



**SEP**  
SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO  
Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez

## TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

*Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez*

PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

*Aplicación de nuevas tecnologías para  
determinar el comportamiento de fallas en las  
líneas de transmisión de la S.E Chicoasen a la  
S.E Angostura.*

*Ingeniería Eléctrica*

Realizado por:

Julio Enrique OZUNA HERNÁNDEZ

Asesor Interno:

José del Carmen VÁZQUEZ HERNÁNDEZ

Asesor Externo:

Julio Manuel RAMOS PASCACIO

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas

17 Diciembre 2019



# Agradecimientos

*A Dios por permitirme la culminación de esta etapa de mi vida y la fortaleza en los momentos más difíciles de la carrera, a mis padres que me dieron todo su apoyo y dedicación durante todo el proceso de mi educación y gracias a ello he podido culminar este camino, a mi hermano y familia que estuvieron ahí en los momentos complicados dándome sus palabras de aliento y consejos para seguir adelante.*

*También agradezco al Dr. José del Carmen Vázquez Hernández que con el gran apoyo de asesoría he terminado este proyecto. A los Ingenieros Julio, Rubén, Pablo y Eddy por su colaboración para realizar el proyecto y por la estancia en el departamento de protección y medición. A la Ingeniero Karina Lizbeth Escobar Sánchez por brindarme su apoyo en tantos momentos de duda y brindarme herramientas necesarias para realizar este trabajo.*

*A todos, muchas gracias.*

# Resumen

*El estudio de los sistemas eléctricos de potencia son unos de los sistemas más complejos debido a la gran cantidad de variables dependientes de su funcionamiento y al notorio crecimiento en las últimas décadas, añadido a la gran suma de irregularidades que transcurren en su operación, las cuales deben ser solucionadas a la brevedad. Las fallas en las líneas de transmisión son una de las principales causas por las cuales el sistema de potencia deja de operar, debido a esto resulta necesario encontrar mecanismos que permitan encontrar el punto de falla exacto en líneas de transmisión de grandes longitudes.*

*La localización de fallas utilizando ondas viajeras es un método preciso y confiable para determinar las fallas en las líneas de transmisión. Integrada tanto en los relés modernos de protección de línea como en los dispositivos de localización de fallas autónomos, proporciona información útil para operadores y técnicos. La prueba y verificación del correcto funcionamiento de estos dispositivos implica un reto y en la mayoría de los casos no se realiza durante la puesta en servicio, las nuevas generaciones de relés de protección utilizan ondas viajeras para determinar las fallas y en consecuencia cuándo éstos accionen su sistema de protección.*

*Éstos dispositivos utilizan un método novedoso, estas pruebas son posibles utilizando dispositivos de prueba de protección convencionales en el campo de los sistemas eléctricos. De esta manera, los pulsos de ondas viajeras se superponen a las señales de baja frecuencia y alta corriente que son utilizadas para las pruebas de protección convencionales. La inyección de tensiones y corrientes en ambos extremos de la línea se sincroniza en el tiempo con una precisión muy alta utilizando relojes GPS en ambos extremos.*

**Palabras claves:** Onda viajera, localización de fallas, relé de protección, pruebas de protección, pruebas de extremo a extremo.

# Contenido

<b>1. Generalidades</b>	<b>13</b>
1.1. Introducción . . . . .	13
1.2. Antecedentes . . . . .	14
1.3. Descripción de la empresa . . . . .	16
1.4. Problemas a resolver . . . . .	16
1.5. Objetivos . . . . .	17
1.6. Justificación . . . . .	17
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>18</b>
2.1. Líneas de transmisión . . . . .	18
2.1.1. Modelo de parámetros concentrados de líneas de transmisión . . .	19
2.1.2. Modelo simple de línea de transmisión . . . . .	19
2.1.3. Tipos de líneas de transmisión . . . . .	21
2.2. Análisis de los parámetros de las líneas de transmisión . . . . .	22
2.2.1. Fluctuaciones de voltaje . . . . .	23

2.2.2. Sobretensiones transitorias . . . . .	23
2.2.3. Interrupciones de energía . . . . .	24
2.2.4. Disturbio eléctrico (interferencia) . . . . .	24
2.2.5. Armónicas . . . . .	24
2.3. Elementos de Líneas de Transmisión . . . . .	25
2.3.1. Conductores . . . . .	26
2.3.2. Aisladores . . . . .	30
2.3.3. Torre de transmisión . . . . .	34
2.4. Localización de fallas en líneas de transmisión . . . . .	38
2.5. Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia . . . . .	39
2.6. Fallas en sistemas eléctricos de potencia . . . . .	40
2.6.1. Falla Trifásica . . . . .	41
2.6.2. Falla Fase – Tierra . . . . .	43
2.6.3. Falla Fase – Fase . . . . .	44
2.6.4. Falla Dos Fases – Tierra . . . . .	46
2.7. Causas que originan fallas en el sistema eléctrico de potencia . . . . .	47
2.7.1. Sobrecarga . . . . .	48
2.7.2. Corto Circuito . . . . .	49
2.7.3. Caída de tensión . . . . .	49

2.7.4. Elevación de tensión . . . . .	49
2.7.5. Variación de frecuencias . . . . .	50
2.7.6. Inversión del flujo de potencia . . . . .	50
2.8. Restablecimiento de una línea de transmisión . . . . .	50
2.8.1. Estados del sistema de potencia . . . . .	51
2.8.2. Objetivos del restablecimiento . . . . .	53
2.9. Etapas de un restablecimiento . . . . .	54
2.9.1. Fase 1: Evaluación . . . . .	54
2.9.2. Fase 2: Preparación del sistema . . . . .	55
2.9.3. Fase 3: Establecimiento de los objetivos del sistema . . . . .	57
2.10. Problemas durante el restablecimiento . . . . .	57
2.11. Elementos que intervienen en un sistema de protección . . . . .	59
2.11.1. Transformadores de instrumento . . . . .	61
2.11.2. Transformadores de corriente . . . . .	61
2.11.3. Evaluación de la protección por relevadores . . . . .	62
2.12. Protecciones eléctricas en líneas de transmisión de 400 kV . . . . .	63
2.12.1. Esquema de protección de un sistema de transmisión . . . . .	63
2.12.2. Filosofía de protecciones . . . . .	64
2.12.3. Sensibilidad . . . . .	64

2.12.4. Selectividad . . . . .	64
2.12.5. Rapidez . . . . .	65
2.12.6. Fiabilidad . . . . .	65
2.12.7. Efectividad . . . . .	65
2.12.8. Seguridad . . . . .	65
2.12.9. Economía y Simplicidad . . . . .	66
2.12.10 Esquemas de teleprotección . . . . .	66
2.13. Relés de Protecciones . . . . .	68
2.13.1. Relevadores de protección . . . . .	69
2.13.2. Relevadores de regulación . . . . .	69
2.13.3. Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización . . . . .	70
2.13.4. Relevadores de monitoreo . . . . .	70
2.13.5. Relevadores auxiliares . . . . .	70
2.13.6. Otras clasificaciones de relevadores . . . . .	71
2.13.7. Aplicación de relevadores de protección . . . . .	71
2.14. Onda viajera . . . . .	72
2.14.1. Uso de las ondas viajeras para la localización de fallas . . . . .	76
2.14.2. Localización de fallas entre dos extremos basada en ondas viajeras	76
2.14.3. Localización de fallas en un solo extremo basada en ondas viajeras	78

2.15. Equipo RPV311-REASON . . . . .	79
2.16. Código de Red . . . . .	80
2.16.1. Criterios técnicos generales del SEN . . . . .	82
2.16.2. Disposiciones operativas del SEN . . . . .	83
2.17. Relevador SEL421 . . . . .	85
2.17.1. Diseño de los elementos de distancia . . . . .	86
2.17.2. Elementos mho de distancia de tierra . . . . .	86
2.17.3. Elementos direccionales de falla a tierra . . . . .	86
2.17.4. Detección de polo abierto . . . . .	86
2.17.5. Esquemas de disparo asistido por comunicaciones . . . . .	87
2.17.6. Lógica de disparo . . . . .	87
2.17.7. Restablecimiento del disparo . . . . .	89
2.17.8. Líneas con compensación serie . . . . .	90
<b>3. Desarrollo del proyecto</b>	<b>92</b>
3.1. Registrador de fallas REASON . . . . .	92
3.2. Restablecimiento con ayuda del equipo REASON . . . . .	100
3.3. Ventajas del equipo REASON . . . . .	102
3.4. Resultados . . . . .	104



# Índice de figuras

2.1. Modelo simple de parámetros concentrados . . . . .	20
2.2. Modelo $\Pi$ de parámetros concentrados . . . . .	21
2.3. Elementos de una Línea de Transmisión de Potencia . . . . .	26
2.4. Torre de transmisión MMT . . . . .	34
2.5. Torres de Fases Escalonadas . . . . .	36
2.6. Torres de Fases Horizontales . . . . .	37
2.7. Circuito equivalente de una falla trifásica . . . . .	42
2.8. Falla Trifásica. Diagrama equivalente y señal característica . . . . .	42
2.9. Circuito equivalente de una falla fase-tierra . . . . .	43
2.10. Falla Fase-Tierra. Diagrama equivalente y señal característica . . . . .	44
2.11. Circuito equivalente de una falla fase-fase . . . . .	45
2.12. Falla Fase-Fase. Diagrama equivalente y señal característica . . . . .	45
2.13. Circuito equivalente de una falla dos fases-tierra . . . . .	46
2.14. Falla Fase-Fase-Tierra. Diagrama equivalente y señal característica . . . . .	47

2.15. Límites de sobrecarga . . . . .	48
2.16. Estados del sistema eléctrico de potencia . . . . .	51
2.17. Diferentes mecanismos y estados de un apagón . . . . .	52
2.18. Diferentes etapas del proceso de restablecimiento . . . . .	55
2.19. Diagrama de flujo del sistema de protección . . . . .	59
2.20. Secuencia lógica de la señal del relevador . . . . .	60
2.21. Esquema de un transformador de corriente . . . . .	61
2.22. Esquema convencional de distancia . . . . .	67
2.23. Principio básico de propagación de las ondas viajeras . . . . .	72
2.24. Reflexión y refracción de la onda viajera . . . . .	74
2.25. Diagrama de Laticce . . . . .	74
2.26. Dificultades de la discriminación de las reflexiones de las ondas viajeras	75
2.27. Localización de fallas entre dos extremos . . . . .	76
2.28. Localización de fallas en un solo extremo . . . . .	78
2.29. Estructura del Código de Red . . . . .	81
2.30. Prelación Jerárquica en el Código de Red. . . . .	84
2.31. Requerimientos que se aplican al Código de Red . . . . .	84
2.32. Logica de disparo . . . . .	88
2.33. Falla en una línea compensada . . . . .	91

3.1. Diagrama unifilar S.E. MMT . . . . .	93
3.2. Tablero Dúplex . . . . .	93
3.3. Registrador de fallas REASON . . . . .	94
3.4. Tablero de Conexiones REASON . . . . .	94
3.5. Monitoreo de fallas con el equipo REASON . . . . .	95
3.6. Configuración de la línea . . . . .	96
3.7. Simulación onda viajera en equipo REASON . . . . .	100
3.8. Voltajes y Corrientes equipo REASON . . . . .	101
3.9. Registrador de fallas SEL421 . . . . .	103
3.10. Comparativo del equipo SEL421 y REASON . . . . .	103
3.11. SEL421 . . . . .	108
3.12. Diagrama de la Línea MMT-ANG . . . . .	108

# Índice de tablas

2.1. Intervalo de frecuencias de transitorios electromagnéticos . . . . .	18
2.2. Carga de Ruptura (Kg/mm <sup>2</sup> ) . . . . .	28
2.3. Calibres Mínimos en Milímetros cuadrados según la Distancia entre Apo- yos . . . . .	30
2.4. Número de Elementos Aislantes empleados Típicamente por nivel de Voltaje . . . . .	33
2.5. Cumplimiento del Código de Red . . . . .	85
3.1. Datos de la RTC . . . . .	95
3.2. Impedancia de la línea de transmisión . . . . .	95
3.3. Voltajes y Corrientes . . . . .	101
3.4. Relés de protecciones . . . . .	109
3.5. Relés de protecciones . . . . .	110

# Capítulo 1

## Generalidades

### 1.1. Introducción

Debido al incremento en la complejidad de los sistemas eléctricos de potencia, es de gran importancia la detección de fallas en líneas aéreas de transmisión que son vulnerables a diversas contingencias como descargas atmosféricas, contacto de conductores con árboles y/o estructuras, conductores caídos a tierra, u otro tipo de fallas. Cuando una falla de este tipo aparece en una línea es necesario desconectarla del resto del sistema, de no hacerlo implicaría un esfuerzo considerable sobre los elementos adyacentes como transformadores y generadores, provocando una reducción considerable en su vida útil, además, se pone en peligro la integridad del sistema debido a una eventual pérdida de sincronismo entre generadores.

Cualquier falla que aparezca en una línea de transmisión debe ser desconectada lo más rápido posible con el propósito de reducir los efectos provocados por el disturbio [1]. La necesidad de detectar la ubicación de la falla en la línea de transmisión de la manera más rápida y precisa posible ha sido cada vez más demandada. El uso de la tecnología de localización de fallas basadas en ondas viajeras se está implementando a fin de mejorar la eficiencia para minimizar el tiempo de inactividad del sistema eléctrico.

La ubicación de una falla en una línea aérea de transmisión utilizando ondas viajeras, utiliza las señales de alta frecuencia generadas en el punto de aparición de la falla; los primeros métodos de protección basados en ondas viajeras se propusieron a inicios de 1970, sin embargo, su implementación práctica estaba limitada por la capacidad de

los procesadores y el ancho de banda de los transductores de corriente y potencial.

A través de los años se han propuesto una gran diversidad de métodos de ondas viajeras basados en la transformada de Wavelet, distancia de Manhattan, técnica de doble correlación, entre otros. En [2] se utiliza la técnica de correlación para medir el grado de la relación entre variables de corriente y voltaje. En [3] se propone como detectar la falla mediante la comparación de las amplitudes máximas de la transformada Wavelet en diferentes escalas.

La distancia de Manhattan [4] se utiliza para encontrar las combinaciones exactas de las mediciones de las ondas viajeras, mediante las cuales se calculan el tiempo en que ocurre la falla. La morfología matemática [5] se basa en las formas y el tamaño de las señales que está en función de la polaridad y el tiempo de llegada de las ondas viajeras iniciales. En el esquema de protección diferencial [6] comparan los tiempos, las polaridades y las magnitudes de las ondas viajeras actuales en ambas terminales de línea, se identifica el tiempo como un índice de muestra de la primera onda viajera en las terminales local y remoto.

## 1.2. Antecedentes

Con el surgimiento de los sistemas eléctricos hacia finales del siglo XIX, los cuales permitían la transmisión y distribución de la energía eléctrica de manera similar a como se hace hoy en día, surgió la necesidad de protegerlos contra eventos que ponían en riesgo la continuidad del servicio y la seguridad de las personas.

Ha pasado más de un siglo desde que se utilizó el primer relevador electromecánico de inducción (1901) en la protección de los sistemas eléctricos de potencia, con ello, esto generó la búsqueda de lógicas y de sistemas de protección cada vez más eficientes. De esta forma surgen principios de operación como el diferencial (1908), direccional (1910) y distancia (1923).

Con el continuo desarrollo tecnológico, los relevadores han evolucionado, pasando de relevadores con mecanismos electromecánicos a relevadores construidos con dispositivos semiconductores, circuitos integrados y microprocesadores. Un primer trabajo publicado en la localización de fallas en líneas de transmisión aparece en 1968, con el algoritmo denominado de reactancia, el cual se basa en la medición de la componente imaginaria de la impedancia medida desde un terminal de la línea en condiciones de

cortocircuito.[7]

Takagi [8] en 1981 y 1982 propone un algoritmo el cual utiliza una representación fasorial de las señales y un modelo del sistema mediante parámetros distribuidos, orienta la solución de las ecuaciones de tal manera que minimiza el efecto de la resistencia de falla sobre la respuesta del localizar, en 1985 Eriksson [9] propone la obtención de una ecuación para la ubicación de la falla a partir de la reducción de toda la red, incluyendo las impedancias de las fuentes, en 1993 Novosel y Phadke [10] proponen un algoritmo en el que no se requiere conocer las impedancias de las fuentes, ni se supone que el sistema es homogéneo la suposición en este caso es que la redes de secuencia positiva y negativa son homogéneas mas no las de secuencia cero [11].

Los algoritmos basados en componentes de alta frecuencia de voltajes y corrientes generados por la falla, utilizan las mediciones de voltaje y corriente de alta frecuencia que viajan entre las terminales de la línea y la falla. En 1974 J. Kohlas [12] utiliza información de alta frecuencia generada en el momento de la falla, para encontrar el punto donde ocurrió la falla.

En 2012 Javad Sadeh [13] utiliza las mediciones de voltaje de falla de un terminal de la línea del cual solo extrae las amplitudes de las componentes armónicas y mediante el algoritmo K-NN obtiene la ubicación de la falla, esta técnica tiene como desventaja el alto costo, la complejidad del algoritmo y la sensibilidad al ruido, para esto es necesario del uso de filtros sintonizadores para la medición de las componentes de alta frecuencia [14] [15].

Los algoritmos basados en la propagación de ondas viajeras por la línea se han desarrollado en dos variantes. En la primera se observa los instantes de tiempo de ambas terminales de la línea en el que llegan los primeros frentes de onda provocados por la falla. Este método requiere equipos de medición en ambos terminales. En 1978 Herman Dommel propone un algoritmo el cual compara los frentes de onda provocados por la falla, mediante un diferencial de tiempos determina el lugar donde ocurrió la falla [16].

En la segunda variante consiste en transmitir un impulso eléctrico a la línea fallada y medir el tiempo transcurrido entre ese instante y el de recepción del pulso reflejado por la falla. En 1983 Crossley y Maclaren [17] proponen un algoritmo que recibe información de ondas viajeras en una terminal de la línea, mediante un proceso de comparación de correlación localiza el lugar de la falla. Estos métodos son considerados muy exactos sin embargo son muy complejos y costosos para su aplicación ya que requie-

ren altas frecuencias de muestreo además del uso de transformadores de corriente y potencial ópticos por su mayor ancho de banda [18].

El principio de ondas viajeras en las líneas de transmisión es conocido en el sector eléctrico desde décadas. Sin embargo, la mayoría de los dispositivos de protección digitales actuales utilizan elementos fasoriales y algoritmos basados en cantidades fasoriales e impedancias para la protección y la localización de fallas, de forma similar a como lo hacían los dispositivos electromecánicos en el pasado.

Hoy en día los avances en el tratamiento de las señales y la velocidad de cálculo de los relés digitales abren nuevas posibilidades para los algoritmos en el dominio de tiempo. Junto con una sincronización horaria precisa de los dispositivos distribuidos dentro del sistema eléctrico general, es posible realizar la localización de fallas y protección de manera mucho más precisa y rápida.

### **1.3. Descripción de la empresa**

Comisión Federal de Electricidad

Gerencia Regional de Transmisión Sureste

Zona de Transmisión Tuxtla

Sector Chicoasen

S.E. Manuel Moreno Torres

Departamento de Protección y Medición

### **1.4. Problemas a resolver**

- Minimizar tiempos de restablecimiento ante una falla en las líneas de transmisión con ayuda de ondas viajeras.



- Facilitar, agilizar y mejorar el análisis del proceso restaurativo al operador encargado de restablecer la falla.
- Analizar los eventos registrados en el equipo de locación de fallas REASON.

## 1.5. Objetivos

Objetivo general.

- Implementar la utilización del equipo Reason para monitorear el sistema interconectado nacional (SIN).

Objetivos específicos.

- Minimizar los tiempos de restablecimiento en las fallas ocurridas.
- Analizar el comportamiento de las ondas viajeras sobre una línea de alta tensión para la localización de fallas.
- Evaluar el comportamiento de una falla a través de su impedancia.

## 1.6. Justificación

Cuándo ocurre una falla en una línea de transmisión o distribución es importante identificar de forma rápida la ubicación de la falla, si la ubicación de la falla no es bien ubicada y la línea se encuentra fuera de servicio durante un periodo donde la demanda es grande, severas pérdidas económicas pueden ocurrir y la confiabilidad del servicio es cuestionada. Estas circunstancias han incrementado la importancia de la localización de fallas.

Encontrar las fallas en las líneas de transmisión, ha sido un tema preocupante para los operadores de red, debido a que las líneas se caracterizan por tener grandes longitudes y ante la ocurrencia de una falla, es difícil conocer el punto preciso donde se genera. Esto causa incertidumbre e inconvenientes, ya que se vuelve totalmente necesario revisar tramo por tramo para localizar el punto causante de la anomalía.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

### 2.1. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión (LTs) son las encargadas de transmitir la energía eléctrica, de las centrales generadoras, hacia las subestaciones de distribución. El continuo crecimiento de la demanda ha provocado que las líneas de transmisión crezcan en número y longitud, estas pueden viajar hasta más de 200 km.

Con el objetivo de hacer estudio o análisis del comportamiento de las líneas de transmisión, es necesario tener buenos modelos que permitan recrear los fenómenos a los cuales éstas puedan estar expuestas. La aparición y liberación de fallas en las líneas de transmisión son consideradas como un fenómeno transitorio el cual ocurre en un intervalo de frecuencia de 50 Hz a 3 kHz aproximadamente, como se observa en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Intervalo de frecuencias de transitorios electromagnéticos

Origen	Intervalo de frecuencia
Ferorresonancia	0.1 Hz- 1 kHz
Rechazo de energía	0.1 Hz- 3 kHz
Liberación de fallas	50 Hz- 3 kHz
Maniobra de interruptores	50 Hz- 20 kHz
Tensión transitoria de recuperación	50 Hz- 100 kHz
Descargas atmosféricas	10 kHz- MHz
Maniobra de interruptores aisladas en gas	100 Hz- 50 MHz

Existen dos tipos de modelos de líneas de transmisión: el modelo de parámetros concentrados y el modelo de parámetros distribuidos, ambos modelos se pueden clasificar en modelos de parámetros constantes y parámetros dependientes de la frecuencia

Para el análisis de estado estable de los sistemas eléctricos de potencia, el modelo de parámetros concentrados es adecuado; sin embargo, para los análisis transitorios electromagnéticos éste solo ofrece buenos resultados cuando el fenómeno a estudiar ocurre a la frecuencia de operación del sistema o a la frecuencia a la cual se calculan los parámetros de la línea de transmisión.

Muchos de los algoritmos de localización de fallas en las líneas de transmisión parten del análisis del modelo de parámetros concentrados, donde en algunos casos se desprecia que existe la admitancia en derivación de la línea, así como la dependencia frecuencia de los parámetros, lo cual reduce la precisión de dichos algoritmos.

### **2.1.1. Modelo de parámetros concentrados de líneas de transmisión**

Los modelos de parámetros concentrados de las líneas de transmisión son los modelos más sencillos que existen, se caracterizan por considerar que la impedancia serie y la admitancia en derivación están concentradas en un punto de la línea. Estos modelos son utilizados en el análisis de sistemas eléctricos de potencia en estado estable, o para fenómenos transitorios donde el fenómeno de propagación de la onda no sea de gran importancia. Existen dos tipos de modelos de parámetros concentrados: el modelo simple (o modelo de línea corta), y el modelo  $\Pi$  (o modelo de línea media).

### **2.1.2. Modelo simple de línea de transmisión**

El modelo más simple de línea de transmisión es representado por la figura 2.1.

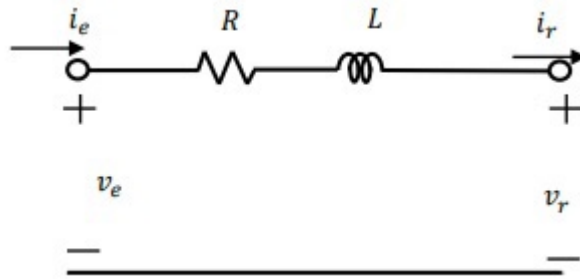


Figura 2.1: Modelo simple de parámetros concentrados

Las ecuaciones (2.1) y (2.2) que describen el circuito son:

$$i_e = i_r \quad (2.1)$$

$$v_e = v_r + i_r(R + j\omega L) \quad (2.2)$$

Como se puede observar, este modelo es analizado como si fuera un circuito simple  $R - L$ ; a pesar de ser un modelo de parámetros concentrados, las líneas de transmisión tienen capacitancia entre conductores y el plano a tierra, lo que en este modelo se desprecia.

Este modelo no se recomienda para el análisis de transitorios electromagnéticos, debido a la simplicidad del mismo, sin embargo, muchos de los algoritmos de localización de fallas lo toman como base.

## Modelo $\Pi$ de línea de transmisión

El modelo  $\Pi$  de la línea de transmisión incluye la capacitancia mencionada dividida en dos partes y colocada al inicio y final del modelo simple de la línea de transmisión, como se observa en la figura 2.2.

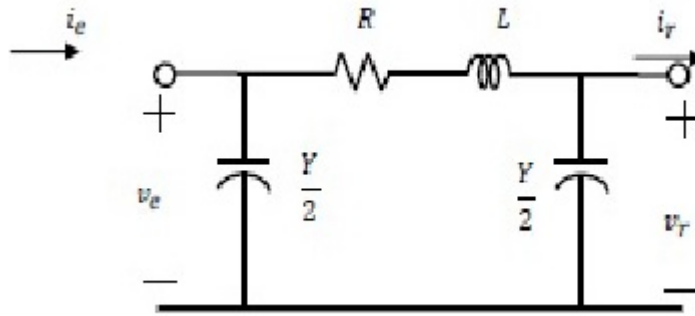


Figura 2.2: Modelo  $\Pi$  de parámetros concentrados

Las ecuaciones (2.3) y (2.4) correspondientes para analizar este modelo son las siguientes:

$$i_e = v_r Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) i_r \quad (2.3)$$

$$v_e = \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) v_r + Zi_r \quad (2.4)$$

Este modelo se analiza como un circuito  $R-L-C$ . Se considera la capacitancia en la línea de transmisión; sin embargo, se trata solo de una aproximación ya que ésta es dividida en dos y colocada en los extremos de la línea. La precisión del modelo aumenta en comparación del modelo simple, para algunos casos no es adecuado para análisis de transitorios electromagnéticos.

### 2.1.3. Tipos de líneas de transmisión

La línea de transmisión es caracterizada por cuatro parámetros eléctricos: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia de fuga; los cuales se encuentran uniformemente repartidos a lo largo del trayecto de la línea, y que cuando la longitud se hace apreciable (líneas largas) y en cálculos exactos, se debe estudiar estrictamente este supuesto.

En aquellas líneas donde la longitud no es apreciable (líneas medias), se puede asumir que la capacitancia, se encuentra agrupada o concentrada en forma total en cada extremo de la línea, sin que se cometa un error numérico apreciable en los cálculos. Si las líneas son cortas; el efecto de la susceptancia capacitiva; puede ser despreciable. En

el caso de frecuencia de operación a 60 Hz; las longitudes distintivas para cada tipo de línea queda dado por:

- Líneas Cortas: longitud menos a 80 Km.
- Líneas Medias: longitud entre las 80 Km a 240 Km.
- Líneas Largas: cuya longitud es superior 240 Km.

## **2.2. Análisis de los parámetros de las líneas de transmisión**

La definición de la calidad de la energía es indeterminado sin embargo, se puede definir como una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje rms suministrado al usuario; esto concierne a la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente, la calidad de la energía es el resultado de una atención continua.

En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia, debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas de distribución, las cuales, afectan a las líneas de distribución y resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en nuestra vida, la energía eléctrica se ha empleado en la fabricación de la mayoría de las cosas que se utilizan. Por consiguiente, los disturbios y variaciones de voltaje que se producen, tienden a afectarnos de alguna u otra manera.

El objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

A continuación, se describen los términos más utilizados y aceptados en este campo, tanto por fabricantes como usuarios de equipo de monitoreo de la calidad de la energía.

### **2.2.1. Fluctuaciones de voltaje**

Significa una disminución momentánea en la magnitud de voltaje RMS, con una duración que va desde 10 ms (0.6 ciclos) hasta los 2.5 seg. (150 ciclos), causados por una falla remota en algún lugar del sistema de potencia. También existen las elevaciones de tensión (swell). Las condiciones de alto o bajo voltaje, pueden representarse en circuitos durante la desconexión de cargas de gran tamaño o durante periodos de sobrecargas, respectivamente.

Una depresión severa se define como aquella menor que el 85% de la tensión nominal. Si estas condiciones se presentan con frecuencia o durante periodos prolongados, pueden dar lugar a envejecimiento de componentes electrónicos en sistemas digitales y errores durante el almacenamiento o lectura de la información. Su presencia puede, algunas veces, detectarse visualmente al presentarse parpadeo o disminución del nivel de iluminación en lámparas, o reducción del área de despliegue en monitores de televisión o computadoras.

### **2.2.2. Sobretensiones transitorias**

Se presentan en forma de impulsos de voltaje de corta duración, superpuestos en la señal de alimentación y frecuentemente intermitentes, con una duración menor a dos milisegundos. Los impulsos pueden tener su origen en las descargas atmosféricas, en maniobra de interruptores y al conectar o desconectar capacitores para la corrección del factor de potencia. Estos constituyen los llamados “picos” de voltaje.

A diferencia de las sobretensiones temporales, estas sobretensiones no presentan una indicación clara de su existencia, que pueda detectarse visualmente en circuitos de alumbrado o en alguna otra forma. Su efecto consiste en aplicar esfuerzos excesivos al aislamiento de diversos equipos o disturbios a componentes electrónicos sensibles.

Esto último puede traer como consecuencia la interrupción de programas en procesos de computadoras, pérdida de información almacenada en memoria o daño a los elementos mismos (hardware). Otros factores transitorios, dentro de esta clasificación, son las operaciones de conexión y desconexión de motores eléctricos en elevadores, equipos de aire acondicionado, refrigerados, etcétera.

### **2.2.3. Interrupciones de energía**

Las interrupciones instantáneas de energía, revocadas por una condición de falla del aislamiento después de una operación exitosa del equipo de restablecimiento pueden tener una duración de hasta varios ciclos. Por lo tanto, deben tomarse las medidas necesarias para reducir al mínimo las salidas instantáneas, generalmente producidas durante tormentas eléctricas. Esto es posible con el uso de nuevas tecnologías, por ejemplo, utilizando aisladores con entrehierro y limitadores de corriente.

Las interrupciones temporales de energía, generalmente ocurren por algún disturbio en el sistema eléctrico (fallas en el sistema de potencia, accidentes que involucran la red de distribución, fallas de transformadores o generadores) o por sobrecargas en la red de baja tensión, su duración puede ser desde algunos milisegundos hasta varias horas.

### **2.2.4. Disturbio eléctrico (interferencia)**

Una forma común de disturbios en el sistema de cómputo es el ruido eléctrico, generado por sistemas de transmisión de señales de radio, operación de lámparas fluorescentes y controladores de atenuación de niveles de iluminación. Este tipo de ruido puede afectar la operación de computadoras al producir diversos problemas durante la ejecución de programas.

### **2.2.5. Armónicas**

La forma de onda de la tensión (o corriente) no es una sinodal pura. Esto resulta de la adición de una o más ondas armónicas que se superponen a la onda fundamental o de 60 Hz. La aparición creciente de cargas no lineales en sistemas de transmisión, tales como convertidores estáticos de potencia, controladores de motores con rectificadores controlados de silicio, hornos de arco en aplicaciones industriales, etcétera, ha traído como consecuencia un aumento del contenido de componentes armónicas, que se manifiestan en forma de distorsiones diversas de la forma de onda de voltaje en la red de distribución.

Los consumidores ubicados cerca de instalaciones industriales o aquellos que tie-



nen alguna carga no lineal, pueden poner en riesgo sus equipos sensibles a esfuerzos excesivos o a una operación inadecuada. En el ámbito industrial, la utilización de capacitores para corregir el factor de potencia puede proporcionar, la aparición de condiciones de resonancia entre los capacitores y la inductancia de los transformadores.

La existencia de armónicas en la red de transmisión provoca aumento de las pérdidas en equipos por efecto Joule, con el consecuente aumento de temperatura, sobre esfuerzo en aislamientos y disturbios provocados por interferencia en circuitos de control, de protecciones y en sistemas de telecomunicaciones.

### **2.3. Elementos de Líneas de Transmisión**

El sistema de transmisión puede ser clasificado según el nivel de tensión en el cual transmiten los grandes bloques de potencia, en México las líneas de transmisión aéreas esta discriminado en tres niveles de tensión a saber: 115 kV, 230 kV, 400 kV, tomando como subtransmisión 24 kV, 34.5 kV, 69 kV.

Una línea de transmisión está constituida básicamente por tres (3) elementos:

- Conductores
- Aisladores
- Soportes

Es posible considerar otra serie de elementos adicionales para una línea de transmisión, pero solo realizan funciones complementarias y que escapa el curso básico de líneas de transmisión. Los conductores y aisladores poseen funciones específicas de la que se deriva una serie de características que se relacionan de modo que el análisis de uno de ellos está relacionado con otros. En la figura 2.3 se muestra los elementos de una línea de transmisión.



Figura 2.3: Elementos de una Línea de Transmisión de Potencia

### 2.3.1. Conductores

Consiste de un cuerpo o un medio adecuado, utilizado como portador de corriente eléctrica. El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama conductividad, y las sustancias con mayor conductividad son los metales. Los materiales comúnmente utilizados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro, acero.

La selección de un material conductor determinado es, esencialmente, un problema económico, el cual no solo considera las propiedades eléctricas del conductor, sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otros. Los metales más comúnmente utilizados como conductores eléctricos son: Cobre: Material maleable, de color rojizo, la mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre. Sus principales ventajas son:

- Es el metal que tiene conductividad eléctrica más alta después del platino.
- Tiene gran facilidad para ser estañado, plateado o cadminizado y puede ser soldado usando equipo especial de soldadura de cobre.

- Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido en cable, tubo o rolado en forma de solera u otra forma.
- Tiene buena resistencia mecánica, aumenta cuando se usa en combinación con otros metales para formar aleaciones.
- No se oxida fácilmente, por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- Tiene buena conductividad térmica.

Aluminio: Los conductores de aluminio son muy usados para exteriores en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones.

- Es muy ligero: tiene la mitad del peso que el cobre para la misma capacidad de corriente.
- Es altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- Puede ser soldado con equipo especial.
- Se reduce al efecto superficial y el efecto corona debido a que para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

En los primeros tiempos de transmisión de potencia eléctrica, los conductores eran generalmente de cobre, pero los conductores de aluminio han reemplazado completamente a los de cobre debido a su menor costo y al peso ligero de un conductor de aluminio comparado con uno de cobre de igual resistencia.

En los comienzos de la transmisión de energía eléctrica, se realizaba en corriente continua, en donde los conductores sólidos cilíndrico fueron muy utilizados, por una gran variedad de particularidades, con el devenir del tiempo, la transmisión en corriente alterna obligó a la utilización de conductores multifilares trenzados en forma helicoidal, con el fundamento de dotar de flexibilidad de a los conductores, además de una serie de características relevantes a la transmisión en corriente alterna.

El aluminio puro tiene, frente a todas sus aleaciones, la máxima conductividad, pero en contraparte posee una baja carga mecánica de ruptura. Según ensayos realizados por algunos fabricantes de conductores, la carga de ruptura viene dada por la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Carga de Ruptura (Kg/mm<sup>2</sup>)

Cobre Duro	Aluminio Duro	Aluminio Aleado
37/45	16/20	30/40

Los conductores son los encargados de transportar la corriente y su sección transversal depende de la energía que se transporte. Si la tensión de operación de la línea de transmisión es elevada se hacen presente una serie de fenómenos que se deben considerar para la selección del tipo y calibre del conductor, o la posibilidad de utilizar varios conductores por fase. El conductor por su peso y a su longitud, se ve afectado por esfuerzos mecánicos, interviniendo estos factores en la selección el tipo de conductor a utilizar, destacándose que esto se puede solventar utilizando conductores equivalentes con mayor carga de ruptura. El factor preponderante para el esfuerzo mecánico de una línea de transmisión es la denominada "flecha", no afectando el área de la sección del conductor.

Debido a la poca carga de ruptura, en las líneas de transmisión aéreas, esto se transforman en un inconveniente, razón por la cual se recurre a los cables de aluminio aleado y a cables de aluminio reforzado con acero. En la actualidad los conductores trenzados son combinaciones de aluminio y otros elementos más, para aportar características mecánicas al conductor. Entre los diferentes tipos de conductores de aluminio se tienen:

Tipos de conductores	}	ACC	{ Conductor de Aluminio
		AAAC	{ Conductor de Aluminio con Aleación
		ACSR	{ Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero
		ACAR	{ Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación del eje de una resistencia, condensador u otro componente.

El AAAC tiene mayor resistencia a la tensión que los conductores de aluminio de tipo ordinario. Los ACSR consisten de un núcleo central de alambre de acero rodeado por capas de alambre de aluminio. ACAR tiene un núcleo de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores eléctricos de aluminio tipo especial. Los

conductores en general suelen ser clasificados en, según el tipo de recubrimiento:

Tipos de recubrimiento	Aislado	Conductor rodeado por aislamiento para evitar la fuga de corriente o que el conductor energizado entre en contacto con tierra ocasionando un cortocircuito.
	Anular	Consiste en varios hilos cableados en tres capas concéntricas invertidas alrededor de un núcleo de cáñamo saturado.
	Apantallado	Conductor aislado cubierto con un blindaje metálico, generalmente constituido por una funda de cobre trenzado.
	Axial	Conductor de alambre que emerge del extremo del eje de una resistencia, condensador u otro componente.

Todo conductor debe poseer suficiente resistencia mecánica para soportar, sin romperse o deformarse permanentemente los esfuerzos aplicados al mismo, en la explotación (servicio) normal, y aun en las condiciones anormales, pero previsibles en el diseño. La construcción física de los conductores deriva principalmente de la esencia de las necesidades mecánicas mínimas para la operación segura, ante las eventualidades y operación normal. En el caso de las líneas de transmisión aéreas, los esfuerzos mecánicos normales son: el peso del conductor y el hielo escarcha o nieve, que pudiese depositarse en zonas frías, el efecto del viento a una velocidad límite, etc.

Por otra parte, los esfuerzos anormales comprenden: la presión de escaleras apoyadas contra las líneas, la suspensión de personal en la misma, el esfuerzo por huracanes, la presión de árboles o ramaje, la tensión debida a movilidad de los apoyos, con motivo a la ruptura de dos o más cables o la caída de una torre, la falla de una retenida, etc. Es evidente que ante tan variados esfuerzos a los que son sometidos los conductores, no es posible fijar de un modo absoluto las dimensiones y características de un conductor, tanto más cuanto que el peso del mismo es uno de los motivos de esfuerzo, y al crecer la resistencia mecánica, crece también el peso.

Para líneas aéreas sostenidas entre apoyos distantes, se ha tomado como base el valor del “claro” para definir cuáles son las secciones de metal que llenan el requisito mecánico. Con dichos valores se ha formado la tabla 2.3 que sigue fundada en la técnica norteamericana y la C.N.E.

Tabla 2.3: Calibres Mínimos en Milímetros cuadrados según la Distancia entre Apoyos

Material	30 m	45m	60m	90m
Cobre Estirado en Frío	8	13	21	33
Cobre recocido	13	21	42	No
Aluminio duro		42	53	
Aluminio Reforzado		13 <sup>(*)</sup>	21 <sup>(*)</sup>	

El alambre de acero recubierto de cobre o aluminio es un gran avance, que interesa a las compañías eléctricas, por ser el acero barato, fuerte y accesible, pero presentando como desventajas, su poca duración y conductividad. Para dar al alambre de acero la conductividad y duración necesaria, se recubre con una capa de cobre bien adherida. La conductividad puede aumentarse haciendo más gruesa la capa de cobre o aluminio.

### 2.3.2. Aisladores

Los aisladores en las líneas de transmisión de alta tensión sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o transversal. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema.

Los aislantes cumplen la función de sujetar mecánicamente los conductores a las estructuras que los soportan, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos. Así pues, por algunas décadas, las cualidades eléctricas y mecánicas de los aisladores no deberán ser destruidas, por ninguno de los esfuerzos de todo tipo que estarán sometidos.

Además, deberán facilitar todo trabajo que pudiera efectuarse en la línea, aun mantenida en tensión eléctrica, sin perjudicar la recepción de las señales electromagnéticas, radio, televisión y otros, ni la estética si fuera posible. Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para su manufactura: aisladores de vidrio, porcelana o de plástico. Según su uso de tiene aisladores de

intemperie y aisladores de recintos cubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre, así como también aisladores de apoyo. También se diferencia entre aisladores de corriente continua y de corriente alterna.

Las pioneras líneas de transmisión aéreas de distribución de electricidad de alta tensión de corriente continua en 1882 y luego de alterna en 1885, fueron construidas con aisladores de vidrio recocido rígidamente ligados al soporte, a los cuales estaban sujetos los conductores por medio de una ligadura. La porcelana se probó sin gran éxito entre 1890 y 1893, para cuando se desarrolló el procedimiento de fabricación por vía húmeda, que permitió obtener un material no poroso, de características mecánicas superiores a las del vidrio recocido. La cerámica por su parte se desarrolló y en 1903 se realizaron los primeros aisladores con este material.

Hasta ahora, solo los vidrios y las cerámicas, productos minerales frágiles, han recibido la sanción favorable de la experiencia. A medida que los niveles de tensión eléctrica han aumentado en los sistemas de transmisión las formas y los materiales de construcción de los aislantes ha sido especialmente estudiado, debido a los grandes esfuerzos eléctricos a que se ven sometido, siendo necesario conocer los niveles de aislamiento eléctrico.

El material que hasta el presente parece haber dado mejores resultados para uso a la intemperie es la porcelana. Con tal finalidad se usa exclusivamente la porcelana dura vidriada, la cual consiste de mezcla de feldespatos, cuarzo y caolín, pues es la mejor que satisface las condiciones requeridas por un buen aislante.

Aunque la porcelana, es hoy por hoy uno de los materiales de mayor uso; posee algunas desventajas. Es importante que el vidrio de la capa vitrificada que recubre la porcelana posee el mismo coeficiente de expansión térmica que la porcelana, pues de lo contrario surgen tensiones internas, que transcurrido cierto tiempo, se manifiestan en forma de pequeñas grietas; acortando la vida del aislador.

Por otra parte, un inconveniente se presenta en la elaboración de la porcelana, debido a la contracción que experimenta el material durante la segunda cocción (secado y sinterización), lo que arroja una inevitable inseguridad en las dimensiones finales. Otro inconveniente de la porcelana en servicio, es la fragilidad ante descargas por arco. El cual, al denotar cierta potencia en la proximidad de la superficie de la misma, la destruye por fusión y requerimiento. Basta para ello que el arco persista por fracciones de segundo. En la práctica se trata de alejar el arco de la superficie de la porcelana con la ayuda de cuernos protectores o cuernos de descarga.

Por su parte los aislantes de vidrio fueron desarrollados principalmente en Francia, han logrado después de algunos fracasos iniciales, imponiéndose como aisladores de soporte de sistemas de hasta 20 kV primero y hasta 380 kV. El aislador de vidrio se obtiene fundiendo diferentes materiales de granulometría; tales como arena, carbonato de sodio, dolomita carbonato de bario, carbonato de potasio, sulfato de bario, y piedra caliza, en un horno de fundición continua.

Al igual que la porcelana, la proporción de los elementos que constituyen al material acabado permiten modificar o variar las características eléctricas, térmicas y mecánicas. Una vez moldeado el aislador, se le somete a enfriamiento rápido mediante un chorro de aire. Con esto se logra que la parte externa se contraiga, permaneciendo la parte interior con calor y se contrae, mientras que la exterior se expande.

Mediante este proceso el vidrio queda sometido permanentemente a una tensión interna uniforme, lo que lo confiere una gran resistencia mecánica. Otras ventajas del vidrio en comparación con la porcelana son: su constante dieléctrica de 7.3 (la de la porcelana es 6) y su elevado coeficiente de expansión térmica mayor a la del vidrio. El aislador de vidrio en consecuencia, soporta los cambios bruscos de temperatura. Denota, además una elevada resistencia a los impactos, así sean provocados por proyectiles. La aparición de cualquier fisura provoca la inmediata destrucción de la falda, quedando, sin embargo, las piezas metálicas unidas entre sí, en vista de lo cual no hay caída del conductor.

Para proteger a los aisladores de vidrio contra disparos accidentales o voluntarios algunos fabricantes han diseñados aisladores de vidrio, lisos en su interior y con superficies curvas para desviar fácilmente los proyectiles. Los aisladores de plástico se han venido encontrando una aplicación cada vez mayor de las instalaciones de alta tensión bajo techo, debido fundamentalmente a las ventajas que presentan frente a los aisladores de cerámica y vidrio, entre las cuales resaltan:

- Mayor libertad y facilidad en el acabado final del aislador, permitiendo además el vaciado simultáneo de piezas metálicas.
- Mejor comportamiento elástico y mayor resistencia contra impactos mecánicos.
- Peso reducido y elevada resistencia dieléctrica.

En las líneas de transmisión aéreas debido al alto nivel de tensión eléctrica en la cual operan se hace necesario la utilización de cadenas de aisladores, constituidas por



n aisladores en serie, donde el nivel de aislamiento de la cadena es siempre menor que n veces el aislamiento de un aislador solo, y esto es más notorio cuando el número de aisladores es grande. El largo de la cadena depende del voltaje, mientras más grande aumenta el largo de la cadena, para cumplir con la distancia mínima, y se requiere una altura mayor en las torres. En la tabla 2.4 se observa el número de aisladores usados dependiendo del voltaje a soportar.

Tabla 2.4: Número de Elementos Aislantes empleados Típicamente por nivel de Voltaje

Voltaje de Operación Kv	Número de Aisladores
115	9
230	16
400	24
765	42

Los aisladores dentro de las líneas de transmisión realizan dos funciones básicas:

- Función Eléctrica: Aislar el conductor de la tierra.
- Función Mecánica: Soportar al conductor.

Es necesario en el diseño de los aisladores de una línea de transmisión aérea, tomar en cuenta dos factores importantes:

- Exigencias Eléctricas de Explotación
- Exigencias Mecánicas de Explotación.

Un aislador o una cadena de aisladores están sometidos, permanentemente, a la tensión entre fase y tierra del sistema, o a la tensión compuesta, o sea entre fases, en el caso de incidente monofásico que sobreviene en una línea de neutro aislado. Es necesario vigilar que estas tensiones puedan ser soportadas permanentemente por los aislantes, aun en el estado más desfavorables (contaminación) determinado en cada caso, por las condiciones atmosféricas y el medio ambiente local (proximidad de la costa, de las zonas industriales, etc.).

En fin, se debe tomar en cuenta la frecuencia de las tormentas, ya que los rayos que alcanzan líneas, torres o conductores, someten estos aislantes a ondeas de sobretensiones de elevaciones bastantes rápidas, como para ocasionar la perforación de algunos aisladores, y de amplitud suficiente como para provocar un salto

### 2.3.3. Torre de transmisión

Con el nombre de torres, se denominan a los soportes metálicos de elementos ensamblados, destinados a la mayoría de las líneas de transmisión de energía en alta tensión. Quizá el más difundido de los materiales usados para líneas de transmisión es el acero especialmente en forma de perfiles o ángulos. Existen en países industrializados empresas destinadas exclusivamente a producir una gama muy amplia de perfiles inclusive a producir con resistencias mayores de las normales, con lo cual se logra bajar el peso final de las estructuras. Esto unido a un mercado mundial pone en situación ventajosa a dichas fábricas en los que a costos refiere. En la figura 2.4 se muestra una torre de transmisión de la subestación eléctrica Manuel Moreno Torres.



Figura 2.4: Torre de transmisión MMT

El acero debe galvanizarse para evitar su deterioro, y este es un proceso que se lleva a cabo en baños en caliente. La capa de zinc que se adhiere íntimamente al acero, lo protege casi indefinidamente. Los diferentes miembros se unen con tornillos también galvanizados, y en los puntos de concurrencia de varios perfiles se utilizan piezas planas o que forman ángulos llamadas cartelas. Los perfiles van perforados al baño galvanizado, para que su protección sea total, y debe evitarse cortes o limaduras a los perfiles terminados pues eso introduce puntos débiles en la estructura.

Los soportes pueden ser clasificados según:

- Su habilitación.
- El tipo de fundación utilizada.
- Su amplitud para resistir los esfuerzo longitudinales.

En los soportes según la habilitación utilizada se distinguen dos grandes clases:

- Sistema de fases Escalonadas.
- Sistema de fases Horizontales.

### **Sistema de Fases Escalonadas**

En este tipo de torres los conductores se disponen a niveles de altura diferentes. Distinguiéndose las torres de triángulo, de bandera, de doble bandera y de doble triángulo; siendo estas las torres de mayor uso. En la figura 2.5 se muestra la torre de fases escalonadas.

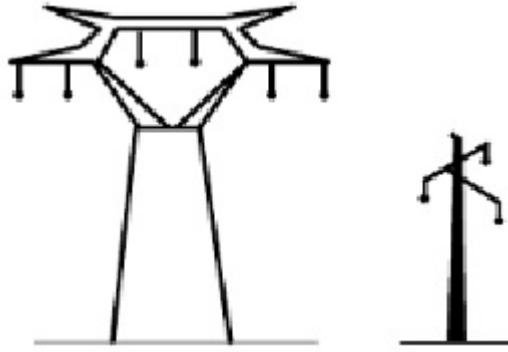


Figura 2.5: Torres de Fases Escalonadas

El sistema de fases escalonadas comprende esencialmente las torres de cuerpo único vertical, que permiten la utilización de un solo cable de guarda, dispuesto en la parte superior de la estructura. El cable de guarda cuando existe, permite una buena protección de las fases de la torre contra descargas atmosféricas (rayos). Este tipo de soportes presenta la ventaja de facilitar el empleo de estructuras isostáticas, o asimiladas (torres de celosía simples o múltiples) permitiendo obtener generalmente cargas iguales, es el tipo de estructura más económica.

Este tipo de torre posee el inconveniente, que al ser utilizadas en grandes tramos, se deben ejecutar estructuras de gran altura, más sensibles a las descargas atmosféricas (rayos) que aquellas con conductores dispuestos de manera horizontal, necesariamente mucho menos elevados; además la estrechez de la estructura en la parte superior no proporciona buena resistencia mecánica a las sollicitaciones de torsión. La segunda clase de soportes es aquella en que los conductores se disponen a un mismo nivel de altura, o en niveles poco diferentes.

Entre este tipo de soporte se incluyen: las torres o pórticos de capa horizontal, postes con habilitación de capa abovedada y torres de tipo gato. Estas torres de cuerpo único, están provistas de una viga, en la parte superior, que reposa directamente o por intermedio de patines en los extremos de una horquilla; las dos ramas de esta horquilla están ensambladas en su base, en el cuerpo al mismo nivel, formando lo que se conoce como corsé. Este tipo de torre se dice que es un sistema hiperestático.

## Sistema de Fases Horizontales

La disposición de las fases en capa horizontal, implica la utilización de dos cables de guarda, los cuales se disponen a ambos lados del eje de la viga, y generalmente desviados hacia las fases exteriores. En la figura 2.6 se muestra la torre de fases horizontales.

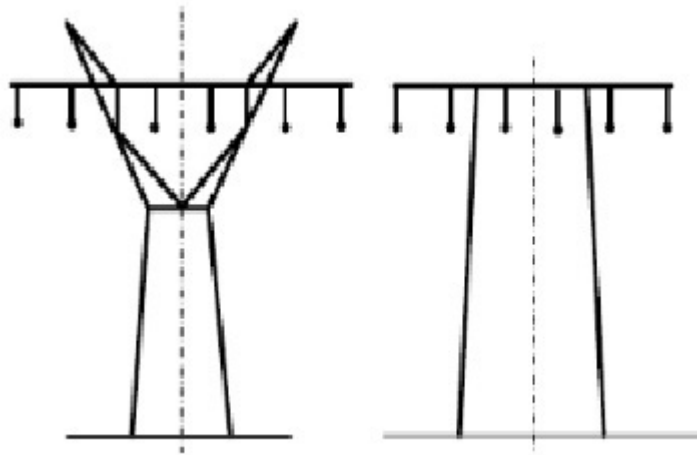


Figura 2.6: Torres de Fases Horizontales

Este tipo de soporte conduce a estructura de menor altura, que la disposición de las fases en varios niveles, reduciendo el riesgo de excitación por descarga atmosférica (rayo). El riesgo de acercamiento de las fases por efecto del viento son menores en la disposición horizontal.

Por la forma de diseño, las estructuras de este modo, deben resistir una fuerte concentración de esfuerzos horizontales al nivel de la viga. La construcción, fabricación y levantamiento de las torres de capa horizontal es menos fácil que las de las torres de fases escalonadas y requiere la utilización de mano de obra más especializada, pero a estos inconvenientes, este tipo de estructura se prefiere frecuentemente para las líneas de 225 y 400 KV, con la posibilidad de cambiar de habilitación en la proximidad de los centros urbanos.

## 2.4. Localización de fallas en líneas de transmisión

El sistema eléctrico de potencia debido a su complejidad y gran tamaño es susceptible a fallas en sus elementos. Cuando ocurre una falla el elemento fallado debe ser desconectado de forma inmediata del resto del sistema para evitar mayores daños y remover la situación de emergencia. Esta acción es llevada a cabo de forma rápida y precisa por un conjunto de dispositivos de protección.

La localización de fallas está directamente relacionada con los relés de protección. El relé de distancia que se utiliza en las líneas de transmisión provee alguna idea de donde ocurrió la falla, pero no está diseñado para ubicar la falla de forma precisa. Sin embargo, la protección y localización de fallas se lleva a cabo mediante el procesamiento de las mismas señales de voltaje y corriente que son obtenidos de los instrumentos de medición.

Una vez que se tiene registro de la existencia de una falla en una línea de transmisión, es necesario determinar su ubicación, encontrar cual es el elemento dañado, determinar la causa y dar una pronta solución. Los relevadores de protección cuentan con algoritmos que permiten calcular el punto donde ocurrió el evento, utilizan las mediciones obtenidas antes, durante y al finalizar la falla.

Los algoritmos deben ser exactos, debido a las grandes distancias que puede abarcar una sola línea de transmisión. Los algoritmos de localización de fallas pueden ser clasificados de manera general en:

- Algoritmos que emplean señales de tensión y corriente a la frecuencia fundamental del sistema.
- Algoritmos basados en el análisis de la onda viajera.
- Algoritmos basados en el análisis de componentes de alta frecuencia en las señales de tensión y corriente.

Estos algoritmos utilizan señales obtenidas de un extremo de la línea de transmisión o de ambos extremos de la misma. El emplear señales en ambos extremos de la línea de transmisión resulta en algoritmos más complejos, ya que éstos requieren que las señales adquiridas estén sincronizadas; el no tener una buena sincronización de las señales afecta el desempeño del algoritmo.

Los algoritmos de localización de fallas que utilizan información de una sola terminal de la línea de transmisión fallada tienen problemas de precisión debido a la resistencia de falla y al desconocimiento de la información del extremo opuesto de la línea de transmisión.

## **2.5. Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia**

De forma general, se denomina falla o cortocircuito a la conexión accidental, a través de una impedancia relativamente baja, de dos o más puntos del sistema que tienen potenciales diferentes. Los cortocircuitos en general se producen al fallar el aislamiento, debido a diferentes causas como: pérdida de las propiedades aislantes del medio (envejecimiento, calentamiento, contaminación, etc), sobretensiones (tanto de origen externo como interno) o efectos mecánicos diversos (roturas, deformaciones, desplazamientos, etc).

Los efectos perjudiciales que las fallas provocan son numerosos y están asociadas, fundamentalmente a las corrientes elevadas que se pueden establecer en el sistema. Los efectos pueden ser: Calentamiento de conductores por efecto Joule, que en función del valor y la duración de la corriente de cortocircuito puede provocar deterioros irreversibles. Esfuerzos electrodinámicos, con la posibilidad de roturas y desplazamientos bruscos que pueden dar lugar a nuevas faltas. Variaciones de tensión, con caídas en las fases involucradas en el cortocircuito y eventuales elevaciones en las otras fases.

Los cortocircuitos se clasifican en varias categorías, según el número de fases implicadas en la falla y según la existencia o no de una conexión a tierra. De esta manera, se pueden distinguir entre fallas serie, simultáneas y paralelas. Las fallas paralelo que son las más usuales, pueden ser: Trifásicas, bifásicas sin contacto a tierra, bifásicas con contacto a tierra y monofásicas.

Las fallas trifásicas se denominan también faltas simétricas, ya que al afectar a las tres fases por igual, el sistema de tensiones e intensidades continúa siendo equilibrado tras la falla. Por el contrario, las fallas monofásicas y bifásicas, con o sin contacto a tierra, afectan de distinta manera a las diferentes fases, por lo que dan lugar a sistemas de tensiones e intensidades desequilibrados, denominándose por este motivo fallas asimétricas.

En un sistema eléctrico, las fallas monofásicas son las más frecuentes (80%), se-

guidas de las fallas bifásicas (15%) y por último las trifásicas (5%). La falla trifásica, a pesar de ser el tipo de falla menos habitual, es la que generalmente se considera al realizar los estudios de cortocircuito, pues suele ser la situación más desfavorable por presentar, por lo general, la mayor intensidad de falla.

Los cálculos de cortocircuito consisten en determinar las corrientes que van a aparecer en un sistema eléctrico cuando se producen distintos tipos de falla, en diferentes puntos del sistema. El conocimiento de las intensidades que pueden presentarse en caso de un cortocircuito permite:

- Seleccionar y coordinar los equipos de protección con el objeto de detectar la zona donde se produce el fallo y así separarla del sistema para que no afecte al funcionamiento del resto de la red.
- Seleccionar las características de los equipos destinados a aislar la zona de la red con falta, con el objeto de que los interruptores y seccionadores aguanten las sollicitaciones térmicas y electromecánicas que se producen durante el cortocircuito.
- Seleccionar y diseñar los equipos que forman la red, para que aguanten las sollicitaciones provocadas por una situación de falla durante el tiempo que transcurre entre su aparición y su eliminación por parte de los sistemas de protección.

El cálculo de las corrientes de falla puede dividirse en dos tipos principales:

- Averías por cortocircuito de las tres fases, cuando la red esta equilibrada eléctricamente. Para estos cálculos pueden utilizarse circuitos equivalentes normales monofásicos, como en el caso de los cálculos de flujos ordinarios de carga
- Averías distintas de los cortocircuitos trifásicos cuando la red esta eléctricamente no equilibrada. Para facilitar estos cálculos se utiliza un método especial para tratar redes no equilibradas, conocidas como método de las componentes simétricas.

## **2.6. Fallas en sistemas eléctricos de potencia**

Las técnicas de modelado y estudio habituales de las redes eléctricas se pueden dividir en tres regímenes: Estacionario, electromecánico y electromagnético. En el caso



del análisis de fallas, se tiene un proceso claramente electromagnético donde la red en una situación estacionaria sufre una modificación brusca de su topología. De este modo para el análisis de una determinada falla, la red debe modelarse por las ecuaciones diferenciales de sus elementos. [19]

Esto en ciertos casos no es práctico cuando se requiere el cálculo de redes con cientos de nodos y ramas. Por ello, las normas existentes y el cálculo habitual de cortocircuitos admiten como suficiente aproximación el modelo estacionario de la red. Los tipos de falla que se analizan en los SEP entre fases de un mismo equipo son:

$$\text{Tipos de fallas en SEP} \left\{ \begin{array}{l} \text{Falla Trifásica} \\ \text{Falla Fase – Tierra} \\ \text{Falla Fase – Fase} \\ \text{Falla Dos Fases – Tierra} \end{array} \right.$$

Asumiendo que las corrientes de carga son despreciables de manera que los generadores estén en vacío y con voltaje 1 pu, y “F” es el nodo o barra donde se produce la falla, se tiene:

### 2.6.1. Falla Trifásica

Se presenta cuando las tres fases entran en contacto, con caídas de voltaje y aumento de corriente similar para las tres fases.

$$\begin{vmatrix} V_a^F & V_b^F & V_c^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

$$I_a^F + I_b^F + I_c^F = 0 \tag{2.5}$$

Transformando a componentes simétricas se tiene:

$$\begin{vmatrix} V_1^F & V_2^F & V_0^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

$$\begin{vmatrix} I_1^F & I_2^F & I_0^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} I_a^F & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

El circuito equivalente está formado por la componente de secuencia positiva que se ve en la figura 2.7.

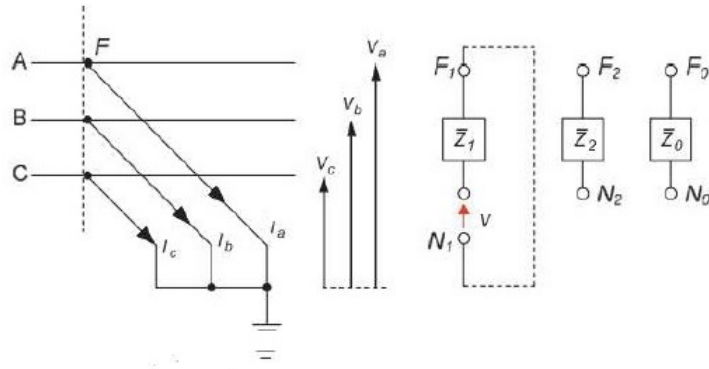


Figura 2.7: Circuito equivalente de una falla trifásica

$$I_a + I_b + I_c = 0 \tag{2.6}$$

$$V_a + V_b + V_c = 0 \tag{2.7}$$

En la figura 2.8 se aprecia un ejemplo de las variaciones de corriente ante la presencia de una falla trifásica aislada. En el punto de la falla:

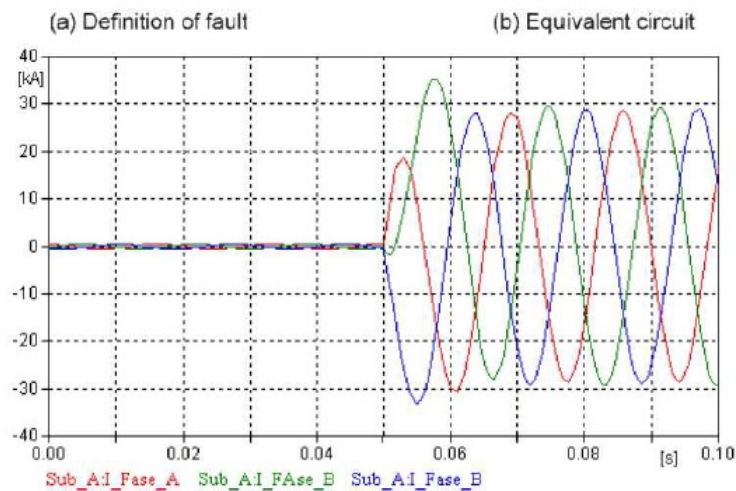


Figura 2.8: Falla Trifásica. Diagrama equivalente y señal característica

## 2.6.2. Falla Fase – Tierra

Este tipo de falla únicamente afecta una sola fase del SEP, presentándose un aumento de corriente y caída de voltaje en la fase que presenta el problema. La falla puede ser de baja impedancia (falla franca) con valores cercanos a 0 ohmios, de media-alta o de alta impedancia con valores mayores a 30 y 60 ohmios, respectivamente.

Las fallas de alta impedancia no presentan gran variación en la variable corriente de la fase fallada por lo que a veces no se detecta fácilmente ya que pueden ser vistas como un aumento en la demanda de energía del SEP. En contraste las fallas francas presentan un importante aumento de la corriente, lo cual facilita su detección. Las fallas de alta impedancia, son producidas normalmente por árboles, cometas, fuego bajo la línea, flámeos de aisladores, entre otros. En el punto de falla se tiene:

$$\begin{vmatrix} V_a^F & V_b^F & V_c^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & V_b^F & V_c^F \end{vmatrix}$$

$$\begin{vmatrix} I_a^F & I_b^F & I_c^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} I_a^F & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

Pasando a componente simétricas:

$$\begin{vmatrix} I_1^F & I_2^F & I_0^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} I_a & I_a & I_a/3 \end{vmatrix}$$

$$V_1^F + V_2^F + V_0^F = 0 \quad (2.8)$$

El circuito equivalente se forma con las tres redes de secuencia conectadas en serie como se muestra en la figura 2.9.

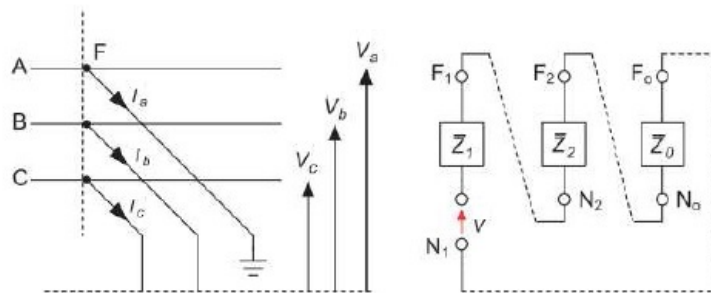


Figura 2.9: Circuito equivalente de una falla fase-tierra

$$I_b = 0 \quad (2.9)$$

$$I_c = 0 \quad (2.10)$$

$$V_a = 0 \quad (2.11)$$

En la Figura 2.10 se aprecian las curvas de corriente y voltaje de la fase A, ante una falla franca en esta fase.

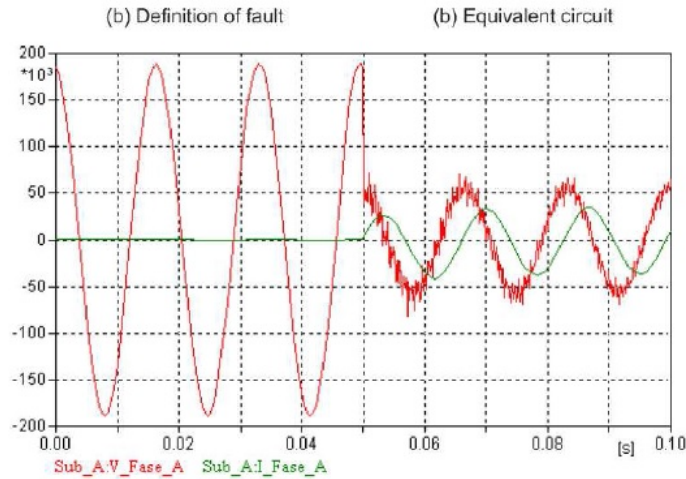


Figura 2.10: Falla Fase-Tierra. Diagrama equivalente y señal característica

### 2.6.3. Falla Fase – Fase

Se presenta entre dos fases de forma aislada de la tierra. Este tipo de falla es frecuente cuando se realizan quemas debajo de la línea, lo que ocasiona cambios en la rigidez dieléctrica del aire y en sus propiedades de conducción. Si se produce una falla entre las fases b y c en el punto F, se tiene:

$$\begin{vmatrix} V_a^F & V_b^F & V_c^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} V_a^F & V_b^F & V_b^F \end{vmatrix}$$

$$\begin{vmatrix} I_a^F & I_b^F & I_c^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & I_b^F & -I_b^F \end{vmatrix}$$

Descomponiendo en componentes simétricas se tiene:

$$V_1^F = V_2^F \quad (2.12)$$

$$I_1^F = I_2^F \quad (2.13)$$

El circuito equivalente del sistema para este tipo de falla, es con las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo como se presenta en la figura 2.11.

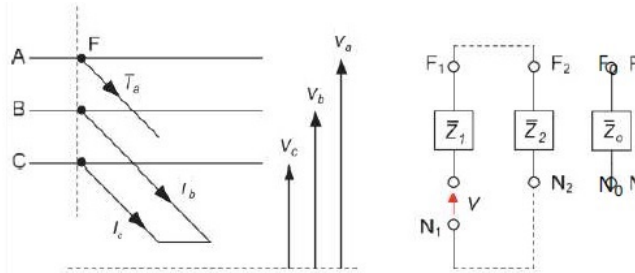


Figura 2.11: Circuito equivalente de una falla fase-fase

$$I_a = 0 \quad (2.14)$$

$$I_b = -I_c \quad (2.15)$$

$$I_b = V_c \quad (2.16)$$

En la Figura 2.12 se observa un ejemplo del comportamiento de la corriente en las tres fases cuando se presenta esta falla.

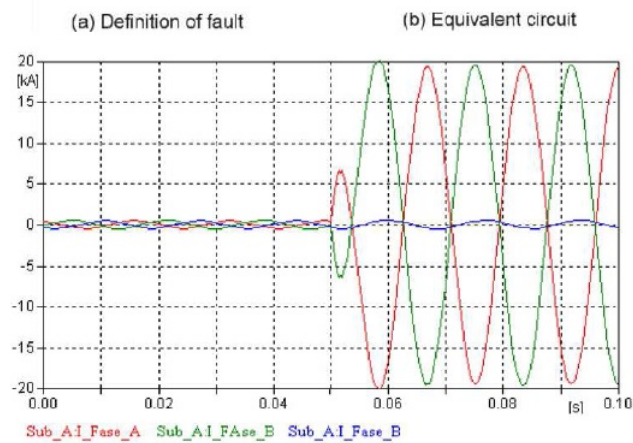


Figura 2.12: Falla Fase-Fase. Diagrama equivalente y señal característica

### 2.6.4. Falla Dos Fases – Tierra

En esta falla se afectan dos fases del SEP, generalmente por la caída de una de las fases, haciendo contacto con otro cable y con elemento externo que conduce a tierra. Cuando se presenta esta falla aumenta la corriente en ambas fases y disminuye el voltaje.

Si las fases b y c se ponen a tierra, se tiene:

$$\begin{vmatrix} V_a^F & V_b^F & V_c^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} V_a^F & 0 & 0 \end{vmatrix}$$

$$\begin{vmatrix} I_a^F & I_b^F & I_c^F \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & I_b^F & I_c^F \end{vmatrix}$$

Cambiando a componentes de secuencia:

$$I_1 = (I_2 + I_0) \tag{2.17}$$

$$V_1 = V_2 = V_0 \tag{2.18}$$

Lo que significa que las tres redes de secuencia están conectadas en paralelo como se muestra en la figura 2.13.

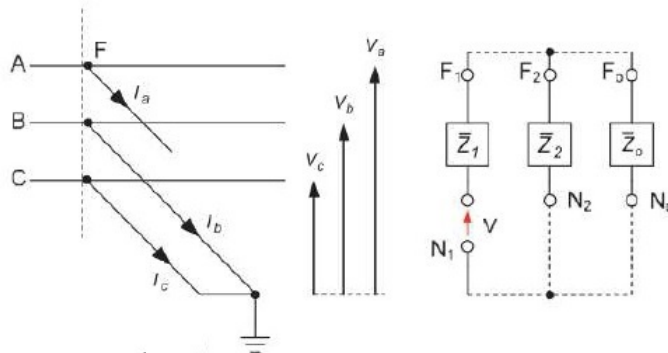


Figura 2.13: Circuito equivalente de una falla dos fases-tierra

$$I_a = 0 \tag{2.19}$$

$$V_b = 0 \quad (2.20)$$

$$V_c = 0 \quad (2.21)$$

En la Figura 2.14 se puede apreciar el comportamiento de la corriente frente a este tipo de falla.

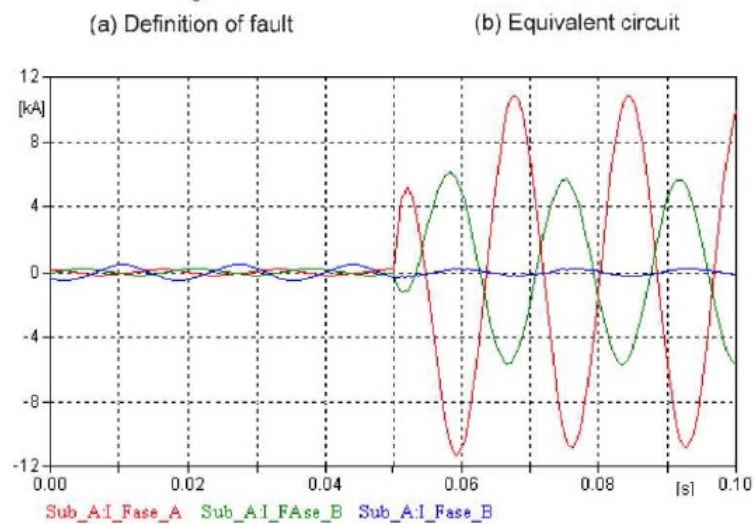
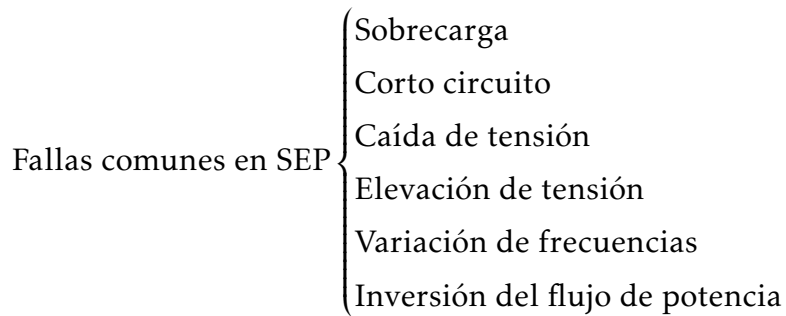


Figura 2.14: Falla Fase-Fase-Tierra. Diagrama equivalente y señal característica

## 2.7. Causas que originan fallas en el sistema eléctrico de potencia

Como ya han sido mencionadas cuales podrían ser las posibles causas que originan que los equipos eléctricos de un sistema eléctrico pudieran fallar, ahora se realiza una pequeña explicación acerca del estudio del fenómeno que origina la falla, entre las fallas más comunes tenemos las siguientes:



### 2.7.1. Sobrecarga

Como es sabido, todos los equipos están diseñados para soportar una cierta sobrecarga de trabajo. Durante su operación, está sobrecarga está relacionada con el enfriamiento y con la duración que tenga el equipo operando; tomando en cuenta lo anterior, la protección empleada debe ser diseñada de tal manera, que permita que el equipo opere con algunas sobrecargas dentro de los límites permisibles.

Estos límites están dados principalmente por el tipo de aislamiento, ya que el efecto térmico de la sobrecarga, afecta principalmente el tiempo de vida de los aislamientos, de hecho existen curvas que relacionan la sobrecarga, con los tiempos permisibles de estas, como se muestra en la figura 2.15.

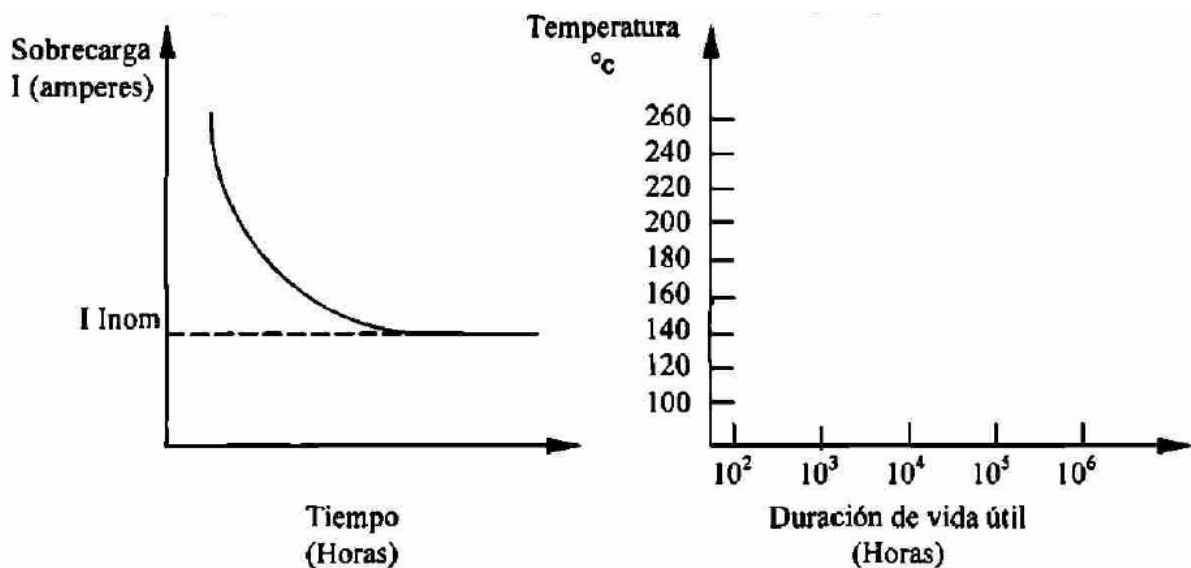


Figura 2.15: Límites de sobrecarga



### **2.7.2. Corto Circuito**

Es el tipo de falla más frecuente y peligrosa, esta falla origina grandes incrementos de corriente y reducciones de voltaje en los elementos del sistema, lo que puede dañar los equipos por sobrecalentamiento, y afectar por bajo voltaje la operación normal de los consumidores y el sincronismo de los generadores del sistema.

Considerando la gran diversidad de causas que pueden originar un corto circuito, y las estadísticas que muestran diversos tipos de éste fenómeno anormal; se han tenido que diseñar distintos tipos de relevadores de protección contra sobrecorrientes por corto circuito.

### **2.7.3. Caída de tensión**

El sistema debido a condiciones de sobrecarga, o bien, a fallas en algunos puntos distantes al considerarlo para la protección, puede presentar la condición de bajo voltaje, pero si se excede este bajo voltaje deberá ser eliminado, es decir, que deberá de existir una protección que considere la presencia de este fenómeno anormal en el sistema.

### **2.7.4. Elevación de tensión**

La elevación de voltaje en los sistemas, cuando no es producida por un transitorio de maniobra de interruptores o descargas atmosféricas, se debe a varios factores, como pudieran ser algunos de los mencionados a continuación:

- Condiciones de baja carga en la red.
- Desconexión de líneas.
- Rechazo de carga.
- Efectos de excitación en generadores.

### **2.7.5. Variación de frecuencias**

La variación de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, es permisible dentro de ciertos límites, pero los valores fuera de estos límites son indicativos de un desequilibrio entre la generación y la carga, y por lo tanto, condiciones anormales de operación. La protección contra variación de frecuencia, puede ser contra baja frecuencia (disparo automático de carga).

### **2.7.6. Inversión del flujo de potencia**

En las salidas de las centrales eléctricas (alimentadores o líneas de transmisión), así como en los enlaces entre partes o áreas de un sistema eléctrico de potencia, se mantenga en un solo sentido, para esto es necesario instalar los elementos de protección que cumplan con estos requisitos.

## **2.8. Restablecimiento de una línea de transmisión**

Los sistemas de potencia ocasionalmente experimentan fallas de elementos individuales. Por lo general, aunque pueden ocurrir algunas violaciones al límite de seguridad operativa, el resto del sistema de potencia permanece intacto después de la pérdida de elementos. Los eventos comunes de esta naturaleza no se consideran una condición de restablecimiento).

En algunos casos, una perturbación puede resultar en grandes porciones del sistema de energía colapsando, perdiendo voltaje y frecuencia. Después de este tipo de eventualidades, el sistema de potencia debe restaurarse a un estado energizado e interconectado. Bajo estas condiciones, existe una condición de restablecimiento del sistema de potencia.

Los apagones siempre resultan de una sucesión de eventos. Estos eventos deberían ser casi insignificantes para el sistema de potencia si se los considerara por separado. Sin embargo, en un contexto de operación particular, se pueden vincular desafortunadamente a partir de un evento iniciador, dando como resultado interrupciones en cascada de los equipos del sistema de potencia (líneas, generadores, subestaciones, etc.).

Al final del proceso, áreas del sistema o el sistema completo pueden estar en una condición de apagón durante algunos minutos o incluso horas.

### 2.8.1. Estados del sistema de potencia

El sistema eléctrico de potencia funciona bajo dos tipos principales de restricciones: la restricción de proporcionar electricidad a los clientes y las restricciones operativas. El primer tipo impone que se suministren todos los clientes, y el segundo tipo da como resultado que todas las variables del sistema (frecuencia, voltaje, corrientes de línea, etc.) deben permanecer en su rango normal de operación. Se consideran tres estados de operación en los que puede estar el sistema eléctrico de potencia: normal, emergencia, restablecimiento como se describe en la figura 2.16.

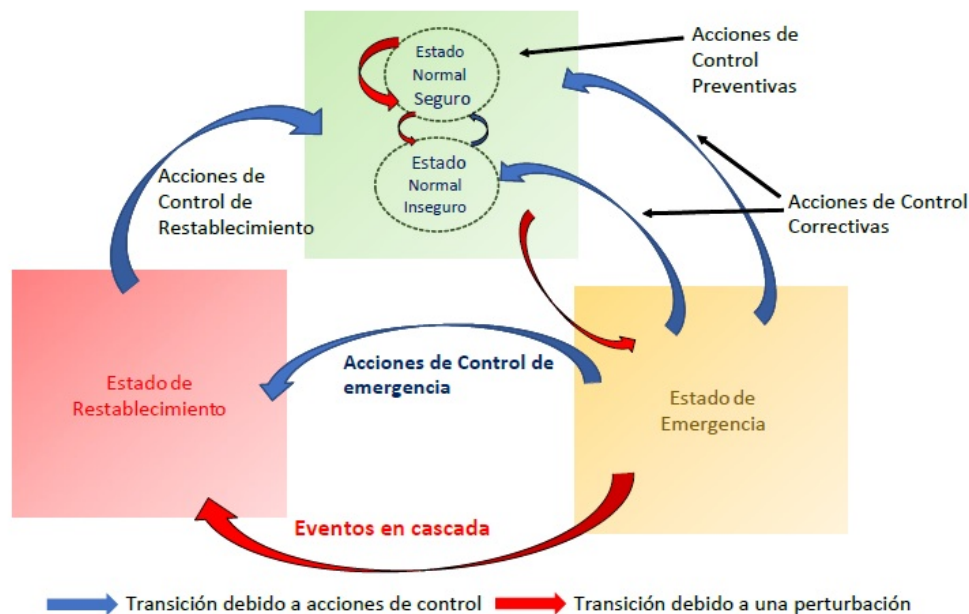


Figura 2.16: Estados del sistema eléctrico de potencia

El sistema está en estado normal si la restricción de proporcionar electricidad a los clientes y las limitaciones operativas se satisfacen, es decir, que se está atendiendo el 100% de la demanda del sistema y todas las variables (voltaje, frecuencia, cargabilidad de equipos) están dentro de los rangos normales de operación. El sistema está en estado de emergencia si se violan algunas restricciones operativas y se tiene un porcentaje de demanda desatendida.

Esto puede ser provocado por una perturbación que hace que algunas variables del sistema se encuentren por fuera de los límites operativos. Si las acciones de intervención del operador conllevan a que se devuelvan las variables del sistema a sus rangos operativos, el sistema se conserva y pasa al estado normal (seguro o inseguro). Por el contrario, si el evento iniciador provoca perturbaciones que el operador no puede eliminar y controlar (tiempo insuficiente, mala evaluación del nivel de severidad, etc.), la sucesión de estos eventos en cascada conduce a la degradación del estado del sistema y se presenta un apagón parcial o total de este.

El sistema se encuentra en estado de restablecimiento, cuando ha habido una interrupción importante de la carga (apagón total o parcial). Las acciones de control en el estado de restauración deben diseñarse para dirigir el sistema de vuelta al estado normal, pero podría pasar inadvertidamente el sistema a un estado de emergencia (24).

El sistema eléctrico de potencia puede entrar en una condición de emergencia debido a algunos eventos críticos que pueden ocurrir en el sistema. En la Figura 2.17, el estado 1 donde se considera que el sistema pasa de una condición normal a una condición de contingencia.

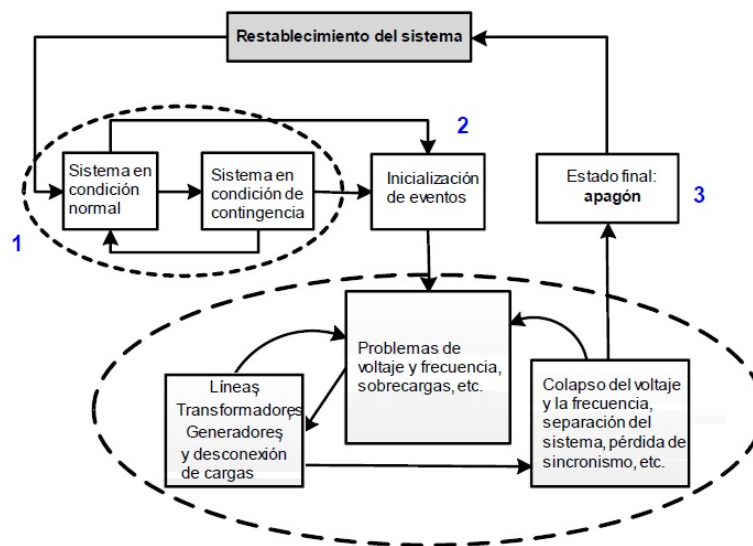
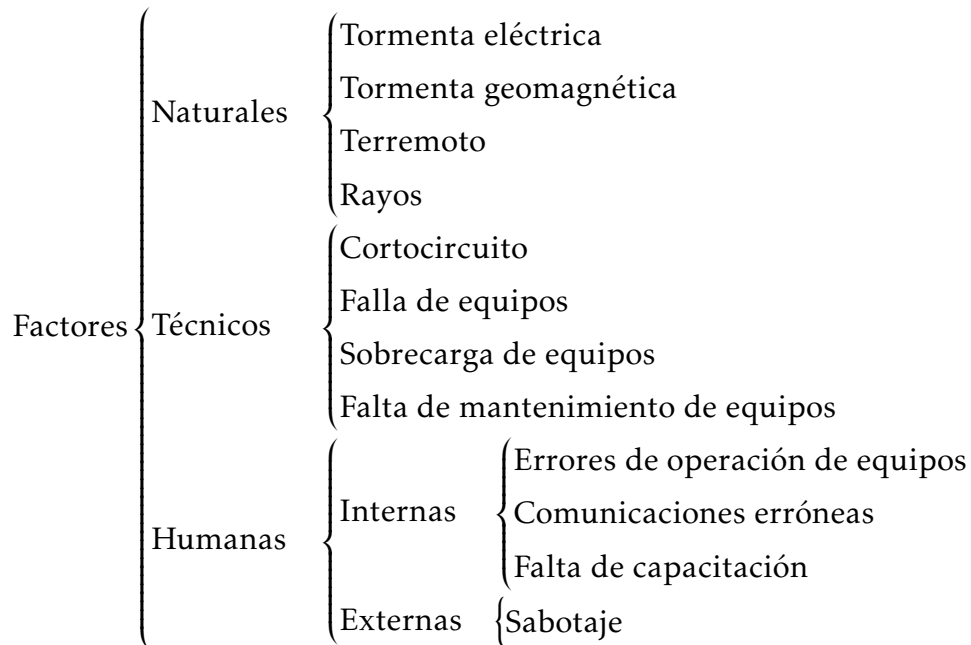


Figura 2.17: Diferentes mecanismos y estados de un apagón

Por lo general, el sistema de protección y control puede devolver el sistema a su condición normal. Pero, a veces, el sistema no puede regresar a las condiciones normales en un buen momento y algunos eventos nuevos pueden desencadenar los eventos en cascada, que pueden interactuar y empeorar rápidamente la situación (Figura 2.17–

estado 2). Donde finalmente ocurre un apagón (Figura 2.17 – estado 3). Hay cinco tipos de fallas que causan apagones: colapso de voltaje, caída de frecuencia, sobrecarga en cascada de elementos, separación del sistema y pérdida de sincronismo.

Algunos de los factores que causan los apagones se muestra en el siguiente esquema (23),(25):



### 2.8.2. Objetivos del restablecimiento

Un proceso de restablecimiento implica los esfuerzos coordinados de un gran número de personas. La planificación cuidadosa para una posible condición de restablecimiento es fundamental para el éxito de cualquier esfuerzo de restablecimiento en el sistema eléctrico de potencia. La planificación del restablecimiento del sistema eléctrico de potencia tiene dos aspectos a considerar.

El primer aspecto es la planificación que debe llevarse a cabo mucho antes de una condición de restablecimiento real. El segundo aspecto es el ajuste fino en tiempo real del plan que es necesario para la gestión exitosa de una condición de restablecimiento. Los objetivos principales del restablecimiento son los siguientes (27):

- Una evaluación rápida y precisa de las condiciones actuales del sistema de potencia.
- Un restablecimiento rápido pero seguro de los recursos de generación y del sistema de transmisión mínimo requerido, incluida la carga necesaria para estabilizar el sistema.
- Restablecimiento de la carga teniendo en cuenta las cargas prioritarias del sistema (26)

## 2.9. Etapas de un restablecimiento

El proceso de restablecimiento se puede dividir en tres etapas (23):

### 2.9.1. Fase 1: Evaluación

La primera fase del proceso de restablecimiento consiste en una evaluación detallada del estado del sistema de potencia. Inicialmente se realiza una evaluación rápida para determinar si existe una condición de restablecimiento. El propósito de esta fase es una evaluación más detallada para determinar una estrategia apropiada para el restablecimiento del sistema de potencia.

Normalmente, esta evaluación guía al operador del sistema a seleccionar cuál de las estrategias de restablecimiento contenidas en el plan de restablecimiento del sistema es la más apropiada bajo las circunstancias específicas. Esta fase incluye las siguientes actividades:

- Determinar el estado de los generadores del sistema (en línea, fuera de servicio, qué unidades están disponibles, indisponibles, para las plantas térmicas, el tiempo de arranque y parada, que unidades con arranque en negro están disponibles, etc.)
- Determinar el estado de las interconexiones con los sistemas vecinos
- Cuales cargas están conectadas/desconectadas
- Identificar las islas del sistema

- Si hay partes del sistema energizado, determinar el estado de las variables, frecuencia, voltaje, cargabilidad de los equipos
- Obtener información del equipo fallado (tipo de falla)

En la figura 2.18 se muestra el seguimiento de la evaluación durante el restablecimiento de una línea.

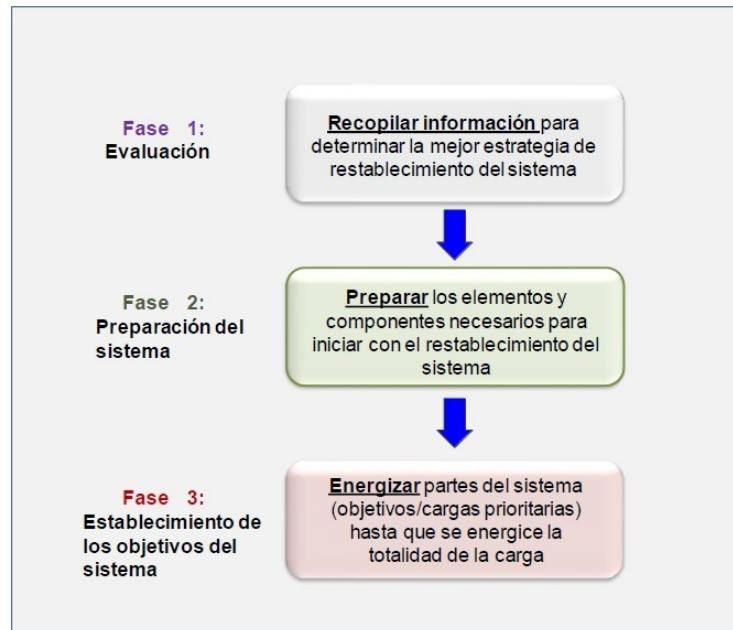


Figura 2.18: Diferentes etapas del proceso de restablecimiento

### 2.9.2. Fase 2: Preparación del sistema

Antes de iniciar con el restablecimiento del sistema, es importante tomar algunas acciones como pasos preliminares:

**Si alguna generación está en servicio:**

- Verificar que el voltaje y frecuencia del generador está dentro de los límites
- El control AGC está en modo manual o automático

**Para los generadores que se dispararon:**

- Establecer, si es posible, una fuente de energía en el sitio para cada generador de cargas auxiliares
- Asegurarse que el generador tuvo una salida segura
- Revisar las alarmas de disparo del generador para tener certeza de alguna información relevante con respecto a la salida de servicio
- Determinar si el generador está disponible para re-conectado al sistema

**Para generadores con arranque en negro:**

- Revisar las alarmas de disparo del generador para tener certeza de alguna información relevante con respecto a la salida de servicio
- Verificar si el generador está disponible para re-conectado al sistema
- Preparar el generador para conectarlo al sistema

**Para los generadores que no estaban en servicio antes del apagón:**

- Verificar si el generador está disponible para ser conectado al sistema
- Preparar el generador para conectarlo al sistema

**Para las subestaciones desenergizadas:**

- Verificar el estado de los interruptores
- Verificar las alarmas de los equipos de la subestación
- Verificar las alarmas de los elementos que salen fuera de servicio, para detectar alguna información relevante sobre la causa del disparo



### **2.9.3. Fase 3: Establecimiento de los objetivos del sistema**

Una forma efectiva de realizar el restablecimiento es establecer una serie de objetivos del sistema, como por ejemplo cargas prioritarias o subestaciones que se requiere energizar primero, o energización de sistemas con arranque en negro. El concepto de sistema objetivo permite un enfoque más flexible para el proceso de restablecimiento. Un sistema objetivo consiste en el restablecimiento con una unidad de arranque en negro, conexión de líneas de interconexión con áreas vecinas, con el fin de energizar un segundo generador.

El plan de restablecimiento debe incluir alternativas que se hayan estudiado a fondo y se consideren el mejor enfoque para un sistema en particular. En el caso de un apagón total del sistema, el primer objetivo debe incluir el establecimiento de una red troncal del sistema de transmisión (esqueleto), que se energiza desde una unidad de arranque en negro o desde un sistema vecino (interconexión con otros países), para proporcionar potencia de arranque para que se reinicie el próximo generador. Un segundo objetivo podría expandir el sistema restaurado a otras unidades generadoras. Un tercer objetivo podría expandir el sistema restaurado para incluir la reactivación de subestaciones de alta prioridad.

Un objetivo adicional puede restaurar el servicio a un área urbana. El objetivo final puede energizar cualquier subestación restante o completar un circuito del sistema de transmisión. El plan de restablecimiento normalmente contiene procedimientos detallados para establecer cada sistema objetivo. En algunas situaciones de restablecimiento, la condición de restauración del sistema puede requerir que el operador del sistema desarrolle un sistema objetivo en el momento de la condición de restablecimiento (en tiempo real).

## **2.10. Problemas durante el restablecimiento**

Tomando como referencia los más grandes apagones mundiales analizados en el capítulo anterior, se pueden concluir las siguientes lecciones aprendidas, las lecciones aprendidas sobre los últimos reportes de apagón, han sido de gran ayuda a la hora de diseñar los sistemas de potencia, partiendo desde la raíz del problema que generó el apagón, la actuación de los equipos, en especial los esquemas de protección, el comportamiento de los operadores y los problemas enfrentados en la etapa de resta-

blecimiento.

En eventos en cascada, la distancia eléctrica entre el generador y la carga se incrementa por el disparo de largas líneas de transmisión. Cuando la diferencia de ángulo entre dos regiones es muy alta, entonces el voltaje en los barrajes de estas líneas se deprime lo que hace que se incremente el requerimiento de potencia reactiva.

El disparo de una línea altamente cargada y con voltajes deprimidos era causado principalmente por actuación del relé de protección distancia como detección de falla en zona 3, sin embargo, esta situación se ha ido corrigiendo con la implementación de relés digitales modernos los cuales protegen de una manera más discriminada. Un perfil de voltaje bajo afecta la confiabilidad del sistema puesto que:

- Los generadores operan muy cerca de su límite, lo cual reduce la reserva de potencia reactiva para soportar algunas contingencias.
- Se incrementan las pérdidas de potencia reactiva en la red de transmisión.
- Se incrementan las pérdidas de potencia activa.

De los reportes de apagones mundiales, se pueden establecer los siguientes problemas como críticos en el transcurso de un restablecimiento de potencia luego de una perturbación (26):

- Altos voltajes debido a la falta de generación para soporte de potencia reactiva.
- Oscilaciones de frecuencia y grandes variaciones de carga.
- Fallas en el arranque en negro de algunas plantas.
- Cierres no exitosos debido a las diferencias de ángulo entre las islas.
- Retrasos en la identificación de la falla.
- Retrasos por evaluación del estado de interruptores.
- La total dependencia de la generación térmica es un factor restrictivo en la velocidad del restablecimiento.
- Problemas de comunicación de voz y datos y las posteriores dificultades en la conmutación de algunos Centros de Telecontrol de Transmisión y la falta de información de sitio.

## 2.11. Elementos que intervienen en un sistema de protección

Para proteger los sistemas eléctricos contra las posibles fallas que se pudieran presentar, se han diseñado sistemas de protección basados en esquemas generales, en los que intervienen elementos que en forma independiente de su construcción operan con el mismo principio. Cumpliendo con la misma función, los elementos básicos de un sistema de protección contra fallas se muestra en la figura 2.19.

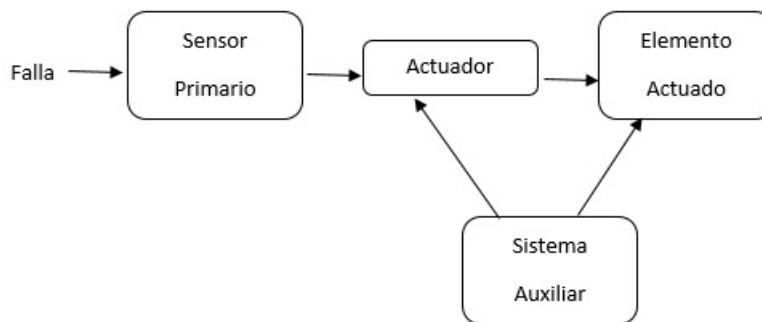


Figura 2.19: Diagrama de flujo del sistema de protección

Con relación a las cantidades detectadas, estas pueden ser señales de voltaje, corriente y frecuencia. Las señales de voltaje y corriente, se detectan a través de los sensores primarios, que son principalmente:

- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.

Estas señales permiten detectar distintos tipos de fallas, y activar los actuadores que esencialmente son relevadores, de acuerdo con estas señales, los relevadores se clasifican generalmente como:

Tipos de relevadores {
 

- Relevador de sobrecorriente
- Relevador de voltaje (alto o bajo)
- Relevador de potencia (direccionales)
- Relevador de impedancia o Admitancia (de Distancia)
- Relevador de frecuencia

Estas funciones que actúan con la señal indicada son independientes del tipo de relevador, desde el punto de vista constructivo (Electromecánico o de Estado sólido). En el diseño de un sistema de protección, se deben establecer los tipos de fallas contra las que se debe proteger el equipo, el grado de protección deseado (señal de alarma, señal de disparo instantáneo, señal de disparo retardo, etc.). Y la lógica que debe tener el esquema de protección se muestra a continuación en la figura 2.20.

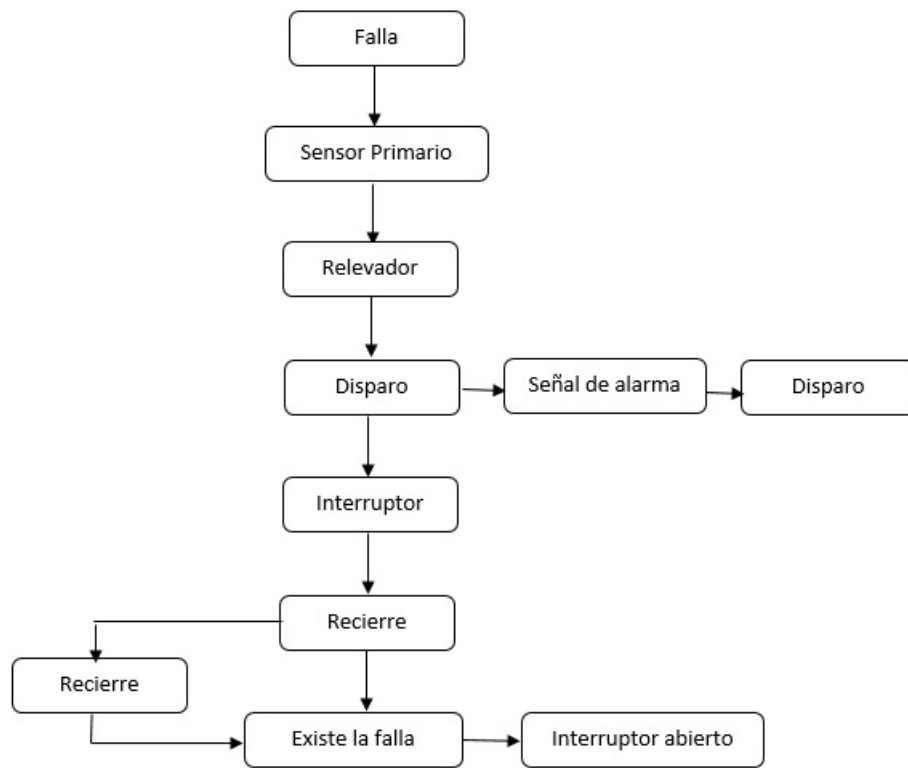


Figura 2.20: Secuencia lógica de la señal del relevador

### 2.11.1. Transformadores de instrumento

Son dispositivos que alimentan a los instrumentos de medición, de protección o a ambos. Se clasifican conforme la variable que manejan, como pueden ser transformadores de corriente o transformadores de potencial, y desde el punto de vista del sistema de protección nos interesa de estos dispositivos principalmente lo siguiente:

- Principios de operación.
- Cargas.
- Precisión.
- Numero de devanados de conexión.

### 2.11.2. Transformadores de corriente

Operan bajo el principio de inducción magnética, de esta manera existe un acoplamiento magnético entre los devanados, de los cuales uno se denomina primario, el cual está conectado al circuito de alto voltaje o alta corriente, y el otro denominado secundario, el cual se encuentra conectado a la carga (instrumento) la cual será alimentada posteriormente, se observa en la figura 2.21.

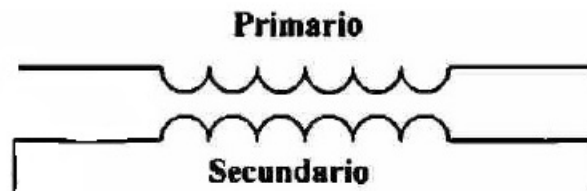


Figura 2.21: Esquema de un transformador de corriente

### 2.11.3. Evaluación de la protección por relevadores

La mejor manera de evaluar la protección por relevadores, se finca en su aportación para mejorar el servicio eléctrico a los usuarios, dicha aportación consiste en auxiliar a los demás elementos del sistema eléctrico de potencia para poder brindar el mejor desempeño y eficacia ante las fallas. Para lograr lo anterior, podemos mencionar que la protección por relevadores minimiza el daño al presentarse la falla y, además, reduce el tiempo que el equipo está fuera de servicio, así como el monto de la reparación del daño.

Analizando con solidez el beneficio que se obtiene al abordar el tema de ingreso y tirantez de las relaciones públicas al estar el equipo sin operar, tiene la gran ventaja de evitar que la falla pueda extenderse a otros sectores del sistema y los pueda afectar de manera considerable. Es importante mencionar que para lograr esto, se sigue un criterio que consiste en zonificar los elementos del sistema eléctrico de potencia.

Partiendo de la realidad, no existe, y tampoco es posible diseñar un sistema eléctrico en el que no ocurran fallas, en el proyecto de cualquier instalación eléctrica se deben de considerar dos prevenciones:

- Efectuar un diseño en el cual se minimice la posibilidad de ocurrencia de falla, con el consiguiente incremento en el costo de la instalación, sin llegar a eliminar este riesgo.
- Incluir en el diseño elementos que detecten las fallas y disminuyan los efectos negativos de las mismas, estos elementos son los esquemas de protección y lo constituyen los fusibles, relevadores, transformadores de instrumento, interruptores, cableado etc.

Por lo anterior podemos resumir y destacar que los esquemas de protección se instalan en un sistema de potencia con la finalidad de retirar o desconectar en forma rápida el elemento o componente de la red que sufre un corto circuito o que funciona en forma anormal y que de no hacerlo afectara al resto del sistema.

## **2.12. Protecciones eléctricas en líneas de transmisión de 400 kV**

En las subestaciones eléctricas entran y salen líneas de transmisión, por lo que la protección de estas se debe considerar como parte de las protecciones en una subestación eléctrica. Las líneas de transmisión, se pueden proteger contra fallas por medio de relevadores de sobrecorriente; sin embargo, esto solo se puede lograr si la corriente de carga es inferior a la mínima corriente de falla. Este método tiene a su favor el poder proporcionar respaldo remoto sin requerir instalaciones adicionales.

Debido a que no es una protección selectiva en cuanto a detección, la selectividad se debe lograr en base a coordinación de tiempos. Esto hace que los tiempos de libramiento de fallas cercanas a la fuente sean, en general, altos. Cuando hay varias fuentes de suministro o puntos de inyección en la red, se hace necesario dotar de direccionalidad a la protección de sobrecorriente para poder lograr coordinación. A pesar de ello, en algunos casos, principalmente en los que se forman anillos, se dificulta mucho el lograr la coordinación, o, inclusive, puede resultar imposible. Esto obligará a operar el anillo abierto o a utilizar una protección más selectiva.

### **2.12.1. Esquema de protección de un sistema de transmisión**

Está formado por la protección primaria y las protecciones de respaldo. La protección primaria debe ser instantánea y es la que trata de aislar la mínima sección de la red ante la falla; por su parte, las protecciones de respaldo son de acción retardada, es decir, debe operar sólo si falla la protección primaria.

La protección de las líneas de transmisión está considerada como una de las más complejas aplicaciones que tiene la protección eléctrica. Esto se debe al gran volumen de información y factores que influyen para los ajustes de los relevadores. La variedad de configuraciones que pueden existir en la topología de la red y los niveles de tensión de los sistemas, influyen en la determinación del esquema de protección.

### **2.12.2. Filosofía de protecciones**

Los componentes del sistema de protección tienen los objetivos básicos para el sistema de protecciones, determinándose como la filosofía que debe regir los elementos que lo constituyen, para su correcto funcionamiento.

### **2.12.3. Sensibilidad**

La protección debe tener la capacidad de detectar cualquier falla que se produzca en la zona de la red que tiene asignada bajo condiciones de carga mínima. La protección debe distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para ofrecer a un sistema de protección de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas de intensidad y/o voltaje necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falta de las situaciones normales de operación.

### **2.12.4. Selectividad**

Es la capacidad que debe tener la protección para actuar únicamente cuando la falla tiene lugar sobre el elemento cuya protección tiene asignada. Si la falla tiene lugar dentro de la zona específica de una protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito que funciona en condición anormal. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su zona, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla.

Existen diversas formas de proporcionar a las protecciones la característica de selectividad; en los casos en que las protecciones sí son sensibles a fallas ocurridas fuera de su zona, la selectividad puede lograrse mediante un adecuado ajuste de parámetros y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas.



### **2.12.5. Rapidez**

En el momento que se detecta una falla, la protección debe actuar con rapidez despejándola lo más pronto posible. Cuanto mayor sea la rapidez de actuación menor serán las consecuencias que presentan las fallas como: pérdida de estabilidad del sistema, costos altos de mantenimiento correctivo, daño de equipos o poner en riesgo la vida del personal que labora en la empresa.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma.

### **2.12.6. Fiabilidad**

Esta cualidad nos garantiza que la protección no va actuar ante causas extrañas y de esta manera se evita actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protección depende: de la fiabilidad de la propia protección, de su aplicación, de su correcta instalación y del mantenimiento preventivo. La actuación incorrecta de las protecciones puede presentarse por: diseño inadecuado, ajuste incorrecto, instalación incorrecta.

### **2.12.7. Efectividad**

Es la cualidad que nos garantiza que la protección va actuar en caso de falla y que no lo va a hacer cuando no exista esta situación.

### **2.12.8. Seguridad**

La protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación en que se produzca falla en el sistema, en cualquier momento o tiempo.

### **2.12.9. Economía y Simplicidad**

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de operación anormal del sistema alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio. El sistema de protección es muy importante en la distribución de energía eléctrica ya que permite:

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
- Reducir los costos de reparación de daños.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

La valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anormal. Una protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.

### **2.12.10. Esquemas de teleprotección**

La protección a distancia convencional de tiempo escalonado se ilustra en la figura 2.22 una de las desventajas principales de este esquema es que la protección de la zona 1 instantánea, ubicada en cada extremo de la línea protegida, no puede ser ajustada para cubrir el 100% de dicha línea. Normalmente, se ajusta para cubrir solo el 80%, esto deja dos tramos de “fin de zona” cada una de un 20% de la longitud de la línea. Una falla en esa zona es liberada en zona 1 por la protección de ese extremo del alimentador y por la zona 2 con un retardo de tiempo (típicamente de 250 a 400 ms) por la protección del otro extremo de la línea.

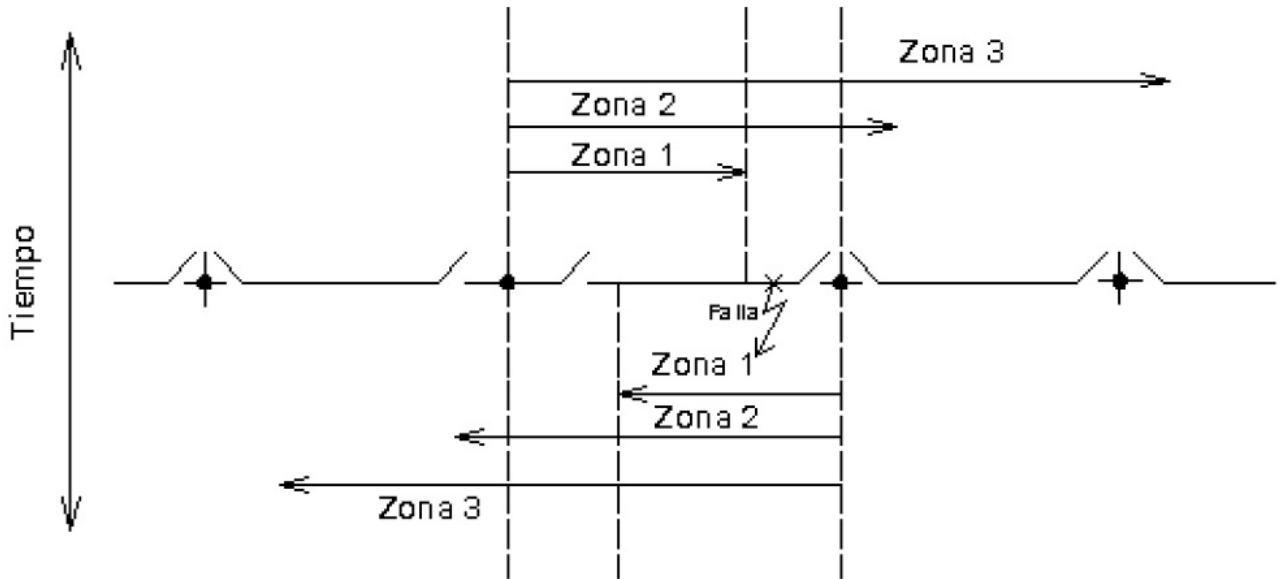


Figura 2.22: Esquema convencional de distancia

Esta situación no puede ser tolerada en algunas aplicaciones, por dos razones principales:

- Las fallas remanentes en el alimentador para la zona 2 con un retardo de tiempo que puede causar que el sistema se vuelva inestable.
- Cuando se utiliza el auto-recierre de alta velocidad, la apertura no simultánea de los interruptores en ambos extremos de la sección fallada se representa un “tiempo muerto” durante el ciclo de autorrecierre, para la falla que se ha extinguido y para la liberación de los gases ionizados, también puede darse la posibilidad de que una falla transitoria cause un bloqueo permanente en el interruptor, de cada extremo de la línea.

Aún, cuando la inestabilidad no se presente, el incremento en la duración del disturbio puede incrementar los problemas de calidad, en el sistema de potencia. Pudiéndose presentar un incremento en los daños de la planta. Los esquemas de protección de unidad que comparan las condiciones en ambos extremos del alimentador, simultáneamente identifican correctamente si existe una falla interna o externa de la sección protegida y proporcionan una protección de alta velocidad para la longitud total del alimentador.

Esta ventaja está balanceada por el hecho de que el esquema de unidad no provee protección de respaldo a los alimentadores adyacentes, como lo proporciona un esquema de distancia. El esquema más deseable es obviamente una combinación de estas características de ambos arreglos, esto es, el disparo instantáneo sobre todo el alimentador, además la protección de respaldo a los alimentadores adyacentes. Esto puede ser logrado mediante la interconexión a través de canales de comunicación de los relevadores de protección de distancia, ubicados en cada extremo del alimentador.

## 2.13. Relés de Protecciones

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema. Existe una característica especial contradictoria en cuanto a su función, que es conveniente señalar.

El relevador se diseña y aplica para detectar fallas; pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Mantenimiento oportuno y efectivo.
- Blindaje.
- Aislamiento.
- Diseño y materiales de alta calidad.

De ésta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y eventualmente tendrán que operar. Pero llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva. Para lograr esa certeza se hace necesario probar periódicamente los relevadores, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales. Estas simulaciones se pueden lograr de diversas maneras:

- Utilizando diversos componentes eléctricos (resistencias, capacitancias, inductancias, etc.) para construir un sistema eléctrico que permita provocar los parámetros que se suponen se presentan en una falla.
- Empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla.
- Reproduciendo con equipo de prueba eventos de falla obtenidos de registradores de falla o protecciones digitales.
- Efectuando, eventualmente, pruebas con fallas reales.

Los relevadores de protección pueden ser clasificados de diferentes maneras, tal como por función, por parámetros de entrada, características de operación o principio de operación. La clasificación por función es la más común. Existen cinco tipos de funciones básicas.

### **2.13.1. Relevadores de protección**

Los relevadores de protección y sistemas asociados (fusibles) son los que operan sobre una condición intolerable del sistema de potencia. Son aplicados en todas las partes del sistema de potencia, generadores, buses, transformadores, líneas de transmisión, líneas de distribución y alimentadores, motores, bancos de capacitores y reactores.

La mayor parte de los relevadores de protección son dispositivos separados, que son conectados al sistema de potencia a través de transformadores de corriente y potencial para reducir del sistema de alto voltaje (400 kV) a niveles seguros de servicio (120 v), estos deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema de potencia e iniciar o permitir la rápida desconexión de la parte que falla del mismo.

### **2.13.2. Relevadores de regulación**

Los relevadores de regulación son asociados con cambiadores de taps en transformadores y sobre actuadores de equipo de generación para el control de niveles de voltaje con cargas variables. Los relevadores de regulación son usados durante la operación

normal del sistema y no responden a fallas del sistema a menos que éstas permanezcan mucho tiempo en el sistema.

### **2.13.3. Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización**

Los relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización, fueron anteriormente clasificados como “programación. Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas en servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema preenergizadas.

### **2.13.4. Relevadores de monitoreo**

Los relevadores de monitoreo son usados para verificar condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección y control. En el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades direccionales las cuales confirman las condiciones del sistema de potencia pero que detectan la falla o problema directamente.

En un sistema de protección son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo. En general, unidades de alarma que sirven para monitorear funciones.

### **2.13.5. Relevadores auxiliares**

Las unidades auxiliares son usadas a lo largo de un sistema de protección para una variedad de propósitos. Generalmente hay dos categorías:

- Multiplicación de contactos y aislamientos de circuitos.

En sistemas de protección y control hay requerimientos de: (1) más salidas para disparo múltiples, alarmas y operación de otros equipos, tal como registradores, señalizaciones locales/remotas, bloqueos y así sucesivamente, (2) contactos que se ocuparán

de corrientes más altas o voltajes en los circuitos secundarios y (3) aislamiento eléctrico y magnético de varios circuitos secundarios.

Los relevadores de señalización-sello (banderita) son relevadores electromecánicos es una aplicación de los relevadores auxiliares. Los relevadores de cierre y disparo usados con interruptores de circuitos son relevadores auxiliares.

### **2.13.6. Otras clasificaciones de relevadores**

Los relevadores de protección clasificados por sus parámetros de entrada son conocidos como: relevadores de corriente, voltaje, potencia, frecuencia y temperatura. Aquellos clasificados por su principio de operación incluyen electromecánicos, estado sólido, digital, porcentaje diferencial y multirestricción.

Aquellos clasificados por su característica de operación son conocidos como de distancia, reactancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, fase, tierra, definido, alta velocidad, baja velocidad, comparación de fase, comparación direccional, sobrecorriente, bajo voltaje y sobre voltaje.

### **2.13.7. Aplicación de relevadores de protección**

Una vez que en el sistema se ha presentado una falla (cortocircuito), es necesario tomar acciones correctivas en forma inmediata para identificar y desconectar la parte que falla del sistema para evitar una desestabilización del mismo. El tiempo de respuesta puede variar de 0 a 0.3 segundos para protecciones primarias o hasta 2 segundos tratándose de protecciones de respaldo. Los tiempos pueden variar dependiendo de lo siguiente:

Variación de tiempos debido a {  
La gravedad de la contingencia  
Las condiciones del sistema  
El nivel del voltaje de operación  
Las características de la protección

No es posible confiar estas acciones para que las realice el humano, por lo que es necesario ser realizadas por los equipos especialmente diseñados para este propósito y que conocemos como “Relevadores de Protección” (Centinelas Silenciosos), los cuales supervisan permanentemente las condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia, y cuando detectan una falla, o una condición anormal, actúan de inmediato aislando la falla para que el resto del sistema no se vea afectado.

Para cada tipo de falla o condición anormal del sistema existen uno o varios relevadores específicos para detectarlos, y tomarán las acciones exactas para eliminar o corregir esta condición. Las acciones que ejecutan los relevadores de protección así como sus parámetros de operación son proporcionadas por un especialista que conozca del funcionamiento de estos equipos y además tenga conocimiento del comportamiento del sistema de potencia.

En la tabla 3.5 visto en anexos, según la ANSI se muestra la descripción de los tipos de relevadores permitidos bajo el criterio de la norma IEEE C37.2-1979.

## 2.14. Onda viajera

Una falla en una línea puede ocurrir en cualquier momento, excepto en el paso por cero de la tensión, genera una onda viajera que se propaga desde el punto de la falla hasta ambos extremos de la línea con una velocidad cercana a la velocidad de la luz. El principio se muestra en la figura 2.23 con una línea de transmisión simple cuando ocurre una falla en la línea.



Figura 2.23: Principio básico de propagación de las ondas viajeras

Las ondas viajeras se deducen como resultado de la solución del sistema de ecuaciones diferenciales lineales para las líneas de transmisión (ecuaciones telegráficas). En el caso de una línea de transmisión sin pérdida, el siguiente par de ecuaciones (2.22) y (2.23) diferenciales parciales de primer orden describe las tensiones  $v(x,t)$  y las co-



rientes  $i(x,t)$  en la línea:

$$\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = -L' \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \quad (2.22)$$

$$\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = -L' \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \quad (2.23)$$

Donde  $L'$  es la impedancia de la línea por unidad y  $C'$  es la capacitancia por unidad. Esto puede combinarse en las ecuaciones (2.24) y (2.25) de onda (ecuación de d'Alembert) como sigue:

$$\frac{\partial^2 v(x,t)}{\partial t^2} = -L'C' \frac{\partial^2 v(x,t)}{\partial x^2} \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial t^2} = -L'C' \frac{\partial^2 i(x,t)}{\partial x^2} \quad (2.25)$$

La solución general de las ecuaciones (2.26) y (2.27) de onda puede expresarse como una suma (superposición) de una onda viajera  $f$  en sentido hacia delante y  $g$  en sentido hacia atrás:

$$v(x,t) = f(x - ct) + g(x + ct) \quad (2.26)$$

$$i(x,t) = \frac{1}{Z_W} (f(x - ut) - g(x + ut)) \quad (2.27)$$

Donde  $C = \frac{1}{\sqrt{L'C'}}$  es la velocidad de propagación y  $Z_W = \sqrt{\frac{L'}{C'}}$  la impedancia de característica de la línea. En el caso de una línea de transmisión sin pérdidas, las ecuaciones tienen que considerar también las pérdidas por resistencia y por conductancia.

En los terminales de línea, las ondas viajeras resultantes de un cambio repentino de tensión y corriente pueden detectarse como pulsos de alta frecuencia. Los dispositivos de protección o localizadores de fallas utilizan algoritmos específicos para marcar los tiempos de llegada de las ondas viajeras.

A partir de los retardos de los tiempos de llegada medidos, la ubicación de una falla puede calcularse con alta precisión (de hasta 300m, que es aproximadamente un tramo entre torres). Debido a los efectos de dispersión, la forma de las ondas se dispersan cuando viajan a lo largo del medio de una línea eléctrica.

Esto lo tienen que tener en cuenta los dispositivos de protección cuando se marca el tiempo de llegada de las ondas. Cada vez que una onda viajera alcanza una terminal de una línea (o la ubicación de la falla), parte de la onda es transmitida y la otra parte

es reflejada. Al reflejarse, se invierten la polaridad del pulso de la onda viajera, tal como se muestra en la figura 2.24. En el caso de las ondas viajeras de corriente, la polaridad también depende evidentemente de la dirección con la que la onda pasa por el transformador de corriente (TC).

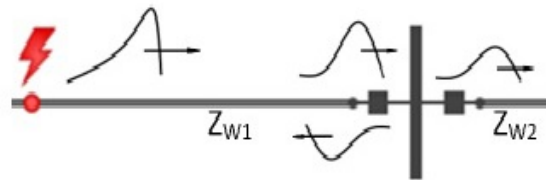


Figura 2.24: Reflexión y refracción de la onda viajera

La propagación de las ondas viajeras, incluyendo las ondas reflejadas, se visualizan comúnmente usando diagramas de Laticce, como se muestra en la figura 2.25. El gradiente de las líneas de propagación es proporcional a la velocidad de propagación de las líneas.

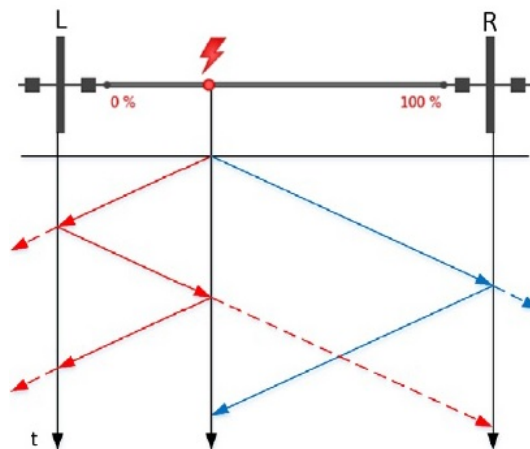


Figura 2.25: Diagrama de Laticce

Cuándo la topología del sistema eléctrico es más compleja (con múltiples buses, líneas adyacentes o líneas paralelas), los algoritmos de los dispositivos discriminan las ondas viajeras reflejadas de los distintos puntos con discontinuidades en la topología.

Es complicado tomar decisiones de forma confiable, incluso los detalles menores de los circuitos causan reflexiones, de modo que unos pocos algoritmos robustos consideran sólo el primer frente de ondas viajeras detectado. En el siguiente caso, mostrado

en la figura 2.26, no es fácil distinguir una onda viajera, desde la ubicación de la falla en la línea protegida de vuelta hasta el extremo local, a partir de una reflexión de una línea antecesora en dirección inversa o de una reflexión desde el extremo remoto de la línea.

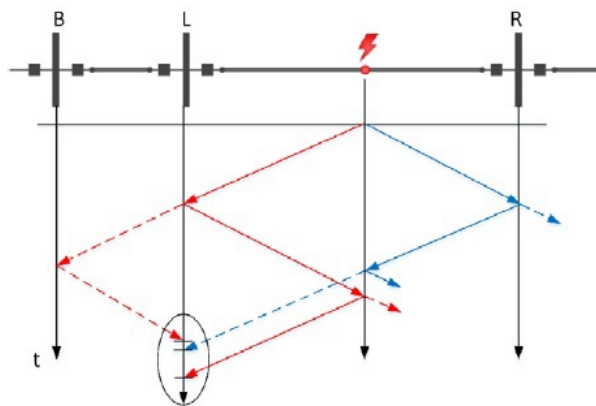


Figura 2.26: Dificultades de la discriminación de las reflexiones de las ondas viajeras

En el caso de los equipos secundarios, es posible la detección de ondas viajeras en las terminales secundarias de los transformadores de corriente (TC) y transformadores de tensión (TT)<sup>1</sup>. El TC común tiene un ancho de banda amplio para permitir la detección confiable de pulsos de ondas viajeras en las entradas de corriente secundaria de los dispositivos.

En el caso de los TT y particularmente en el de los transformadores de tensión capacitivos y con condensador de acoplamiento (CVT y CCVT, por sus siglas en inglés) los picos de ondas viajeras en el secundario son mucho más difíciles de detectar, por lo que algunos principios de los elementos de ondas viajeras se basan en las ondas viajeras de corriente (en el caso de los CVT y CCVT, solo las capacitancias parásitas facilitan una ruta para las altas frecuencias).

Los elementos de protección y localización de fallas basados en ondas viajeras tienen ventajas sobre los elementos basados en fasores. Dado que el cálculo de la localización de fallas se basa en la medición de las diferencias entre tiempos de llegada de los diferentes pulsos de las ondas viajeras, esto permite obtener una alta precisión en la localización de las fallas. Dado que las ondas viajeras se propagan a una velocidad próxima a la de la luz, la información sobre una falla se recibe en los extremos de la

<sup>1</sup>Transformadores de tensión

línea con la mayor rapidez físicamente posible y puede procesarse inmediatamente.

### 2.14.1. Uso de las ondas viajeras para la localización de fallas

La aplicación de las ondas viajeras está establecido y aplicado en múltiples dispositivos en el campo desde hace años, es la aplicación de ondas viajeras para la localización de fallas en las líneas de transmisión. Tanto como dispositivos específicos para la localización de fallas y como una función integrada en los relés de protección, es posible el cálculo más preciso de la ubicación de una falla en comparación con los principios basados en la impedancia.

Los algoritmos para la localización de fallas basadas en la impedancia aparente tienen una precisión limitada debido a los errores de medición de los fasores de tensión y corriente y están influenciados por factores que son difíciles de eliminar, tales como la impedancia de falla (resistencia de arco), las condiciones de alimentación en los extremos local y remoto de la línea, el flujo de carga superpuesto, las condiciones de puesta a tierra y el acoplamiento mutuo con una línea paralela.

### 2.14.2. Localización de fallas entre dos extremos basada en ondas viajeras

La localización de fallas basadas en ondas viajeras se basa en un principio de dos extremos, como se muestra en la figura 2.27, y se ha implementado en varios dispositivos de localización de fallas y protección en el campo.

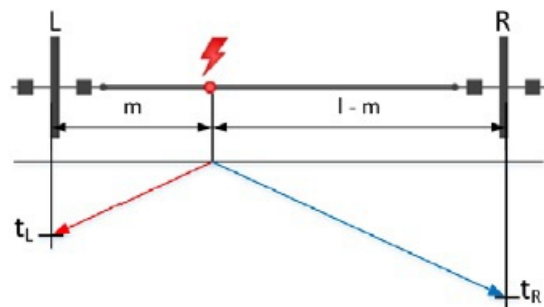


Figura 2.27: Localización de fallas entre dos extremos

Se comparan los tiempos de llegada de las ondas viajeras entre ambos extremos de la línea y se calcula la ubicación de la falla  $m$  de acuerdo con la fórmula (2.28):

$$m = \frac{1}{2}(I + u(t_L - t_R)V) \quad (2.28)$$

Donde  $I$  es la longitud de la línea,  $t_L$  y  $t_R$  son los tiempos de llegada de la onda viajera a los extremos local y remoto respectivamente y  $V$  es la velocidad de propagación. La ubicación calculada depende de los tiempos precisos de la llegada de los frentes de ondas viajeras detectados y de longitud correcta de la línea de transmisión.

Hoy en día, una precisa sincronización de tiempo de los dispositivos de protección o localización de fallas es posible utilizando una referencia horaria basada en el Sistema de Posicionamiento Global (GPS) en ambos extremos o la sincronización en red mediante un reloj maestro, distribuye el tiempo utilizando el protocolo de precisión de tiempo (PTP) IEEE 1588 en una red Ethernet dentro de una subestación.

Para una localización de fallas fuera de la línea, es necesario recopilar las marcas de tiempo de ambos extremos para realizar el cálculo. Los diferentes tiempos de llegadas de las ondas viajeras se pueden alinear en un diagrama de Laticce, ya sea manual o automático con una herramienta software, donde se puede calcular y verificar la ubicación de la falla. El principio puede incluso ampliarse a las líneas de tres terminales o a topologías de múltiples extremos.

Para la localización de fallas en línea, tal como se implementa dentro de los relés de protección, las marcas de tiempo se transmiten al extremo remoto inmediatamente, en la mayoría de los casos utilizando los canales de comunicación ya existentes, por ejemplo, para la protección diferencial de línea en paralelo. En un relé de protección, la información de localización de fallas de las ondas viajeras puede aumentarse con la información adicional de un algoritmo de localización de fallas basado en la impedancia, se pueda emitir una declaración confiable en el registro de fallas o comunicarse al centro de control.

### 2.14.3. Localización de fallas en un solo extremo basada en ondas viajeras

La localización de fallas en un solo extremo basada en ondas viajeras no necesita información del extremo remoto de la línea para calcular la ubicación de las fallas y, por tanto, la localización de fallas en línea incluso funciona sin un canal de comunicación entre dispositivos. La ubicación se calcula en función de los tiempos de llegada de la primera onda viajera y de la primera onda reflejada de vuelta por la falla, como se muestra en la figura 2.28.

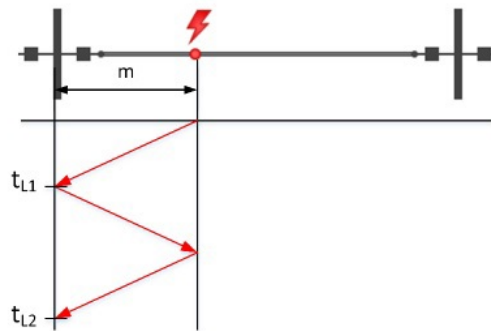


Figura 2.28: Localización de fallas en un solo extremo

La fórmula 2.29 puede usarse para calcular la ubicación de la falla  $m$  :

$$m = \frac{t_{L2} - t_{L1}}{2} v \quad (2.29)$$

Donde  $t_{L1}$  es el tiempo de llegada de la primera onda viajera,  $t_{L2}$  la marca de tiempo de la primera onda reflejada desde la falla y  $v$  la velocidad de propagación. El dispositivo de protección tiene que discriminar la onda reflejada desde la ubicación de la falla a otras reflexiones, por ejemplo, de una línea corta justo detrás de la misma.

Esto puede hacerse en función de una información direccional basada en la polaridad de las ondas viajeras tanto de corriente como de tensión o en información topológica más sofisticada que se obtiene del registro de ondas viajeras durante la energización de la línea. Por otro lado, el cálculo en el método de un solo extremo es independiente de la longitud total exacta de la línea y, por lo tanto, no introduce errores debidos a la variación de la longitud de la línea debido a la flecha (caída) del conductor.

## 2.15. Equipo RPV311-REASON

El equipo RPV311-REASON es un registrador de fallas totalmente digital configurado según los requisitos de la subestación MMT como una arquitectura centralizada. Tiene una alta capacidad de procesamiento, que permite la adquisición de hasta 96 canales analógicos y 384 canales digitales divididos en hasta 12 módulos de adquisición conectados por enlaces de fibra óptica. Además, es capaz de detectar mensajes GOOSE IEC 61850.

La unidad de procesamiento RPV y los módulos de adquisición RA331 o RA332 consisten en una solución distribuida para grabadora digital multifunción. La solución está diseñada para la adquisición, monitoreo y registro de cantidades eléctricas normalmente asociadas con equipos de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica. Es la solución para aplicaciones que requieren flexibilidad, permitiendo la instalación de la unidad de procesamiento RPS en paneles existentes y los módulos de adquisición RA331 o RA332 cerca de la instalación de aplicaciones.

El RPV311 es una unidad de procesamiento multifunción y tiene un sistema de adquisición con convertidores A/D de 16 bits que proporcionan una velocidad de adquisición de 256 puntos por ciclo sincronizados por la señal IRIG-B. Tiene una alta capacidad de procesamiento, que permite la adquisición de hasta 96 canales analógicos y 384 canales digitales divididos en hasta 12 módulos de adquisición conectados por enlaces de fibra óptica. Además, es capaz de detectar mensajes GOOSE IEC 61850.

Permite la comunicación a través de los puertos Ethernet eléctricos y, opcionalmente, tiene una doble conversión interna para interfaces ópticas de Ethernet. El monitoreo y la configuración se realizan a través de una interfaz web y también tiene una interfaz hombre-máquina en el panel frontal para mostrar información. Tiene una interfaz MODBUS para la integración SCADA.

El módulo RA331 permite la adquisición de datos de hasta 8 canales analógicos (voltaje, corriente o transductor DC) y hasta 32 canales digitales. El módulo RA332 permite la adquisición de datos de hasta 16 canales analógicos (voltaje, corriente o transductor DC) y hasta 32 canales digitales. Ambos módulos utilizan convertidores A/D de 16 bits que proporcionan una velocidad de adquisición de 256 puntos por ciclo.

## 2.16. Código de Red

El Código de Red contiene los requerimientos técnicos mínimos necesarios para asegurar el desarrollo eficiente de todos los procesos asociados con el Sistema Eléctrico Nacional: planeación, operación, acceso y uso del SEN. **Su objetivo es establecer, en un proceso abierto y transparente, los criterios técnicos que permitan y promuevan que el SEN sea desarrollado, mantenido, operado, planeado y modernizado en una forma eficiente, coordinada y económica.**

Estos requerimientos técnicos mínimos se fijan de manera que el SEN alcance y mantenga una condición técnica en la que opera sin violar límites operativos y con suficientes márgenes de reserva de modo que se pueda soportar la contingencia sencilla más severa sin violación de límites operativos en post-disturbios. Dicha condición técnica se denomina “condición adecuada de operación”. Los criterios contenidos en este Código de Red se basan en las siguientes premisas:

- El SEN debe ser controlado de tal modo que se maximice el tiempo en que se mantenga dentro de sus límites técnicos definidos en las condiciones normales de operación.
- El SEN debe ser capaz de soportar la contingencia sencilla más severa, sin incumplir las condiciones de suministro establecidas.
- La infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de límites técnicos establecido.
- Un área eléctrica que haya sido aislada del SEN por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrada de manera segura y eficiente.
- La ampliación y la modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, Confiabilidad, Calidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad.
- La interconexión de Centrales Eléctricas debe llevarse a cabo sin que se afecten los niveles de eficiencia, Confiabilidad, Calidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN.
- La conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar los niveles de eficiencia, Confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y Sustentabilidad del SEN.



- En general, debe contribuir a mejorar el desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y Sustentabilidad contenidos en este documento tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnicos, y de la manera más económica. Lo anterior debe realizarse bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio. Asimismo, el Código de Red debe ser entendido como el documento que establece los requerimientos técnicos mínimos que los Integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del SEN<sup>2</sup>, así como la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica.

El Código de Red es de cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica y corresponderá a la CRE su interpretación y vigilancia. El Código de Red está conformado por los Criterios Técnicos Generales del SEN y por las Disposiciones Operativas del SEN. A su vez, las Disposiciones Operativas del SEN contienen Manuales, Procedimientos y Criterios específicos como se muestra en la figura 2.29.

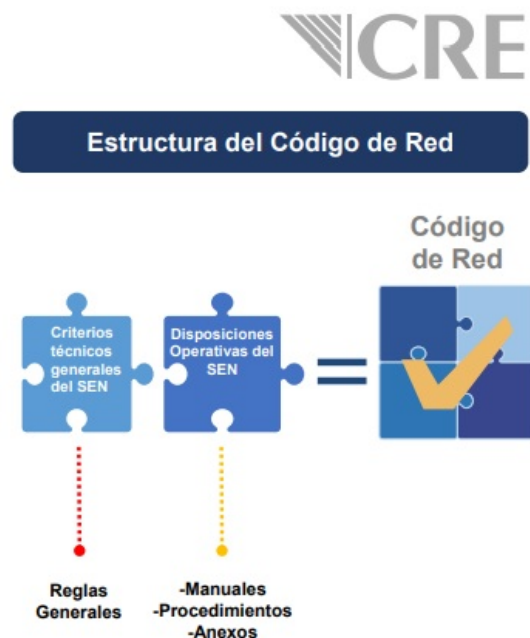


Figura 2.29: Estructura del Código de Red

<sup>2</sup>SEN: Sistema Eléctrico Nacional

### 2.16.1. Criterios técnicos generales del SEN

Los Criterios Técnicos Generales del SEN (Criterios Generales) establecen las disposiciones, reglas y procedimientos de carácter general, que deben cumplir los Integrantes de la Industria Eléctrica para que el SEN alcance y mantenga su condición adecuada de operación. Los Criterios Técnicos Generales tendrán prelación jerárquica dentro del Código de Red. El contenido de los Criterios Generales se detalla en los siguientes capítulos:

- Capítulo 1: Establece los Criterios Generales sobre las condiciones de eficiencia, Confiabilidad, Calidad, Continuidad y Seguridad que son de observancia obligatoria en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD). Lo anterior, observando en todo momento la política establecida por la Secretaría de Energía (Sener)<sup>3</sup>.
- Capítulo 2: Establece los Criterios sobre las condiciones operativas que se deben cumplir para asegurar que el Sistema Eléctrico Nacional mantenga el suministro de energía eléctrica dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga.
- Capítulo 3: Describe los Criterios sobre las características específicas de la infraestructura necesaria para lograr la interconexión de Centrales Generadoras.
- Capítulo 4: Aborda los Criterios relacionados con las características específicas de la infraestructura necesaria para la conexión de Centros de Carga.
- Capítulo 5: fija los Criterios en materia de medición y monitoreo del Sistema Eléctrico Nacional así como las características técnicas de los equipos para registrar las lecturas necesarias para el monitoreo y supervisión que realice el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)<sup>4</sup>.
- Capítulo 6: Establece los Criterios generales para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en la Red Eléctrica que utilizan Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) bajo el principio de Interoperabilidad. También establece los criterios generales para la administración de la Seguridad Informática que minimice la situación de riesgo del SEN ante amenazas informáticas derivadas del aumento en el uso de las TIC.

---

<sup>3</sup>SENER: Secretaría de Energía

<sup>4</sup>CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

- Capítulo 7: Se refiere a los Criterios que se deben considerar con respecto a las condiciones de operación de los sistemas que se encuentren eléctricamente aislados.
- Capítulo 8: Describe los lineamientos aplicables a aquellos sistemas eléctricos que tienen que cumplir con procedimientos y Criterios de carácter específico.

### **2.16.2. Disposiciones operativas del SEN**

Las Disposiciones Operativas del SEN(Disposiciones) establecen las reglas, requerimientos, instrucciones, directrices, procedimientos y criterios de carácter específico, y que deben cumplir los Integrantes de la Industria Eléctrica para que el SEN mantenga el suministro de energía eléctrica dentro de los parámetros convenidos con los Centros de Carga. Las Disposiciones se integran por Manuales y Procedimientos que contendrán los siguientes temas:

- Criterios técnicos de la planeación para la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.
- Requerimientos técnicos para la interconexión de Centrales Eléctricas.
- Requerimientos técnicos para la conexión de los Centros de Carga.
- Coordinación Operativa.
- Definición de los Estados Operativos del SEN.
- Programación de mantenimientos de las RGD que no pertenecen al MEM.
- Control de Tensión.
- Comunicación y coordinación operativa.
- Reducción de la Generación por Confiabilidad.
- Restablecimiento del SEN.
- Despacho de Generación.
- Administración de Licencias.
- Asignación y despacho de Unidades de Central Generadora por Confiabilidad.

Los Criterios Técnicos Generales tienen prelación jerárquica dentro del Código de Red por lo que los documentos de menor jerarquía y que componen las Disposiciones Operativas deben de guardar consistencia con los Criterios Técnicos Generales, como se observa en la 2.30. Asimismo, los Manuales, Procedimientos y Criterios Específicos que integran las Disposiciones estarán asociados a los distintos Capítulos que componen los Criterios Técnicos Generales.

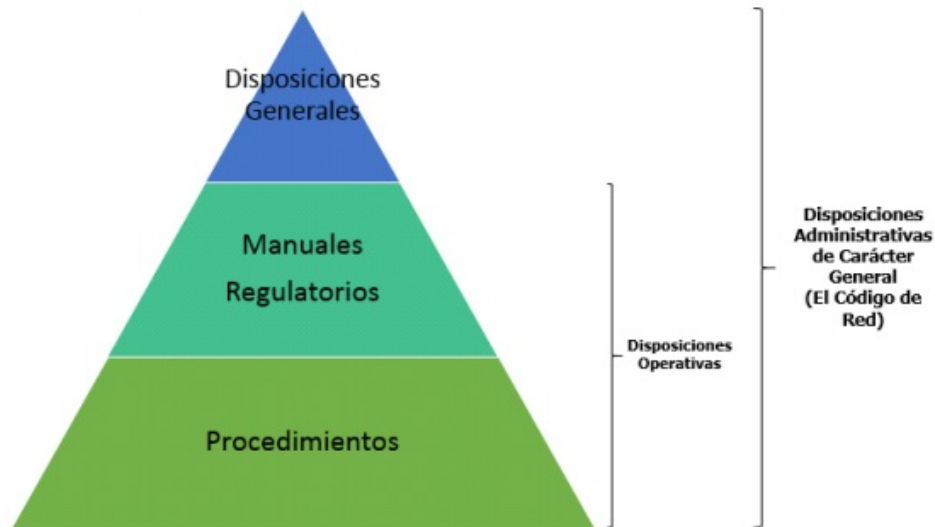


Figura 2.30: Prelación Jerárquica en el Código de Red.

En la figura 2.31 se menciona los requerimientos y en la tabla 2.5 muestra el cumplimiento del código de red.



Figura 2.31: Requerimientos que se aplican al Código de Red

Tabla 2.5: Cumplimiento del Código de Red

Nuevos Centros de Carga	Centros de Carga ya conectados
Deben asegurar el cumplimiento para lograr la conexión al Sistema Eléctrico Nacional.	Deben asegurar el cumplimiento con el Código de Red a partir del 9 de abril de 2019.
El CENACE evalúa que cumplan con los requerimientos del Código de Red, en caso de no cumplir, no se permite la conexión.	Deben diagnosticar el estado actual de sus de sus parámetros eléctricos para identificar si existen requerimientos del Código de Red que no cumplan.
Sus requerimientos serán función del nivel de tensión en el que se conecten y en el tipo de carga (Especial o Convencional).	A partir del diagnóstico del estado actual, deben proponer medidas que promuevan el cumplimiento.

## 2.17. Relevador SEL421

El relevador SEL421 es un relé de protección de líneas de transmisión de alta velocidad equipado para disparo mono tripolar y recierre con verificación de sincronismo, monitoreo del interruptor, protección por falla de interruptor y lógica de protección de líneas con compensación serie. El relé puede realizar mediciones de muchas variables y registros de datos. El relevador SEL421 es considerado un equipo de tipo multifuncional ya que cuenta con los siguientes esquemas de protección:

- Protección de distancia.
- Protección de sobrecorriente direccional.
- Bloqueo por falla fuera de su zona.
- Protección por falla de interruptor.
- Protección por sobrecorriente instantáneo.
- Protección por sobrecorriente con retardo de tiempo.
- Esquema de recierre automático y manual.
- Supervisión de sincronismo.
- Protección de líneas con compensación serie.

### **2.17.1. Diseño de los elementos de distancia**

Considerando que ante eventos de falla, los vectores de tensión cambian drásticamente en su magnitud, dependiendo de las características con las que se presente tal evento. Un caso común son las fallas a tierra, donde la resistencia de tierra es diferente de cero y tal magnitud depende del terreno, así como las condiciones climatológicas.

### **2.17.2. Elementos mho de distancia de tierra**

El SEL421 tiene 5 zonas independientes de mho para protección de distancia a tierra. La protección mho a tierra solo opera para fallas de fase a tierra, al igual que las zonas mho de fase, también se puede ajustar el alcance para cada zona requerida y las zonas 1 y 2 solo pertenecerán a la protección hacia adelante, las zonas 3, 4 y 5 son elementos que pueden ajustarse para el monitoreo de la línea hacia adelante o hacia atrás. Las zonas desde 1 hasta 3, son de alta velocidad de operación, con tiempos típicos menores a 1 ciclo.

### **2.17.3. Elementos direccionales de falla a tierra**

El relevador cuenta con tres elementos para fallas a tierra y dos elementos para fallas entre fases o trifásicas, estos elementos ocupan una sola cantidad de secuencia ya sea negativa o cero para todo tipo de fallas. Los elementos direccionales para fallas a tierra son:

- Corriente de secuencia cero (32I).
- Tensión de secuencia negativa (32Q).
- Tensión de secuencia cero (32V).

### **2.17.4. Detección de polo abierto**

En esta lógica, la detección de uno o tres polos abiertos se hace mediante tensiones y corrientes y a través de los contactos auxiliares del relevador, esta detección no solo

sirve para saber si el interruptor ha operado o se encuentra abierto sino que también puede tener más aplicaciones como inicio de recierres.

### **2.17.5. Esquemas de disparo asistido por comunicaciones**

El esquema de teleprotección disponible en el SEL421, es el disparo transferido permisivo de sobre alcance (POTT), el cual puede ser implementado para usar este relevador como protección principal, como ya se mostró en el fundamento teórico, el problema ocurre cuando el relevador detecta una falla más allá de la zona 1 del relevador local, pero también la falla es vista por el relevador remoto (del otro extremo de la línea) en su zona 1, se observó que los tiempos en la liberación total de la falla son relativamente altos.

### **2.17.6. Lógica de disparo**

Considerando que la función principal del relevador es realizar un disparo ante la presencia de una falla para evitar daños al sistema. El SEL-421 cuenta con 4 formas para efectuar este disparo [22], los cuales se muestran a continuación:

- Disparo por cierre bajo falla (SOTFT).
- Disparo incondicional vía ecuación TR.
- Disparo asistido por comunicación: Monopolar y Tripolar.

La figura 2.32 muestra el diagrama a bloques para tales esquemas de disparo.

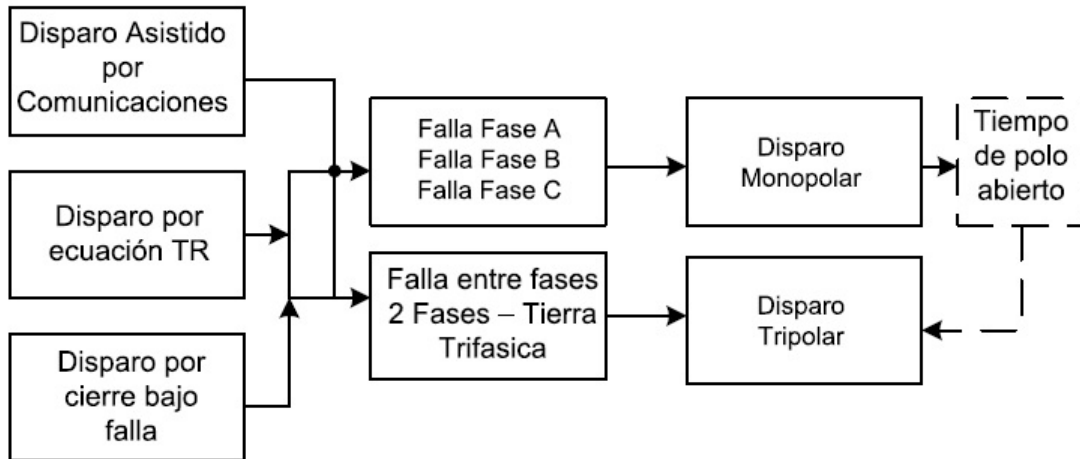


Figura 2.32: Lógica de disparo

### Lógica de disparo por cierre bajo falla

En muchos casos cuando se intenta restablecer el sistema y la falla aún persiste, el relevador dispara nuevamente de forma instantánea a este evento se le conoce como disparo por cierre bajo falla. Analizando únicamente esta condición, se observa que para habilitar el bit de cierre bajo falla (SOTFT), deberán de cumplirse las condiciones para que los bits TRSOTF (Ecuación de condiciones de falla) y SOTFE (Habilitación de la lógica de cierre bajo falla) sean activados.

### Disparo por comunicación

Los esquemas de disparo asistidos por comunicación provén una protección para líneas de transmisión con requisitos fuera de los esquemas de coordinación de las zonas 1, 2 y 3. El relevador puede contener los 5 esquemas siguientes:

- POTT (Disparo permisivo transferido).
- POTT2 (Disparo permisivo transferido, 2 canales de comunicación).
- POTT3 (Disparo permisivo transferido, 3 canales independientes de comunicación).
- DCUB (Desbloqueo por comparación direccional).



- DCB (Bloqueo por comparación direccional).

El esquema de disparo permisivo transferido con sobre alcance (POTT), hace uso de una comunicación por reflejo nombrada como “MIRRORED BITS” para implementar su eficiencia y economía en la coordinación de protecciones. La tecnología de comunicaciones MIRRORED BITS mejora la seguridad y la operación rápida. Si el canal de comunicaciones es confiable y libre de ruidos (por ejemplo el uso de fibra óptica), el POTT provee seguridad y confiabilidad. El POTT puede implementarse con otros canales de comunicación convencionales tales como líneas telefónicas y microondas. El SEL421 ofrece tres esquemas de POTT, el tipo de canal de comunicación determinará que esquema implementar.

- POTT Es aplicado cuando solo se tiene un canal de comunicación.
- POTT2 Es aplicado cuando se tiene dos canales de comunicación, uno para identificación de fallas monofásicas y otro para identificación de fallas entre fases.
- POTT3 es un esquema en el cual se emplea un canal de comunicación para cada fase, cada canal indica un disparo permisivo para una falla monofásica, para una falla entre fases se enviará la señal de disparo con los canales correspondientes a cada fase en el que se presenta la falla.

### **2.17.7. Restablecimiento del disparo**

El bit TULO (Lógica del restablecimiento del disparo) Se encarga de abrir el contacto de salida de disparo para remover la tensión de corriente directa de la bobina de disparo. TULO cuenta con 4 opciones para su ajuste:

- Reestablece el estado del disparo cuando el relevador ha detectado que uno o más polos están abiertos.
- Reestablece el estado del disparo cuando el relevador ha detectado que los contactos (52A) correspondientes de ambos interruptores (52AA1 y 52AA2) están abiertos.
- Reestablece el estado del disparo cuando el relevador ha detectado que las condiciones de las primeras dos opciones son satisfechas.
- No permitirá la operación de esta lógica.

### **2.17.8. Líneas con compensación serie**

Como se sabe la compensación serie en líneas se hace para reducir el efecto de la inductancia en líneas muy largas, sin embargo cuando estos se encuentran en operación, se introducen transitorios de frecuencia no fundamental, la frecuencia natural de oscilación del capacitor y de la inductancia de la línea es típicamente menor a la fundamental y depende del valor del capacitor, esto puede ocasionar problemas al relevador de distancia como son:

- Inversión de tensión.
- Transitorios de alta frecuencia.
- Resonancia de baja frecuencia.

El relevador SEL421 cuenta con una lógica de tensión de polarización que detecta la inversión de tensión, en donde compara el valor presente de tensión de secuencia positiva con el valor medido dos ciclos antes, si el cambio de fase es mayor a 60 grados cambia la constante de tiempo de la memoria.

#### **Transitorios de alta frecuencia**

Debido a que el relevador cuenta con filtros estos rechazan las altas frecuencias, los filtros analógicos rechazan componentes de alta frecuencia y el filtro digital rechaza armónicos, el total de estos dos filtros remueve armónicos y ruido de alta frecuencia.

#### **Transitorios de baja frecuencia**

Se le llama baja frecuencia a la frecuencia por debajo de la nominal, no armónicos que se encuentran dados por la frecuencia natural de la línea, típicamente entre 20 y 40Hz y que causan sobre alcance en los elementos de distancia y afecta la seguridad de los elementos direccionales, la figura 2.33 muestra el efecto de sobre alcance en la línea.

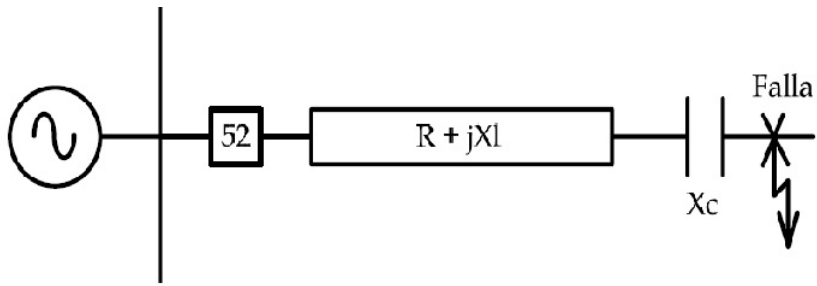


Figura 2.33: Falla en una línea compensada

La impedancia vista desde los relevadores está dada por la siguiente ecuación:

$$Z = R + j(Xl + Xc) \quad (2.30)$$

Debido a esta reducción de la impedancia, en muchos esquemas de protección se debe hacer menos sensible la zona 1 de protección de distancia o deshabilitarse por completo, y debido a que los filtros del relevador solamente bloquean las altas frecuencias y las componentes armónicas, las frecuencias menores a la fundamental pueden causar inexactitud por un fenómeno conocido como resonancia subsíncrona.

# Capítulo 3

## Desarrollo del proyecto

### 3.1. Registrador de fallas REASON

Para dar respuesta al objetivo general y a los objetivos específicos, se explica cada uno de ellos para dar cumplimiento a la solución del problema.

El desarrollo de nuevas tecnologías ha permitido obtener mejores equipos de registradores de fallas y protección para sistemas eléctricos de potencia. Actualmente los relevadores son de suma importancia para mantener un servicio de energía eléctrica constante y de calidad, la aparición de los relevadores microprocesados ha permitido que un solo equipo tenga la capacidad de desarrollar diversas funciones como son la protección, medición y control.

Visto anteriormente, las líneas de transmisión se clasifican en cortas, medias y largas; analizando en este proyecto, la línea A3030 de la S.E Chicoasen a la S.E. Angostura abarca líneas cortas y medias por el tipo de terreno en que se encuentra las estructuras de torres. La implementación del equipo REASON en la central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres fue implementado en el año 2011 por los ingenieros de protección que operaban en ese año, con una única función; Monitorear, localizar, analizar y restablecer las líneas de transmisión cuando ocurre una falla. Aquí se analiza la línea A3030 MMT-ANG, con la ayuda del departamento de control y protecciones, pudimos obtener las siguientes figuras y tablas.

En la figura 3.1 se muestra primeramente el diagrama unifilar de la S.E. Manuel

Moreno Torres de 400 kV, con el apoyo del departamento de control. De igual manera se observa en la figura 3.2 donde se encuentra en el tablero Dúplex que controla las cuchillas de la línea de transmisión A3030 MMT-ANG.

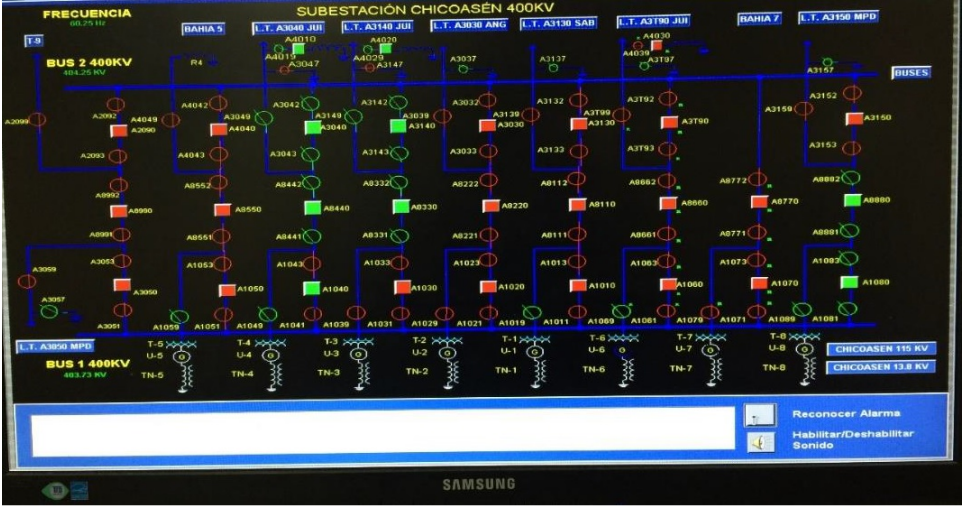


Figura 3.1: Diagrama unifilar S.E. MMT

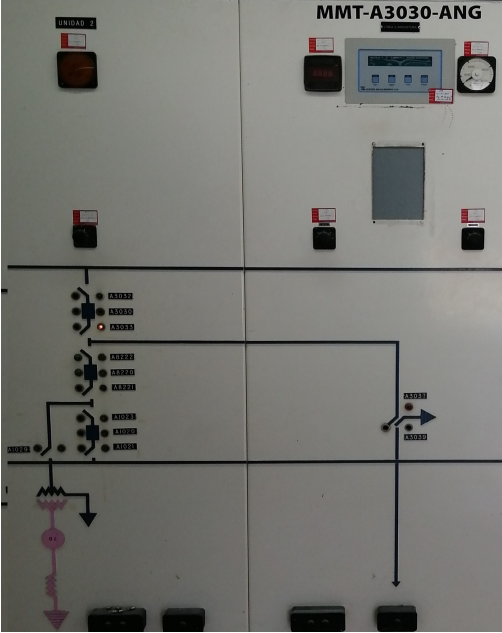


Figura 3.2: Tablero Dúplex

En la figura 3.3 se muestra el registrador de fallas REASON conectado a la línea de transmisión A3030 que va de la S.E. Chicoasen a la S.E. Angostura.



Figura 3.3: Registrador de fallas REASON

En la figura 3.4 se muestra el REASON con el cableado de corrientes y voltajes que también va conectado al relé de protección SEL 521, que es la protección de esta línea analizada.

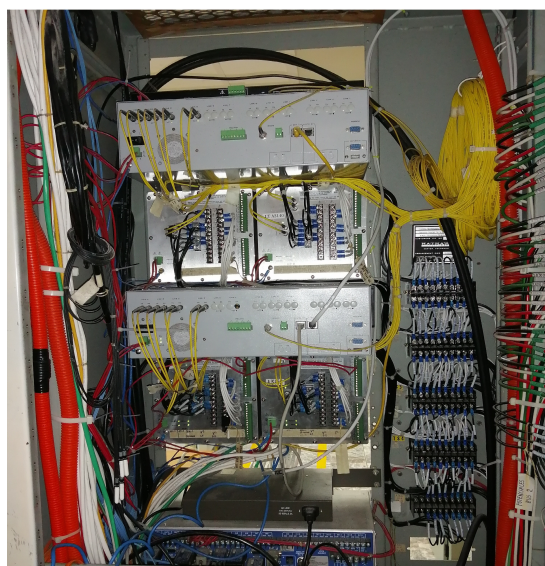


Figura 3.4: Tablero de Conexiones REASON

El equipo REASON es un registrador de fallas totalmente digital configurado según los requisitos de la subestación MMT como una arquitectura centralizada. Puede supervisar hasta 96 canales Analógicos y 384 Digitales en su configuración más grande. Se conectan las unidades de adquisición remotas a la Unidad del Mando por medio

de fibras ópticas y cobre que proporcionan la inmunidad más alta a la interferencia externa.

En la figura 3.5 se muestra el monitoreo de fallas del equipo REASON. Este monitoreo puede registrar todas las fallas establecidas en el SEN, para después ser analizadas por especialistas de protecciones.

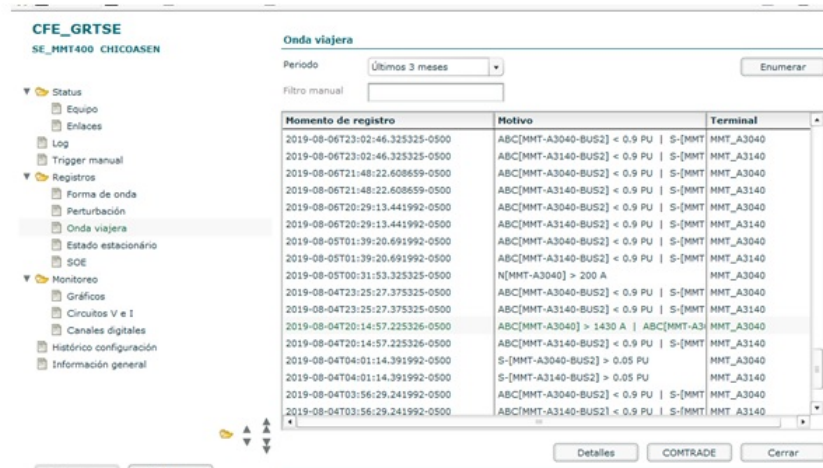


Figura 3.5: Monitoreo de fallas con el equipo REASON

Los datos de los transformadores de instrumento para la línea A3030 MMT-ANG son mostrados en la tabla 3.1

Tabla 3.1: Datos de la RTC

	MMT	ANG
TC	2000/5	2000/5
TP	3500/1	3500/1

Los datos de la impedancia de la línea de transmisión dados en p.u. en base de 300 MW que es la capacidad de generación del generador 4 se muestran en la tabla 3.2, datos obtenidos con la ayuda con el programa AcSElerator Analytic Assistant, que es dado por el SEL421 que protege la línea :

Tabla 3.2: Impedancia de la línea de transmisión

	LTA3030 MMT-ANG
Impedancia de secuencia cero ( $Z_0$ )	0.149026 + j 0.550403
Impedancia de secuencia positiva ( $Z_1$ )	0.013586 + j 0.173013

- Subestación Eléctrica: Manuel Moreno Torres
- Línea de Transmisión: MMT-A3030-ANG
- Longitud de Línea: 73.45 Km

La figura 3.6 muestra los ajustes de los parámetros en la configuración de la línea como son los siguientes:

**Line Configuration**

CTRW Current Transformer Ratio - Input W  
 Range = 1 to 50000

CTRX Current Transformer Ratio - Input X  
 Range = 1 to 50000

PTRY Potential Transformer Ratio - Input Y  
 Range = 1.0 to 10000.0

VNOMY PT Nominal Voltage (L-L) - Input Y (V,sec)  
 Range = 60 to 300

PTRZ Potential Transformer Ratio - Input Z  
 Range = 1.0 to 10000.0

VNOMZ PT Nominal Voltage (L-L) - Input Z (V,sec)  
 Range = 60 to 300

Z1MAG Positive-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)  
 Range = 0.05 to 255.00

Z1ANG Positive-Sequence Line Impedance Angle (deg)  
 Range = 5.00 to 90.00

Z0MAG Zero-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)  
 Range = 0.05 to 255.00

Z0ANG Zero-Sequence Line Impedance Angle (deg)  
 Range = 5.00 to 90.00

EFLOC Fault Location  
 Select: Y, N

LL Line Length  
 Range = 0.10 to 999.00

Figura 3.6: Configuración de la línea

“CTRW”, es el ajuste de la relación de transformación de transformadores de corriente a utilizar, en este caso se selecciona a partir un estudio de corto circuito, los transformadores de instrumento a utilizar son de 2000:5 para transformador de corriente y 3500:1 para transformador de potencial. Estos valores se determinan mediante la capacidad de carga máxima del conductor de 400 kV que es de 1000 MVA. Donde la corriente máxima de carga es:



$$I_{cargamax} = 1.4 \left( \frac{MVA}{\sqrt{3} \cdot Kv} \right) \quad (3.1)$$

Sustituyendo:

$$I_{cargamax} = 1.4 \left( \frac{1000 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} (400 \times 10^3 V)} \right) = 2020.7259A \quad (3.2)$$

Por lo tanto, el TC se selecciona de 2000: 5, ya que la relación se escoge al valor próximo, para el caso del Transformador de potencial, normalmente en su secundario mantienen 69.3V de línea a neutro, o 120V de línea a línea, por lo tanto, si se tiene una tensión en el sistema de 400kV se obtiene

$$\partial_{TP} = \frac{400 \times 10^3}{120} = 3333.333A \quad (3.3)$$

Con base al valor obtenido se selecciona la relación inmediata superior, en este caso 3500. Por lo tanto la pestaña “CTRW” se ajusta de la siguiente manera. “CTRX” en este parámetro, se conectan los transformadores de corriente auxiliares u otro juego de transformadores, que en esta evaluación no serán utilizados. “PTRY”. Es el ajuste de la relación de transformación de los transformadores de potencial, que se conectan en las terminales “VY” en la parte trasera del relevador.

$$\partial_{TP} = \frac{2000}{5} = 400A \quad (3.4)$$

“VNOMY”. Este parámetro, es la tensión nominal en las terminales del TP en la terminal “Y” de línea a línea. Los transformadores de potencial generalmente en su lado secundario tienen una tensión de 69.3V de línea a neutro y 120V de línea a línea, por lo tanto el ajuste será de 120. “PTRZ” y “VNOMZ” son los respectivos valores de relación de transformación y tensión secundaria del transformador de potencial en las terminales “Z” de la parte trasera del relevador, en estas terminales se puede conectar otro juego de transformadores de potencial, generalmente auxiliar o para otro fin específico. En este momento no se utilizarán y se puede ignorar su ajuste.

Los parámetros de la línea de transmisión se deben modificar de tal manera que el relevador esté ajustado para proteger la línea de interés, como lo indica y necesita, a continuación se muestra el procedimiento para que el relevador pueda detectar las fallas a partir de la impedancia en donde hay que calcular los datos en p.u. en datos

reales, y estos datos, adecuarlos a impedancia para el relevador.

$$Z_B = \frac{(V_B)^2}{P_B} \quad (3.5)$$

Donde:

- $Z_B$  = Impedancia base.
- $V_B$  = Voltaje base.
- $P_B$  = Potencia base.

$$Z_B = \frac{(400 \times 10^3 \text{ V})^2}{300 \times 10^6 \text{ W}} \rightarrow 533.3333 \Omega \quad (3.6)$$

Conversión de  $Z_0$  y  $Z_1$  de polar a rectangular para la multiplicación de números complejos:

$$Z_0 = \sqrt{(0.149026)^2 + (0.550403)^2} \rightarrow \sqrt{325.15221 \times 10^{-3}} \quad (3.7)$$

$$Z_0 = 0.570221 \quad (3.8)$$

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{0.550403}{0.149026}\right) \rightarrow \theta = 74.8499 \quad (3.9)$$

$$Z_0 = 0.580221 \angle 74.8499 \Omega \quad (3.10)$$

$$Z_1 = \sqrt{(0.013586)^2 + (0.173013)^2} \rightarrow \sqrt{30.11807 \times 10^{-3}} \quad (3.11)$$

$$Z_1 = 0.173545 \quad (3.12)$$

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{0.173013}{0.013586}\right) \rightarrow \theta = 85.51 \quad (3.13)$$

$$Z_1 = 0.173545 \angle 85.51 \Omega \quad (3.14)$$

Se prosigue para la conversión de las impedancias de lado primario de los transformadores de instrumentos dados en p.u. a cantidades reales:

$$Z_{0R} = (0.570221 \angle 74.8499)(533.33) = Z_{0R} \rightarrow 304.116 \angle 75.85 \Omega \quad (3.15)$$

$$Z_{1R} = (0.173545 \angle 85.51)(533.33) = Z_{1R} \rightarrow 92.55 \angle 85.51 \Omega \quad (3.16)$$

Como el valor de estas impedancias están referidas al lado primario de los transformadores de instrumento, hay que obtener su valor para el lado secundario.

$$F.C. = \frac{RTC}{RTP} \quad (3.17)$$

Donde:

- F.C = Factor de Conversión.
- RTC = Relación de transformación de corriente.
- RTP = Relación de transformación de potencial.

$$F.C. = \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{3000}{1}} \quad (3.18)$$

$$Z_{0S} = Z_0 * F.C = (304.116 \angle 74.85)(0.1142) \rightarrow Z_{0S} = 34.73 \angle 74.85 \Omega \quad (3.19)$$

$$Z_{1S} = Z_0 * F.C = (92.5569 \angle 85.51)(0.1142) \rightarrow Z_{1S} = 10.57 \angle 85.51 \Omega \quad (3.20)$$

“Z0MAG Pos.-Seq” Magnitud de la impedancia de secuencia positiva, este valor de acuerdo a los cálculos anteriores, será:

$$Z_{0S} = 34.73 \quad (3.21)$$

“Z0ANG” Pos.-Seq”. Ángulo de la impedancia de secuencia positiva, este valor de acuerdo a los cálculos anteriores será:

$$Z_{0S} = \angle 74.85 \quad (3.22)$$

“Z1MAG Pos.-Seq” será.

$$Z_{1S} = 10.57 \quad (3.23)$$

“Z1ANG” Pos.-Seq” será.

$$Z_{1S} = \angle 85.51 \quad (3.24)$$

“EFLOC Fault Location.” Localización de la falla. En esta parte se habilita la lógica de detección de localización de la falla: “Y”. Habilita la detección de la localización de la falla. “N”. Deshabilita la detección de la localización de la falla. “LL Line Length” Longitud de la línea. Esta parte es muy importante ya que aquí se especifica la longitud que tiene la línea, ya sea en millas o en kilómetros, tomando en cuenta que la localización de la falla será dada en las mismas unidades de longitud.

Con los datos obtenidos gracias al apoyo del departamento de protecciones, se recauda las impedancias de esta línea para su análisis durante una falla presentada en la línea A3030. De esta manera, los operadores de protección pueden determinar el motivo de la falla, para la pronto restauración. Así damos respuesta al objetivo específico, el análisis de impedancia en esta línea, tomando en cuenta los valores reales dados en secuencia positiva y negativa.

## 3.2. Restablecimiento con ayuda del equipo REASON

El equipo REASON únicamente es para la localización, monitoreo y análisis de fallas en la línea A3030 MMT-ANG se basa en las ondas viajeras. En la figura 3.7 se ve reflejada las ondas de corrientes con ondas viajeras ya analizadas después de que ocurre una falla en la línea.

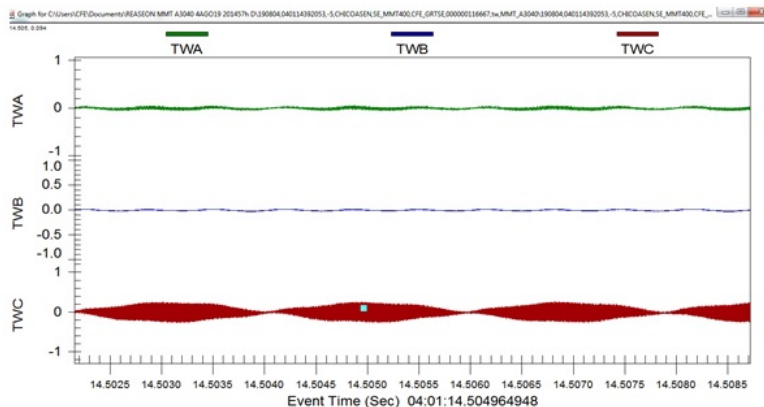


Figura 3.7: Simulación onda viajera en equipo REASON

Se muestra en la figura 3.8 la gráfica fasorial simulada del registrador REASON de corrientes y voltajes correspondientes a la línea A3030, con los 120° de desfaseamiento de cada fase, en la tabla 3.3 tenemos el comportamiento de voltajes y corrientes de la línea simulada.

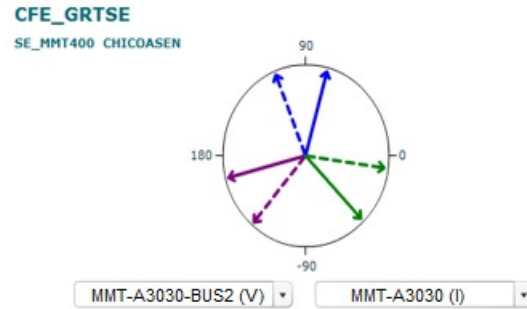


Figura 3.8: Voltajes y Corrientes equipo REASON

Tabla 3.3: Voltajes y Corrientes

Fasor	VA	231.98 kV	-165.27°	IA	63.24 A	-130.47°
	VB	233.33 kV	74.39°	IB	83.03 A	111.98°
	VC	232.42 kV	-45.87°	IC	66.27 A	-8.17°
	VN	7.82 kV	-68.0°	IN	19.66 A	109.92°
RMS	VA	231.97 kV		IA	63.50 A	
	VB	233.33 kV		IB	83.18 A	
	VC	232.42 kV		IC	66.54 A	
	VN	7.82 kV		IN	19.91 A	
THD	VA	0.60%		IA	0.0%	
	VB	0.61%		IB	0.0%	
	VC	0.67%		IC	0.0%	
Desequilibrio		0.47%			0.0%	
Frecuencia		60.01 Hz			60.01 Hz	

El registrador de fallas REASON es de gran ayuda para los ingenieros de protección, con las ondas viajeras, les ayuda a determinar con más rapidez donde se localiza la falla en la línea de transmisión y también para el análisis de voltajes y corrientes dadas por la falla. Una vez analizado donde fue la falla, el encargado de protecciones con ayuda de un relé, en este caso la línea A3030 tiene un SEL421, el cual determina las características del tipo de falla ocurrida, la duración de la falla, el tiempo de operación

de la protección, el tiempo de liberación de la falla y el tiempo de operación de recierre de la línea.

En dado caso que el tiempo de operación de recierre no restablezca la línea, se hace otro intento de recierre, dependiendo en la zona que este la falla, esto se puede hacer con la subestación que se encuentre más cerca de la falla, con el relé de protección, en este caso el SEL21 visto anteriormente.

Si el segundo intento de operación del recierre de la línea no restablece la línea, el encargado de protecciones se comunica con el encargado de Líneas, sabedor de donde ocurrió la falla, le da más-menos 20% de localización de la falla. Un ejemplo, si la falla ocurrió en el Km 63, el encargado de protecciones le comunica que la falla fue dentro de los kilómetros 55 y 75.

El encargado de línea tiene que recorrer y verificar que provocó la falla para el pronto restablecimiento de la misma, con la ayuda del registrador de fallas REASON puede determinar con mayor rapidez donde se localiza la falla.

### **3.3. Ventajas del equipo REASON**

El uso de este equipo es de gran ayuda a los operadores encargados del monitoreo, localización y análisis de fallas en líneas de transmisión. Las ondas viajeras son un método más preciso para detectar fallas en el sistema eléctrico de potencia.

En la figura 3.9 se muestra los voltajes y las corrientes con el relevador SEL421, con la ayuda de la aplicación AcSELerator Analytic Assistant, es la protección empleada para esta línea.

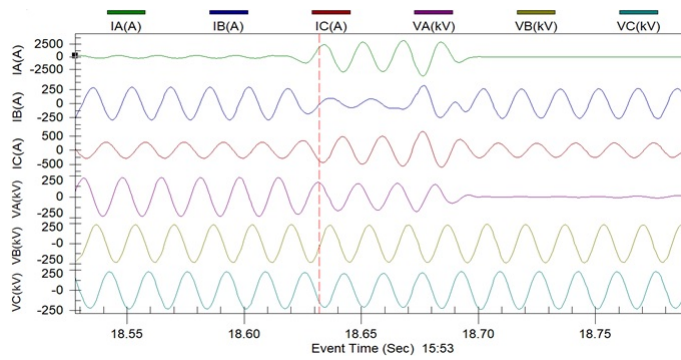


Figura 3.9: Registrador de fallas SEL421

En comparación con otros equipos de análisis de fallas, el equipo REASON a través de las ondas viajeras maneja el tiempo más corto en milisegundos, el análisis de una falla es mucho más rápido y preciso a comparación del relevador SEL421, que primero tiene que analizar las impedancias dadas en la falla, para así poder detectar en dónde se originó la falla, teniendo un 20% de error, al equipo REASON tiene un margen de error del 10%.

Haciendo un comparativo que se muestra en la figura 3.10, se aprecia que el relevador SEL421 maneja tiempos más largos para determinar el tiempo de falla, a lo contrario del REASON maneja menos tiempo dados en milisegundos y el tiempo más preciso cuando ocurrió la falla.

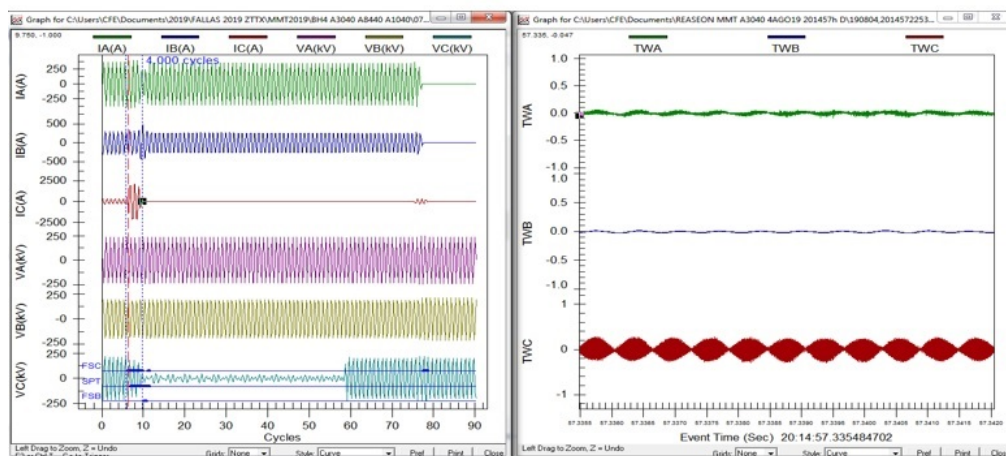


Figura 3.10: Comparativo del equipo SEL421 y REASON

Las corrientes y voltajes que llegan tanto en el equipo REASON como en el relé de protecciones SEL421 son las mismas, el primer equipo maneja más extensiones en

entradas y salidas de líneas de transmisión para su localización y análisis de las fallas ocurridas. La experiencia ganada que tienen los operadores encargados cuando ocurre una falla ha permitido expandir la red con soluciones tecnológicas para monitoreo, localización, análisis y protección de las fallas en el sistema eléctrico de potencia. Mediante el uso de equipos como REASON , BEN5000 y los relés de protección digitales modernos como SEL421 sirven para el análisis de tensiones y voltajes medidos durante una falla.

Para implementar un relé de protección confiable basado en elementos de ondas viajeras, generalmente elementos adicionales funcionan en paralelo y la decisión de disparo se refuerza con información de todos estos otros elementos. Los elementos de relé basados en cantidades incrementales son una buena opción para utilizarlos junto con los elementos de ondas viajeras, ya que también funcionan en el dominio del tiempo y pueden proporcionar información sobre fallas muy rápidamente.

Los esquemas de protección de extremo a extremo y los esquemas de diferencial de línea pueden enriquecer aún más la información rápida de las ondas viajeras para una decisión de disparo confiable utilizando canales de comunicación rápidos entre los dos dispositivos de protección.

Las pruebas de protección descritas como una posible solución para los elementos basados en ondas viajeras se desarrollarán aún más hasta convertirse en una solución integrada aplicable a cualquier relé nuevo basado en cualesquiera elementos de dominio del tiempo en el campo. Con la posibilidad de estimular múltiples elementos de relé, que trabajan juntos en los relés, en paralelo con cantidades inyectadas lo suficientemente precisas para verificar que los algoritmos funcionan como se espera y que el relé está configurado correctamente, la puesta en servicio y las pruebas serán posibles para el ingeniero de protección de una manera práctica y segura para el análisis de una falla en una línea de transmisión.

### **3.4. Resultados**

La línea analizada en este proyecto es la A3030 que va de la S.E. Chicoasen a la S.E. Angostura que se muestra en la figura 3.12 vista en anexos, se observa todos los componentes que conforman esta línea de transmisión. Sabiendo todo el proceso del cual conforma un Sistema Eléctrico de Potencia, donde tiene la finalidad de transmitir la energía que requiere el cliente, por tal razón, es de suma importancia mantener la



continuidad del servicio y proteger a la línea de transmisión contra diversas fallas que puedan presentarse. Se presenta un equipo que ayuda al monitoreo, análisis y localización de fallas en líneas de transmisión.

El equipo REASON demuestra ser de gran ayuda para los ingenieros encargados de restablecer las fallas en el SEP. Estableciendo los requerimientos que pide y son necesarios en las fallas, el equipo cumple con su función, la pronta localización de una falla en el sistema eléctrico es de gran importancia durante un restablecimiento, el análisis también es pronta para lograr un establecimiento en la línea monitoreada. En general, el equipo es de gran uso en ésta central donde ha remplazado otros equipos que determinan fallas a través del cálculo de impedancia.

# Conclusiones y Recomendaciones

## Conclusiones

Las protecciones por medio de uso de relevadores microprocesados, tienen una gran ventaja sobre los relevadores electromagnéticos y electromecánicos, además de contar con funciones adicionales como pueden ser, medición, cálculo y localización de falla, opciones de control sobre el sistema, esquemas de teleprotección por medio de comunicaciones, programación lógica a través de software y tienen una alta velocidad de disparo.

Al utilizar éstos dispositivos, se garantiza la calidad de energía, la continuidad del servicio y, la protección de los equipos elementales de las subestaciones contra fallas y representan un alto costo para la empresa.

Las pruebas y la puesta en servicio de elementos de ondas viajeras en los dispositivos modernos de localización de fallas y de protección, no son posibles con los equipos de prueba de protección convencionales. El uso de una solución con la superposición de pulsos de ondas viajeras temporizadas con precisión en la inyección de tensión/corriente de ancho de banda inferior, permite una prueba integrada del dispositivo sometido a prueba que incluye todos los elementos del relé simultáneamente y sin necesidad de una conexión especial o ajustes para la prueba en el relé.

Una configuración que utiliza varios equipos de prueba sincronizados en el tiempo permite realizar una prueba distribuida de todos los esquemas de dispositivos, lo cual es obligatorio, ya que el principio de la mayoría de los elementos de ondas viajeras en los esquemas de protección de línea se basa en la información de ambos extremos utilizando un canal de comunicación de alta velocidad.

Las ondas viajeras y otros elementos del dominio del tiempo abren la posibilidad de nuevos relés de protección que puedan funcionar mucho más rápido que cualquier dispositivo basado en fasores. Para probar y poner en servicio dichos dispositivos se necesitarán nuevos equipos de prueba que utilicen estos nuevos métodos para pruebas integradas.

## **Recomendaciones**

Se recomienda la utilización de equipos de alta tecnología como es el REASON, entre otros, para localizar con mayor precisión el tipo de fallas en las líneas de transmisión, para el análisis y el pronto restablecimiento en el Sistema Interconectado Nacional.

Es importante que el personal ascrito al departamento de protecciones, esten capacitados para manejo de los equipos de nueva generación que se utilizan en el Sistema Eléctrico.

# Anexos

Figura real de los voltajes y corrientes del equipo SEL421

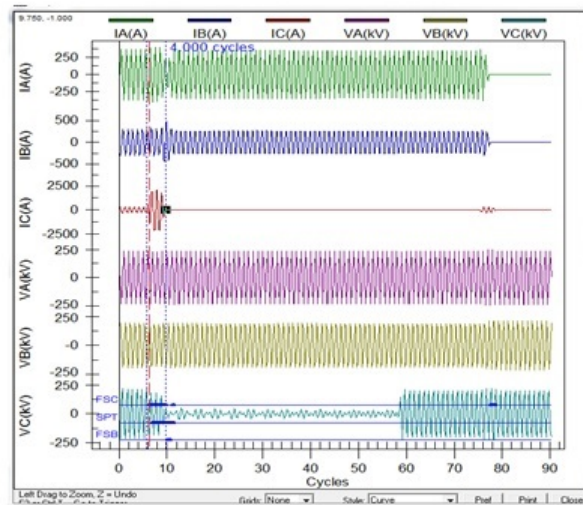


Figura 3.11: SEL421

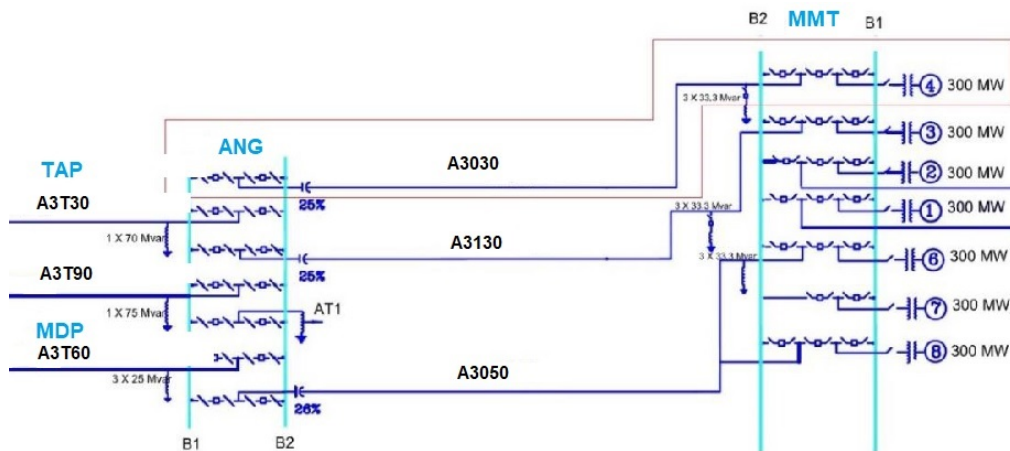


Figura 3.12: Diagrama de la Línea MMT-ANG

Tabla 3.4: Relés de protecciones

ANSI	Descripción
1	Elemento maestro
2	Relevador de arranque o cierre, con retardo
3	Relevador de comprobación o de bloqueo condicionado
4	Contactador maestro
5	Dispositivo de paro
6	Interruptor de arranque
7	Interruptor de ánodo
8	Interruptor del circuito de control
9	Dispositivo de inversor
10	Selector de secuencia de unidades
11	Reservado para aplicación futura
12	Dispositivo de sobre velocidad
13	Dispositivo de velocidad sincrónica
14	Dispositivo de baja velocidad
15	Dispositivo para comparar y conservar velocidad o frecuencia
16	Reservado para aplicación futura
17	Dispositivo de descarga
18	Dispositivo acelerador o desacelerador
19	Contacto o relevador de transición de arranque a marcha
20	Válvula operada eléctricamente
21	Relevador de distancia
22	Interruptor igualador
23	Dispositivo regulador de temperatura
24	Relevador Volts/Hertz
25	Dispositivo de sincronización o de verificación de sincronismo
26	Dispositivo térmico de aparatos
27	Relevador de bajo voltaje
28	Detector de flama
29	Contactador de desconexión
30	Relevador indicador o alarma visual
31	Dispositivo para excitación independiente

Tabla 3.5: Relés de protecciones

ANSI	Descripción
32	Relevador direccional de potencia, (potencia inversa)
33	Conmutador de posición
34	Dispositivo de secuencia accionado por motor
35	Dispositivo para operar escobillas o para poner en cortocircuito anillos colectores
36	Dispositivo de polaridad
37	Relevador de baja corriente o baja potencia
38	Dispositivo de protección de chumacera
39	Reservado para aplicación futura
40	Relevador del campo de excitación
41	Interruptor del campo de excitación
42	Interruptor de marcha normal
43	Dispositivo manual de transferencia o selector
44	Relevador de secuencia de arranque de una unidad
45	Reservado para una aplicación futura
46	Relevador de corriente para secuencia negativa o desequilibrio de fases
47	Relevador de voltaje de secuencia de fases
48	Relevador de secuencia incompleta
49	Relevador térmico de máquinas o transformadores
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente
51	Relevador de sobrecorriente alterna con retardo de tiempo
52	Interruptor de potencia de corriente alterna
53	Relevador excitador o de generador de corriente directa
54	Interruptor de alta velocidad para corriente directa
55	Relevador de factor de potencia
56	Relevador de aplicación de campo
57	Dispositivo para poner en cortocircuito o a tierra
58	Relevador de falla de encendido de rectificador
59	Relevador de sobrevoltaje
60	Relevador de equilibrio de voltajes
61	Relevador de equilibrio de corrientes
62	Relevador de paro o apertura, con retardo
63	Relevador de presión o flujo de líquidos o gases

ANSI	Descripción
64	Relevador para protección a tierra de un equipo
65	Regulador de velocidad
66	Dispositivo contador o espaciador de operaciones para ajuste de posición
67	Relevador direccional de sobrecorriente alterna
68	Relevador de bloqueo de disparo o recierre
69	Dispositivo de control permisivo
70	Reóstato accionado mecánicamente
71	Conmutador de nivel
72	Interruptor de corriente directa
73	Contactador de resistencia de carga
74	Relevador de alarma
75	Mecanismo de cambio de posición
76	Relevador de sobrecorriente de corriente directa
77	Transmisor de pulsos
78	Relevador que mide el ángulo de fase entre corrientes o entre voltajes
79	Relevador de recierre de corriente alterna
80	Conmutador de flujo
81	Relevador de frecuencia
82	Relevador de recierre de corriente directa
83	Relevador automático de control selectivo o de transferencia
84	Mecanismo de operación
85	Relevador receptor de un sistema de ondas portadoras o de hilo piloto
86	Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual
87	Relevador de protección diferencial
88	Motor o grupo motor –generador auxiliar-
89	Cuchillas operadas eléctricamente
90	Dispositivos de regulación
91	Relevador direccional de voltaje y de potencia
92	Relevador direccional de voltaje
93	Contactador cambiador de campo
94	Relevador de disparo libre
95-99	Uso unico para aplicaciones especificas

# Bibliografía

- [1] A.G. Phadke and M.A. Xavier; (1993)“*Limits to fault location accuracy*”, Texas, April 14-16.
- [2] Altuve Ferrer H; (1994),“*Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*”, CENACE C.F.E. Ia Edición.
- [3] C. W. A.R. Van; (1968)“*Protective relays*”.
- [4] EPRI; (2009),“*Power System Dynamics*”, California, USA :July.
- [5] E. R. M.M Saha, J. Izykowski; (2010),“*Fault Location on Power Networks*”, London: Springer.
- [6] G. R. Liang, Wang Fei; (2016),“*A general fault location method in complex power grid based on wire-area traveling wave data acquisition*”, Electrical Power and Energy Systems, vol. 1, pp. 213-218.
- [7] Henríquez Harper, Gilberto; (2005),“*Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*”, Limusa. México.
- [8] J.Kohlas; (1973),“*Estimation of Fault Locations on Power Lines*”, Proc. of the 3rd IFAC Symposium Hague/Delft, Netherlands, pp. 393–402.
- [9] M. Bo, Z.Q. and Weller, G. and Redfern; (1999),“*Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high frequency transient voltage signals*”, Generation, Transmission and Distribution, Proceedings, vol. 146, no. 1, pp. 73–79.
- [10] M. Farshad, S. Member, and J. Sadeh; (2012),“*Accurate Single-Phase Fault-Location Method for Transmission Lines Based on K-Nearest Neighbor Algorithm Using One-End Voltage*”, vol. 27, no. 4, pp. 2360–2367.
- [11] T. Takagi and M. Yamaura; (1982),“*Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data*”, vol. 75, no. 8, pp. 2892–2898.



[12] T.-d. L.; (2015) Protection“*SEL-T400L*”.

[13] W. E. D. Novosel, A.G. Phadke; (1993),“*Improvements in Fault Location Estimate*”,  
Texas, April 14-16.

# Fuentes de información digitales

- [1] Adibi; (2000),“*Power System Restoration Methodologies*”, IEEE. págs. 31-36. Consultado Agosto 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [2] A. Magnago, F.H. and Abur; (1999),“*A new fault location technique for radial distribution systems based on high frequency signals*”, Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE, vol. 1, pp. 426–431. Consultado Agosto 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [3] D. N. Voropai, N. I. y Efimov; (2008), “*Analysis of blackout development mechanisms in electric power systems*”, In IEEE Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, May 2005. Jul. pp. 1-7. Consultado Agosto 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [4] D. X. y. Z. B. F. Su Qianli: ( 2002),“*New approach of fault detection and fault phase selection based on initial current traveling waves*”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, IL, USA, pp. 393-397. Consultado Septiembre 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [5] EL-Hawary, Mohamed E; (2013),“*PHandbook of Electrical Power System Dynamics*”, IEEE. Consultado Octubre 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [6] Feltes, J. y Grande-Moran (2014),“*A Brief Overview of Restoration Issues*”, Power and Energy Magazine, IEEE. pp.34,43. Consultado Octubre 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [7] G. D. Eriksson, Leif and Saha, M.M. and Rockefeller; (1985),“*An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote-End Infeed*”, Power Engineering Review, IEEE, vol. PER-5, no. 2, pp. 44–44. Consultado Octubre 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [8] Gers Juan y Holmes Edward; (2004),“*Protection of Electricity Distribution Networks*”, IEEE Power and Energy Series, Londres. Consultado Octubre 2019 en <https://www.ieee.org/>.

- [9] IEEE; (2014),“*Power and Energy Magazine*”, Feb. Consultado Octubre 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [10] I.E.E.E.; (1975),“*Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial And Commercial Power Systems*”, I.E.E.E. Ia Edición. Consultado Agosto 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [11] J. M. M. Herman W. Dommel; (1978),“*High Speed Relaying Using Traveling Wave Transient Analysis*”, IEEE PES Summer Meeting, January 29-February 3, vol. A78, pp. 214–9. Consultado Septiembre 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [12] M. S. F. Namdari; (2017),“*High-speed protection scheme based on initial current traveling wave for transmission lines employing mathematical morphology*”, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 32, pp. 246-253. Consultado Agosto 2019 en <https://www.ieee.org/>.
- [13] P. Crossley, P.A and McLaren; (1983),“*Distance Protection Based on Travelling Waves*”, IEEE Transactions on, vol. PAS-102, pp. 2971–2983. Consultado Octubre 2019 en <https://www.ieee.org/>.