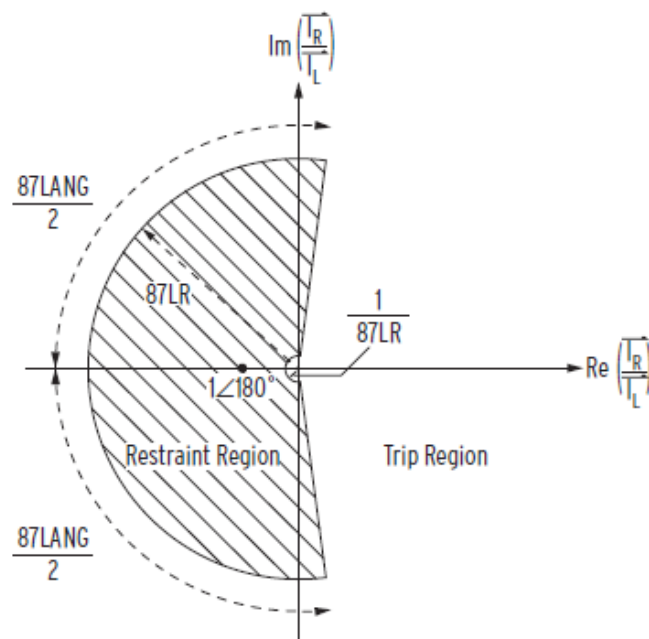


Figura 74 SEL-311L Restraint Region Surrounds External Faults

La forma de la región de restricción se describe mediante dos configuraciones. La configuración 87LANG determina la extensión angular de la restricción región. La configuración 87LR determina el radio exterior de la región de restricción. El radio interno es el recíproco de 87LR. Si la fase A la relación de corriente viaja fuera de la característica de restricción y la fase A la corriente de diferencia excede la configuración 87LPP, luego el elemento 87LA afirma, indicando una falla interna.

A continuación, se muestran simulaciones realizadas en Matlab, esta primera simulación consiste en simular el comportamiento de plano de restricción alfa de la Marca SEL y validar su comportamiento de forma ideal donde no hay errores de medición y sin contemplar asimetría de canal (problemáticas reales de las diferenciales de línea).

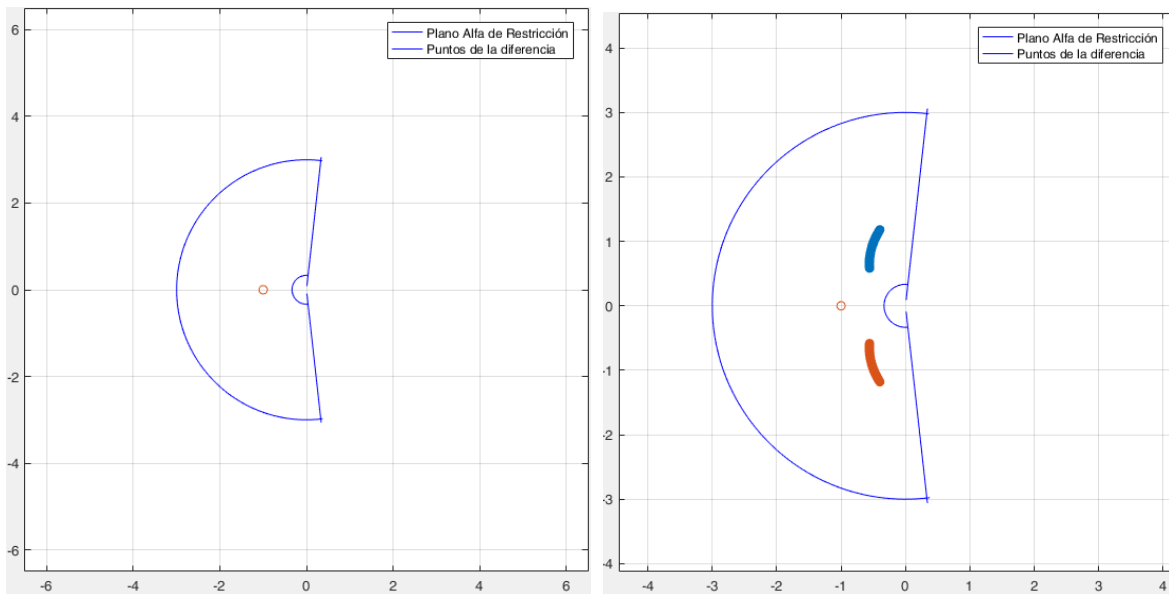


Figura 75 Plano Alfa sin falla todo queda en -1,0, dentro de la Zona de Restricción.

Se observa que al no tener errores en la medición el punto dentro de la zona de restricción del plano Alfa se encuentra siempre fijo en el punto -1,0, es el estado donde no hay falla en la zona de cobertura de la diferencial de línea, la siguiente figura muestra errores en la medición y errores en al canal de comunicaciones, siempre dentro de la zona de restricción del plano alfa.

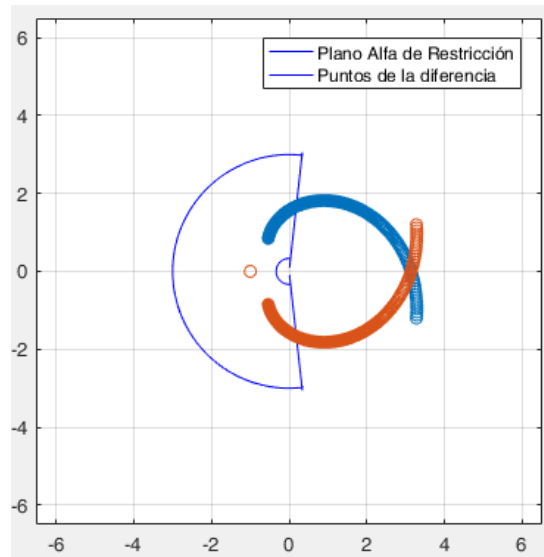


Figura 76 Plano Alfa desde la Detección hasta el Aislamiento de la Falla

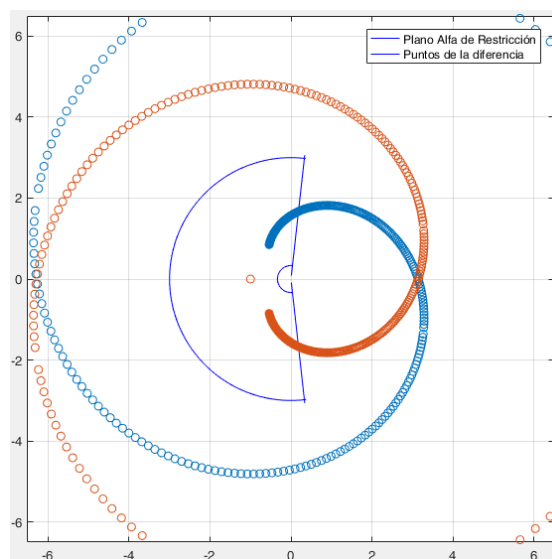


Figura 77 Plano Alfa con Falla Permanente en la Zona de Protección de la Línea.

5.3 Algoritmo de protección SIEMENS SIPROTEC:

Algoritmo de protección SIEMENS SIPROTEC:

La protección diferencial de línea SIEMENS, Es una protección de cortocircuito selectiva para líneas aéreas, cables y barras con alimentación unilateral y multilateral, en redes radiales, anulares o malladas. Permite una desconexión rápida de cortocircuitos monopolares y tripolares en 2 hasta 6 extremos de la línea.

Opera ante todo selectivamente por fase, la protección diferencial de línea está diseñada para objetos a proteger, como máximo, con 6 extremos. Está basada en la comparación de los valores de intensidad. Para ello se debe instalar un equipo en cada extremo de la zona a proteger. Los equipos intercambian sus valores medidos por vías de comunicación.

Cada equipo realiza una comparación de las intensidades y en caso de reconocer un cortocircuito interno efectúa una orden de disparo al interruptor asignado. Los transformadores de intensidad delimitan selectivamente la zona de protección. Con la función detección de intensidad de cierre y el procedimiento adaptativo de medida de la protección diferencial de línea se pueden estabilizar los escalones contra una reacción de disparo provocada por las intensidades de cierre del transformador.

Las magnitudes de medida se codifican en telegramas digitales y se transmiten a través de canales de comunicación. Para esto, cada equipo dispone al menos de una interfaz para la comunicación de datos de protección que a continuación es denominado interfaz de datos de protección. Cada equipo mide la intensidad y envía su información referente a la amplitud y posición de fase al extremo opuesto. Con esta funcionalidad, cada equipo puede formar la suma de las intensidades de todos los extremos y procesarla a continuación.

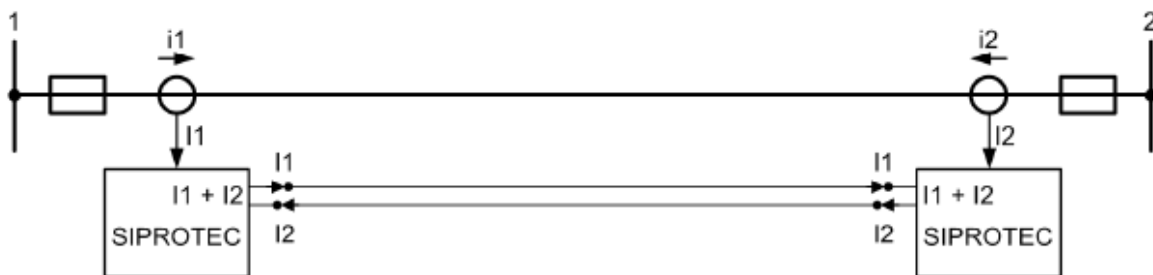


Figura 78 Protección Diferencial para una Línea con 2 Extremos

Los equipos detectan las intensidades locales de manera asíncrona. Esto significa que cada equipo mide, digitaliza y preprocesa las correspondientes intensidades procedentes de los transformadores de intensidad, en su propio reloj de proceso. Si las intensidades de 2 o más extremos de la línea deben ser comparadas, es necesario procesar todas las intensidades con la misma base de tiempo. Todos los equipos que operan en conjunto intercambian su referencia de tiempo con cada telegrama. El equipo cuya dirección esté registrada en primer lugar en el interface de datos de protección, actúa como Timing-Master, es decir, determina la trama de tiempo. Entonces, cada equipo puede calcular la diferencia temporal producida por los tiempos de transmisión y procesamiento en relación con el Timing-Master.

Mediante la marca de tiempo en el telegrama de datos de medida, los equipos vigilan permanentemente los tiempos de transmisión y los consideran en el respectivo extremo receptor. También se mide permanentemente y se corrige eventualmente la frecuencia de los valores de medida que es decisiva para obtener el cálculo exacto de vectores complejos y una comparación vectorial síncrona. Si el equipo está conectado a transformadores de tensión y existe al menos una tensión con un nivel suficientemente alto, se determina la frecuencia a partir de esta tensión. En caso contrario, se recurre a las intensidades medidas para determinar la frecuencia. Las frecuencias determinadas se intercambian por las vías de comunicación entre los equipos. Bajo estas condiciones todos los equipos operan con la frecuencia actualizada.

El principio fundamental de la protección diferencial se basa en que sólo en un funcionamiento sin faltas la suma de las intensidades fluyentes al equipo de

protección es igual a 0. Esto también es válido para la instalación primaria solamente mientras las intensidades transversales que, por ejemplo, se producen por las capacidades de la línea o las intensidades de magnetización de transformadores y reactancias transversales sean insignificantes. Por el contrario, las intensidades secundarias que son conducidas a los equipos a través de los transformadores de intensidad, están sujetas a los errores de medida que dependen de las relaciones de transformación de los transformadores de intensidad y de los circuitos de entrada de los propios equipos.

Todas estas influencias dan lugar a que, incluso en funcionamiento no perturbado, la suma de las intensidades procesadas en los equipos no sea exactamente igual a 0. La protección diferencial se estabiliza contra estas influencias. Para esto, se aplica el procedimiento especial de Auto estabilización adaptativa que asegura la máxima sensibilidad posible de la protección diferencial.

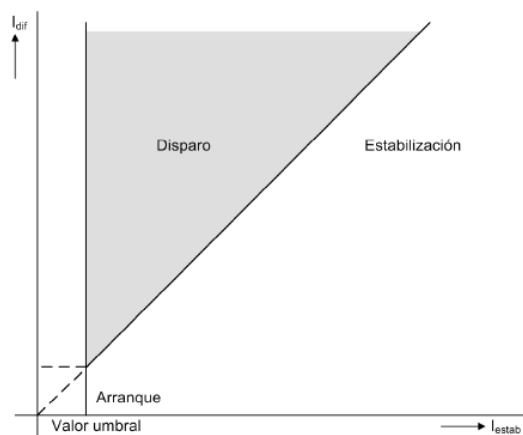


Figura 79 Característica de Disparo de la Protección Diferencial

Para considerar las influencias de los transformadores de intensidad, cada equipo calcula una magnitud de auto estabilización I_{Error} de manera adaptativa. Ésta se obtiene por aproximación considerando los datos de los transformadores de intensidad locales y la magnitud de las intensidades locales medidas y calculando los posibles errores locales de los transformadores de medida.

La base para el cálculo son los datos de los transformadores de intensidad conectados que deben ser introducidos individualmente para cada equipo. Ya que cada equipo transmite a los demás equipos sus errores aproximados, cada equipo puede determinar también la suma de los posibles errores y con ello estabilizarlos.

El equipo también calcula otros errores de medida, como los que pueden surgir en el propio equipo debido a tolerancias de hardware, tolerancias de cálculo, divergencias de tiempo o debido a la Calidad de las magnitudes de medida tales como armónicos y divergencias de frecuencia, los cuales incrementan de manera adaptativa el valor de la auto estabilización local. Aquí también se consideran las dispersiones admisibles para los tiempos de transmisión y procesamiento.

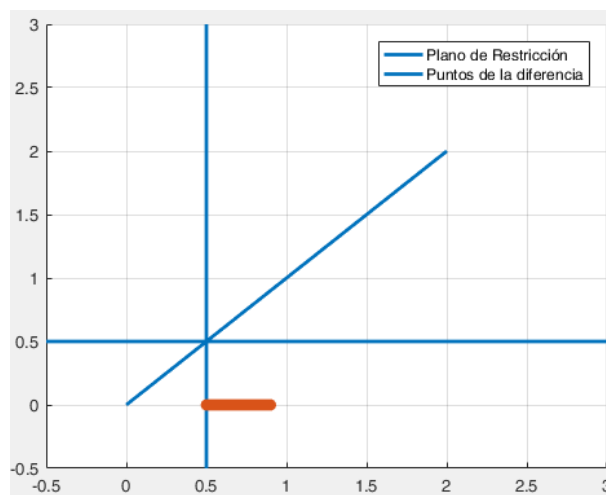


Figura 80 Algoritmo de SIEMENS sin falla y sin errores en la Medición

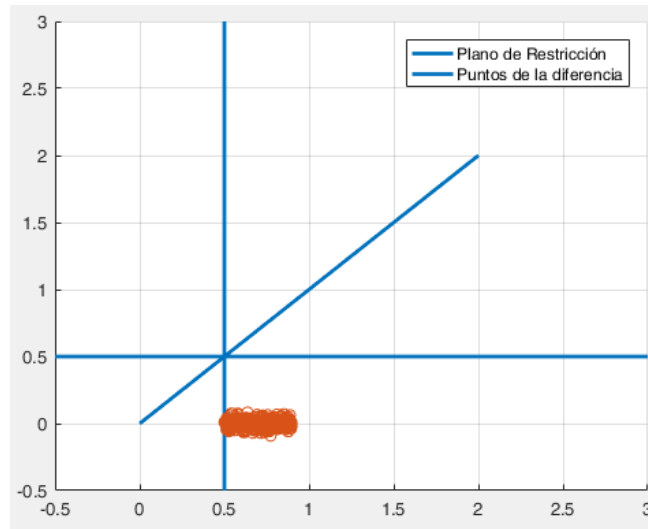


Figura 81 Algoritmo de SIEMENS sin falla y con errores en la Medición

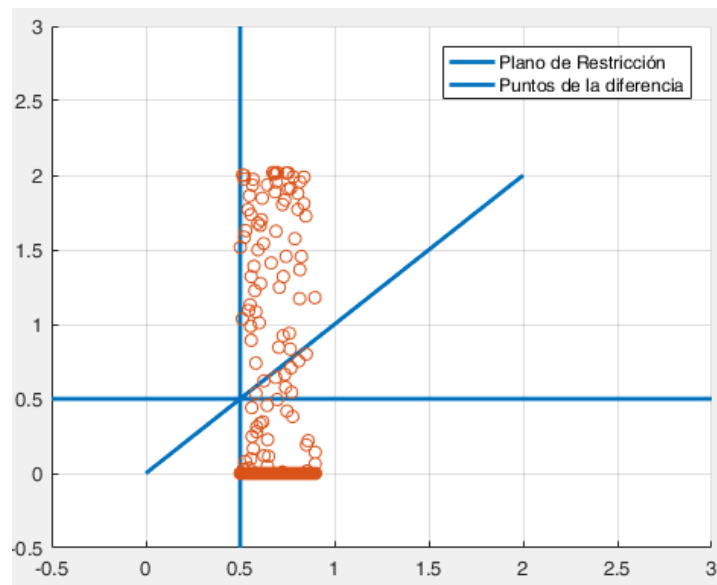


Figura 82 Algoritmo de SIEMENS con falla y con errores en la medición, opera diferencial

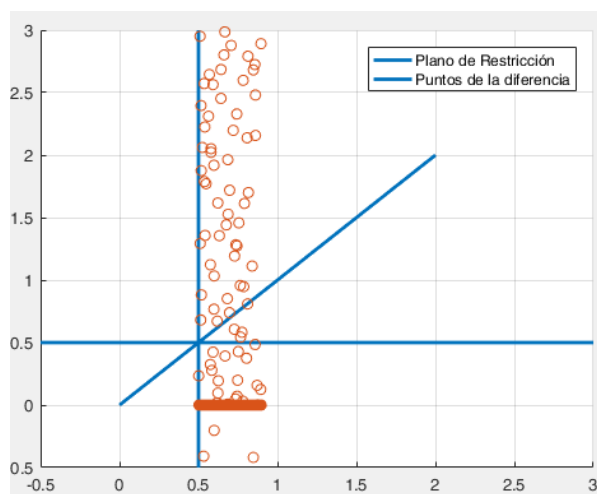


Figura 83 Algoritmo de SIEMENS con Falla Permanente

5.5 Simulación de algoritmo RFL

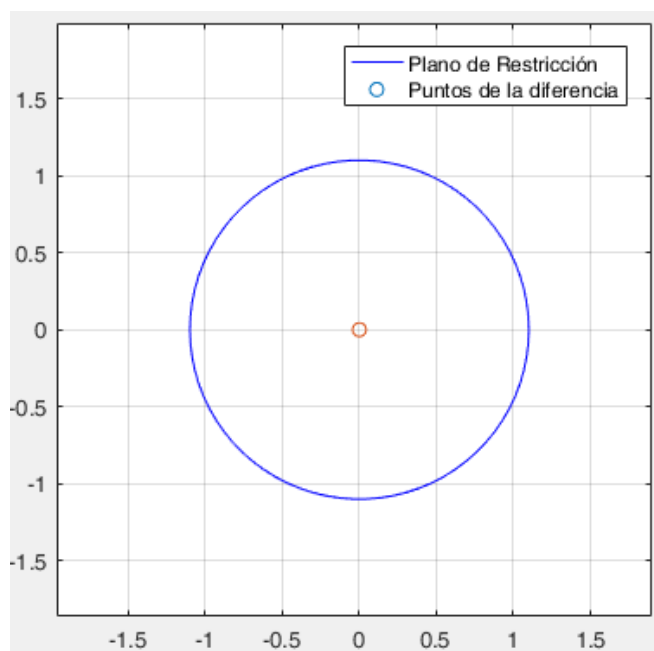


Figura 84 Algoritmo de RFL sin falla y sin errores en la Medición

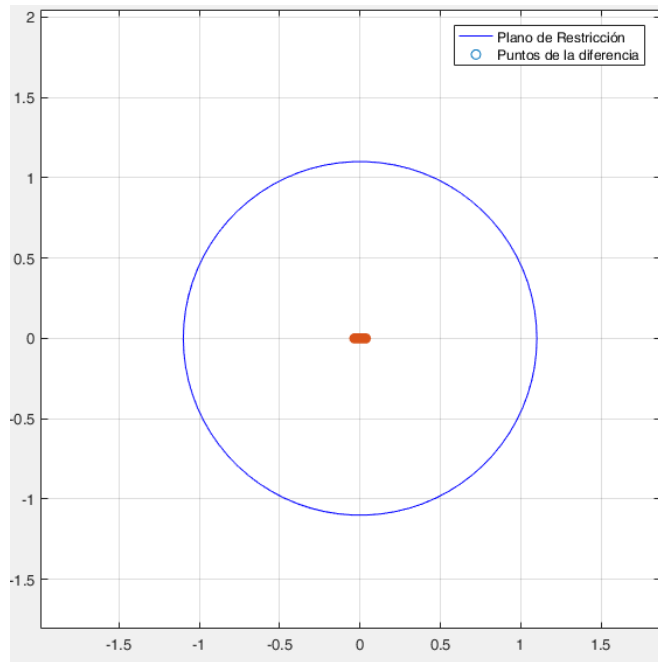


Figura 85 Algoritmo de RFL sin falla y con errores en la Medición

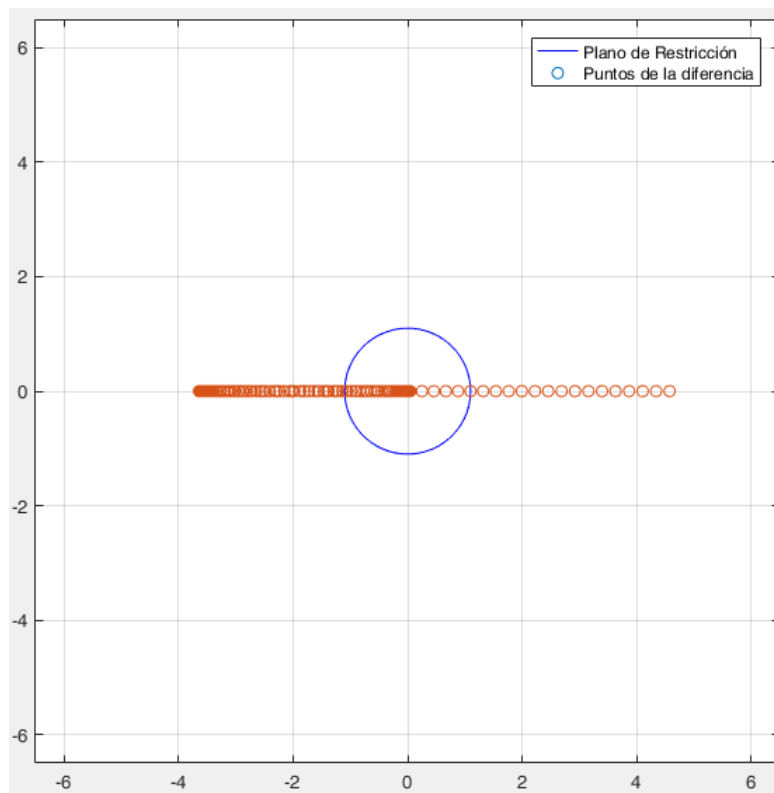


Figura 86 Algoritmo de RFL con Falla y con Errores en la Medición, Opera Diferencial

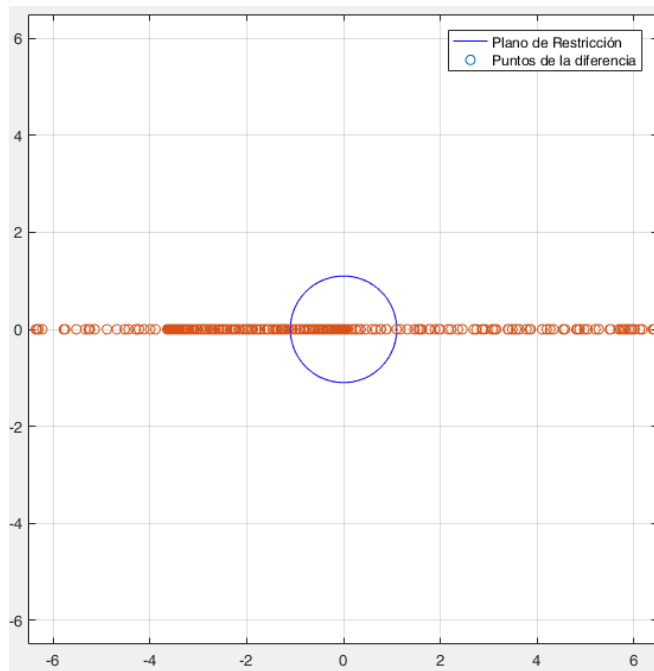


Figura 87 Algoritmo de RFL con Falla Permanente

Con las simulaciones determinamos que, si bien tenemos diferencia en los tiempos en el que los algoritmos de las diferentes diferenciales determinan una falla franca en la zona de cobertura de la línea, estos tiempos no son críticos y pueden ser tolerados dentro del margen del tiempo de operación de los interruptores.

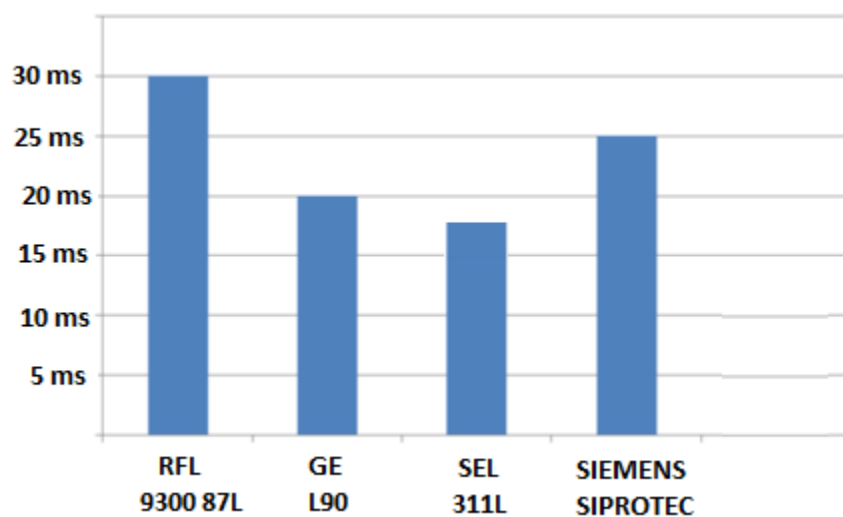
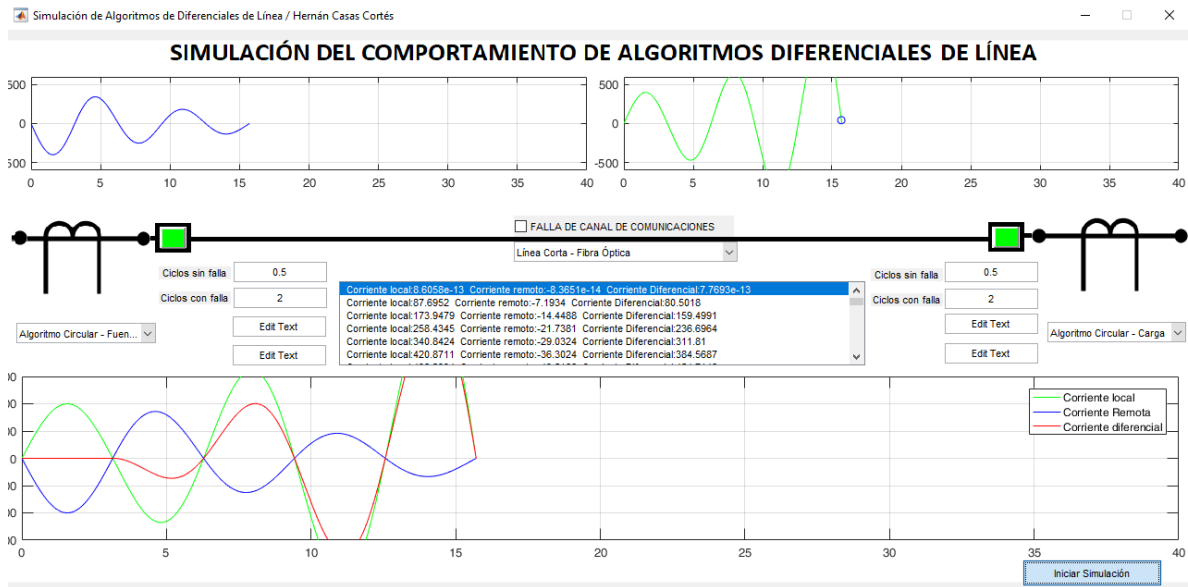


Figura 88 Tiempos de operación de Algoritmos



Figura 89 Falla real en equipo SELL

RESULTADOS Y CONCLUSIONES



Después de haber realizado el estudio de las características de los esquemas diferencial de línea así como su eficiencia en líneas cortas y de media longitud, es evidente la popularidad que este esquema diferencial de línea tiene en el sector eléctrico pasó de ser un esquema diferencial con poco uso al más usado en líneas de transmisión principalmente por su rápida efectividad y eficiencia para aislar falla la zona de cobertura de la línea de transmisión.

Pasamos de un esquema totalmente analógica un esquema digital donde la colectividad es la característica principal de los canales de comunicación es con muy alta eficiencia y disponibilidad el hecho de que la diferencial de línea tenga total dependencia de un canal de comunicaciones hoy en día no es una limitante y podemos considerar que un canal de comunicaciones tendrá una disponibilidad en 99.99 porciento con lo anterior, lo que antes se consideró una limitante hoy en día podemos considerarlo sólo como una característica.

Considerando que con la llegada de la estandarización la industria eléctrica la interoperabilidad es una realidad no es algo que está en prueba sino algo que está funcionando y en proceso de mejora con esta característica nuestra implementación puesta es viable considerando que la comunicación entre los relevadores está

resuelta y el canal de comunicaciones considerando las características de los actuales equipos de comunicación no es una limitante sino una ventaja.

Por lo anterior concluimos que es viable la implementación de un esquema diferencial de líneas con relevador de diferente marca usando el protocolo IEC 61850 teniendo en cuenta las características de los Nodos Lógicos y el uso de mensajes de Simple Valor para el intercambio de información en tiempo real mediante un canal de comunicación MPLS nuestras simulaciones demuestran que si es viable.

Si bien los diferentes algoritmos implementados de manera local por los relevadores diferenciales de línea nos dejan ver una diferencia de tiempo en el que un relevador diagnostica una falla franca en la zona de cobertura en la línea esta diferencia no impacta en la estabilidad del sistema y puede considerarse como el tiempo de apertura del interruptor (la tolerancia que tenemos para la apertura de los interruptores al emitirse la señal de disparo por parte de los relevadores).

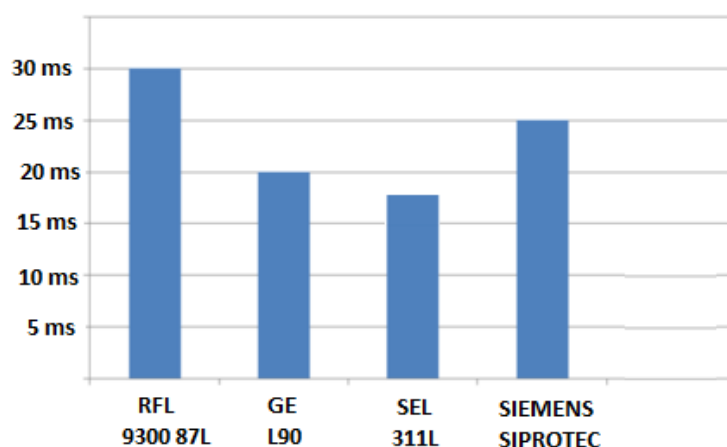


Figura 90 Tiempos de operación de Algoritmos

Lo que queda por hacer es realizar pruebas con equipos que hablen el protocolo IEC 61850 y realizar la configuración necesaria para la implementación de este esquema diferencial de línea para su posterior validación en laboratorio y su Liberación e implementación en esquemas reales de protecciones de diferenciales de líneas.

GLOSARIO

ACSI - Abstract Communication Service Interface, Interfaz de servicio de comunicación abstracta

BIED - Breaker Intelligent Electronic Device

CID - Configured IED Description

CT - Current Transformer

Corriente diferencial - Magnitud de corrientes que resulta de la resta de las corrientes de entrada y salida del elemento a proteger.

Corriente Inrush - o corriente de magnetización de un transformador, La corriente de Inrush es una condición transitoria al interior del transformador que ocurre al momento de energización un transformador.

Disparo - Señal de control eléctrica para la operación de apertura de uno o más interruptores de potencia. La señal es generada por un relevador de protección mediante el cierre de sus contactos de salida.

DB4 - Daubechies 4

DFT - Discrete Fourier Transform

DNP3 - Distributed Network Protocol

DWT - Discrete Wavelet Transform

DTD - Disparo Transferido Directo

DTL – Disparo transferido de línea.

EMT - Electromagnetic Transient

FCDA - Functionally Constrained Data Attributes

Gbps - Gigabits per Second

GPS - Global Positioning System

GOOSE - Generic Object Oriented Substation Event

GSSE - Generic Substation Status Event.

GSE - Generic Substation Event.

HMI - Human Machine Interface

IEC - International Electro-Technical Commission

IED - Intelligent Electronic Device

IID - Instantiated IED Description

Jitter o Fluctuación de fase - a la variabilidad temporal durante el envío de señales digitales, una ligera desviación de la exactitud de la señal de reloj. El jitter suele considerarse como una señal de ruido no deseada.

LAN - Local Area Network

LN - Logical Node

MAC - Media Access Control

Mbps - Megabits per Second

MU - Merging Unit

NIC - Network Interface Card

OPGW - Optical Ground Wire, Cable Óptico de Tierra.

PMU - Phasor Measurement Unit

Protección instantánea – Protección principal

Protocolo de Comunicación - Conjunto de reglas para establecer la comunicación entre dos dispositivos.

PRP - Parallel Redundancy Protocol

Pendiente - Es la característica que define la operación de un relevador diferencial la cual resulta de la relación de la cantidad de operación con la cantidad de restricción, su ajuste es en por ciento.

Relevador Microprocesador - Relevador de protección que basa su operación en microprocesadores, las señales de sus entradas analógicas de corriente y potencial son digitalizadas y las funciones de protección son, realizadas mediante algoritmos numéricos programados en el “firmware” del relevador.

Relevador Diferencial - Es un relevador que opera basado en el principio de que la corriente que entra a un elemento de la red eléctrica es igual a la corriente que sale de él.

Restricción - Cantidad sumada de todas las corrientes que se aplican a un relevador diferencial y cuya resultante se opone a la cantidad de operación del mismo relevador para hacer que la protección sea segura.

SAS - Substation Automation System

Salida de Disparo - Orden que se efectúa a través de contactos secos normalmente abiertos (NA) o dispositivos de estado sólido de alta capacidad de corriente y alta velocidad, que se aplica a los interruptores, para causar su apertura desenergizando el elemento protegido.

Salida Digital - Señal que se efectúa a través de contactos secos normalmente abiertos (NA) o normalmente cerrados (NC), de baja capacidad de corriente.

SCD - Substation Configuration Description

SV - Sampled Values

SAS - Substation Automation Systems.

SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition.

SCD - System Configuration Description.

SCIL - Supervisory Control Implementation Language.

SCL - Substation Configuration Description Language.

SNTP - Simple Network Time Protocol.

SNMP - Simple Network Management Protocol.

TDM - Time Division Multiplexing, Multiplexación por División de Tiempo.

Tiempo de Operación del Relevador - Es el tiempo que tarda un relevador desde que se inicia una falla de un equipo primario, hasta que se envía la salida de disparo, durante este tiempo el relevador realiza la medición de sus entradas analógicas, procesa la información y emite su decisión de disparo.

Transformador de Corriente TC - Transformador de Corriente - Transformador de instrumento utilizado para medir la corriente primaria de un elemento del sistema de potencia y proporcionar en forma proporcional una corriente secundaria.

Transformador de Potencial TP - Transformador de Potencial - Transformador de instrumento utilizado para medir la tensión primaria de un elemento del sistema de potencia y proporcionar en forma proporcional en un valor de tensión secundaria. Puede ser de dos tipos por su construcción: Inductivo (TPI) o Capacitivo (TPC).

VLAN - Virtual Local Area Network

WAN - Wide Area Network

XML - Extensible Markup Language

WT - Wavelet Transform

UTM – Unidad Terminal Maestra.

UTR – Unidad Terminas Remota.

EEP – Equipo Eléctrico Primario.

SACADA - Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)

SEP – Sistema Eléctrico de Potencia.

DNP - Distributed Network Protocol

IEC - International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)

VCA – Voltaje corriente alterna.

VCD – Voltaje corriente directa.

Zona de Protección - Área del sistema eléctrico como cobertura de una protección, esta cobertura está delimitada normalmente por la localización de los transformadores de corriente principales (en otros casos, el límite de la zona lo determina su ajuste en % de la impedancia de la línea), cuyos secundarios están conectados a dicha protección.

TCP/IP - Transmission Control Protocol / Internet Protocol”

BER - Bit Error Rate, Cantidad de Bits recibidos con errores / Cantidad total de Bits recibidos

TDM - Time Division Multiplexing, Multiplexación por División en el Tiempo

SDH - Synchronous Digital Hierarchy, Jerarquía Digital Síncrona.

ANSI - American National Standards Institute.

CSMA/CD - Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection.

DNP3 - Distributed Network Protocol, version

GPS - Global Positioning System.

IEC - International Electrotechnical Commission.

IED - Intelligent Electronic Device.

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IHM - Interface Human Machine.

IP – Internet Protocol.

ISO – International Organization for Standardization.

LAN - Local Area Network.

LD - Logical Device.

MPLS - Multiprotocol Label Switching.

OSI - Open System Interconnection.

PCM - Protection and Control IED Manager.

TCP - Transmission Control Protocol.

UML - Unified Modelling Language.

XML - Extensible Markup Language.

WAN - Wide Area Network..