

República de Cuba  
Ministerio de Educación Superior  
Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa  
Dr. Antonio Núñez Jiménez  
Facultad de Metalurgia - Electromecánica  
Departamento de Metalurgia

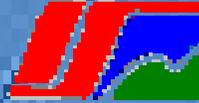
# Validación del cálculo de fallas en líneas de transmisión de energía eléctrica.

*Trabajo de Diploma en opción  
al título de Ingeniero Eléctrico*

**Yusnier de Zayas Rodríguez**

Moa, 2011

“Año 53 de la Revolución”



República de Cuba  
Ministerio de Educación Superior  
Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa  
Dr. Antonio Núñez Jiménez  
Facultad de Metalurgia - Electromecánica  
Departamento de Metalurgia

# Validación del cálculo de fallas en líneas de transmisión de energía eléctrica.

*Trabajo de Diploma en opción  
al título de Ingeniero Eléctrico*

**Autor: Yusnier de Zayas Rodríguez**

**Tutores: Ing. Homero William Gamoneda**

**Ing. Adol Hernández Rojas**

## *Declaración de Autoridad.*

Autor de este Trabajo de Diploma titulado: **Validación del cálculo de fallas en líneas de transmisión de energía eléctrica**, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

---

(Diplomante)

Yusnier de Zayas Rodríguez

---

(Tutores)

Ing. Homero William Gamoneda  
Ing. Adol Hernández Rojas

## **Pensamiento**



*”Mientras no seamos un pueblo realmente ahorrativo, sepamos emplear con sabiduría y con responsabilidad cada recurso, no nos podemos llamar un pueblo eternamente revolucionario”.*

*Fidel Castro Ruz*

## **Dedicatoria**

*Le dedico este trabajo a toda mi familia y amigos en especial mis padre José Orestes de Zayas Sánchez a mi madre Ana Mercedes Rodríguez Solís y mis hermanos Yunior y Marquitos a ellos que me dieron la educación y el apoyo correcto para que hoy yo pueda retribuirles la felicidad y la confianza que han puesto en mi con este trabajo.*

## Agradecimientos

*Les agradezco a todo aquel que de una forma u otra contribuyó con su ayuda a la realización de este trabajo así como los que no pudieron aunque querían. Les agradezco a mis padres a mis hermanos a mis tíos y abuelos, a mi novia que me apoyó en todo momento, a mis tutores y a mi otra familia mis compañeros que estuvieron 5 años de malas y buenas junto a mí, de todo corazón a todos muchas gracias.*

# Resumen

En el presente trabajo se utilizan nuevos métodos de cálculo utilizando el software matlab para la localización de fallas en líneas de transmisión, comparándolos con los datos obtenidos por el relee de protección de distancia, se analizan los principales temas que estén relacionados con la localización de fallas, y se analizan una base de datos de las líneas Holguín Nuevitas 1 y Holguín Nuevitas 2 para determinar la eficiencia de los métodos. El trabajo se estructuró en tres capítulos encabezados por una introducción general donde se plantea el problema de la investigación y la metodología necesaria para realizar la investigación.

En el primer capítulo se realizó un estudio del arte de las principales fallas que ocurren en las líneas de transmisión, los dispositivos encargados de la protección y localización de las mismas y los métodos que utilizan estos dispositivos para realizar estos cálculos.

En el segundo capítulo se describieron las líneas y las protecciones actualmente instaladas y sus aplicaciones. Se utilizó el programa hecho en MATLAB para estimar la distancia por diferentes métodos, para compararlos con el cálculo hecho por el relé.

En el tercer capítulo se analizaron los resultados, se proponen la forma de utilización de los métodos y se realizó una valoración económica donde se exponen los beneficios de la utilización de estos métodos.

Por último se plantearon las conclusiones generales y las recomendaciones necesarias para que la investigación fructifique en resultados beneficios para nuestro país.

# Summary

Presently work is utilized new methods of calculation utilizing the software matlab for the localization of flaws in lines of transmission, comparing them with the facts gotten by the rele of protection of distance, the principal topics are analyzed that they are related with the localization of flaws, and they are analyzed a base of datas of the lines Holguín Nuevitas 1 and Holguín Nuevitas 2 in order to determine the efficiency of the methods. The work was structured in three chapters headed by a general introduction where you/he/she/it are expounded the problem of the investigation and the necessary methodology in order to carry out the investigation.

In the first chapter was carried out a study of the art of the principal flaws that they occur in the lines of transmission, the taken it upon to devices the protection and localization of the same and the methods that they utilize these devices in order to carry out these calculations.

In the second chapter were described the lines and the protection now installed and their applications. The done program in MATLAB was utilized in order to esteem the distance for several methods, in order to compare them with the done calculation for the rele. In the third chapter the outputs were analyzed, they propose the form of utilization of the methods and were carried out an economical valuation where the benefits of the utilization of these methods are exposed.

Lastly they were expounded the general conclusions and the necessary recommendations so that the investigation fructifies in resulting proceeds for our country.

## Índice

<i>Declaración de Autoridad.</i> .....	3
Introducción general .....	1
Problema.....	2
Hipótesis. ....	2
Objetivo general. ....	2
Objetivos específicos. ....	2
Objeto de estudio. ....	2
Campo de acción. ....	2
Tareas Propuestas.....	3
Capítulo I: Marco Teórico Referencial de la investigación .....	5
1.1 Introducción.....	5
1.2 Subestaciones eléctricas.....	5
1.3 La red de transporte de energía eléctrica.....	5
1.3.1 Líneas de transmisión. ....	7
1.4 Generalidades sobre las protecciones eléctricas .....	9
1.4.1 Protección en las líneas de transmisión .....	9
1.5 Generalidades sobre los relevadores.....	10
1.5.1 Relés de tipo armadura .....	11
1.5.2 Relés de núcleo móvil.....	11
1.5.3 Relé tipo red o de lengüeta. ....	11
1.5.4 Relés polarizados o biestables.....	11
1.5.6 Relé de corriente alterna.....	12
1.5.7 Relé de láminas.....	12
1.6 El uso de las protecciones digitales. ....	13
1.7 Funcionamiento del relé digital.....	13
1.7.1 Ventajas de los relés digitales .....	15
1.8 Protección Distanciométrica.....	16
1.9 Introducción a los métodos de cálculo para la localización de fallas.....	18
1.9.1 Método de cálculo de simple sin utilizar las impedancias de las fuentes. ....	21
1.10 Diagnostico de falla.....	23
1.11 Conclusiones parciales del capítulo. ....	27
Capítulo II: Estudio y aplicación de los algoritmos para el cálculo de fallas en las líneas de transmisión. .....	29

2.1 Introducción.....	29
2.2 Cálculo para la localización de fallas en líneas de transmisión.....	31
2.3 Protección multifuncional SIPROTEC® 4 7SJ62/63/64.....	32
2.3.1 Funciones de protección.....	32
2.4 La protección digital de distancia SIPROTEC 4 7SA522. ....	33
2.4.1 Protección de distancia. ....	35
2.4.3 Funciones de mando. ....	37
2.4.4 Avisos y valores de medida; los registros de valores de perturbación. ....	38
2.4.5 Funciones adicionales.....	38
2.6 La localización de fallas. ....	40
2.6.1 Errores de modelo de línea. ....	40
2.6.2 Errores de medición.....	40
2.6.3 Errores de logaritmo de localización ....	41
2.6.4 Errores de los transductores de corriente y potencial. ....	41
2.7 Datos y de resultados .....	41
2.7.1 Análisis de las fallas estudiadas en líneas de transmisión Holguín-Nuevitas.....	46
2.8 Conclusiones parciales. ....	50
Conclusiones generales.....	56
Recomendaciones.....	57
Bibliografía .....	58

## **Introducción general**

La determinación rápida de una falla en una línea de transmisión con una precisión aceptable permite realizar las acciones necesarias para restablecer el suministro de energía, disminuyendo de esta manera el tiempo e indisponibilidad y mejorando la confiabilidad del sistema eléctrico. Existen diferentes técnicas de localización de fallas en Líneas Aéreas de Transmisión (L/T), entre las principales están: técnicas basadas en ondas viajeras, técnicas basadas en redes neuronales, técnicas que realizan un procesamiento digital de las señales de voltaje y corrientes, técnica basada en el modelamiento de la línea de transmisión a través de la ecuación diferencial DEA. En este proyecto se tratarán los algoritmos que procesan las señales digitales de corriente y voltaje, obtenidas de las herramientas operativas y/o equipos ubicados en las subestaciones destinados a la adquisición de estos datos como son: Los relés de protección. Cada algoritmo planteado busca minimizar el error de localización aplicando el menor tiempo posible para lo cual cada algoritmo utiliza diferente metodología de cálculo. Además el proyecto plantea la realización de una rutina de cálculo en Matlab de tal forma que se aplique en el cómputo los algoritmos matemáticos a validar en este trabajo.

## **Problema.**

Ineficiencia de los métodos de cálculo, que se utilizan para diagnosticar fallas en líneas de transmisión.

## **Hipótesis.**

Si se valida la efectividad de los métodos a utilizar en el cálculo de fallas para cada tipo de avería se acelera el proceso de reparación con tiempo y costos mínimos.

## **Objetivo general.**

Determinar la efectividad de diferentes métodos en el cálculo de fallas en líneas de transmisión, para diferentes tipos de averías.

## **Objetivos específicos.**

- Resumen bibliográfico del objeto de estudio.
- Aplicar métodos de cálculo de fallas para varios casos y determinar cual es el mas efectivo.
- Comparar los resultados de los métodos con la predicción de las protecciones.
- Validar la propuesta económicamente.

## **Objeto de estudio.**

Protecciones eléctricas

## **Campo de acción.**

Protecciones eléctricas en la línea Nuevitas1 y Holguín 220 KV

### **Tareas Propuestas.**

- Realizar un estudio de los métodos de cálculo matemáticos utilizados para determinar fallas en líneas de transmisión.
- Utilizar los métodos para diagnosticar diferentes tipos de fallas.
- Seleccionar el método más efectivo para cada tipo de falla.
- Realizar un análisis económico y medioambiental

# *Capítulo I*

## *Marco Teórico – Referencial de la investigación*

## **Capítulo I: Marco Teórico Referencial de la investigación**

### **1.1 Introducción**

La complejidad de las protecciones eléctricas es muy variada por eso se tratara en este capítulo de hacer referencia a todo aquello que de una forma u otra está relacionado con el trabajo. Las subestaciones y sus líneas de transmisión estas sujetas a cambios constantes debido a que estas cuentan con el apoyo de la más moderna tecnología que con el de cursar de los años se desarrolla constantemente, aunque las mismas no están exentas a equívocos y malos usos es por eso que se ha hecho un trabajo donde se analizaran detenidamente.

### **1.2 Subestaciones eléctricas**

Las subestaciones eléctricas son componentes de los sistemas eléctricos de potencia. En donde se modifican los parámetros de la potencia, tensión y corriente, sirven de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Para su diseño se deben considerar 4 puntos importantes:

- Las tensiones a las que trabajara la instalación.
- Nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar
- Corriente máxima que se prevé en servicio continuo (máxima potencia en condiciones normales de operación).
- Corriente máxima de falla (corriente de corto circuito)

Las subestaciones eléctricas están dotadas por un gran número de elementos de ellos mencionaremos los mas importantes en el desempeño de las protecciones los interruptores, seccionadores y especificadamente como protección utilizan fusibles e interruptores automáticos que desempeñan un papel fundamental en los procesos de mantenimiento y operación de las redes de distribución y transporte.

### **1.3 La red de transporte de energía eléctrica.**

Es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica

generada en las centrales eléctricas. Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se emplazan subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 110 y 220 Kv y superiores, denominados alta tensión, de 400 o de 500 kV. Parte de la red de transporte de energía eléctrica son las líneas de transporte. Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión.

Generalmente se dice que los conductores "tienen vida propia" debido a que están sujetos a tracciones causadas por la combinación de agentes como el viento, la temperatura del conductor, la temperatura del viento, etc.

Existen una gran variedad de torres de transmisión como son conocidas, entre ellas las más importantes y más usadas son las torres de amarre, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones generadas por los elementos antes mencionados, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo y o encima de una línea existente.

Existen también las llamadas torres de suspensión, las cuales no deben soportar peso alguno más que el del propio conductor. Este tipo de torres son usadas para llevar al conductor de un sitio a otro, tomando en cuenta que sea una línea recta, que no se encuentren cruces de líneas u obstáculos.

La capacidad de la línea de transmisión afecta al tamaño de estas estructuras principales. Por ejemplo, la estructura de la torre varía directamente según el voltaje requerido y la capacidad de la línea. Las torres pueden ser postes simples de madera para las líneas de transmisión pequeñas hasta 46 kilovoltios (kV). Se emplean estructuras de postes de madera en forma de H, para las líneas de 69 hasta 231 kV. Se utilizan estructuras de acero independientes, de circuito simple, para las líneas de 161 kV o más. Es posible tener líneas

de transmisión de hasta 1000 kV. Al estar estas formadas por estructuras hechas de perfiles de acero, como medio de sustentación del conductor se emplean aisladores de disco y herrajes para soportarlos.

Las líneas de transmisión pueden tener pocos, o cientos de kilómetros de longitud. El derecho de vía donde se construye la línea de transmisión puede variar de 200 a 500 metros de ancho, o más, dependiendo del tamaño de la línea, y el número de líneas de transmisión. Las líneas de transmisión son, principalmente, sistemas terrestres y pueden pasar sobre los humedales, arroyos, ríos y cerca de las orillas de los lagos, bahías, etc. Son técnicamente factibles, pero muy costosas, las líneas de transmisión subterráneas.

### ***1.3.1 Líneas de transmisión.***

Son el elemento de los sistemas eléctrico de potencia con mayor riesgo de falla, tanto por el número que existe, como por la extensión territorial que ocupan. Los Sistemas de transmisión presentan valores característicos desde el punto de vista circuitos eléctricos, determinados por su configuración, por su material y por el tamaño de sus conductores, las mismas tienen como función específica transportar la energía eléctrica desde los centros de generación, hasta los centros de consumo así como la interconexión, con la finalidad de transferir energía entre áreas en condiciones de emergencia o como consecuencia de la diversidad de la demanda entre áreas. Ocupan un lugar importante en la operación de las redes eléctricas, dado que son el elemento de los sistemas eléctricos de potencia encargados de la transportación de la energía eléctrica.

Las líneas de transmisión están constituidas por 3 de elementos fundamentales:

- Conductores
- Aisladores
- Soportes

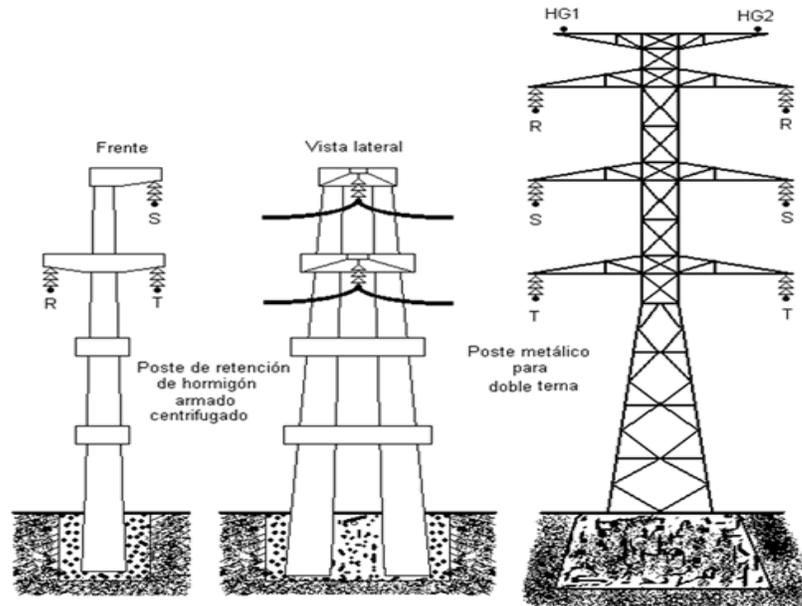


Figura1.1. Estructuras de las líneas de transmisión.

Las averías mas frecuentes que se producen en los circuitos eléctricos son:

**Cortocircuito:** Uno de los tipos de falla más común en los sistemas de potencia es el cortocircuito, que implica sobre corrientes o desbalances en el voltaje, o ambas, es la conexión voluntaria o accidental entre dos puntos de un circuito entre los que hay una diferencia de potencial. Estas averías se tienen que eliminar en un tiempo inferior a los 5 segundos. Los sistemas de protección utilizados son: fusibles, seccionadores e interruptores electromagnéticos.

**Sobreintensidad:** Es una intensidad superior a la nominal y puede producir a su tiempo una sobre carga o un cortocircuito. Se entiende por sobre carga un aumento de la corriente que sobrepasa la corriente nominal. Los sistemas eléctricos de protección utilizados son: fusibles, interruptores electromagnéticos y magneto térmicos.

**Contacto directo:** Es el contacto entre personas y partes activas de la instalación los sistemas eléctricos de protección son: aislar las partes activas de instalación y habilitar una distancia de seguridad mediante obstáculos.

**Contacto indirecto:** Con personas, con masas que se encuentran accidentalmente en tensión, por ejemplo suele pasar mucho con las carcasas de las maquinas eléctricas.

## **1.4 Generalidades sobre las protecciones eléctricas**

Es necesario tener sistemas de protección en las diferentes instalaciones eléctricas, debido a que estas son vulnerables a la a presentar cualquier tipo falla, en los sistemas eléctricos de potencia saber clasificar los tipos de fallas conocer los mas comunes y sobre todo poder eliminarlos en el menor tiempo posible es vital para la instalación y sus operarios.

A lo largo de los años se ha hecho evidente que la máxima capacidad operativa de un sistema de transmisión seguro se basa frecuentemente en la estabilidad de la tensión y de los ángulos de fase, y no tanto en sus limitaciones físicas. Así pues, en vez de construir nuevas líneas, la industria ha buscado desarrollar tecnologías o dispositivos que incrementen la capacidad de las redes de transmisión, manteniendo, al mismo tiempo, o incluso mejorando, la estabilidad de la red. En teoría, un sistema de transmisión puede transportar energía hasta alcanzar sus límites de carga térmica. En la práctica, sin embargo, el sistema casi siempre está restringido por los límites de estabilidad y de variación de la tensión, y por las circulaciones de potencia, antes de alcanzar el límite térmico. Evitar que durante la circulación de las corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación eléctrica, que pueden ser peligrosos para el personal y dar mayor confiabilidad al servicio eléctrico es una de las funciones principales de las protecciones.

### ***1.4.1 Protección en las líneas de transmisión***

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más Subestaciones por lo tanto están sometidos permanentemente a la ocurrencia de los fenómenos meteorológicos y de otro tipo como maniobras humanas. Por su longitud las líneas de transmisión están más expuestas a fallas que cualquier otro elemento del sistema por lo que deben estar estrictamente protegidas, por tal razón es importante su protección, pero tomando en cuenta las siguientes características:

- Confiabilidad.
- Fiabilidad.
- Seguridad.
- Selectividad y coordinación.

- Velocidad o tiempo de despeje de fallas.
- Sensibilidad de la protección.
- Simplicidad.

Selectividad: Sólo debe salir de servicio el segmento de la red en el que se ha producido la falla.

Velocidad: Es la condición por la cual el sistema de protección debe actuar tan rápidamente como sea posible.

Confiabilidad: Es la habilidad del sistema de protección para realizar su función adecuadamente.

Las principales protecciones de línea son:

## **1.5 Generalidades sobre los relevadores**

El relé o relevador es un dispositivo electromecánico. Funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes. Fue inventado por Joseph Henry en 1835. Dado que el relé es capaz de controlar un circuito de salida de mayor potencia que el de entrada, puede considerarse, en un amplio sentido, como un amplificador eléctrico. Existen diferentes tipos de relés, dependiendo del número de contactos, de la intensidad admisible por los mismos, tipo de corriente de accionamiento, tiempo de activación y desactivación, etc. Cuando controlan grandes potencias se les llama contactores en lugar de relés. Categorizando ampliamente los tipos de relé, debemos decir que éstos se dividen entre los relés electromagnéticos, relés de corriente alterna, relés de láminas y relés de estado sólido. Dentro de los relés electromagnéticos, se distinguen los siguientes: relés de núcleo móvil, relés de lengüeta, relés de armadura y relés biestables o polarizados.

### ***1.5.1 Relés de tipo armadura***

Pese a ser los más antiguos siguen siendo los más utilizados en multitud de aplicaciones. Un electroimán provoca la basculación de una armadura al ser excitado, cerrando o abriendo los contactos dependiendo de si es NA o NC.

### ***1.5.2 Relés de núcleo móvil.***

A diferencia del anterior modelo estos están formados por un émbolo en lugar de una armadura. Debido su mayor fuerza de atracción, se utiliza un solenoide para cerrar sus contactos. Es muy utilizado cuando hay que controlar altas corrientes.

### ***1.5.3 Relé tipo red o de lengüeta.***

Están constituidos por una ampolla de vidrio, con contactos en su interior, montados sobre delgadas láminas de metal. Estos contactos conmutan por la excitación de una bobina, que se encuentra alrededor de la mencionada ampolla.

### ***1.5.4 Relés polarizados o biestables.***

Se componen de una pequeña armadura, solidaria a un imán permanente. El extremo inferior gira dentro de los polos de un electroimán, mientras que el otro lleva una cabeza de contacto. Al excitar el electroimán, se mueve la armadura y provoca el cierre de los contactos. Si se polariza al revés, el giro será en sentido contrario, abriendo los contactos ó cerrando otro circuito.

### ***1.5.5 Relés de estado sólido.***

Se llama relé de estado sólido a un circuito híbrido, normalmente compuesto por un optoacoplador que aísla la entrada, un circuito de disparo, que detecta el paso por cero de la corriente de línea y un triac o dispositivo similar que actúa de interruptor de potencia. Su

nombre se debe a la similitud que presenta con un relé electromecánico; este dispositivo es usado generalmente para aplicaciones donde se presenta un uso continuo de los contactos del relé que en comparación con un relé convencional generaría un serio desgaste mecánico, además de poder conmutar altos amperajes que en el caso del relé electromecánico destruirían en poco tiempo los contactos. Estos relés permiten una velocidad de conmutación muy superior a la de los relés electromecánicos

### ***1.5.6 Relé de corriente alterna.***

Cuando se excita la bobina de un relé con corriente alterna, el flujo magnético en el circuito magnético, también es alterno, produciendo una fuerza pulsante, con frecuencia doble, sobre los contactos. Es decir, los contactos de un relé conectado a la red, en algunos lugares, como varios países de Europa y Latinoamérica oscilarán a 50 Hz y en otros, como en Estados Unidos lo harán a 60 Hz. Este hecho se aprovecha en algunos timbres y zumbadores, como un activador a distancia. En un relé de corriente alterna se modifica la resonancia de los contactos para que no oscilen.

### ***1.5.7 Relé de láminas.***

Este tipo de relé se utilizaba para discriminar distintas frecuencias. Consiste en un electroimán excitado con la corriente alterna de entrada que atrae varias varillas sintonizadas para resonar a sendas frecuencias de interés. La varilla que resuena acciona su contacto; las demás, no. Los relés de láminas se utilizaron en aeromodelismo y otros sistemas de telecontrol

Los relés de un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, deben satisfacer las siguientes características operativas:

- Fiabilidad.
- Selectividad.
- Sensibilidad
- Rapidez.

➤ **Economía y Simplicidad.**

El avance tecnológico y el desarrollo del software asociado han permitido que los relés de protección de los sistemas eléctricos se transformen en un dispositivo inteligente que adquiere señales de campo y realiza varias funciones de control, protección y medida. A la par de los años los avances han sido de muy buen provecho ya que los mismos han proporcionado a nuestros sistemas una muy buena seguridad y protección.

### **1.6 El uso de las protecciones digitales.**

El concepto de la utilización de las computadoras digitales en el campo de las protecciones eléctricas tuvo su origen hace más de 30 años y desde entonces

Se han desarrollado rápidamente.

El estudio de los relevadores digitales comenzó con intentos de investigar si las funciones del relé podrían ser llevadas a cabo por una computadora digital. Estas investigaciones se iniciaron en la década del 60, período durante el cual las computadoras, aunque muy lentas, reemplazaban muchas de las herramientas de análisis de La Ingeniería Eléctrica.

Los cortocircuitos, sobrecargas y problemas de estabilidad, que constituían la principal preocupación de los diseñadores de sistemas eléctricos, habían sido llevados a programas de computación.

Las computadoras de entonces no eran capaces de manipular las necesidades técnicas de la alta velocidad de las funciones de los relés, además de su alto costo y consumo, lo cual no constituía un incentivo para la aplicación de la computación en el campo de las protecciones. A pesar de esto, algunos algoritmos de protecciones fueron estudiados con profundidad.

Durante los años 70 ocurrieron significativos avances en el "hardware" de las computadoras, su tamaño, consumo y costo disminuyeron notablemente, mientras que su velocidad aumentó a más del doble, en comparación con las computadoras anteriores.

La aparición del microprocesador de 16 bits y más recientemente el de 32 bits, hizo

### **1.7 Funcionamiento del relé digital.**

El algoritmo de trabajo representa la mayor parte de la actividad de un relé digital. El desarrollo de un algoritmo depende fundamentalmente de la obtención precisa de los estimados de las componentes de la frecuencia principal de una señal a partir de muestras

de la misma. Esto se debe a que las protecciones digitales utilizadas en los sistemas eléctricos de potencia solo interesa la componente fundamental de la señal muestreada para la toma de decisiones, lo que simplifica el procesamiento matemático de la señal. El algoritmo de trabajo incluye técnicas de ajuste de curvas y el procesamiento matemático de las señales (métodos de Fourier).

En nuestro programa se utilizó el método de ajuste por mínimos cuadrados y el método de la transformada discreta de Fourier (TDF) para el procesamiento matemático. Existen diferentes métodos de procesamiento de señales. La distinción entre ellos depende de su comportamiento cuando en la señal están presentes otras frecuencias además de la fundamental (armónicos). Para muchos algoritmos cualquier frecuencia distinta de la fundamental.

Relés estáticos.

Un relé estático, llamado también Relé de estado sólido (SSR, Solid State Relays), es un dispositivo de conmutación electrónico que realiza la conexión y desconexión, con ausencia de contactos móviles en su interior.

Relé numérico.

Se basan exclusivamente en la técnica de microprocesadores. Estos aparatos representan la generación más potente y moderna de los aparatos de protección, caracterizados por sus capacidades como son, relacionar enlaces matemáticos de valores de medida, procesar operaciones aritméticas y adoptar decisiones lógicas.

Los relés digitales ofrecen la precisión y superioridad de la técnica digital de protección frente a dispositivos de protección convencionales, y se caracterizan por las siguientes propiedades:

- Elevada precisión de medida gracias al procesamiento digital de los valores de medida.
- Indicación de fallas mediante LEDs.
- Márgenes extremadamente amplios del voltaje de alimentación, gracias a su etapa de alimentación universal de amplio margen.
- Márgenes de ajuste muy grandes con escalonamiento de ajuste muy pequeño.
- Intercambio de datos con técnica de comunicaciones gracias a una interfase.
- Medición de valor efectivo real.

- Tiempos de respuesta sumamente rápidos.

Clasificación de relés numéricos según su tipo.

Relé de Sobrecorriente:

Son los encargados de abrir los elementos de protección cuando la corriente que circula supera un valor predeterminado.

- De manera instantánea.
- Con temporización de tiempo definido.
- Con temporización de tiempo inverso.

Relé de Sobrevoltaje.

Relé Diferencial

Relé de Distancia.

Relé Direccional.

### ***1.7.1 Ventajas de los relés digitales***

Los relés digitales presentan una serie de ventajas que hacen más factible su utilización que la de los relés convencionales, las mismas se explican a continuación:

- costo

El costo de un relé constituye la principal consideración para su aceptación. En las primeras etapas el costo de un relé digital era de 10 a 20 veces el de uno convencional. Con el pasar de los años se han mejorado los diseños y se han concebido relés digitales con componentes que los hacen mejores técnica y económicamente. Aparejado a esto el desarrollo de la técnica ha permitido aumentar su poder de cálculo y disminuido el costo de los relés digitales, por lo que se estima que para la misma función el costo del relé digital más sofisticado (incluyendo el costo del software) sería del orden del costo de sistema convencional de protecciones.

- Auto chequeo y confiabilidad

El relé digital puede ser programado para monitorear sus subsistemas de "hard" y "software" continuamente con el objetivo de detectar cualquier anomalía que pudiera ocurrir en su funcionamiento. También puede ser diseñado de forma tal que, al detectar una falla él mismo salga de servicio y envíe una señal de alarma al centro de control. Mediante el auto chequeo

de sus componentes es posible detectar las averías antes de que ocurran y ser reparadas ante la posibilidad de una mala operación del relé. Además brindan la posibilidad de monitoreo del sistema que protegen.

➤ Ambiente digital

La fibra óptica, debido a su inmunidad a la interferencia electromagnética, ha tendido a convertirse en el medio de transmisión de señales de un punto a otro de las subestaciones y la misma es particularmente utilizable en medios digitales.

➤ Flexibilidad funcional y adaptabilidad

Los relés digitales pueden ser programados para realizar tantas funciones como lo permitan sus entradas y salidas, por lo que se podrían llevar a cabo otras tareas en la subestación sin costo extra. Por ejemplo, censar y monitorear flujos de potencia y voltajes en transformadores y líneas de transmisión, controlar el cierre y apertura de interruptores y servir de respaldo a otros dispositivos que pudieran fallar. Su capacidad de comunicación y programabilidad permiten modificar las características del relé según las condiciones específicas del sistema a proteger. Son más compactos e idóneos para la automatización y el control en general de los sistemas eléctricos de potencia por sus posibilidades de cambiar sus ajustes ante variaciones de los esquemas a proteger.

Técnicamente factible la alta velocidad de los relés computarizados, al mismo tiempo que su costo comenzó a hacerse comparable con el de los relés convencionales.

Esta tendencia de evolución se mantiene actualmente, tan es así, que la vía más económica y técnicamente superior para la construcción de sistemas de protección está basado en la sustitución de los relés convencionales por relés digitales, excepto cuando se trata de relés funcionalmente simples o de bajo costo.

## **1.8 Protección Distanciométrica.**

En las redes de transmisión, la protección Distanciométrica (también denominada protección de distancia o protección de impedancia) es la más difundida. Su principio se basa en la medición de la relación entre la tensión y la corriente en cada extremo de la línea protegida, la que es comparada con valores de referencia.

Los sistemas de teleprotección involucran distintas variantes y son un complemento de la protección Distanciométrica, que le permite una actuación instantánea en caso de fallas en todo lo largo de la línea. Requieren medios de comunicación de señales lógicas entre ambos extremos que suelen ser Onda

Portadora.

Una característica importante de la protección Distanciométrica es su empleo como protección de respaldo de las protecciones de las barras a las que está directamente vinculada la línea en cuestión y de las protecciones de las otras líneas vinculadas a dichas barras. La protección Distanciométrica constituye un sistema por excelencia ya que requiere una coordinación de las regulaciones de los distintos relés y, en caso de uso de Teleprotección, vinculación física entre los relés de ambos extremos de cada línea.

Cuando por efecto de otras perturbaciones los sistemas de potencia comienzan a oscilar y las oscilaciones no pueden ser controladas mediante los automatismos previstos a ese efecto, los sistemas de protección deben producir la apertura de las redes en puntos previamente establecidos para conseguir subsistemas aislados estables. Los propios sistemas de protección Distanciométrica suelen estar previstos para esa función, mediante el uso de una “doble característica”. Esa doble característica le permite diferenciar entre las impedancias aparentes presentadas por las fallas de aislación y las impedancias aparentes producidas por grandes incursiones angulares entre generadores.

La protección de distancia es una protección más selectiva y por lo mismo puede ser rápida o lenta dependiendo de la longitud de la línea, normalmente la protección de distancia comprende de tres a cinco zonas de protección y medición independiente cada una de ellas.

- Zona 1. Se utiliza para detectar fallas ajustada aproximadamente 80 a 85%.
- Zona 2. Su objetivo es proteger el tramo restante de la línea. Se escoge como criterio inicial el alcance del 100% de la línea protegida más el 50% de la línea adyacente.
- Zona 3. Proporciona protección de respaldo, cuyo ajuste deberá ser tal que cubra no solo la línea protegida, para lo cual se debe considerar lo siguiente:

Protecciones de Sobre y Bajo Voltaje.

La protección de sobre y baja voltaje opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico pero antes de hacer el ajuste de estas funciones es necesario definir el voltaje operativo del área de influencia

Relé de recierre y verificación de sincronismo.

Se utiliza para comprobar las condiciones al cierre del disyuntor. Este relé se implementa para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido

Protección de sobretensión:

Las operaciones del sistema, actuación de protecciones, descompensaciones de potencia reactiva, etc. producen sobretensiones. Estas pueden afectar la aislación de los equipos instalados en las subestaciones, por tal motivo se instalan protecciones de sobretensión, las cuales luego de detectar un valor de tensión superior al nominal y de transcurrir un tiempo prefijado desconectan las líneas.

### **1.9 Introducción a los métodos de cálculo para la localización de fallas.**

Para la aplicación del cálculo de fallas en las líneas de transmisión se deben estudiar una serie de algoritmos matemáticos que por su importancia han sido traducidos al cómputo y a los lenguajes de programación algoritmo de Takage de gran utilidad en el uso del método de cálculo de reactancia simple sin utilizar las impedancias de las fuentes, otro algoritmo matemático de especial significación en la aplicación de métodos de cálculos para localización de fallas es la variante que nos proporciona Erickson la misma utiliza las impedancias de las fuentes todos tienen algo en común y es que son de gran aplicación en las protecciones eléctricas.

Estas técnicas se basan principalmente en la determinación de la parte reactiva de la línea despreciando la parte resistiva serie y la parte capacitiva paralela.

Estas técnicas parten de un modelo de red generalizado de línea corta que se lo describe a continuación.

**Tabla 1.1** Definiciones del esquema de línea corta

Nombre	Definición
m	Longitud de la línea desde la sub Gen pu
Zl	Impedancia de secuencia positiva de la línea
Rf	Resistencia de falla
If	Corriente de falla
Ig	Corriente de la fase fallada que aporta la sub G
Vg	Voltaje de la fase fallada en la sub G
F	Punto de falla
Sub g	Subestación G
Sub h	Subestación H
Zs	Impedancia interna de la fuente equivalente en la sub G
Zr	Impedancia interna de la fuente equivalente en la sub H

La caída de voltaje desde el terminal G se escribe en la ecuación 1, y un arreglo de esta en la ecuación 2.

$$V_g = m * Z_l * I_g + I_f * R_f \quad (1)$$

$$\frac{V_g}{I_g} = m * Z_l + (I_f / I_g) * R_f \quad (2)$$

Para analizar cómo afecta el ángulo de la relación  $(\frac{I_f}{I_g})$  la resistencia de falla superponen los sistemas falla y pre-falla, en el que “IL” representa la corriente de carga.

$$\Delta I_g = I_g - I_L \quad (3)$$

Se escribe a continuación un factor de distribución de la corriente “ds”

$$ds = \frac{\Delta I_g}{I_f} = \frac{[Z_h + (1-m) * Z_l]}{Z_h + Z_l + Z_g} = |ds| < \beta \quad (4)$$

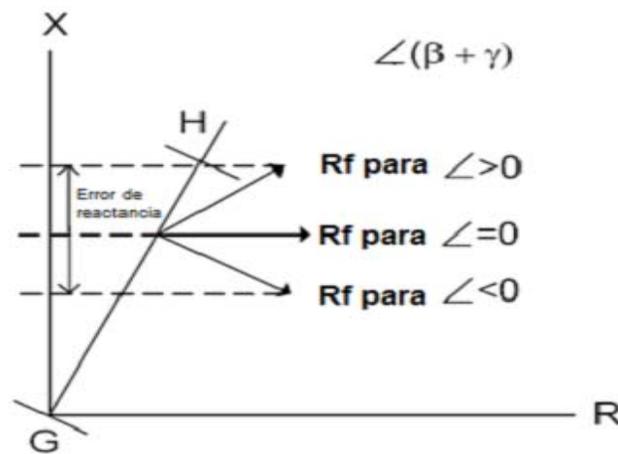
Se plantea un factor de carga del circuito “ns”

$$ns = \frac{I_g}{\Delta I_g} I = |ns| < \gamma \quad (5)$$

$$\frac{V_g}{I_g} = m * Zl + \frac{1}{ns * ds} * Rf \quad (6)$$

El ángulo  $(\beta + \gamma)$  determina la componente reactiva de la resistencia de falla  $Rf$  [10].

El algoritmo de reactancia mide la impedancia de la línea utilizando los voltajes y corrientes de la fase fallada. Al relacionar la componente imaginaria de esta con la reactancia de secuencia positiva de la línea, se puede estimar la distancia de falla.



**Figura 1.2.** Error que se produce debido a la componente reactiva en la estimación de la localización de Falla

Este algoritmo fue uno de los primeros en compensar la falta de la medida de la resistencia de falla asumiendo que este valor es despreciable reduciendo este término de la ecuación 1.

$$\frac{V_g}{I_g} = m * Zl \quad (7)$$

Despejando  $m$  de la ecuación 7

$$m = \frac{1}{\text{Imag}(Zl)} * \text{Imag}\left(\frac{V_g}{I_g}\right) \quad (8)$$

El error de este algoritmo está dado por el término en el que se encuentra la “Rf”.

$$\varepsilon = \frac{1}{\text{Imag}(Zl)} * Rf * \text{Imag}\left(\frac{If}{Ig}\right) \quad (9)$$

Para el caso de fallas monofásicas lo que implica una circulación de corrientes de secuencia cero la distancia de falla está dada por

$$m = \frac{1}{\text{Imag}(Zl)} * \text{Imag}\left(\frac{Vga}{Iga + (kO * I_0)}\right) \quad (10)$$

Donde “kO” es el coeficiente de impedancia de tierra.

$$kO = \frac{(Z_0l - Z_1l)}{3 * Z_1l} \quad (11)$$

### ***1.9.1 Método de cálculo de simple sin utilizar las impedancias de las fuentes.***

Algoritmo de takage.

Este método parte al analizar el cambio de la corriente.

$$Vg = m * Zl * Ig + Rf * \frac{\Delta Ig}{ds} \quad (12)$$

Al multiplicar los dos lados de la ecuación por “ΔIg” y analizar solamente la parte imaginaria.

$$\text{Im ag}(Vg * \Delta Ig) = m * \text{Im ag}(Zl * Ig * \Delta Ig) + Rf * \text{Im ag}\left(\frac{1}{ds}\right) \quad (13)$$

Asumiendo que el ángulo de  $\text{Im ag}\left(\frac{1}{ds}\right) = 0$  y despejando “m”.

$$m = \frac{\text{Im ag}(Vg * \Delta Ig)}{\text{Im ag}(Zl * Ig * \Delta Ig)} \quad (14)$$

Un arreglo a esta ecuación es el siguiente:

$$m = \frac{\text{Imag}(Vg * I_0 * e^{-1\beta})}{\text{Imag}(Zl * Ig * I_0 * e^{-1\beta})} \cdot (15)$$

Algoritmo de Ericsson.

Si se conoce la impedancia de las fuentes se puede estimar la distancia de falla con mayor precisión sin necesidad de realizar suposiciones.

$$Vg = m * Zl * Ig + \frac{\Delta Ig}{ds} * Rf \quad (16)$$

Reemplazando “ds”

$$Vg = m * Zl * Ig + \frac{\Delta Ig}{\frac{Zh + (1 - m) * ZL}{Zh + Zl + Zg}} * Rf \quad (17)$$

De esta ecuación se obtiene una ecuación cuadrática para “m” y “Rf”.

$$m^2 - m * \left( \frac{Zh + Zl}{Zl} + \frac{Vg}{Ig * Zl} \right) - \frac{Rf * \Delta Ig}{Zl * Ig} * \frac{Zh + Zl + Zg}{Zl} + \frac{Vg}{Zl * Ig} * \frac{(Zh + Zl)}{Zl} = 0 \quad \dots(18)$$

Separando en sus partes real e imaginario se resuelve para “m”.

Este es uno de los algoritmos más estudiados ya que no es sensible a varios factores como son: resistencia de falla, al efecto reactivo dado por  $\left( \frac{If}{Ig} \right)$ , tampoco a la variación del ángulo en la distribución de corrientes, o a fallas lejanas al terminal de red donde se evalúa. Sin embargo, se ve afectado por la variación en la topología a los extremos de la red, reflejándose en la variación de los equivalentes de fuente. El valor de “ΔIg” depende del tipo de falla.

Algoritmos de localización de fallas a partir de dos terminales de la línea de transmisión.

Con el avance de la tecnología se puede tener acceso a la información de más de un terminal de red, lo que ha sido el principal impedimento en la aplicación del algoritmo de los dos extremos a pesar de ser uno de los más exactos.

Este algoritmo determina la caída de tensión de los dos extremos de red y resuelve para “m”.

$$Vg = m * Zl * Ig + If * Rf \quad (19)$$

$$Vh = (1 - m) * Zl * Ih + If * Rf \quad (20)$$

Despejando el voltaje de falla de estas ecuaciones y resolviendo para “m” se obtiene:

$$m = \frac{Vg - Vh + Zl * Ih}{Zl * (Ig + Ih)} \quad (21)$$

Este algoritmo es uno de los más precisos ya que no realiza ninguna aproximación. Sin embargo, la limitación en la aplicación está dada por las comunicaciones, excesivo tiempo de procesamiento, sincronización de datos y errores en los equipos de adquisición de datos

### **1.10 Diagnóstico de falla.**

En el diagnóstico de la falla el especialista describe la falla eléctrica y el probable origen de la misma.

En la descripción de la falla establece el tipo de falla eléctrica producida indicando las fases involucradas, y características de la misma, esto lo infiere a partir de los eventos producidos (alarmas y movimientos de interruptores) y los tiempos en que se produjeron los mismos.

Un caso particular en el análisis de fallas en sistemas de potencia es la ocurrencia de dos o más fallas en el mismo instante de tiempo, situación que puede ser resultado de algunos eventos, como la caída de descargas atmosféricas o accidentes causados por mala manipulación de los equipos por parte de los operarios. Usualmente solo se consideran dos fallas simultáneas, debido a la baja probabilidad de que ocurran más eventos en el mismo instante de tiempo.

Uno de los tipos de falla más común en los sistemas de potencia es el cortocircuito, que implica sobrecorrientes o desbalances en el voltaje, o ambas. Cerca del 85% de las fallas a nivel mundial son monofásicas a tierra, el 5% involucra más de una fase y el 10% de las restantes son del tipo mecánicas.

Se pueden identificar los siguientes tipos de falla:

- Falla Monofásica con recierre exitoso
- Falla Monofásica con recierre no exitoso
- Falla Monofásica por extremo débil con recierre no exitoso
- Falla Monofásica repetitiva con recierre exitoso
- Falla Monofásica repetitiva con recierre no exitoso
- Falla Monofásica con apertura tripolar por recierre inhibido
- Falla Bifásica
- Falla Bifásica a tierra
- Falla trifásica
- Falla trifásica a tierra
- Falla evolutiva
- Sobretensión
- Cierre Sobre falla

Por otro lado, cada uno de los tipos de falla mencionados puede provocar distintas actuaciones de la protección, producto de la falla y de las distintas contingencias que se pueden producir entre la actuación de la protección y los equipos de maniobra, como por ejemplo los casos que siguen

- Falla Monofásica con falla en uno de los interruptores asociados en el extremo opuesto
- Falla Monofásica sin ejecución del recierre por problemas en el ajuste de tiempo de la discrepancia mecánica
- Falla Monofásica sin ejecución del recierre por falla del interruptor
- Falla Monofásica con disparo definitivo por problemas en el extremo opuesto de la línea
- Falla Monofásica sin ejecución del recierre por problemas en el accionamiento o en el sistema de extinción de arco

- Falla Monofásica sin ejecución del recierre por problemas en el ajuste de tiempo de la discrepancia eléctrica

El tipo de falla y cada una de las posibles contingencias deben ser identificados por el especialista en protecciones y esto forma parte del diagnóstico de la falla.

La descripción del probable origen se refiere al fenómeno físico causante de la falla. El término probable indica en este caso que existe un cierto grado de incertidumbre acerca de la determinación del fenómeno, dado que se trata de un conocimiento especulativo o hipotético.

Las fallas en líneas se pueden clasificar en dos grandes grupos

- Fallas Fugaces
- Fallas Permanentes

Las Fallas Fugaces se producen debido a las siguientes causas:

- Disminución de la rigidez dieléctrica
- Distancia Dieléctrica insuficiente
- Sobretensiones

La disminución de la rigidez dieléctrica puede estar ocasionada por los siguientes fenómenos:

- Incendio

La distancia dieléctrica insuficiente puede producirse a causa de:

- Los vientos

Las Sobretensiones se pueden generar a partir de:

- Las descargas atmosféricas

Las Fallas Fugaces pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas. Para las fallas monofásicas existe una función de la protección que produce el recierre de la fase afectada en forma automática.

Las Fallas Permanentes se producen a partir de la siguiente causa:

- Contacto galvánico de un conductor con potencial cero

El contacto galvánico de un conductor con potencial cero puede originarse en:

- Caída de estructura
- Rotura de la cadena de aisladores

Las localizaciones de fallas en líneas de transmisión poseen variadas fuentes de errores entre las que encuentran:

Errores de modelo de línea

- Efecto capacitivo
- Elementos de derivación (reactores)
- No transposición
- Valores de las constantes

Errores de medición

- Procesamiento analógico y digital de las señales
- Señales de entrada no disponibles

Errores de algoritmo de localización

Errores de los transductores de corriente y potencial

## **1.11 Conclusiones parciales del capítulo.**

- Se presentó una panorámica de la situación en la actualidad de las subestaciones y redes de transmisión eléctrica.
- Se abordaron las generalidades de las protecciones y la introducción de las más modernas tecnologías.
- Se analizaron las principales fallas que aparecen en las redes de transmisión eléctrica.
- Se realizó una reseña de los métodos de cálculo utilizados para detectar las fallas en redes de transmisión eléctrica.

## *Capítulo II*

### *Estudio y aplicación de los algoritmos para el cálculo de fallas en las líneas de transmisión*

## **Capítulo II: Estudio y aplicación de los algoritmos para el cálculo de fallas en las líneas de transmisión.**

### **2.1 Introducción**

Las investigaciones hechas anteriormente demuestran que es necesario el estudio y aplicación de métodos que sean más exactos y cumplan todas las exigencias al cálculo de fallas en cualquiera que fuese la línea de transmisión. Debido a la complejidad de las fallas y todas las transformaciones y fenómenos que ocurren en la línea se ha hecho imprescindible poner en práctica una serie de métodos capaces de hacer más exactos los diagnósticos de falla y por ende su localización y causa. En este capítulo tendremos todo lo referente al uso de las protecciones digitales en las líneas entre Holguín y Nuevitas así como la aplicación de un software capaz de hacer cálculos que sirven de apoyo a la localización de fallas en estas líneas. La subestación en la cual enmarcaremos el estudio cuenta con 4 entradas Cueto, Felton y Nuevitas (1), Nuevita (2) sobre la que aplicaremos los métodos de cálculo para fallas a distancia. Estas líneas tienen una distancia de 155 km, tensión de 220 kV una Resistencia igual 15.84 Ohm, además cuenta con una impedancia de 80.6 Ohm. Las mismas están protegidas por 2 relevadores numéricos digitales el multifuncional SIPROTEC® 4 7SJ62 y el digital de distancia SIPROTEC 4 7SA522.

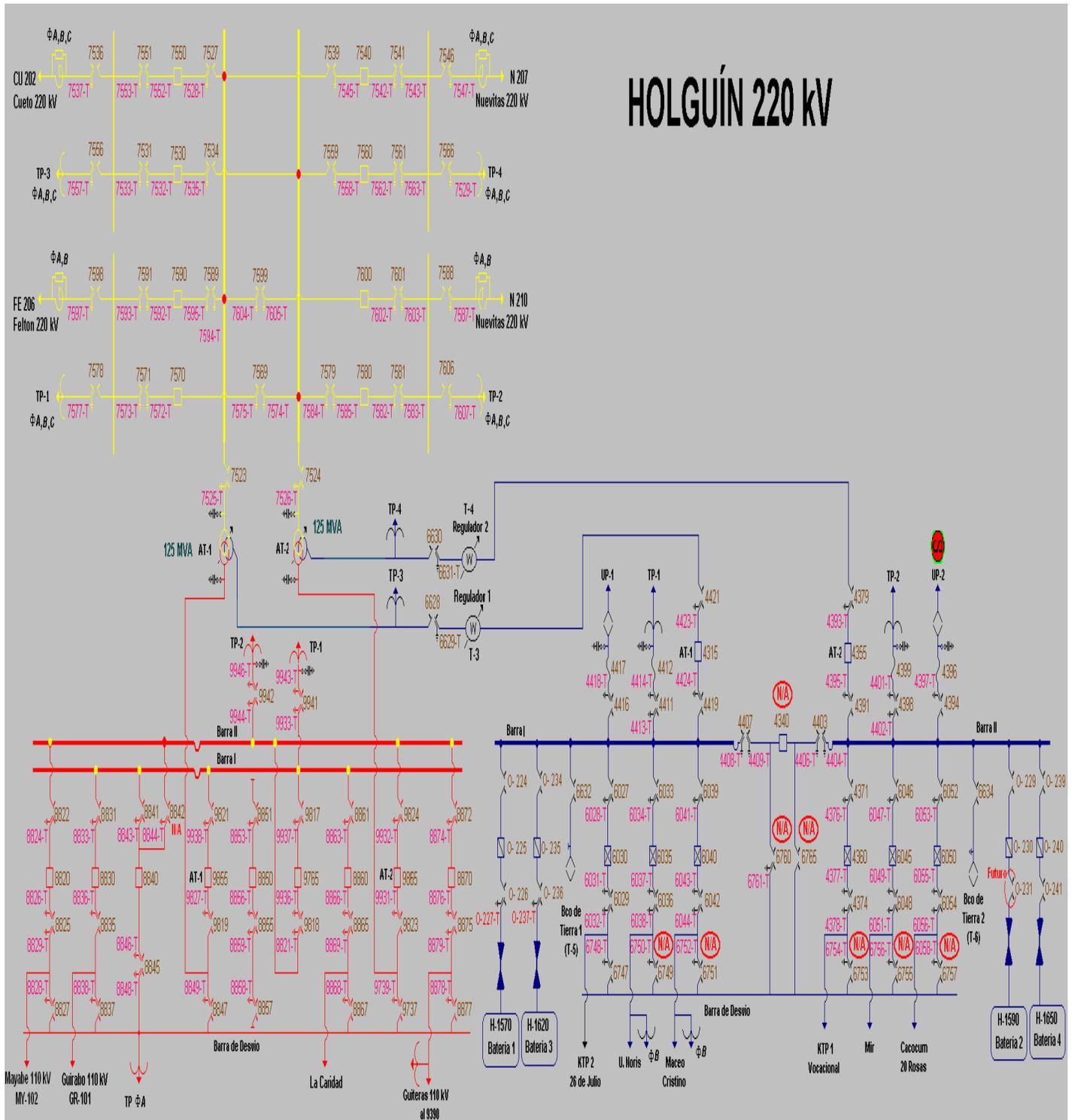


Figura 2.1 esquema monolinear de la subestación Holguín 220 kV.

## **2.2 Cálculo para la localización de fallas en líneas de transmisión.**

Para la aplicación del cálculo de fallas en las líneas de transmisión se deben estudiar una serie de algoritmos matemáticos que por su importancia han sido traducidos al cómputo y a los lenguajes de programación. El algoritmo de Takage de gran utilidad en el uso del método de cálculo de reactancia simple sin utilizar las impedancias de las fuentes, otro algoritmo matemático de especial significación en la aplicación e métodos de cálculos para localización de fallas es la variante que nos proporciona Erickson la misma utiliza las impedancias de las fuentes todos tienen algo en común y es que son de gran aplicación en las protecciones eléctricas.

Estas técnicas se basan principalmente en la determinación de la parte reactiva de la línea despreciando la parte resistiva serie y la parte capacitiva paralela, las mismas parten de un modelo de red generalizado de línea corta que se lo describe a continuación.

El objetivo de este capítulo es mostrar los diferentes tipos de algoritmos de localización de fallas, profundizando en los algoritmos de Reactancia, Takage y Fasores realizando las simulaciones de los mismos usando el MATLAB. Se comprobaron los algoritmos mediante señales grabadas de disturbios reales.

Los algoritmos de localización de fallas en líneas de transmisión pueden subdividirse en tres grupos, atendiendo al principio de determinación del lugar de la falla:

- Algoritmos basados en la propagación de ondas viajeras por la línea.
- Algoritmos basados en modelos del sistema.
- Algoritmos basados en modelos de la forma de onda.

Dentro de los algoritmos basados en modelos de la forma de onda, existen varios tipos:

- Algoritmo de reactancia.
- Algoritmo de Takage.
- Algoritmo de Eriksson.

Este trabajo está dirigido al estudio de los algoritmos de Reactancia, Takage y Fasores.

Algoritmo de La reactancia.

Este algoritmo es usado en las protecciones de distancia, donde se calcula la impedancia aparente vista por el relevador durante la falla y posteriormente se calcula la parte imaginaria de esta impedancia obteniéndose así la reactancia vista por el relevador.

## **2.3 Protección multifuncional SIPROTEC® 4 7SJ62/63/64.**

Los equipos numéricos de protección multifuncional SIPROTEC® 4 7SJ62/63/64 se aplican como equipos de protección, control y mando para las salidas de la barra colectora. Como protección de línea el equipo puede ser instalado en redes con puesta a tierra directa o por baja impedancia, aislado o compensada. Es apropiada para redes radiales alimentadas por un lado, redes en anillos de configuración abierta o cerrada, como también para líneas de doble alimentación. Como protección de motores, el equipo es apropiado para máquinas asíncronas de cualquier dimensión. El equipo contiene las funciones necesarias usuales para la protección, la vigilancia de la posición del interruptor y para las funciones de mando de las unidades de conmutación en las barras colectoras simples y dobles y por lo tanto el equipo es aplicable en forma universal. También, se pueden utilizar los equipos como protección de reserva de tiempo para los equipos de protección diferenciales de cualquier tipo para líneas, transformadores, generadores, motores y barras colectoras para todas las tensiones eléctricas.

### ***2.3.1 Funciones de protección.***

La función básica es una protección de sobreintensidad temporizada no direccional. Ésta tiene respectivamente dos escalones independientes de la intensidad (tiempo definido) y un Escalón dependiente (tiempo inverso) para las intensidades de fase y la intensidad a tierra. Para el Escalón de tiempo inverso, es disponible una serie de curvas características de diferentes estándares. Opcionalmente, se puede ajustar una característica definida por el usuario. Según la variante de pedido, la protección de sobreintensidad puede ser complementada con una protección de sobreintensidad temporizada direccional, una protección fallo del interruptor y una protección de faltas a tierra (para cortocircuitos a tierra de alto ohmiaje o faltas a tierra) que puede trabajar en forma direccional o no-direccional. Además de las funciones de protección para cortocircuito ya mencionadas, existen más funciones de protección como variantes de pedido, como protección de frecuencia, protección de sub.- y sobre tensión, protección de carga desequilibrada y protección de sobrecarga con bloqueo de retranque y supervisión del tiempo de reenganche, como también una función de automatismo de reenganche, con el cual es posible efectuar con

líneas aéreas diversos ciclos de interrupción diferentes. La conexión a un dispositivo externo de reenganche automático es también posible. Para situar rápidamente la falta después de un cortocircuito, se ha integrado un localizador de faltas. Para la detección de faltas a tierra intermitentes se puede solicitar una función de protección que reconoce y acumula faltas a tierra de corta duración. Mediante sensores externos se pueden tener en cuenta las temperaturas de ambiente o de refrigeración (por medio de una unidad Thermobox externa). En el 7SJ64 se puede comprobar en el equipo, antes de un reenganche y después de un disparo tripolar, la tolerabilidad del reenganche mediante un control de las tensiones y/o de sincronismo. La función de sincronismo también puede ser activada externamente.

## **2.4 La protección digital de distancia SIPROTEC 4 7SA522.**

La protección digital de distancia SIPROTEC 4 7SA522 está equipada con un sistema microprocesador de alta potencia. Este proporciona un procesamiento plenamente digital de todas las funciones del equipo, desde la adquisición de los valores de medida hasta la salida de órdenes a los interruptores.

### **Campo de aplicación**

La protección digital de distancia SIPROTEC 4 (7SA522) es un equipo de protección selectivo y rápido para líneas aéreas y cables, que pueden estar alimentados tanto de un lado como de varios lados, en redes radiales, de anillo o malladas de cualquier nivel de tensión. El neutro puede estar puesto tierra, compensado o aislado. El equipo está equipado con todas las funciones que son normalmente requeridas para la protección de línea y por lo tanto el equipo es aplicable en forma universal. El equipo tiene también aplicación como protección de reserva con escalonamiento de tiempo para las funciones de protección por comparación para todo tipo de líneas, transformadores, generadores, motores y barras para cualquier nivel de tensión. Los equipos extremos de la zona a proteger, pueden intercambiar informaciones mediante esquemas de teleprotección a través de líneas convencionales (contactos) o interfaces opcionales para datos de protección utilizando medios de comunicación dedicados (por lo general conductores de fibra óptica) o a través de una red de comunicación. Si los equipos 7SA522 disponen de un interface de datos de protección, entonces pueden ser instalados para operar en una zona de protección con dos extremos.

En el caso de líneas con 3 extremos (líneas en T), se precisa como mínimo de un equipo con dos interfaces de datos de protección.

La función básica del equipo es la determinación de la distancia a la falta mediante los procedimientos de medida de distancia. Especialmente para la detección de faltas complejas multifásicas la medida de la distancia se efectúa bajo un concepto multisistemático. Diferentes procedimientos de detección de faltas permiten una amplia adaptación a las condiciones de red y a los requerimientos del usuario. El neutro puede estar aislado, compensado o puesto a tierra (con o sin límite de la intensidad a tierra). También es posible su aplicación para líneas límite con o sin compensación serie. La protección de distancia puede ser complementada con funciones de teleprotección en diversos esquemas para transmisión de señales (para una desconexión inmediata 100%). Se dispone además de una protección de cortocircuito para faltas a tierra de alta impedancia (como opción de pedido), que puede ser direccional o no direccional y puede incorporarse también en un esquema de transmisión de señales. En las líneas sin fuente o con una fuente de alimentación débil en uno de sus extremos, es posible generar un disparo rápido en ambos extremos de la línea por medio del esquema de transmisión de señales. Por otro lado y en caso de producirse un cierre sobre falta, falta que puede estar situada en cualquier punto de la línea, es posible realizar un disparo inmediato. En caso de un defecto en la tensión de medida, debido a un fallo en los circuitos secundarios (ejemplo apertura del relé de protección del transformador de tensión o de un fusible), el equipo puede cambiar automáticamente a un estado de funcionamiento de emergencia en el cual se activa una protección integrada de sobreintensidad de tiempo definido, este estado permanece hasta que la tensión de medida se normalice nuevamente. Alternativamente, la protección de sobreintensidad puede ser utilizada como protección independiente de reserva, que actúa paralelamente a la protección de distancia.

Según la variante de pedido, la mayoría de las funciones de protección de cortocircuito pueden efectuar también un disparo monopolar. También puede operar en combinación con un reenganchador automático integrado (pedido opcional) con el cual se pueden realizar diversos ciclos de reenganche automático como monopolar, tripolar o mono y tripolar en líneas aéreas. Antes de un reenganche posterior a un disparo tripolar, el equipo puede

comprobar la admisibilidad del reenganche mediante un control de tensión y/o de sincronismo (pedido opcional).

Aparte de las funciones de protección de cortocircuito ya mencionadas se dispone de otras funciones de protección adicionales, como por ejemplo: protección de sobretensión y subtensión de varios escalones, protección de frecuencia, protección contra fallo del interruptor, protección contra las oscilaciones de potencia (al mismo tiempo efectivo como función de bloqueo por penduleo para la protección de distancia). Para una rápida detección del lugar del fallo en la línea, después de un cortocircuito, se dispone de un localizador de faltas integrado, que permite la compensación en caso de líneas paralelas.

Propiedades generales

- Sistema microprocesador de 32 bit de alta potencia.
- Tratamiento digital completo de los valores de medida y control desde el proceso de muestreo y digitalización de las magnitudes de medida hasta la decisión de cierre o disparo de los interruptores de potencia
- Aislamiento galvánico íntegro y libre de interferencias entre los circuitos internos de elaboración y los circuitos de medida, control y alimentación de la instalación mediante transformadores de medida, módulos de entrada/salida binarios y rectificadores de corriente continua
- Amplio número de funciones, todas las normalmente requeridas para la protección de línea
- Posibilidad de transmisión de señales binarias para esquemas de teleprotección con control permanente contra fallos, interrupciones y divergencias de los tiempos de transmisión en la red de comunicación con una adaptación automática a los tiempos de ejecución.
- Sistema de protección de distancia para máx. 3 extremos.
- Operaciones de servicio fáciles mediante el panel frontal integrado o mediante un PC conectado utilizando software DIGSI.
- Memorización de avisos de perturbación como también de los valores instantáneos para una perturbografía

#### ***2.4.1 Protección de distancia.***

- Protección para todo tipo de cortocircuitos en redes con neutro puesto a tierra, compensado o aislado;
- Opcionalmente, característica de disparo poligonal o característica MHO;
- Diferenciación correcta entre condiciones de carga y condiciones de cortocircuito, también en líneas de gran longitud y con sobrecarga;
- Alta sensibilidad durante el funcionamiento a baja carga, estabilidad muy alta frente a los cambios bruscos de carga y oscilaciones de potencia;
- Adaptación efectiva a las condiciones de la línea mediante la característica de
- disparo poligonal con diversos parámetros configurables y „cono de carga“ (sección de la posible impedancia de carga);
- 6 sistemas de medida para cada zona de distancia;
- 6 zonas de distancia, opcionalmente en dirección hacia adelante, hacia atrás o no direccionales, una de ellas configurable como zona de sobrealcance;
- 9 escalones de tiempo para las zonas de distancia;
- Determinación direccional (para característica poligonal) o bien polarización (para característica circular MHO) con tensiones ajenas al cortocircuito y memoria de tensiones, por lo cual resulta una sensibilidad direccional sin límite y sin influencias de los procesos de compensación capacitiva de los transformadores de tensión;
- Apropiado para líneas con compensación serie;
- Insensible en caso de saturación del transformador de intensidad;
- Posible compensación contra las influencias de una línea paralela;
- Tiempo mínimo de disparo aprox. 17 ms (con  $f_N = 50$  Hz) o 15 ms (con  $f_N = 60$  Hz);
- Disparo de una fase segregada (conjuntamente con reenganche monopolar o tripolar y reenganche automático);
- Disparo inmediato por cierre sobre falta;
- Adaptación de la impedancia a tierra mediante dos pares de valores de ajuste.

### ***2.4.2 Transmisión de datos de protección digital.***

Si se desea complementar la protección de distancia con el esquema de teleprotección, entonces los datos respectivos para esta función pueden ser transmitidos por los interfaces para datos de protección utilizando vías de comunicación digital. La comunicación mediante los interfaces de datos de protección también puede ser utilizada para otras informaciones. Se pueden transmitir aparte de valores de medida, mandos binarios u otros tipos similares de información. Si existen más de dos equipos (= extremos del objeto a proteger) y utilizando interfaces de datos de protección opcionales, la comunicación puede ser establecida en forma de anillo. Esto garantiza un funcionamiento redundante en caso de un fallo en una línea de comunicación; En este caso, los equipos buscan automáticamente las vías de comunicación, que se encuentran en buen estado. La comunicación puede ser duplicada con el fin de crear redundancia también para una configuración de dos extremos.

### ***2.4.3 Funciones de mando.***

El equipo posibilita operaciones de mando, con las que se pueden abrir y cerrar los elementos de maniobra mediante las teclas de operación, mediante el interface de sistema, vía entradas binarias y mediante el PC y el software de configuración y análisis DIGSI. Con los contactos auxiliares de los interruptores y las entradas binarias del equipo se registran los retroavisos resultantes de los estados de conmutación. Con estos se pueden observar en el equipo las posiciones actuales del interruptor y utilizarlas en el control de plausibilidad y enclavamientos. El número de las unidades de mando a controlar está limitado solamente por las entradas y salidas existentes del equipo y su configuración disponible para los retroavisos de los estados de conmutación. Para cada elemento de maniobra se puede asignar una entrada binaria (aviso simple) o dos (aviso doble). La autorización de una orden de mando puede tener restricciones condicionadas a la autoridad de mando (remota o local) y al modo de mando (con o sin enclavamiento, con o sin código de acceso). Las condiciones de enclavamiento para las operaciones de mando (p.ej. protección fallo del interruptor) pueden ser determinadas mediante la función integrada de lógica definible por el usuario.

#### ***2.4.4 Avisos y valores de medida; los registros de valores de perturbación.***

Los avisos de operación proporcionan información acerca de las condiciones de la subestación y del mismo equipo. Las magnitudes medidas y los valores determinados por cálculo pueden ser visualizados durante el funcionamiento y ser transmitidos mediante los interfaces serie. Los avisos del equipo pueden ser visualizados en un determinado número de LEDs del panel frontal (configurable), pueden ser llevados a contactos de salida (configurables) para un procesamiento externo y ser vinculados a funciones lógicas definibles por el usuario como también ser transmitidos mediante interfaces serie. Durante una perturbación (falta en la red), se registran los eventos importantes y cambios de estado en los registros de perturbación. Los valores instantáneos de las magnitudes de perturbación son memorizados en el equipo y quedan disponibles para un análisis de faltas posterior.

#### ***2.4.5 Funciones adicionales.***

Reloj tiempo real con batería de respaldo, el cual puede sincronizarse mediante una señal de sincronización (DCF77, IRIG B vía receptor de satélite), entrada binaria, o interface de sistema. Cálculo continuo y señalización de los valores de servicio en la pantalla frontal, señalización de los valores de medida del extremo opuesto, como también de todos los extremos (en equipos con interfaces de datos de protección). Registro de avisos para las últimas 8 perturbaciones de la red (faltas en la red), con asignación de tiempo real. Registro de los valores de perturbación y transferencia de datos para una perturbografía en un rango máximo de tiempo de 15 s. Estadística de conexiones: contador con las órdenes de disparo generadas por el equipo, así como un registro de las intensidades de cortocircuito, y el valor acumulado de las intensidades de cortocircuito interrumpidas. Posibilidad de comunicación con unidades de control y memorización a través de interfaces serie (según la variante de pedido), opcionalmente a través de una conexión RS485, módem o cable de fibra óptica. Ayudas a la puesta en servicio tales como verificación de las conexiones y direccionalidad, así como funciones de prueba de un interruptor. Amplio apoyo para la prueba y la puesta en marcha desde el PC mediante monitor Web, que permite una representación gráfica del sistema de protección con diagramas vectoriales. En la pantalla se muestran todas las

intensidades y tensiones de todos los extremos del sistema, siempre y cuando los equipos estén conectados mediante los interfaces de datos de protección.

## 2.5 Situaciones que afectan el relevador de distancia.

### ➤ Resistencia de arco

El comportamiento del arco es puramente resistivo y se calcula por medio de algunas formas empíricas.

$$\text{WARRINGTON } R_{\text{ARCO}} = \frac{29000L}{I^{1.4}}$$

$$\text{RUSOS } R_{\text{ARCO}} = \frac{1.050L}{I}$$

L=Longitud de arco en m. La longitud inicial del arco es la distancia entre las espiras.

I= Corriente de falla en (A).

El relé en "A" ve:

### ➤ Fuentes intermedias

Una fuente de corriente intermedia localizada entre un relé de distancia y una falla puede afectar el funcionamiento de estas (líneas de tres terminales).

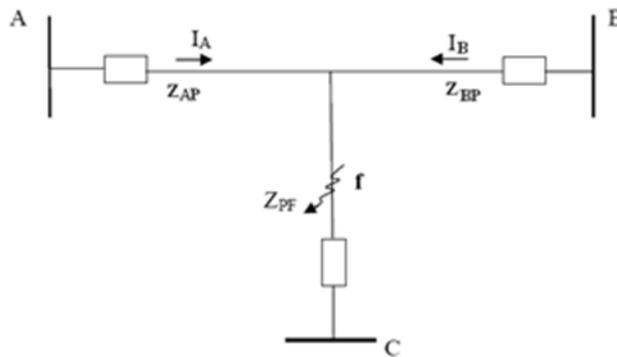


Figura 2.2 Diagrama unifilar para explicación de fuentes intermedias

$$Z_{\text{reléA}} = \frac{V_A}{I_A} = \frac{Z_{AP} + Z_{PF}(I_A + I_B)}{I_A}$$

$$Z_{reléA} = Z_{AF} + Z_{PF} \frac{I_B}{I_A}$$

Al ocurrir un cortocircuito, el relé ve más impedancia que aquella vista sin la conexión intermedia.

- Salida de sincronismo de las máquinas.

## **2.6 La localización de fallas.**

- Inicio por orden de disparo o por reposición del arranque;
- Cálculo de la distancia a la falta utilizando las magnitudes de medida memorizadas;
- Resultado de la localización de falta en ohmios, kilómetros, o millas, y % de la longitud de la línea;
- Compensación de línea paralela (opcional);
- Consideración de la intensidad de carga en las faltas a tierra monofásicas, afectadas por ambos lados (ajustable);
- Señalización de la localización de falta en código BCD (dependiendo de la variante de pedido).

Las localizaciones de fallas en líneas de transmisión poseen varias fuentes de errores entre las que encuentran:

### **2.6.1 Errores de modelo de línea.**

Efecto capacitivo

Elementos de derivación (reactores)

No transposición

Valores de las constantes

### **2.6.2 Errores de medición.**

Procesamiento analógico y digital de las señales

Señales de entrada no disponibles

### 2.6.3 Errores de logaritmo de localización

### 2.6.4 Errores de los transductores de corriente y potencial.

### 2.7 Datos y de resultados

Tabla 2.1 Datos para la localización de fallas Holguín-Nuevitas 1 (2008)

SIGRA								pre(avería)		
Datos				Corriente		Tensión		P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
Registros	Fecha	Hora	Falla	magnitud	fase	magnitud	fase			
HN107031	07-mar	1:32:36	BC	0,94	-140,2	30,3	120,2	55,9	15,2	57,9
HN107032	07-mar	12:32:54	BC	0,97	-1,8	30,1	-100,6	0,37	29,3	29,3
HN10804	08-abr	11:07:42	BG	0,594	-73,3	15,9	-169,8	41,3	29,5	50,7
HN12804	28-abr	16:36:46	CG	0,594	-73,3	15,9	-169,8	41,3	29,5	50,7
HN12705	27-may	14:58:59	AG	0,914	95,8	24,1	-7,4	7,5	21,7	22,9
HN107071	07-jul	16:13:00	AG	0,88	-69,5	23,7	176,8	7,46	31,3	32,2
HN107072	07-jul	16:26:26	BG	0,588	100,3	19,5	-1,2	11,5	31,2	33,3
HN127071	27-jul	15:29:24	BG	0,583	47,1	19,9	-54,5	26,9	19,8	33,4
HN11009	10-sep	8:09:26	AG	0,277	-120,9	27,4	139,1	0,0001	0,0001	0,0001
HN111091	11-sep	2:32:17	AG	0,29	-6	25,5	-105,8	0	0	0
HN111092	11-sep	2:32:25	AG	0,286	-93,7	22,3	116,1	0	0	0

Tabla 2.2 Datos para la localización de fallas Holguín-Nuevitas 1 (2009)

SIGRA								pre(avería)		
Datos				Corriente		Tensión		P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
Registros	Fecha	Hora	Falla	magnitud	fase	magnitud	fase			
HN114041	14-abr	16:06:49	ABG	0,534	-50,2	0,91	32,2	3,88	64,8	64,9
HN114042	14-abr	16:13:11	ABG	0,534	-8,1	0,42	106,7	53,2	36,7	64,6
HN114043	14-abr	16:24:45	ABG	0,591	-100,3	12	-157,3	13,1	60,2	61,6
HN114044	14-abr	16:34:16	ABG	0,889	-175,3	37,8	69,8	60,5	1,11	60,5
HN12204	22-abr	16:03:00	BG	0,603	-68,7	18	-170	2,74	21,3	21,5
HN106051	06-may	13:14:08	CG	0,572	24,7	15,8	-75,5	9,91	28,1	29,8
HN106052	06-may	13:56:00	CG	0,628	-128,8	17,6	133,9	5,9	30,2	30,8
HN109061	09-jun	18:53:37	CG	0,395	-32,9	16,6	-128,3	6,3	18,7	19,7
HN109062	09-jun	19:14:56	CG	0,322	-133,1	9,77	132,3	0	0,0001	0,0001
HN12006	20-jun	11:26:36	BG	0,595	36,2	20,9	-62,4	60,9	6,94	61,3
HN12706	27-jun	14:13:08	AG	0,405	125,4	17,5	22,9	65,2	11,6	66,2

**Tabla 2.3** Datos para la localización de fallas Holguín-Nuevitas 1 (2010)

SIGRA								pre(avería)		
Datos				Corriente		Tensión		P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
Registros	Fecha	Hora	Falla	magnitud	fase	magnitud	fase			
HN11107	11-jul	16:17:15	AG	0,84	-112,1	22,6	147	56,8	28,9	63,7
HN124071	24-jul	16:15:48	CG	0,993	48,9	25,3	-44,1	110	19,2	112
HN124072	24-jul	16:44:19	BG	0,67	-164,8	18	95,8	87,2	31,8	92,9
HN12712	27-dic	17:23:47	AB	2,06	-17	54,9	-127,2	20,6	31	37,2

**Tabla 2.4** Datos para la localización de fallas Holguín-Nuevitas 2 (2008)

SIGRA								pre(avería)		
Datos				Corriente		Tensión		P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
Registros	Fecha	Hora	Falla	magnitud	fase	magnitud	fase			
HN230011	30-enr	14:18:53	AG	0,575	-119,3	16,9	117,1	5,82	18,8	19,7
HN209051	09-may	14:08:58	AG	0,522	19,5	15,7	-99,8	53,4	28,3	60,4
HN209052	09-may	14:44:32	AG	0,516	112,5	15,5	-6,5	1,54	35,3	35,3
HN220052	20-may	17:38:48	AG	0,807	-98,8	19,8	129,8	23,2	41,2	47,3
HN21306	13-jun	3:38:44	BG	0,743	171,9	27,1	68,9	7,06	15,1	16,7
HN228071	28-jul	17:46:56	BG	0,513	-24	17,5	-125,1	13,8	30	33
HN228072	28-jul	17:47:04	BG	0,519	129,8	17,6	28,5	14,9	31,5	34,8
HN228073	28-jul	18:01:23	BCG	0,702	60,6	13,6	-42,7	0	0,0003	0,0003
HN229071	29-jul	2:23:59	BCG	0,677	-68,1	14,1	-171,5	0,0001	0	0,0001
HN202081	02-ago	17:07:50	BG	0,497	96,7	18,5	-7,1	4,01	30,5	30,7
HN202082	02-ago	17:19:18	BG	0,596	70,6	14,2	-31,6	0,0003	0	0,0003
HN202083	02-ago	5:19:18	BG	0,479	86,9	13,7	-18,1	0,0002	0,0003	0,0004
HN207091	09-sep	10:31:45	BG	0,533	-155,5	63,3	102,8	0,75	33,9	33,9
HN207092	09-sep	10:33:13	BG	0,538	-40,8	63	-142,2	0,5	34	34,1
HN207093	09-sep	10:33:43	BG	0,493	-126,8	60,9	129	0,59	33,1	33,1
HN20810	08-oct	2:28:02	CG	0,333	-48,9	10,7	-124,7	5,28	30	30,5
HN209101	09-oct	9:26:35	CG	0,393	50,6	12,1	-33	44,3	21,6	49,3
HN209102	09-oct	9:26:38	CG	0,38	37,5	11,5	-44,2	1,69	3,78	4,14
HN209103	09-oct	9:43:14	CG	0,342	41,2	10,9	-31,1	1,06	31,5	31,6

**Tabla 2.5** Datos para la localización de fallas Holguín-Nuevitas 2 (2009)

SIGRA								pre(avería)		
Datos				Corriente		Tensión		P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
Registros	Fecha	Hora	Falla	magnitud	fase	magnitud	fase			
HN20204	02-abr	12:02:26	CG	0,309	-108,5	19,6	156,3	48,2	21,7	52,9
HN212041	26-may	5:06:18	CG	0,382	147,3	18,1	47,2	11,1	30,3	32,3
HN212042	07-sep	4:02:41	BG	0,348	92	19,8	-10,9	16,8	23,1	28,6
HN212043	08-may	12:55:41	CG	1,09	173,5	27,4	94,9	66,5	22,6	70,2
HN212044	12-abr	12:38:22	AG	0,683	-132,6	21,7	147,6	39	22,6	45,1
HN213041	12-abr	3:30:06	AG	0,69	-171,2	21,9	81,7	43,4	3,73	43,6
HN213042	12-abr	3:44:12	BG	0,677	107,8	21,6	24,1	43,5	9,33	44,5
HN213043	12-abr	3:44:18	AG	0,71	2,7	19,2	-114,8	36,1	21,7	42,1
HN208051	08-may	12:55:41	CG	1,09	173,5	27,4	94,9	66,5	22,6	70,2
HN22605	26-may	5:06:18	BG	0,382	147,3	18,1	47,2	11,1	30,3	32,3
HN207091	07-sep	4:02:41	BG	0,348	92	19,8	-10,9	16,8	23,1	28,6
HN221071	21-jul	4:10:22	BG	0,377	156,1	12,2	54,7	76,5	6,98	76,8
HN214091	14-sep	7:27:53	CG	0,5	131	20,1	42,4	9,95	20,7	22,9
HN214092	14-sep	7:27:56	CG	0,601	-36,1	17,6	-118,6	0,0001	0,0001	0,0001

**Tabla 2.6** Datos para la localización de fallas Holguín-Nuevitas 2 (2010)

SIGRA								pre(avería)		
Datos				Corriente		Tensión		P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)
Registros	Fecha	Hora	Falla	magnitud	fase	magnitud	fase			
HN20503	05-mar	3:03:11	BG	0.566	-35	22.9	-134.1	14.7	12.3	19.1
HN229033	29-mar	11:32:02	AG	0.227	68.8	35	-112.1	121	1.35	121
HN229034	29-mar	11:36:04	AG	0.203	7.9	31.1	-164.3	122	1.44	122
HN229035	29-mar	11:38:29	AG	0.200	4.5	27	-172.2	122	1.38	122
HN229036	29-mar	11:47:02	AG	0.192	-12.8	27.7	179.0	121	1.47	121
HN229037	29-mar	12:50:43	AG	0.227	-22.5	34.5	156.9	122	1.42	122
HN229038	29-mar	12:52:12	AG	0.226	82.6	34.5	-98.1	122	1.30	122
HN22606	26-jun	19:58:26	CG	0.625	-87.4	17.9	175.5	40.2	24.9	53.2
HN22712	27-dic	16:32:29	BG	1.61	28.6	52.4	-73.1	52.2	158	166

**Tabla 2.7** Resultados de la localización de fallas Holguín-Nuevitas 1 (2008)

Datos	MATLAB			SIGRA				7SA522
	Localización (Km)			AXL	AXL			
Registros	reactancia	takage	fases	Dist(Km)	Dist(Km)	IF(kA)	RF( $\Omega$ )	
HN107031	79,59	79,33	77,67	-	-	-	-	75.5
HN10804	-3,9	-3,9	-3,8	-	-	-	-	-
HN12804	-46,1	-671	753,3	45,26	28	3	31.6	28.4
HN12705	32,3	32,3	31,91	32,13	0	3.8	19.4	27.2
HN107071	31,79	31,8	31,99	-	-	-	-	26.9
HN107072	87,73	87,72	86,62	-	-	-	-	75.4
HN127071	88,2	87,89	86,08	-	-	-	-	75.5
HN11009	124,1	124	122,3	-	-	-	-	103.7
HN111091	138,6	138,6	136	-	-	-	-	115.5
HN111092	139,3	139,3	136,4	-	-	-	-	116.3

**Tabla 2.8** Resultados de la localización de fallas Holguín-Nuevitas 1 (2009)

Datos	Matlab			SIGRA				7SA522
	Localización (Km)			AXL	AXL			
Registros	reactancia	takage	fases	Dist(Km)	Dist(Km)	IF(kA)	RF( $\Omega$ )	
HN114041	207,5	199,6	208,2	-	-	-	-	40.9
HN114042	53,39	50,86	49,65	-	-	-	-	118.9
HN114043	177,8	179,2	254,5	-	-	-	-	8.1
HN114044	69,8	74,82	71,92	-	-	-	-	25.6
HN12204	87,37	87,98	87,26	77,43	81.5	3.4	22.6	75.1
HN106051	68,99	69,37	70,53	62,01	155	2.8	32.4	58.1
HN106052	66,07	66,19	67,12	58,90	36.6	3.2	26.8	56.3
HN109061	164,7	167,4	164,2	-	-	-	-	141.9
HN109062	131,8	131,8	131,1	-	-	-	-	112.1
HN12006	97,79	96,38	97,59	-	-	-	-	75.5
HN12706	152,5	150,5	157,7	-	-	-	-	123.2

**Tabla 2.9** Resultados de la localización de fallas Holguín-Nuevitas 1 (2010)

Datos	Matlab			SIGRA				7SA522
	Localización (Km)			AXL	AXL			
Registros	reactancia	takage	fases	Dist(Km)	Dist(Km)	IF(kA)	RF( $\Omega$ )	
HN11107	31,56	32,04	37,78	33,93	-	-	-	25
HN124071	36,3	36,78	44,63	-	-	-	-	26.6
HN124072	85,05	87,2	115	-	-	-	-	83.5
HN12712	9,5	9,6	13,7	-	-	-	-	0.9

**Tabla 2.10** Resultados de la localización de fallas Holguín-Nuevitas2 (2008)

Datos	Matlab			SIGRA				7SA522
	Localización(Km)			AXL	AXL			
Registros	reactancia	takage	fadores	Dist(Km)	Dist(Km)	IF(kA)	RF( $\Omega$ )	
HN230011	112,8	112,6	110,7	-	-	-	-	64,9
HN209051	117,1	120,9	121,1	92,35	132,5	-	-	67,7
HN209052	121,2	121,6	119,9	98,76	-	-	-	69,1
HN220052	47,62	47,74	47,59	149,83	-	-	-	40,6
HN21306	38,85	38,83	38,22	-	-	-	-	
HN228071	109,6	109,6	107,6	-	-	-	-	94,3
HN228072	109,4	109,3	107,3	-	-	-	-	80,7
HN229071	112,5	112,4	110,7	-	-	-	-	80,1
HN202081	112,1	112,1	110,4	-	-	-	-	96,7
HN202082	109,7	109,7	107,9	-	-	-	-	80,6
HN202083	96,63	96,62	94,82	-	-	-	-	
HN207091	-5,163	-5,47	-5,038	-	-	-	-	-(3,8)
HN207092	-5,277	-5,275	-5,18	-	-	-	-	-(4,4)
HN207093	-5,17	-5,178	-5,117	-	-	-	-	
HN20810	156,7	157,5	155,9	-	-	-	-	130,2
HN209101	198,8	193,3	187,2	-	155	5,5	11	115,5
HN209102	181,3	181,3	178,6	-	-	-	-	156,1
HN209103	155,2	155,3	153,6	-	-	-	-	128,7

**Tabla 2.11** Resultados de la localización de fallas Holguín-Nuevitas 2 (2009)

Datos	Matlab			SIGRA				7SA522
	Localización (Km)			AXL	AXL			
Registros	reactancia	takage	fadores	Dist(Km)	Dist(Km)	IF(kA)	RF( $\Omega$ )	
HN20204	206,7	197,9	195,2	-	-	-	-	
HN212041	62,01	62,04	62,11	-	-	-	-	
HN212042	57,19	57,2	56,61	-	-	-	-	
HN212043	62,54	62,61	61,85	-	-	-	-	
HN212044	61,93	62,01	61,08	-	-	-	-	
HN213041	62,88	61,12	60,96	62,1	47,3	3,4	21,7	
HN213042	57,63	57,69	56,86	53,39	0	3,5	21,3	
HN213043	61,04	61,12	61,21	63,02	45,3	3,5	21,7	
HN208051	-74,16	123,9	127,9	17,74	-	-	-	
HN22605	190,3	190,2	186,3	-	-	-	-	
HN207091	179	179,3	177,4	139,10	155	5,1	11,3	
HN221071	175,6	174,8	167,8	146,88	155	5,0	12,1	
HN214091	105,7	105,7	103,5	-	-	-	-	
HN214092	101,5	101,5	99,27	-	-	-	-	

**Tabla 2.12** Resultados de la localización de fallas Holguín-Nuevitas (2010)

Datos	Matlab			SIGRA				7SA522
	Localización (Km)			AXL	AXL			
Registros	reactancia	takage	fases	Dist(Km)	Dist(km)	IF(kA)	RF( $\Omega$ )	
HN20503	88,14	88,3	88,22	-	-	-	-	76.9
HN229033	10,99	19,54	-1,37	-	-	-	-	0.8
HN229034	-353	-3011	-341,4	-	-	-	-	-2.9
HN229035	319,12	-30,65	128,1	-	-	-	-	0.1
HN229036	-5,68	842,8	-141,1	-	-	-	-	-8.1
HN229037	-19,83	21,13	28,66	-	-	-	-	0.3
HN229038	-98,1	21,96	3,57	-	-	-	-	3.2
HN22606	42,14	42,12	41,75	-	-	-	-	35.2

### 2.7.1 Análisis de las fallas estudiadas en líneas de transmisión Holguín-Nuevitas.

En las líneas de transmisión en las que hemos enmarcado el estudio de este trabajo se han registrado un total de 163 fallas a continuación un análisis más detallado de estos eventos.

**Tabla 2.13** Comportamiento de fallas desde el 2008 hasta el 2010

año	cantidad de fallas	averías o disparos
2008	66	31
2009	62	25
2010	20	13

El día 30 de enero del 2008 en la línea Holguín nuevitas 2 se señalizó por Holguín 21Z1, 21B, 79, fase (A) a tierra distancia 75,9Km. Por Nuevitas 79,1Km. Orden recorrido desde Km. 72 al 88 partiendo de Nuevitas. El relevador de distancia hizo un registro de esta falla donde se mostro una distancia de 64.9 sin embargo los cálculos obtenidos del Matlab nos proporcionan una distancia de 112.8 por reactancia, 112.6 por takage y 110.7 por fases a simple vista se observa que es un valor mucho mayor .por tanto para esta falla los métodos no son factibles.

El día 2 de agosto del 2008 en la línea Holguín nuevitas 2 se produjo un disparo recierre y disparo a las 17:06 señalizando Z1, Z1B, Tele protecciones, 67GT1, 67GT2, fase (B) a tierra distancia 95,2Km. distancia sobre corriente 50 Km. se le hizo prueba a las 17:15 y señalizó lo mismo y la distancia a 80,6 Km. Orden de recorrido desde el kilómetro 52 al 62. Desde los

límites de Camagüey buscando hacia Holguín los métodos reactancia, takage y fasores arrojaron como resultado una distancia de 112,1Km; 112.1Km y 110,4Km respectivamente luego se realizo el recierre obteniéndose como resultado 109,7Km; 109,7Km y 107,9Km para una distancia de 80,6Km.

El día 7 de septiembre del 2008 en la línea Holguín nuevitas 2 varios disparos de línea producto a la caída de 7 torres (zona de Camagüey) el valor que se registro por el relevador fue de -3.8Km mientras los métodos dieron como resultado -5,163Km;-5,47Km y -5,038Km respectivamente.

El día 9 de octubre del 2008 se realiza en la línea Holguín nuevitas 2 un disparo, recierre y disparo a las 09:25, fase (C) a tierra, con 156.1 y 153.3Km. de los interruptores 7580 y 7600, el relevador de distancia marca 115,5 mientras los métodos de calculo nos ofrecen como resultado 198,8Km; 193,3Km y 187,2Km sin embargo el SIGRA con su método de los dos extremos arroja un resultado mucho mas exacto en este caso marcando 155Km compatible con el valor expuesto por el departamento de línea.

El 20 de mayo del 2008 se produce un disparo en la línea Holguín nuevitas 2 Señalizando Z1, 50, 67,67G, 79 distancia 40,6Km. fase (A) a tierra. Por Nuevitas 21Z1 fase (A) a tierra distancia 96 Km por Holguín 59Km. Los cálculos ofrecen valores de 47,62Km; 47,74Km y 47,59Km estos demuestran que pueden servir como apoyo al diagnostico de falla.

El 29 de julio se produce un disparo en la línea Holguín nuevitas 2 producto a una ristra partida por corrosión fase (A) afectándose la estructura 249 (52-1) esto representa el kilometro 104 aproximadamente. Matlab y sus métodos nos proporciono 112,5Km; 112,4Km y 110,4Km mientras que el relevador marcó 80,1Km

El día 8 de abril del 2008 ocurre una explosión del interruptor (7560) a las 11:08 am desplomando la fase (A y B) debido a esto se produce un disparo en la línea Holguín nuevitas 1, los resultados obtenidos por los métodos reactancia, takage y fasores son de -3,9km;-3,9km y -3,8km respectivamente mientras el relevador no logro ningún registro por lo que podemos observar que es tan sensible como los métodos del matlab.

El día 27 de mayo del 2008 en la línea Holguín nuevitas 1 ocurre un disparo Señalizando 21Z1 67Gt1 fase (A) a tierra. Orden de recorrido del kilometro 24 hasta 40 desde Holguín (de la estructura 50 hasta la estructura 106). Punto de disparo de la estructura 78-81 lo que representa de Km29,640 hasta el 30,780 donde falta el shield en ambas bandas (rayo). Los métodos de calculo proporcionan valores de distancia de 32,3km; 32,3 km y 31,91 km (reactancia takage y fasores respectivamente y el valor del relevador es de 27,2km en este caso los valores de distancia tienen gran similitud por lo que pueden ser utilizados lo métodos de calculo al necesitar el diagnostico de falla.

El día 7 de marzo del 2008 la línea nuevitas 1 se afecta por un disparo con, recierre y disparo en interruptor 7540, 7560. 12:39 se cerró el interruptor 7540 y se mantuvo, 12:40 se cerró el interruptor 7560 fase (B y C), Señalizaciones: 21, distancia 74.6km el cálculo que realizo matlab ofrece valores de 79,59km; 79,33km y 77,67km, mientras que el relevador señala 75,5km.

El día 7 de julio del 2008 en la línea Holguín nuevita 1 ocurre un disparo con recierre señalizando por Holguín 79, 21Z1, 67GT1, fase (A) a tierra .Recorrido de la estructura 120 (km 109) a la estructura 80 (km 125) por Holguín desde el Km30 hasta el Km46. Después de hacer los respectivos cálculos reactancia, takage y fasores no proporcionan los valores de distancia de 31,79Km; 31,8 y 31, 99Km y el rele 26.9Km, aquí podemos apoyarnos en los métodos para dar un seguro diagnostico de falla. El mismo día se produce una avería y Señaliza por Holguín 21Z1, fase B a tierra, distancia 75,4 km. Recorrido de estructura 199 (78Km) a estructura 146 (98Km). Los métodos nos aportan resultados de 87,72Km; 87,73Km y 86,6Km en este caso también pueden servir de apoyo al diagnostico.

El día 28 de abril de 2008 la línea Holguín nuevitas 1 se ve afectada con una avería por una falla de fase (C) a tierra el relevador señala 28,4Km y los métodos aplicados por matlab ofrecen valores poco significativos con respecto a este valor de distancia sin embargo el SIGRA y su método de 2 extremos calculo 28Km de distancia valor aparentemente similar al del relé en este caso puede utilizarse para el diagnostico de falla.

El día 7 de septiembre del 2009 la línea Holguín nuevitas 2 se afecta por un disparo donde señaló fase (B) a Tierra a una distancia de 180,6km (zona Camagüey). Los métodos aplicados nos dan como resultado valores de distancia de 179Km; 179,3Km y 177,4Km se demuestra que el uso de los métodos puede hacerse siempre y cuando tenga un seguimiento previo

El 8 de mayo del 2009 ocurre un disparo en la línea Holguín nuevitas 2 Señalizando 79, Z1 tele protecciones 67GT 1 fase (C) a tierra, distancia 12.2Km. Orden de recorrido del S/E Holguín al Km. 16 (estructura 41, 139-1). Recorrido: al parecer el disparo lo provoco quema de un mayal en las estructura 21y 22 (Km8,820 al Km9,240).en este caso los métodos analizados por el matlab nos ofrecen como resultado valores de distancia de -74,16 Km; 123,9Km y 127,9Km sin embargo el valor del método de los dos extremos que nos proporciona el mismo matlab es mucho mas exacto siendo de 17,94Km.

El 14 de septiembre del 2009 en la línea Holguín nuevitas 2 Avería en estructura 215(Km90.30) una ristra partida por corrosión en fase (B). Los datos obtenidos por los métodos de reactancia, takage y fasores son de 105,6Km; 105,7Km y 103,5Km.

## **2.8 Conclusiones parciales.**

- Se describió la subestación Holguín 220kV y sus protecciones encargadas de determinar la localización de las fallas.
- Se realizó el análisis de cada falla concluyendo que los métodos estudiados son tan efectivos como el relevador de distancia.

# *Capítulo III*

## *Análisis de los Resultados*

## **Capítulo III: Análisis de los resultados**

### **3.1 Introducción**

Producto a la necesidad de una correcta localización de fallas en el sistema eléctrico de la subestación Holguín 220 kV en las líneas entre Holguín nuevas (Camagüey) y a los problemas de diagnóstico existentes por parte del despacho provincial, en este capítulo se propone una serie de medidas partiendo del análisis realizado en el capítulo anterior, con el objetivo de realizar una propuesta que permita lograr una mayor eficiencia en el cálculo y localización de fallas disminuyendo el consumo de combustible y el movimiento de mano de obra innecesariamente.

### **3.2 Comparación de los resultados**

Se ha demostrado que los métodos aplicados no tienen la exactitud suficiente como para proponer una utilización sin un seguimiento previo, los resultados demuestran medidas que se asemejan mucho a las mediciones del relevador de distancia aunque pudiesen utilizarse como objeto de apoyo al diagnóstico de cada falla. Con este trabajo se ha demostrado que los métodos de cálculo ejecutados por matlab pueden ser tan eficientes como los resultados del relevador de distancia por ejemplo: el 27 de mayo del 2008 en la línea Holguín-Nuevas 1. Por otra parte las dos variantes son efectivas para distintos métodos individualmente ejemplo: El 29 de julio se produce un disparo en la línea Holguín nuevas 2 donde los métodos proporcionan valores más exactos que el relevador sin embargo el día 30 de enero del 2008 en la línea Holguín nuevas 2 ocurre lo contrario además se puede afirmar que tanto los métodos aplicados en el matlab como el relevador de distancia poseen vulnerabilidad para algunas fallas en común y ejemplo de ello el día 7 de septiembre del 2008 en la línea Holguín nuevas 2 como también puede ser el día 7 de septiembre del 2009 la línea Holguín nuevas 2 ambas variantes arrojaron valores poco significativos en las dos fechas escogidas. De forma general y según el análisis hecho en el capítulo anterior de las 16 fallas escogidas ellos métodos son efectivos para 6 de ellas mientras el relevador solo lo es para 5 las restantes y en las restantes ninguno aporta datos significativos esto demuestra que los métodos son más del 50 % efectivos para las fallas posibles de analizar Por tanto los

métodos estudiados en este trabajo tienen la validez necesaria como para ser tenidos en cuenta a la hora de un diagnóstico de falla.

### 3.2 Propuestas del trabajo

- Exigir al departamento de línea el recorrido de cada falla así como su recogido en el libro de registros siendo bien específicos en cuanto a distancia exacta y causa
- Utilizar el software para cada evento que ocurra en la línea e implementarlo en otras similares.
- Actualizar la información de los parámetros reales de las líneas, distancia, cambios conductores, resistencia, reactancia, aislamiento, etc, con el objetivo que los datos introducidos para el análisis sean lo más reales posibles y los métodos arrojen resultados más exactos.

### 3.3 Valoración económica de los resultados obtenidos.

Después de haber hecho un análisis de cada una de las fallas en las respectivas líneas de transmisión debemos tener en cuenta estos métodos para el diagnóstico de cada tipo de falla dado que por su validez sería de vital importancia para la localización de fallas haciendo un diagnóstico más exacto, que traería consigo una rápida recuperación y puesta en servicio del sistema eléctrico disminuyendo pérdidas de combustible al estado así como el movimiento no necesario de técnicas y mano de obra. El restablecimiento de la línea en un corto plazo ahorraría KWh de servicio como también permitiría al usuario disponer la energía eléctrica en el menor tiempo. El ahorro de combustible sería un gran aporte económico de la implementación de este trabajo, ya que al reducir la distancia a recorrer por los linieros se tendría un ahorro sustancial de combustible ver tabla 3.1.

Tabla 3.1. Características de consumo de los equipos automotores que se utilizan para evacuar las fallas.

vehículo	utilización	tipo de combustible	consumo
Uraya	interrupciones	petróleo	10Km/Ltr
Sil-131	interrupciones	petróleo	4Km/Ltr
	mantenimiento		

Después de concluir con las fallas analizadas tuvimos en cuenta para el análisis 5 fallas, en las que se recorrió innecesariamente 45Km equivalente a 11,25 litros de gasto por el Sil o 4,5 litros en el Uraya lo que equivale a 11cuc o 4 cuc respectivamente.

### **3.4 Conclusiones parciales**

- Se demostró que los métodos estudiados tienen la efectividad suficiente como para ser utilizados en el diagnóstico de fallas.
- Después de hacer un estudio los métodos se determinó que el principal beneficio de la utilización de los métodos sería el ahorro de tiempo y recursos, ya que las localizaciones de fallas tendrían mayor exactitud.

## **Conclusiones generales.**

- Se realizó un análisis de las principales fallas que ocurren en las redes de transmisión y los dispositivos de protección utilizados para detectarlas y eliminarlas.
- Se aplicaron utilizando el MATLAB los métodos de Takage, Reactancia y Fasores para determinar distancia de fallas en las líneas Holguín Nuevitas 1 y 2.
- Se compararon los datos obtenidos por los métodos con los resultados arrojados por los relees, demostrando gran similitud.
- Se demostró que con la utilización de los métodos al unísono con los relés se puede reducir la distancia del recorrido de los técnicos para realizar la limpieza de la falla y por ende el tiempo de esta gestión.
- Se demostró que con la utilización de los métodos se puede obtener un beneficio económico en el ahorro de combustible.

## **Recomendaciones**

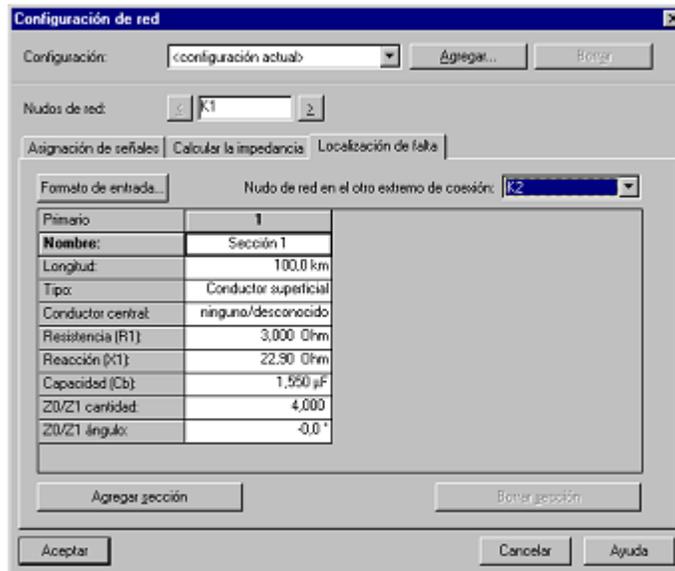
- Utilizar los métodos en el departamento de líneas de la OBE para disminuir el tiempo de evacuación de las fallas.
- Hacer un seguimiento de este trabajo para aplicarlo en todas las instalaciones similares a estas.

## **Bibliografía**

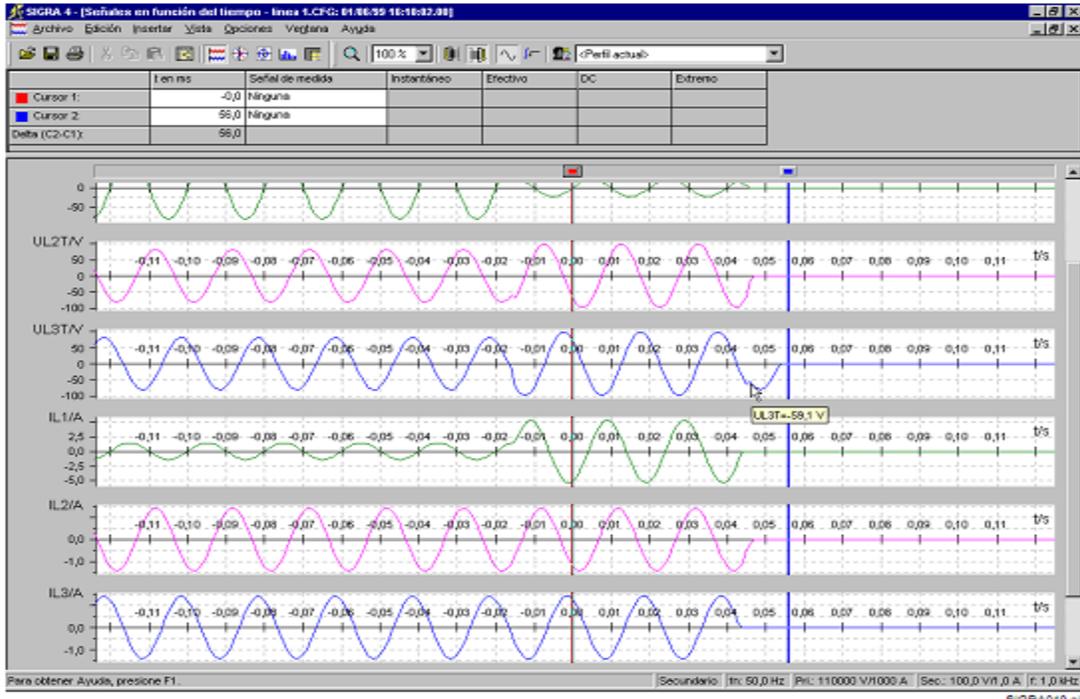
- [1] A.M, F. *Protección por relés de los sistemas eléctricos* Moscow.
- [2] Base de datos subestación nuevitas. *Registros de fallas*. (2008 - 2010).
- [3] Base de datos del departamento de línea Holguín. *Registros de fallas* (2008 - 2010).
- [4] Breffe., O. E. T. *Conferencia de Protecciones Eléctricas*.
- [5] Breffe, D. O. E. T., D. A. M. García. *Teoría de relés digitales Introducción a la arquitecturade los Relés Digitales*. Departamento de Sistemas Electroenergéticos Centro de Investigaciones y Pruebas Eléctricas
- [6] Breffe, M. O. E. T. *Protecciones Eléctricas en los Sistemas Eléctricos de Potencia. Conferencia 1. Generalidades de las Protecciones Eléctricas*.
- [7] *Curso de Protección Digital*. Corporación eléctrica de oriente. Caracas.
- [8] I.A, B. *Protecciones de sistemas de potencia*.Departamento de Ingeniería Eléctrica Universidad del país Vasco, Euskal Ericol Unibercitaeta.
- [9] Manual SIPROTEC SIGRA 4. *Análisis de perturbografías*.
- [10] Manual SIPROTEC *Protección de distancia 7SA522*
- [11] Manual SIPROTEC *Protección multifuncional 7SJ62/63/64 V4.6*.
- [12] Paquete Microsoft Office (*Word, E., Power Point*).

- [13] Román, C. H. *Manual de usuario del Programa para la Localización de Fallas en Líneas de Transmisión usando información de Ambos extremos de la Línea (AXL)*.
- [14] Román, C. H. *Programa para la Localización de Fallas en Líneas de Transmisión*.
- [15] Rodríguez-Melián, F. and D. Jaime-García. *Diagnóstico de fallos y condiciones anormales de trabajo en líneas de transmisión con el empleo de redes neuronales artificiales. Facultad de Ingeniería Eléctrica.*. Santiago de Cuba, Cuba, Universidad de Oriente. Marzo 2011.92 p.
- [16] SILVIO., L. L. H. *Transmisión de la Energía Eléctrica mediante la corriente alterna*.La Habana. 1985. ISPJAE.
- [17] Somaruca, M. (1970.). *Manual Standard del ingeniero electricista*., Editorial Litenia. Bs.

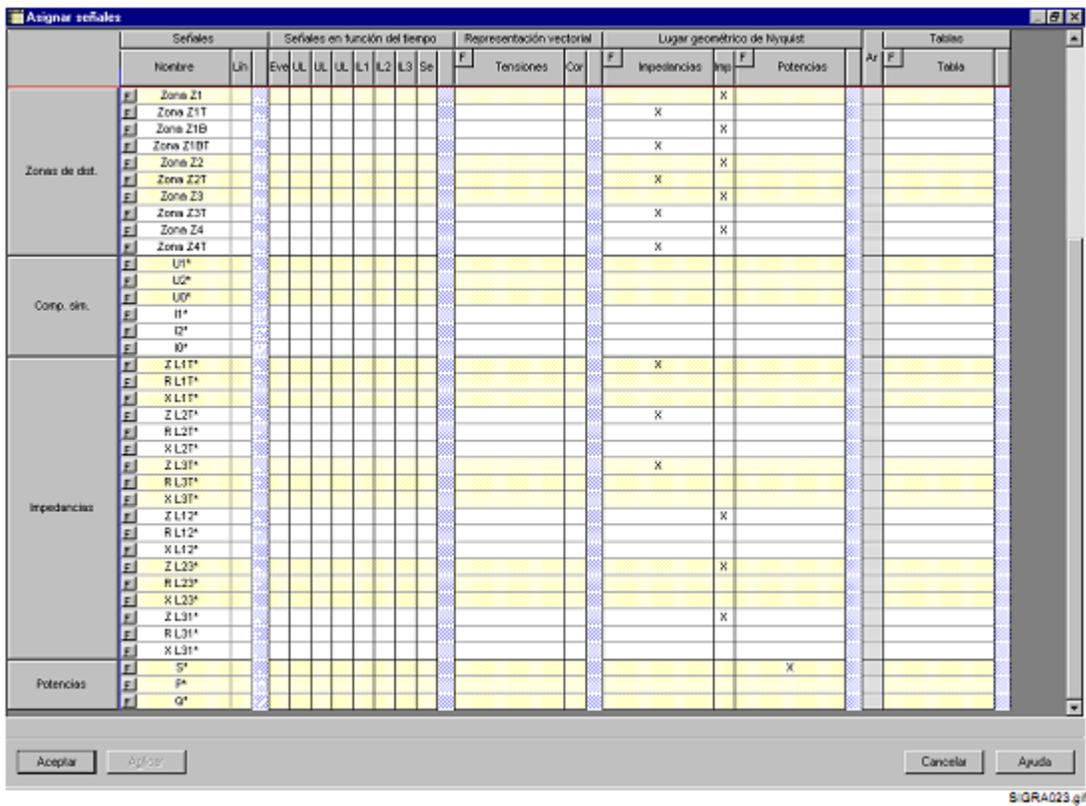
## Anexos



Anexo1. Configuración de red el software SIGRA



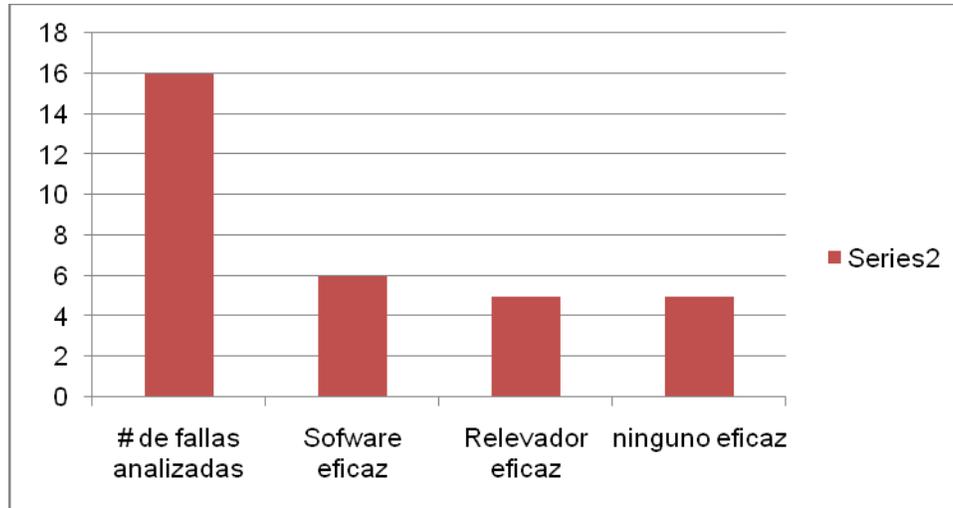
Anexo2. Perturbografías señalizadas por el relevador (Software SIGRA)



**Anexo3.**Asignar señales para la obtención de datos (Software SIGRA).

años	2008 -2010
# de fallas analizadas	16
Software eficaz	6
Relevador eficaz	5
ninguno eficaz	5

**Anexo 4.** Tabla de comportamiento relevador vs software (2008-2010).



**Anexo 5.**Gráfica de de comportamiento relevador vs software.

**Anexo.6** CD con instalación de software para la localización de fallas.

Nombre de archivo: para entregar  
Directorio: C:\Documents and Settings\Administrador\Mis documentos  
Plantilla: C:\Documents and Settings\Administrador\Datos de  
programa\Microsoft\Plantillas\Normal.dotm  
Título: Tesis  
Asunto:  
Autor: Yordany  
Palabras clave:  
Comentarios:  
Fecha de creación: 23/06/2011 16:20:00  
Cambio número: 91  
Guardado el: 29/06/2011 14:14:00  
Guardado por: Osmany Perez Aballe  
Tiempo de edición: 1.369 minutos  
Impreso el: 29/06/2011 14:29:00  
Última impresión completa  
Número de páginas: 72  
Número de palabras: 15.298 (aprox.)  
Número de caracteres: 84.139 (aprox.)