



**SEP**  
SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO  
Instituto Tecnológico de La Laguna

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

# “Evaluación de Esquemas de Protección de Redes Eléctricas con Generadores de Energías Limpias”

POR

**Ing. Guillermo de Jesús López Morales**

## TESIS

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR DE TESIS

M.C. Carlos Alberto Morales Bazán

CODIRECTOR DE TESIS

Dr. Marco Antonio Arjona López

ISSN: 0188-9060



RIITEC: (11)-TMCIE-2019

Torreón, Coahuila. México,  
Junio 2019



**SEP**  
SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de La Laguna

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Torreón, Coah., **17/Junio/2019**  
Oficio: DEPI/CPCIE/104/2019  
Asunto: Autorización de  
impresión de tesis.

**C. Guillermo de Jesús López Morales**  
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.  
PRESENTE

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

**"Evaluación de esquemas de protección de redes eléctricas con generadores de energías limpias"**

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con número de registro **RIITEC: (11)-TMCIE-2019**, para que proceda a la impresión del mismo.

**ATENTAMENTE**  
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

**DR. JOSÉ IRVING HERNÁNDEZ JACQUEZ**  
Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación  
del Instituto Tecnológico de la Laguna.



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA  
INSTITUTO TECNOLÓGICO  
de la Laguna  
División de Estudios de Posgrado  
e Investigación



Revolución y Av. Instituto Tecnológico de La Laguna, Col. Centro C.F. 27005, Torreón, Coah.

Tel: 01 (477) 741 1111 e-mail: [webmaster@itlaguna.edu.mx](mailto:webmaster@itlaguna.edu.mx)

www.itlaguna.mx | <http://itlaguna.tecnm.mx>





**SEP**  
SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de La Laguna

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Torreón, Coah., **13/Junio/2019**

**DR. JOSÉ IRVING HERNÁNDEZ JACQUEZ**  
**JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de tesis titulado:

**"Evaluación de esquemas de protección de redes eléctricas con generadores de energías limpias"**

Desarrollado por el **C. Guillermo de Jesús López Morales**, con número de control **M1713003** y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de grado para que proceda a la impresión de la misma.

**ATENTAMENTE**  
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

**M.C. Carlos Alberto Morales Bazan**  
Asesor/Director de Tesis

**Dr. Marco A. Arjona López**  
Coasesor/Codirector

**Dr. Francisco Sergio Sellschopp Sánchez**  
Comité Tutorial

**Dr. Victor Manuel Cabrera Morelos**  
Comité Tutorial



Carretera a la Revolución y Av. Instituto Tecnológico de La Laguna, Col. Centro. C.P. 27000. Torreón, Coah.

Tel. 01 (871) 7051313 e-mail: webmaster@correo.itlalaguna.edu.mx

www.tecnm.mx | http://lalaguna.tecnm.mx



---

***“El científico no tiene por objeto un resultado inmediato, el no espera que sus ideas avanzadas sean fácilmente aceptadas, su deber es sentar las bases para aquellos que están por venir y señalar el camino.”***

---

*Nikola Tesla*

### ***Agradecimientos:***

*A mis padres, mi abuela y toda mi familia por haber confiado en mí, inculcarme valores y principios para ser una buena persona cada día y ese empuje para superarme y salir a delante como ser humano y profesionista.*

*A mi hermana por estar siempre a mi lado en los momentos más importantes, tanto buenos como malos.*

*A mi asesor de tesis el **M.C. Carlos Alberto Morales Bazán** por su gran paciencia, compromiso y dedicación hacia un servidor, para poder lograr este compromiso que forma parte mi formación profesional y satisfacción personal.*

*A mis maestros de la maestría en ciencias en Ingeniería Eléctrica de la División de Estudios de Posgrado e Investigación (DEPI) del prestigioso Instituto Tecnológico de la Laguna; M.C. Carlos Alberto Morales Bazán, Dr. Marco Antonio Arjona López, Dr. Víctor Manuel Cabrera Morelos, M.C. Lamia Hamdan Medina, M.C. Ricardo Vargas Salas, M.C. Teodoro Corona Pérez y al Dr. Carlos Álvarez Macías, gracias por sus conocimientos, paciencia, dedicación, amistad y apoyo brindado en estos 2 años de estadía en el programa de maestría en ciencias en Ing. Eléctrica .*

*A todos mis compañeros y compañeras de la maestría que me brindaron su apoyo, amistad y conocimientos a lo largo de esta importante etapa en mi vida.*

*Agradezco el apoyo económico brindado a través de la beca de estudios de CONACYT-SECRETARIA DE ENERGÍA-SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA, con registro de CVU 816816, así como al Tecnológico Nacional de México (TecNM) y al Instituto Tecnológico de La Laguna.*

***Gracias a todos.***

## ***Dedicatoria***

*Agradezco a dios por haberme mandado a dos extraordinarios seres, que son mis padres quienes me dieron la dicha de vivir, ser libre y tener una gran hermana, el cual quiero y admiro. Agradecerles por su confianza, cariño, amor, amistad que me han brindado todo este tiempo para salir adelante ante las adversidades.*

*Solo me queda darles las gracias por sacrificio y esfuerzo que han hecho y seguirán haciendo para mí, y a través de sus valores, conocimientos y convicciones, pero sobre todo por su perseverancia me han hecho una gran persona para la vida siempre siguiendo el buen camino y ejemplo. En esta tesis es la prueba de todo lo que me han enseñado, y con ello concluyo un ciclo más en mi vida que alguna vez comenzamos juntos y gracias a dios por terminar juntos.*

*Hoy y por siempre a mis padres, hermana serán mi gran pilar para seguir cumpliendo mis metas, logros en la vida y sé que también estarán en mis fracasos, porque sé que con el paso de los años ustedes me han enseñado que los lazos de amor familiar existen para la eternidad.*

*Con todo mi respeto, amor y admiración.*

***Guillermo de Jesús López Morales***

# Índice contenido

<b>Resumen</b>	VII
<b>Abstract</b>	VIII
<b>Capítulo 1</b> .....	9
<b>Introducción</b> .....	9
1.1 Necesidad de los esquemas de protección en los sistemas de potencia .....	12
1.2 Partes fundamentales de los sistemas eléctricos de potencia .....	14
1.2.1 Generación eléctrica .....	14
1.2.2 Transmisión eléctrica.....	14
1.2.3 Transformación.....	14
1.2.4 Distribución .....	14
1.2.5 Centros de consumo (centros de carga) .....	14
1.3 Naturaleza de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia .....	15
1.3.1 Fallas por naturaleza permanente .....	16
1.3.2 Fallas por naturaleza transitoria.....	16
1.4 Tipos de fallas en los sistemas de potencia .....	16
1.5 Zonas de protección para esquemas de distancia .....	17
1.6 Características de los esquemas de protección .....	18
<b>Capítulo 2</b> .....	20
<b>Principios básicos de las protecciones</b> .....	20
2.1 Introducción.....	20
2.2 Funcionamiento básico para cualquier relevador de protección .....	22
2.2.1 Detección de fallas.....	22
2.2.2 Nivel de detección de fallas.....	22
2.2.3 Comparación de ángulo de fase.....	22
2.2.4 Distancia medida .....	23
2.2.5 Contenido armónico .....	23
2.3 Componentes de las protecciones.....	23
2.4 Condiciones de los transformadores de instrumento.....	24
2.5 Transformadores de instrumento .....	24
2.6 Protección por diferencial de corriente.....	25
2.6.1 Funcionamiento .....	25
2.7 Protección por distancia .....	31
2.7.1 Funcionamiento .....	31

2.7.2 Diagrama R-X .....	32
2.7.3 Característica de operación de los esquemas de distancia.....	33
2.7.4 Protección por distancia tipo mho .....	33
2.7.5 Protección por distancia tipo polígono-cuadrilateral.....	34
2.8 Protección por sobrecorriente .....	36
2.8.1 Funcionamiento .....	36
2.8.2 Tipos de protecciones por sobrecorriente.....	39
2.8.2.1 Protección por sobrecorriente bidireccional .....	41
2.8.2.2 Protección por sobrecorriente direccional .....	41
2.9 Protección por voltaje.....	43
2.9.1 Funcionamiento .....	43
2.9.2 Tipos de protecciones por voltaje.....	45
2.9.2.1 Protección por subvoltaje .....	45
2.9.2.2 Protección por sobrevoltaje .....	46
2.10 Protección adaptiva.....	48
2.10.1 Funcionamiento .....	48
2.10.2 Tipos de protecciones adaptivas .....	52
2.11 Protección por contenido armónico .....	53
2.11.1 Funcionamiento .....	53
2.11.2 Bloque de funcionamiento.....	55
2.11.2.1 Descripción de la protección por contenido armónico .....	56
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>57</b>
<b>Protección de líneas de transmisión</b> .....	<b>57</b>
3.1 Introducción.....	57
3.2 Zonas de protección para relevadores de distancia .....	58
3.2.1 Zona de protección 1 .....	59
3.2.2 Zona de protección 2 .....	59
3.2.3 Zona de protección 3 .....	59
3.3. Zonas de protección con efecto infeed .....	60
3.3.1 Efecto infeed .....	60
3.4 Protección por sobrecorriente para un sistema radial .....	67
3.5 Protección por distancia para un sistema anillado .....	69
<b>Capítulo 4</b> .....	<b>72</b>
<b>Evaluación y resultados de esquemas de protección de redes eléctricas con generadores de energías limpias</b> .....	<b>72</b>



4.1	Introducción .....	72
4.2	Softwares NEPLAN y ASPEN para la obtención de resultados .....	73
4.2.1	Software especializado NEPLAN .....	73
4.2.2	Software especializado ASPEN.....	73
4.3	Casos de estudio de sistemas eléctricos de potencia .....	74
4.3.1	Caso I: Falla trifásica en línea L3-3 con esquema de protección de sobrecorriente de tiempo inverso .....	74
4.3.2	Caso 2: Falla trifásica en el bus K3-2 con esquema de protección de sobrecorriente de tiempo inverso .....	79
4.4	Caso 3 sistema eléctrico de potencia anillado .....	81
4.5	Caso 4 sistema de 9 buses IEEE con fuente renovable .....	92
	<b>Capítulo 5</b> .....	<b>97</b>
	<b>Conclusiones y recomendaciones</b> .....	<b>97</b>
5.1	Conclusiones generales.....	97
5.2	Recomendaciones a futuro .....	98

# Índice de figuras

<b>Figura 1.1</b>	Zonas y Subestaciones en el Territorio Mexicano .....	10
<b>Figura 1.2</b>	Escenarios de Energías Limpias en México para el Año 2030.....	11
<b>Figura 1.3</b>	Partes de un sistema eléctrico de potencia .....	15
<b>Figura 1.4</b>	Esquema simplificado de las partes de un sistema de potencia .....	15
<b>Figura 1.5</b>	Zonas de cobertura para esquemas de distancia.....	18
<b>Figura 2.1</b>	Esquema de los TC y TV en el sistema de potencia .....	24
<b>Figura 2.2</b>	Representación de la protección diferencial .....	26
<b>Figura 2.3</b>	Representación de la protección diferencial con una falla externa e interna ....	26
<b>Figura 2.4</b>	Característica de operación diferencial .....	27
<b>Figura 2.5</b>	Protección difereencial con canal de comunicación .....	28
<b>Figura 2.6</b>	Conexión de los TC's y el elemento protegido para compensar los 30° .....	30
<b>Figura 2.7</b>	Representación de la impedancia en el plano R-X y diagrama fasorial.....	32
<b>Figura 2.8</b>	Característica de operación para esquemas de protección de distancia .....	33
<b>Figura 2.9</b>	Característica de operación tipo mho.....	34
<b>Figura 2.10</b>	Característica de operación tipo polígono-cuadrilateral .....	35
<b>Figura 2.11</b>	Múltiples características polígono-cuadrilateral .....	35
<b>Figura 2.12</b>	Curva característica del esquema de protección por sobrecorriente .....	38
<b>Figura 2.13</b>	Protección por sobrecorriente .....	39
<b>Figura 2.14</b>	Clasificación de las protecciones por sobrecorriente según su característica.	39
<b>Figura 2.15</b>	Curvas características para la protección por sobrecorriente.....	40
<b>Figura 2.16</b>	Clasificación de las protecciones por sobrecorriente .....	40
<b>Figura 2.17</b>	Esquema de sobrecorriente: Opera para fallas en ambas direcciones.....	41
<b>Figura 2.18</b>	Esquema de sobrecorriente: Opera para fallas en un solo sentido .....	42
<b>Figura 2.19</b>	Esquema de protección de voltaje para dos extremos del sistema.....	44
<b>Figura 2.20</b>	Esquema de protección de voltaje para un extremo del sistema.....	44
<b>Figura 2.21</b>	Curva caraterística del esquema de protección por subvoltaje .....	45
<b>Figura 2.22</b>	Curva caraterística del esquema de protección por sobrevoltaje .....	46
<b>Figura 2.23</b>	Tolerancia de la sencibilidad de operación del esquema por voltaje.....	47
<b>Figura 2.24</b>	Esquema de protección adaptiva con fuentes de energía renovable .....	50
<b>Figura 2.25</b>	Estructura de coordinación del esquema de protección adaptiva .....	51
<b>Figura 2.26</b>	Diferentes tipos de esquemas de protección adaptiva.....	52
<b>Figura 2.27</b>	Generadores de energías limpias con su interfaz de electronica de potencia .	54
<b>Figura 2.28</b>	Esquema de protección basado en contenido armónico .....	55

<b>Figura 3.1</b>	Zonas de protección tiempo-alcance.....	60
<b>Figura 3.2</b>	Efecto infeed .....	61
<b>Figura 3.3</b>	Aportción de corriente de falla en la red debido a la generación distribuida....	62
<b>Figura 3.4</b>	Zonas de protección para sistemas radiales .....	62
<b>Figura 3.5</b>	Esquema de distancia múltiple.....	63
<b>Figura 3.6</b>	Cambios y aportación de impedancias debido a fuentes limpias.....	63
<b>Figura 3.7</b>	Efecto infeed debido a fuentes limpias .....	65
<b>Figura 3.8</b>	Ajuste característica polígono-cuadrilateral.....	65
<b>Figura 3.9</b>	Característica polígono-cuadrilateral en NEPLAN.....	66
<b>Figura 3.10</b>	Coordinación de un esquema de sobrecorriente radial .....	67
<b>Figura 3.11</b>	Tiempo de operación con respecto a la magnitud de corriente de falla.....	68
<b>Figura 3.12</b>	Sistema de potencia anillado con generadores convencionales y renovables.	69
<b>Figura 3.13</b>	Característica cuadrilateral-poligonal asociada al dispositivo de distancia ....	70
<b>Figura 3.14</b>	Operación de las tres zonas de protección .....	71
<b>Figura 4.1</b>	Modelo de red para el caso 1 .....	74
<b>Figura 4.2</b>	Coordinación de protecciones por sobrecorriente.....	76
<b>Figura 4.3</b>	Red eléctrica del caso 1 con energía eólica.....	78
<b>Figura 4.4</b>	Red eléctrica del caso 2 sin energía eólica.....	79
<b>Figura 4.5</b>	Red eléctrica del caso 2 con energía eólica.....	80
<b>Figura 4.6</b>	Sistema de 8 buses IEEE.....	81
<b>Figura 4.7</b>	Esquema de protección de distancia para un sistema IEEE de 8 Buses .....	84
<b>Figura 4.8</b>	Zona 1 al 85% de la línea L4-5 .....	85
<b>Figura 4.9</b>	Falla trifásica al 20% de la línea L5-6 .....	86
<b>Figura 4.10</b>	Falla trifásica al 20% de la línea L2-6 .....	87
<b>Figura 4.11</b>	Modelo del sistema IEEE de 8 buses con generador eólico .....	88
<b>Figura 4.12</b>	Falla trifásica en la línea L6-2 sin generador eólico .....	89
<b>Figura 4.13</b>	Zonas de protección en el diagrama R-X de la línea L6-2.....	89
<b>Figura 4.14</b>	Análisis de la protección 5-6 con generador eólico .....	90
<b>Figura 4.15</b>	Zonas de protección en el diagrama R-X de la línea L6-2.....	91
<b>Figura 4.16</b>	Sistema IEEE de 9 buses.....	92
<b>Figura 4.17</b>	Operación Relé 4-5 .....	94
<b>Figura 4.18</b>	Operación Relé 4-5 .....	95
<b>Figura 4.19</b>	Operación Relé 9-6 .....	96

# Índice de tablas

<b>Tabla 1.1</b> Tipos de fallas y sus causas .....	17
<b>Tabla 1.2</b> Probabilidad de fallas eléctricas en los sistemas de potencia.....	17
<b>Tabla 2.1</b> Relaciones estándares para la selección de los TV.....	25
<b>Tabla 2.2</b> Relaciones estándares para la selección de los TC.....	25
<b>Tabla 2.3</b> Ángulos típicos para líneas de transmisión según el nivel de tensión.....	32
<b>Tabla 2.4</b> Parámetros del relé de sobrecorriente con diferentes características basadas en estándares IEC y ANSI/IEEE .....	37
<b>Tabla 2.5</b> Ecuaciones que definen las características de operación tiempo-corriente .....	37
<b>Tabla 3.1</b> Zonas, porcentajes y tiempos de operación .....	59
<b>Tabla 3.2</b> Ajustes para formar la característica polígono-cuadrilateral en NEPLAN .....	66
<b>Tabla 4.1</b> Distancia de las líneas de transmisión .....	75
<b>Tabla 4.2</b> Potencia de cargas .....	75
<b>Tabla 4.3</b> Parámetros de las redes eléctricas equivalentes .....	75
<b>Tabla 4.4</b> Parámetros del generador eólico.....	77
<b>Tabla 4.5</b> Parámetros de las líneas de transmisión .....	82
<b>Tabla 4.6</b> Datos de generadores.....	82
<b>Tabla 4.7</b> Datos de transformadores .....	82
<b>Tabla 4.8</b> Datos de cargas .....	82
<b>Tabla 4.9</b> Parámetros de las líneas de transmisión .....	93
<b>Tabla 4.10</b> Datos de generadores.....	93
<b>Tabla 4.11</b> Datos de transformadores .....	93
<b>Tabla 4.12</b> Datos de cargas .....	93
<b>Tabla 4.13</b> Parámetros del generador eólico.....	94

## Resumen

En la presente tesis se analiza la operación de esquemas de protección a través del impacto que generan las energías renovables dentro del sistema eléctrico de potencia, donde se requieren dispositivos de protección para la detección y mitigación de las diferentes condiciones de falla. El impacto de estas energías provoca cambios en las corrientes de flujo y corrientes de falla, así presentándose la pérdida de coordinación en los esquemas de protección. Estos esquemas de protección están asociados a dispositivos automáticos mejor conocidos como “relevadores” que funcionan como un interruptor controlado por un circuito eléctrico, los cuales deben ser dimensionados y coordinados de tal manera que solo el dispositivo de protección más cercano debe operar hasta el punto de falla. Para este trabajo, se evaluaron esquemas de protección, donde se realizan estudios previos como análisis de cortocircuito y análisis de flujos de potencia el cual permiten conocer las corrientes máximas de flujo y de falla que circulan en el sistema eléctrico de potencia, ya que se utilizarán para evaluar dichos esquemas. Los resultados obtenidos de dichos estudios permiten evaluar, especificar y seleccionar las dimensiones de los dispositivos de protección. Estos dispositivos de alguna manera son los responsables de despejar las corrientes de falla y proteger a los equipos presentes en el sistema de potencia (generadores, transformadores, líneas de transmisión, motores y cargas).

Dentro de la investigación, se propone un análisis detallado de las características operativas de la red eléctrica que están conectadas a fuentes renovables cuando se produce una falla en la red, y la corriente de falla aumenta considerablemente, esto debido al efecto de los convertidores de potencia que van asociados a este tipo de generación [9]. Por lo tanto, se logra la evaluación de esquemas de protección para sistemas eléctricos de potencia con interconexión de generadores de energías limpias (eólica) protegiendo los componentes del sistema durante la incidencia de una falla proporcionada por corrientes de cortocircuito o por una sobrecarga [4]. La evaluación y ajustes necesarios para los esquemas de protección se hacen empleando el programa NEPLAN un potente software de simulación de sistemas eléctricos de potencia. Finalmente, con base a los estudios determinados, podemos determinar y concluir como afecta en los esquemas de protección al incorporar estas fuentes de energías limpias en los sistemas eléctricos de potencia.

## **Abstract**

In this thesis the operation of protection schemes is analyzed through the impact generated by renewable energies within the power electrical system, where protection functions are required for the detection and mitigation of the different fault conditions. The impact of these activities causes changes in the flow currents and fault currents, as well as the loss of coordination in the protection schemes. These protection schemes are associated with automatic devices better known as "relays" that function as a switch controlled by an electrical circuit, which must be dimensioned and coordinated in such a way that only the protection device must work to the point of sight fails For the work, the protection schemes are evaluated, where previous studies are carried out as short circuit analysis and power results analysis so that the maximum flow and fault currents circulating in the power electrical system can be known. to evaluate such schemes. The results of the studies of the results of the evaluation, the specification and the selection of the dimensions of the protection devices. The devices in the power system (generators, transformers, transmission lines, motors and loads).

Within the investigation, we propose a detailed analysis of the operating characteristics of the electrical network that are connected to renewable sources when a fault occurs in the network, and the fault current increases considerably, this due to the effect of the power converters that are associated with this type of generation, [9]. Therefore, the evaluation of protection schemes for power electrical systems with interconnection of clean energy generators (wind) protecting the system components during the occurrence of a fault provided by short-circuit currents or by an overload is achieved, [4]. The necessary evaluation and adjustments for the protection schemes are made using the NEPLAN program, a powerful simulation software for electrical power systems. Finally, based on the studies determined, we can determine and conclude how it affects the protection schemes by incorporating these sources of clean energy into power electrical systems.

# Capítulo 1

## Introducción

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia crecen exponencialmente, por lo que se van haciendo más complejos y robustos. Dicho crecimiento y complejidad se deben principalmente al aumento de la demanda de energía eléctrica por la diversidad de tipos y cantidades de cargas eléctricas, además de la existencia de las nuevas fuentes renovables para la generación de energía eléctrica. Por todo esto, es necesario que exista una sincronización entre los elementos del sistema y los dispositivos de protección, buscando garantizar la continuidad y estabilidad del sistema eléctrico.

La tendencia creciente de la carga en los sistemas eléctricos y la necesidad de construir nuevas plantas de energía, presenta una tendencia a utilizar energías limpias con la finalidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En años recientes, la generación por este tipo de fuentes ha tenido un rápido desarrollo, esto se debe a las ventajas que puede aportar al sistema, como reducir los insumos energéticos.

En México, después de tener una reforma energética impulsada por el gobierno federal, pretende aumentar el uso de fuentes renovables y así evolucionar y crecer su capacidad instalada de energía renovable. Tomando como referencia los recientes avances tecnológicos en México, la energía fotovoltaica se encuentra en un proceso de crecimiento donde en el año 2015 se tenía una capacidad instalada de 80 MW y para el año 2022 se proyecta contar con más de 6 GW instalados [9]. Por lo tanto, determinar el impacto de estos recursos en la red eléctrica de México es importante para que se implementen de manera óptima con los objetivos de las políticas del país. Estas estrategias buscan mitigar el cambio climático del planeta, a medida que muchos países desarrollados, aplican nuevas estrategias de acción para reducir las emisiones contaminantes de combustibles fósiles que dañen al medio ambiente. Los estudios realizados para la integración de altos niveles de energía renovable y de tecnologías novedosas se vuelven más relevantes dado que se espera que la complejidad de las operaciones de la red y la interacción del sector privado también aumenten. En el caso de México, al ser un país en desarrollo, se espera que gran parte de la energía consumida por los mexicanos provenga de fuentes renovables. Por esto, al contar con una mayor cantidad

de sistemas de energía renovable conectados a la red de energía eléctrica, se requiere de enfoques de modelado a nivel donde se analice las complejas interacciones entre los diferentes componentes, sus compromisos técnicos y económicos. Por lo tanto, se requiere un análisis en profundidad de cómo los sistemas de energía renovable impactan la red eléctrica del país. En el año 2017 México se convirtió en el país con el mayor porcentaje de aumento en despliegue de energía solar fotovoltaica en el mundo [9]. Todo esto debido gracias a la reforma energética, que, con el objetivo de reducir el uso de recursos fósiles, mediante el uso de recursos renovables, se busca tener una participación del 35% de la energía eléctrica proveniente de fuentes limpias para el año 2024. Estos cambios permitirán abastecer en cierta medida las 53 zonas de operación en la que está dividido México, visualizando la figura 1.1 los puntos representan las subestaciones que proporcionan energía eléctrica a las zonas más cercanas y sus subestaciones aledañas que alimentan al territorio mexicano [9].



Figura 1.1 Zonas y Subestaciones en el Territorio Mexicano [9]

La demanda de energía eléctrica que se pronostica en el 2030 en México debe satisfacer gran parte de la demanda nacional. Uno de los papeles importantes que desempeña la reforma energética del país es analizar tres escenarios donde se muestra el desarrollo de las energías limpias en México. En la figura 1.2 se muestra los escenarios en desarrollo de energía renovables en México [9].



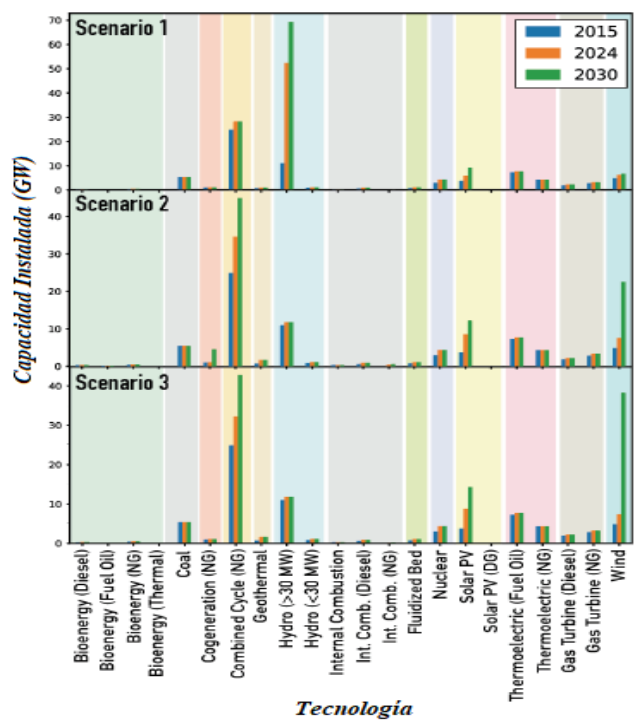


Figura 1.2 Escenarios de Energías Limpias en México para el Año 2030 [9]

La reforma energética en México, implementada en el año 2015, ha permitido aprovechar los recursos renovables con los que cuenta el país para la generación de energía eléctrica, la cual ha ido incrementándose en los últimos años, debido a la disminución en los costos de producción a través de fuentes renovables, así permitiendo la instalación de nuevas empresas privadas dedicadas a la producción de energía eléctrica a base de recursos renovables [11]. Ninguna nación en el mundo puede afrontar el problema del cambio climático por sí mismo, en este ámbito México desarrolló una Estrategia Nacional para el Cambio Climático en conjunto con la Reforma Energética, que contribuye a un proceso internacional en conciencia gubernamental, corporativa y social. Sobre este tema en particular, los puntos más importantes a lograr en esta estrategia implementada son los siguientes: Localizar los puntos críticos para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> e impulsar proyectos de mitigación. México cuenta con más 180 proyectos con cartas de aprobación por el gobierno federal para el desarrollo de tecnologías de uso renovable para el sector eléctrico, siendo el cuarto lugar a nivel mundial en proyectos futuros. Estos proyectos representan una reducción de más de 10,000 ktoneladas/año de dióxido de carbono en el uso de fuentes renovables en el país [11].

En el caso de los sistemas fotovoltaicos tienen la naturaleza intrínseca de ser una generación de energía limpia obtenida por los rayos del sol, para este medio tiene una contribución de corriente de cortocircuito de prácticamente cero, su rango oscila entre 1.1 a 2 veces la corriente nominal, dando entendido que este tipo de energía no afecta a los esquemas de protección [8]. El uso eficaz y eficiente de los sistemas de potencia con fuentes renovables debe tener ciertas características como la fiabilidad, confiabilidad y seguridad no solo en el sistema eléctrico como tal, sino también en los dispositivos de protección que es una de las áreas que requieren mayor importancia de todo sistema eléctrico de potencia [3]. Finalmente, la incorporación de las nuevas fuentes de energías limpias para la generación de electricidad, e integración a la red eléctrica, trae nuevos desafíos en la operación de las redes eléctricas, y uno de estos desafíos está en la afectación de los diferentes esquemas de protecciones del sistema eléctrico [12]; tema principal de este trabajo de tesis.

### **1.1 Necesidad de los esquemas de protección en los sistemas de potencia**

La energía eléctrica es una necesidad para el desarrollo del ser humano en su vida diaria, por lo que todo sistema de potencia debe estar al alcance del cliente o usuarios en las condiciones pertinentes como la calidad y eficiencia de la energía. Todo sistema de potencia debe estar diseñado y planeado para un funcionamiento correcto donde no solo se conecten generadores convencionales, transformadores, líneas de transmisión, sino fuentes renovables proporcionando energía limpia.

Es de saberes que los estos esquemas de protección operan a través de condiciones anormales en la red eléctrica, para después devolver a su estado normal al sistema. La rapidez de operación de los esquemas de protección es de suma importancia para salvaguardar a todo sistema de potencia, esta rapidez está dada en intervalos de segundos e inclusive en milisegundos. Esta condición dentro de los esquemas de protección debe ser automática, rápida y precisa, con la finalidad de producir la mínima perturbación en la red.

El comportamiento correcto de los sistemas de protección es garantizar tres funciones importantes: 1.) Eliminar fallas, reduciendo las pérdidas económicas. 2.) Mitigar las consecuencias destructivas de posibles fallas y evitar su propagación de estas. 3.) Evitar la mala operación de las protecciones que podría conducir a la inestabilidad del sistema, [5]. El objetivo básico del sistema de energía es proporcionar energía eléctrica de tal manera que

sea económica y confiable, por lo tanto, la seguridad del suministro se convierte en la máxima prioridad, [2].

Para el caso de los sistemas de generación eólica, los parámetros como la localización de fallas, la resistencia de fallas, el acoplamiento mutuo y la oscilación de potencia también afectan al esquema de distancia. Y la combinación de estos parámetros hace que sea muy difícil de detectar por los esquemas de protección y afectando el rendimiento, no solo a los esquemas de distancia sino a cualquier tipo de esquema de protección, [12]. Sin embargo, la penetración de este tipo de generación en el sistema eléctrico puede tener como consecuencia una serie de impactos, siendo la protección del sistema de potencia uno de los principales problemas. La inyección de las corrientes de dichos generadores en la red hace que la configuración en las protecciones ya no sea la adecuada, [6].

El objetivo de esta Tesis de investigación es el estudiar y evaluar el comportamiento de los distintos esquemas de protección a través del impacto que se genera al alimentar los sistemas de potencia con generadores de energías limpias. Los generadores de energías renovables tienen la cualidad de cambiar la topología del sistema eléctrico de potencia y afectan a la filosofía de los esquemas de protección eléctricas del sistema ante incrementos de sobre corrientes como puede ser el caso de las corrientes de corto circuito o el aumento de carga del sistema. Se consideran diferentes tipos de fallas de cortocircuito incluyendo trifásica, bifásica y monofásica, [1]. Basándose en los resultados obtenidos, se obtendrán los ajustes de protección contra sobre corrientes adecuados. En nuestro caso de estudio para los esquemas de protección se considera estos dos tipos de generación, [7]. Los esquemas de protección más comunes dentro de los sistemas de potencia son los esquemas por relevadores que son los responsables de proteger el sistema ante fallas inminentes, con el fin de emplear una protección próspera y adecuada para los sistemas de potencia, estos esquemas por relevadores deben emplearse de forma precisa y bien coordinada para eliminar las fallas del sistema en el menor tiempo posible, [4]. En las protecciones por relevadores para los sistemas de generación basados en fuentes renovables requieren características específicas, para el desarrollo de nuevas soluciones en la protección, [5]. Estos esquemas de protección más comunes como pueden ser la protección diferencial, distancia Mho polígono y de sobrecorriente, entre otras, se analizan las simulaciones con software y con respecto a su comportamiento se realiza su ajuste, [10]. Las energías limpias ocupan una cierta porción importante en la producción de energía eléctrica dentro la red eléctrica moderna, por lo que

esta influencia de estas energías ha permitido en los últimos años estudiar, pero a su vez se presentan pocos avances de cómo este tipo de generación impacta a los esquemas de protección de la red eléctrica

## **1.2 Partes fundamentales de los sistemas eléctricos de potencia**

Un sistema de potencia es aquel que está constituido básicamente por cinco partes esenciales para su diseño y operación las cuales se describen a continuación.

### **1.2.1 Generación eléctrica**

La generación es la producción de energía eléctrica a partir de dispositivos como alternadores o generadores, en términos generales consiste en que estos dispositivos se encargan de transformar alguna clase de energía ya sea mecánica, térmica, química o luminosa en energía eléctrica.

### **1.2.2 Transmisión eléctrica**

Es la parte del sistema encargada de transportar la energía eléctrica generada por las centrales eléctricas a los puntos de consumo a través de grandes distancias a niveles de tensión altos y a niveles de corriente bajos.

### **1.2.3 Transformación**

Es la parte en la cual los niveles de tensión y de corriente son transformados a niveles bajos o altos dependiendo de las necesidades de un sistema eléctrico de potencia.

### **1.2.4 Distribución**

Es la parte del sistema de potencia encargada de distribuir el suministro de energía eléctrica hasta los usuarios, transportando la energía a niveles de tensión bajos.

### **1.2.5 Centros de consumo (centros de carga)**

Los centros de consumo o llamados también usuarios, son aquellos que demandan energía eléctrica o que requieren esta energía, como lo son el sector industrial, comercial y doméstico. En la siguiente figura se muestra cada parte del sistema de potencia.

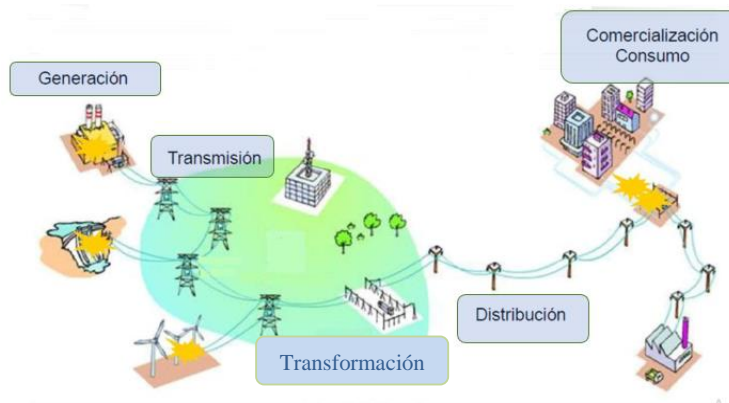


Figura 1.3 Partes de un sistema eléctrico de potencia

En la figura 1.4 se representan las partes del sistema de potencia de manera esquemática y simplificada.

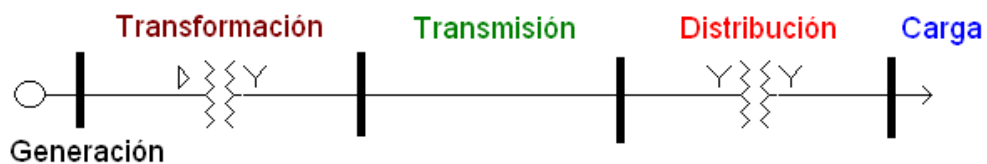


Figura 1.4 Esquema simplificado de las partes de un sistema de potencia

### 1.3 Naturaleza de las fallas en los sistemas eléctricos de potencia

En los sistemas eléctricos de potencia, existen varios tipos de fallas eléctricas que se presentan a menudo en sistemas, pero en general hay dos tipos fallas que dependen según su naturaleza las cuales son:

Las estadísticas que se han obtenido a través de numerosos estudios, indican que estos tipos de fallas en los sistemas de potencia tiene el siguiente comportamiento:

Para fallas permanentes: 10%

Para fallas transitorias: 90%

Fallas transitorias liberadas después del 1er. intento de restablecimiento: 90%

Fallas transitorias liberadas después del 2do. intento de restablecimiento: 6%

Fallas transitorias liberadas después del 3er. intento de restablecimiento: 3%

Fallas transitorias liberadas después del 4to. intento de restablecimiento: <1%

Los intentos se presentan cuando tenemos recierre automático en los dispositivos de protección, si observamos la falla que más se presenta es de tipo transitoria debido a los factores mencionados anteriormente y por consecuencia para este tipo de falla se libera en el primer intento de restablecimiento.

### **1.3.1 Fallas por naturaleza permanente**

Estas fallas de tipo permanente se presentan cuando en el sistema de potencia el aislamiento de algún dispositivo ha fallado en su aislamiento provocando conflictos de tipo permanente en la red, por consiguiente, se presenta una falla de aislamiento irreparable. Podemos decir de otra manera que estas fallas permanentes son aquellas donde se requiere intervención técnica para su reparación, mantenimiento o inclusive cambio de equipo.

### **1.3.2 Fallas por naturaleza transitoria**

Este tipo de fallas como su nombre lo dice, son aquellas de corta duración; para este caso de fallas también depende de la pérdida de aislamiento en los dispositivos del sistema. Por lo regular estas fallas surgen cuando el aislamiento es sometido a tensión eléctrica provocando este tipo de falla. Existen otros factores que intervienen en las fallas transitorias los cuales pueden ser por contacto momentáneo de árboles, flameo y por descargas atmosféricas.

## **1.4 Tipos de fallas en los sistemas de potencia**

Un sistema eléctrico de potencia a prueba de fallas jamás será económico ni práctico para el diseño de esquemas de protección. En los sistemas modernos hay equipos importantes que tienen flexibilidad para quedar en fuera de servicio y así afectar la continuidad del sistema. Adicionalmente las fallas pueden dar como resultado problemas mecánicos, térmicos y eléctricos o en combinación de estos. En la tabla 1.1 se muestra detalladamente los tipos y causas las fallas en los sistemas de potencia.

Tabla 1.1: Tipos de fallas y sus causas.

Falla	Causa
Mecánica	Por el viento, impacto de objetos
Térmica	Falla por enfriamiento ambiental (exceso y baja de temperatura)
Eléctrica	Descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra.

Los esquemas de protección en los sistemas eléctricos de potencia se enfocan en fallas eléctricas, las cuales se describen en la siguiente tabla y su porcentaje de probabilidad de ocurrencia en los sistemas.

Tabla 1.2: Probabilidad de fallas eléctricas en los sistemas de potencia.

Falla	Porcentaje (%)
Una fase a tierra	70-80%
Dos fases a tierra	17%-10%
Entre dos fases	10%-8%
Entre tres fases	3%-2%

Como se puede observar en la tabla anterior se muestra que la falla que más sucede en los sistemas, así como hasta la menos probable. La falla que más sucede es la falla monofásica (de fase a tierra) con un 70%-80% y la falla que menos se presenta en los sistemas es la falla trifásica (entre tres fases) con un porcentaje de 3%-2% de ocurrencia. Por lo tanto, los esquemas de protección se coordinan y se ajustan para todas estas probables fallas eléctricas.

### **1.5 Zonas de protección para esquemas de distancia**

Para el desarrollo de esta investigación se optó por evaluar esquemas de protección tipo de distancia o conocidos comúnmente como esquemas de impedancia. A su vez este tipo de esquemas llevan asociadas a las zonas de protección para su coordinación y ajuste.

Las *zonas de protección*, se definen como áreas o zonas de cobertura en los dispositivos de protección mediante relevadores de distancia, que tienen la peculiaridad de proteger varios elementos del sistema de potencia en cualquier circunstancia normal o inestable. De una manera más implícita, las zonas de protección son traslapes entre el dispositivo de protección y el área a proteger; en la figura 1.5 se observa el traslape de las zonas de protección en el sistema.

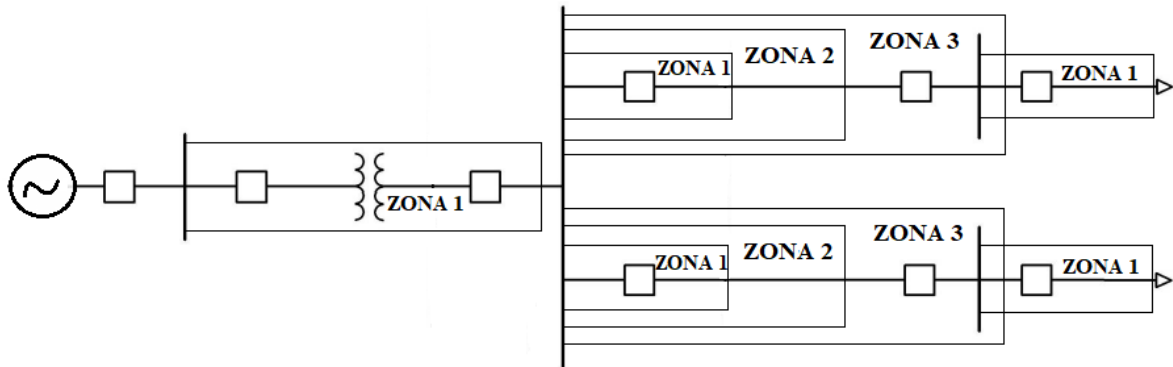


Figura 1.5 Zonas de cobertura para esquemas de distancia

Para tener una buena aplicación de esquemas de protección es de suma importancia considerar los siguientes factores:

- Configuración o topología del sistema
- Tensión del sistema
- Estudio de cortocircuito (análisis de fallas)
- Estudio de flujos de potencia
- Conexión, localización y relación de transformadores de instrumento (o de medición)
- Carga del sistema

## 1.6 Características de los esquemas de protección

La aplicación de un esquema de protección es dividir el sistema en varias partes las cuales requieren su propio esquema de protección, con la finalidad de satisfacer en su totalidad la calidad y eficiencia del sistema cumpliendo el compromiso de evaluar cada una de las partes expuestas ante riesgos inminentes.



Las características que deben tener un esquema de protección son:

- **Confiabilidad:** es la certeza para realizar su función de manera correcta.
- **Economía:** contar un desempeño alto a un costo menor.
- **Simplicidad:** reduce el equipo de protección
- **Rapidez:** operar de manera anticipada ante una falla o conflicto en un intervalo tiempo corto.
- **Selectividad:** debe ser capaz de evitar disparos falsos y disparar únicamente los elementos de desconexión adyacentes a la falla, para esta característica se logra a través de esquemas de coordinación por tiempo.

# Capítulo 2

## Principios básicos de las protecciones

### 2.1 Introducción

Las protecciones en los sistemas eléctricos de potencia, cumplen la función de detectar fallas o condiciones de funcionamiento anormales en equipos o en los mismos conductores de la red. Estos dispositivos de protección deben evaluar una amplia variedad de parámetros para poder realizar acciones correctivas. Los parámetros más comunes que reflejan la presencia de una falla son los voltajes y corrientes en las terminales del dispositivo protegido, o en los límites apropiados de la zona protegida. Ocasionalmente, las entradas de los relevadores también pueden incluir estados como abierto o cerrado de algunos contactos o interruptores. Un relevador, o un sistema de protección, debe usar las entradas apropiadas, procesar las señales de entrada y determinar que existe un problema en el sistema para luego iniciar alguna acción, generalmente un relevador puede diseñarse para responder a cualquier parámetro o efecto observable. El problema fundamental en la protección del sistema de potencia es definir y distinguir las cantidades que pueden ser de condiciones normales y anormales. Quizá en algunas veces esto se complica por el hecho de que "normal" en el sentido presente significa que la perturbación está fuera de la zona de protección. A medida que pasa el tiempo, la tecnología utilizada en la construcción de los relevadores ha pasado por varios cambios importantes donde al principio estos relés comenzaron como dispositivos electromecánicos, luego años después se convirtieron en dispositivos digitales o de estado sólido, así haciéndolos mejores en la calidad, eficiencia y velocidad de respuesta para corregir una anomalía [41]. Un relé de protección se define, según la IEEE como "un dispositivo eléctrico que está diseñado para responder a las condiciones de entrada de una manera prescrita y después de que se cumplan estas condiciones especificadas pueda realizar una operación. Las entradas son generalmente eléctricas, pero pueden ser mecánicas, térmicas u otras cantidades o una combinación de estas cantidades. Por lo tanto, la función de la protección es detectar líneas o equipos que presenten alguna falla o condiciones anormales de operación que afectan al sistema de potencia para después iniciar una acción apropiada para proteger al sistema eléctrico. El objetivo principal de todos los sistemas de potencia es mantener la continuidad del servicio y cuando se producen condiciones

intolerables, minimizar el alcance y el tiempo de la interrupción. Sin embargo, se producirá una pérdida de potencia, como en caídas de voltaje y sobretensiones, ya que es imposible, evitar las consecuencias de eventos naturales, accidentes físicos, fallas en el equipo o mal funcionamiento. Otros eventos naturales que pueden suceder son cortocircuitos (fallas), descargas atmosféricas (voltaje inducido o golpes directos), viento, terremoto, incendios, explosiones, árboles que caen, objetos voladores, contacto físico de animales y contaminación. Esta ocurrencia de fallas puede ser bastante variable, dependiendo del tipo de sistema, [40].

J. L. Blackburn define a las protecciones “una ciencia, habilidad y arte de colocar relevadores en los sistemas de potencia para proveer una sensibilidad máxima ante las anomalías y conflictos indeseables”. Por lo tanto, la evaluación, el diseño y la selección de estas protecciones deben ser adecuadas para el control y operación de los sistemas de potencia con integración de fuentes de energía renovable. Dependiendo de la ubicación de estas fuentes renovables en el sistema, los requerimientos para estas van cambiando de acuerdo a la topología. Cuando se tienen pequeños bloques de energías renovables y su corriente de falla es muy despreciable, las protecciones se vuelven inmunes ante estos pequeños cambios de corriente permitiendo que no sufran ningún cambio en su ajuste establecido. Pero en caso contrario cuándo se tienen grandes bloques de fuentes renovables en la red, las protecciones son afectadas. Sin embargo, al tener este tipo de fuentes renovables de generación en la red requiere modificaciones y ajustes en sus protecciones debido a la variación en las corrientes de falla. Esta penetración de las nuevas fuentes renovables puede crear ciertos problemas, por ejemplo, en el caso de la protección por distancia afecta el ajuste de alcance de las zonas de protección y conduce a una inestabilidad en la operación. En el futuro los sistemas eléctricos de potencia requerirán protecciones modificadas, [8].

## **2.2 Funcionamiento básico del relevador de protección**

A continuación, se describen los principios básicos de funcionamiento que deben cumplir cualquier protección en los sistemas de potencia [41].

### **2.2.1 Detección de fallas**

En general, a medida que ocurren las fallas, las corrientes de cortocircuito aumentan en magnitud y las tensiones disminuyen. Además de estos cambios de magnitud de estas cantidades, pueden ocurrir otros cambios ya sea en uno o más de los siguientes parámetros: ángulo de fase de corriente y tensión, componentes armónicos, potencia activa y reactiva, frecuencia del sistema de potencia, entre otros. Con base en estos cambios de parámetros y en su identificación, se puede ver la posibilidad de que exista una falla dentro de su zona de protección asignada.

### **2.2.2 Nivel de detección de fallas**

Este es el más simple de todos los principios de funcionamiento de cualquier relevador. Como se indicó anteriormente, las magnitudes de corriente de falla son casi siempre mayores que las corrientes de carga normales que existen en un sistema. Cualquier corriente por encima de un nivel establecido puede interpretarse como una falla, o alguna otra condición anormal, dentro de la zona de protección asignada. Los relevadores deben estar diseñados para operar y disparar el interruptor del circuito para todas las corrientes por encima de la configuración deseada. El nivel de detección de falla se conoce como la configuración de activación del relé, para todas las corrientes que estén por encima del valor de activación, el relé funciona, y para las corrientes inferiores al valor de activación, el relé no realiza ninguna acción de disparo.

### **2.2.3 Comparación de ángulo de fase**

Esta función compara el ángulo de fase entre dos cantidades donde pueden ser de corriente o de tensión. Esta comparación del ángulo de fase se usa comúnmente para determinar la dirección de una magnitud con respecto a otra de referencia. Por ejemplo, el flujo de potencia normal en una dirección dada dará como resultado que el ángulo de fase entre la tensión y la corriente varíe alrededor de su ángulo de factor de potencia, es decir, aproximadamente  $\pm 30^\circ$ . Cuando la potencia fluye en la dirección opuesta, este ángulo se convertirá en  $(180^\circ \pm 30^\circ)$ . De manera similar, para una falla en la dirección hacia adelante o hacia atrás, el ángulo de fase de la corriente con respecto al voltaje será  $-\phi$  y  $(180^\circ - \phi)$  respectivamente, donde  $\phi$ ,

es el ángulo de la impedancia en el punto de falla, el cual es cercano a  $90^\circ$  para sistemas de transmisión.

#### **2.2.4 Distancia medida**

En las líneas de transmisión la longitud, la tensión, la corriente y la configuración de la línea pueden hacer que este principio sea más importante debido a que puede detectar la ubicación de la falla en cualquier punto del sistema; esto se da al comparar la corriente con la tensión del sistema. Esto, en efecto, es una medida de la impedancia de la línea vista por el relevador.

#### **2.2.5 Contenido armónico**

Las corrientes y las tensiones en un sistema de potencia generalmente tienen una forma de onda senoidal de la frecuencia fundamental del sistema. Sin embargo, existen desviaciones en esta onda como en las magnitudes de tensiones y corrientes debido a los armónicos producidos por los generadores o por cargas no lineales presentes en la red. Otros armónicos que se presentan en la red son los impares asociados con la saturación de transformadores, o componentes transitorios causados por la energización de los transformadores. Estas condiciones anormales pueden detectarse a través de filtros en los relevadores modernos.

### **2.3 Componentes de las protecciones**

Las protecciones se componen de los siguientes elementos básicos [23]:

- **Transformadores de tensión y corriente:** son los elementos de medición encargados de reducir los niveles de tensión y corriente del sistema a niveles adecuados. A estos componentes también se les conoce como transformadores de instrumento.
- **Relevadores de protección:** son los dispositivos encargados de detectar la falla del sistema de potencia.
- **Interruptores automáticos:** son los encargados de conectar y desconectar el sistema de manera remota y en su mayoría tienen la opción de re-cierre automático.
- **Comunicación:** esta parte es de suma importancia ya que proporciona la información adecuada del sistema a los esquemas de protección; estos se obtienen de manera remota utilizando un interfaz que permite enviar la información necesaria como, reportes eventos, recuperar información, historiales y mediciones, toda esta información es enviada a un servidor (a una PC).

## 2.4 Condiciones de los transformadores de instrumento

Estas tres condiciones deben cumplir los transformadores de instrumento [23]:

- **Precisión:** los transformadores de instrumento midan con precisión las entradas de tensión y de corriente del sistema de potencia en intervalos de operación amplios.
- **Seguridad:** los transformadores de instrumento proveen un aislamiento eléctrico para el personal.
- **Economía:** las señales de entrada sean de un nivel inferior permitiendo que los relevadores sean más simples, pequeños y de menor costo.

## 2.5 Transformadores de instrumento

Como se mencionó antes, estos elementos se encargan de reducir los niveles de tensión y corriente a niveles estándares. Los transformadores de instrumento se dividen en dos tipos, transformador de tensión y de corriente, en las tablas 2.1 y 2.2 se muestran las relaciones estándares de transformación de voltaje y de corriente [23]. Ver la figura 2.1.

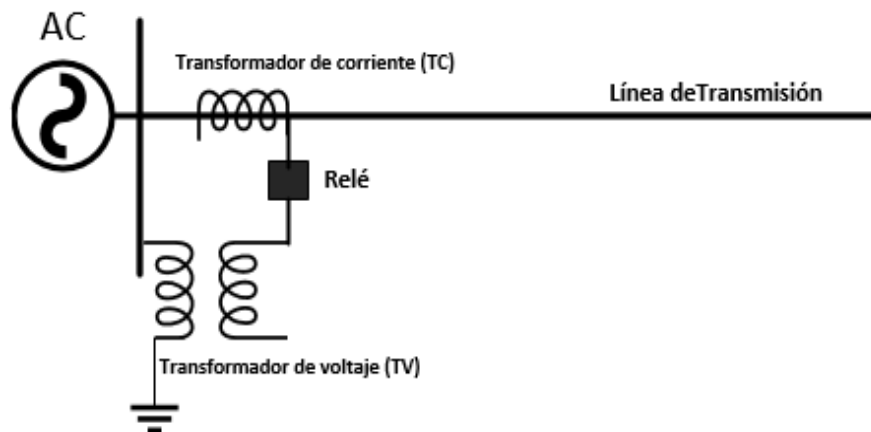


Figura 2.1 Esquema de los TC y TV en el sistema de potencia.

Con la expresión (2.1) se determina una relación aproximada del TV, para después seleccionar un valor cercano de la tabla 2.1 de relaciones de voltajes y de la tabla 2.2 las relaciones de corriente.

$$TV = \left( \frac{V_{L-L}}{115} \right) \quad (2.1)$$

Tabla 2.1: Relaciones estándares para la selección de los TV.

Relaciones de voltaje para los TV					
1:1	4:1	60:1	300:1	800:1	3000:1
2:1	5:1	100:1	400:1	1000:1	4500:1
2.5:1	20:1	200:1	600:1	2000:1	5000:1

Tabla 2.2: Relaciones estándares para la selección de los TC.

Relaciones de corriente para los TC					
50:5	250:5	500:5	1000:5	2000:5	3200:5
100:5	300:5	600:5	1200:5	2400:5	4000:5
150:5	400:5	800:5	1500:5	2500:5	5000:5
200:5	450:5	900:5	1600:5	3000:5	6000:5

A continuación, se describen las protecciones tradicionales, que más se aplican en los sistemas eléctricos de potencia.

## 2.6 Protección por diferencial de corriente

### 2.6.1 Funcionamiento

El principio de funcionamiento para este tipo de protección se basa en la primera ley de kirchhoff donde: “la suma vectorial de todas las intensidades de corrientes que llegan a un mismo punto deben ser igual a cero”. Ahora si consideramos la parte o área a proteger ese sería el punto donde las corrientes son igual cero, por lo que después se instalan los transformadores de corriente en cada una de sus salidas y entradas. Si notamos este tipo de protección puede ser alusión a una protección de sobrecorriente solo que su función es a través de una comparación de señales de entrada y salida de intensidades de corriente. Se especifica que estas intensidades de corriente son secundarias. Ahora bien, como se mencionó esas comparaciones de variables de entrada y salida son de corriente de falla en el componente o elemento a proteger por lo que lo hace ser un esquema de protección absolutamente selectivo [23].

En la figura 2.2 se representa la protección diferencial general, el cual muestra el elemento protegido del sistema de potencia. Este elemento puede ser un generador, un transformador, una línea o un bus. En la figura se muestra donde se ubican los transformadores de corriente, su conexión entre si y de cómo se aprecia la primera ley de kirchhoff a través del sentido de las corrientes. Véase la figura 2.2.

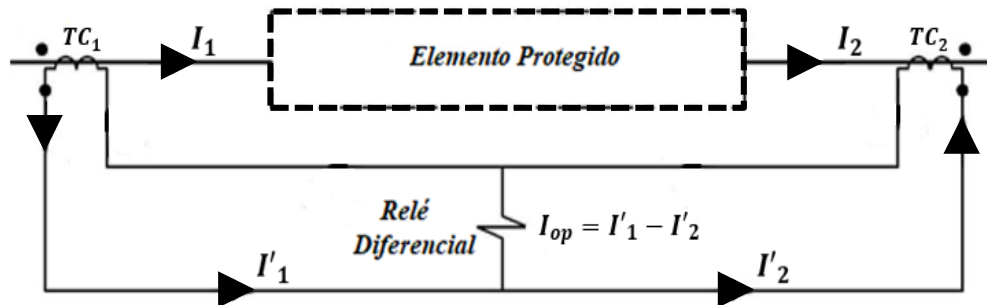


Figura 2.2 Representación de la protección diferencial.

Explicando la operación de esta protección, al circular una corriente debida o provocada por una carga o un cortocircuito ubicada en el punto fuera de la zona de protección, las corrientes secundarias medidas por los TC, no fluirán por el dispositivo de protección, es decir no se producirá una diferencia entre estas variables y por consecuencia no operará. Véase la figura 2.3 donde se muestra una línea de transmisión protegida, donde si las fallas internas se presentan, la protección diferencial **operará**, pero en un dado caso si las fallas son externas **no operará**.

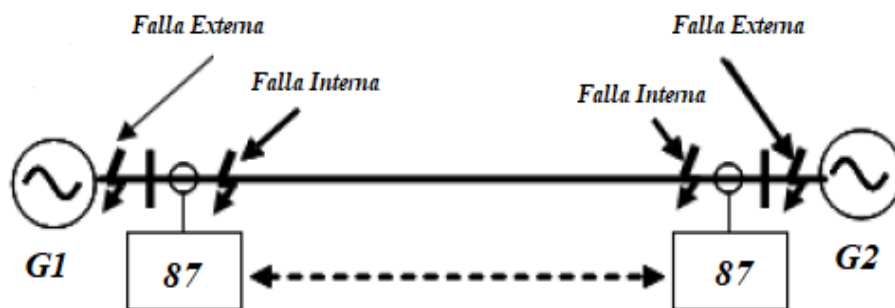


Figura 2.3 Representación de la protección diferencial con una falla externa e interna.



Con las siguientes ecuaciones se determinan los casos en los que puede operar o no la protección diferencial de corriente.

$$I'_1 = I'_2 \quad (2.2)$$

$$I'_1 - I'_2 = 0 \quad (2.3)$$

Por lo tanto:

$$I_{op} = 0 \quad (2.4)$$

Ahora, si sucede lo contrario y se presenta un cortocircuito o una falla dentro de la zona de protección, es decir entre los TC's, se determina que las corrientes ahora se sumaran y circularan por el dispositivo de protección provocando que opere.

$$I_{op} = I'_1 + I'_2 \neq 0 \quad (2.5)$$

En la figura 2.4 se muestra la característica de operación de protección diferencial, se observa la parte de disparo y bloqueo de esta protección.

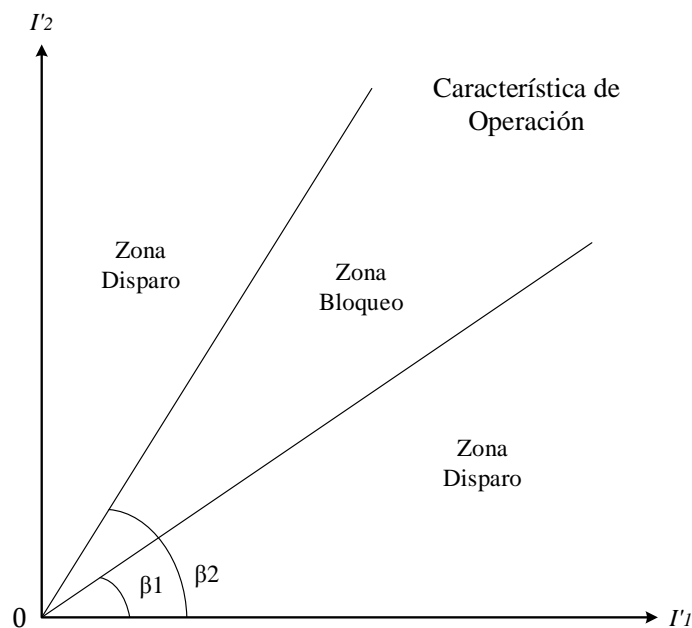


Figura 2.4 Característica de operación diferencial.

Con las siguientes ecuaciones podemos determinar el valor de la pendiente con la ecuación de la recta y el ángulo de la pendiente:

$$m = \frac{2+k}{2-k} \quad (2.6)$$

$$m = \tan \beta \quad (2.7)$$

Por lo tanto:

$$\beta = \tan^{-1} m \quad (2.8)$$

Se explicó anteriormente, que para esta protección su operación es cuando las corrientes de falla en los respectivos extremos del elemento a proteger, son significativamente diferentes. Esto distingue claramente que las corrientes ( $I_1$  e  $I_2$ ) tienen que ser diferentes, lo que permite realizar un muestreo de estas corrientes y determinar si son diferentes o no [13].

En los últimos años este esquema se ha considerado como una opción importante para proteger líneas de transmisión, solo basta con tener un canal de comunicación confiable para esta protección. Véase la figura 2.5 donde se observa la protección de una línea de transmisión que consta de los dos relés y su canal de comunicación [14].

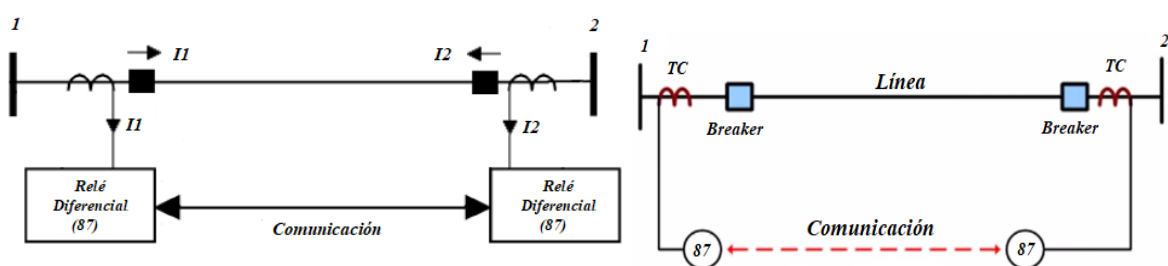


Figura 2.5 Protección diferencial con canal de comunicación.

En las protecciones tradicionales, cada relevador que forman la protección diferencial funciona comparando las corrientes de ambos lados de la línea o de cualquier otro elemento a proteger, el cual se basa en tres pasos importantes. Primero, las señales obtenidas en cada extremo del elemento a proteger se transforman en señales de menor magnitud a través de los

TC's de instrumento. En el segundo, se hace un análisis de las magnitudes obtenidas por los TC's. Finalmente, se ajusta la condición de operación para esta protección [15].

La protección diferencial, realmente tiene un uso generalizado en la protección del sistema de potencia por sus amplias aplicaciones y facilidades de implementar, pero tiene ciertas ventajas y desventajas, las cuales se mencionan a continuación [15].

***Desventajas:***

- Los TC's se saturan de manera desigual durante los periodos de fallas externas o por un flujo remanente diferente.
- Si existe un cambio de fase en las corrientes entrantes y salientes, resultará una corriente diferencial errónea provocando un disparo indeseable.
- Los TC's en ambos extremos del elemento a proteger tienen características diferentes.

***Ventajas:***

- Puede comparar o monitorear la diferencia de magnitudes de dos puntos diferentes.
- Opera cuando su vector diferencial característico de las dos cantidades eléctricas excede su valor predeterminado.
- Opera abriendo los interruptores en ambos lados del elemento protegido.
- Protege contra fallas internas de cualquier elemento o dispositivo eléctrico.
- Se construye con dos relevadores direccionales de sobrecorriente.

Para esta protección en particular, en sistemas de protección tiene características como selectividad, rapidez, precisión y seguridad, el cual ofrece al presentarse un mal funcionamiento o una inestabilidad en el sistema. Para que esta protección cumpla con este objetivo, es necesario contar con una buena coordinación en los ajustes establecidos.

De lo expuesto se deduce que estas protecciones por diferencial de corriente, son protecciones que van transmitiendo signos positivos y negativos en la medición de la intensidad de corriente que existe en los extremos de la zona protegida. En los que lo convierte en un sistema con ciertas características de protección con el criterio de "bloqueo" o "disparo" con la intervención de un canal de comunicación apropiado para su sincronía.

Al exponer la teoría de operación de esta protección, se plantean condiciones que surgen por naturaleza donde aparecen desfases dependiendo del tipo de falla, ya sea interna o externa. Al ocurrir esto existe entre  $60^\circ$  a  $90^\circ$  para fallas internas y para condiciones normales existe una diferencia de  $30^\circ$ . Para corregir y compensar esos grados se recomienda que en los transformadores de medición se conecten de forma contraria a la que se encuentra el elemento a proteger, es decir si tenemos un generador conectado en delta/estrella entonces los TC's se conectarán en estrella/delta, con el fin de compensar esos  $30^\circ$  de desfaseamiento. Otra situación que se presenta en estas protecciones es, que los TC's se colocan por fase, al ser así las tensiones de línea con respecto a las tensiones de fase se produce un desfaseamiento de precisamente de  $30^\circ$ , por lo que de igual manera se recomienda que la conexión sea contraria. En la figura 2.6 se muestra la conexión de los TC's y el elemento protegido, abc y ABC son las fases de cada extremo del elemento a proteger y los puntos son marcas de polaridad de la intensidad de corriente eléctrica.

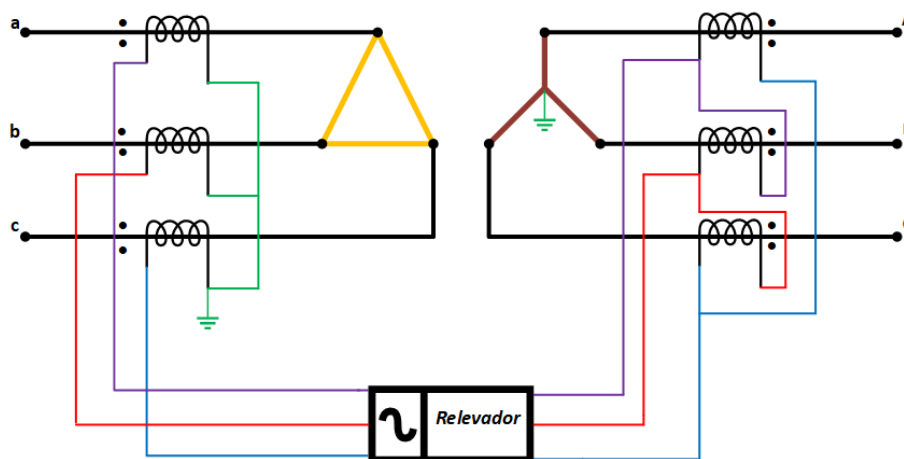


Figura 2.6 Conexión de los TC's y el elemento protegido para compensar los  $30^\circ$ .

## 2.7 Protección por distancia

### 2.7.1 Funcionamiento

Una protección de distancia se encarga de calcular la impedancia a partir de la relación de la tensión y corriente para después determinar si existe una falla dentro o fuera de su zona de operación con base en las impedancias definidas por la zona, ya que este esquema funciona por sensibilidad de impedancia. Dado que, en las líneas de transmisión, la impedancia de la línea es proporcional a su longitud, el relevador de distancia permite la ubicación de la falla con base en la impedancia calculada. De allí que a los esquemas de protección de distancia se les llame también como esquemas de protección de impedancia o viceversa. Estas protecciones están conectadas a la línea a través de transformadores de instrumento, los cuales son el transformador de voltaje y de corriente. Los factores que hacen que el relé detecte una falla es por medio de dos condiciones: una por sobre carga y otra por cortocircuitos. Este tipo de protección cumple con dos características importantes dentro de los esquemas de protección, las cuales son: *velocidad* y *confiabilidad*. La principal ventaja de usar estas protecciones es que puede proteger varias zonas de cobertura y sus zonas son independientes, pero con diferente retardo. En general la protección de distancia se utiliza no solo como protección principal, sino como de respaldo para otras protecciones.

Las protecciones de distancia se conectan en los lados secundarios de los transformadores de instrumento, la impedancia  $Z_r$  “vista o medida” por esta protección se conoce como la impedancia secundaria y está dada por:

$$Z_r = \frac{V_{LN}}{I_L} \quad (2.9)$$

Donde

$V_{LN}$  = Tensión de fase-neutro sistema.

$I_L$  = Corriente de fase de la línea.

Ahora si sustituimos las relaciones de los transformadores de instrumento, la impedancia realmente vista está dada por la ecuación (2.10), donde  $Z_L$  es la impedancia de la línea.

$$Z_r = \frac{V_L}{I_L} = \frac{\frac{V_S}{RTV}}{\frac{I_S}{RTC}} = \frac{RTC * V_L}{RTV * I_L} = \frac{RTC}{RTV} * Z_L = n * Z_L \quad (2.10)$$

### 2.7.2 Diagrama R-X

El diagrama o plano R-X es la representación fasorial y la representación de la impedancia de la línea de transmisión. En el eje de las abscisas representa la resistencia R y en el eje de las ordenadas la reactancia X, de modo que cada punto del plano representa una impedancia que queda determinada por una cierta distancia y por el ángulo  $\phi$ . Por otro lado, tenemos el diagrama fasorial de tensión-corriente con el mismo ángulo  $\phi$ , de esta manera ambos diagramas son absolutamente compatibles. Observe la figura 2.7

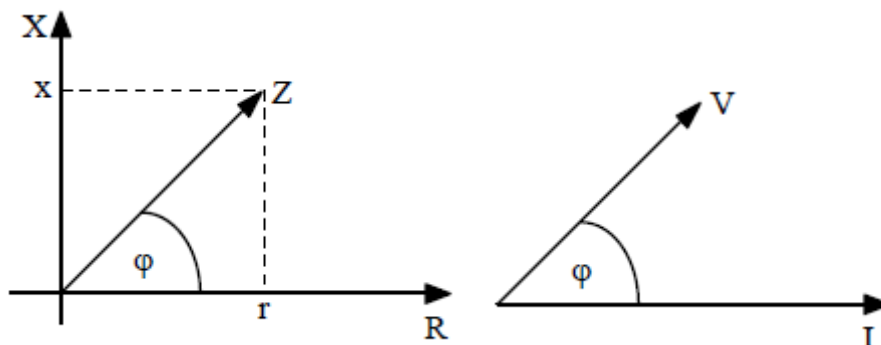


Figura 2.7 Representación de la impedancia en plano R-X y diagrama fasorial.

Las líneas de transmisión tienen ciertos ángulos que varían de acuerdo al nivel de tensión el cual se muestra en la tabla 2.3 [40].

Tabla 2.3: Ángulos típicos para líneas de transmisión según el nivel de tensión.

kV	Ángulo
7.2 - 23	25° - 45°
23 - 69	45°
69 - 230	60° - 80°
230 - en adelante	75° - 85°

La expresión para una impedancia homogénea a lo largo de la línea es del tipo:

$$z_L = R_L + jX_L \quad (2.11)$$

### 2.7.3 Característica de operación de los esquemas por distancia

Los esquemas de distancia se pueden clasificar según su forma o curva característica de operación para las zonas de protección, esto dependiendo del tipo de esquema, las cuales se encuentran en la figura 2.8. En general se reconocen cuatro formas características.

- a. Característica de impedancia
- b. Característica de impedancia tipo mho
- c. Característica de reactancia
- d. Característica poligonal o cuadrilateral

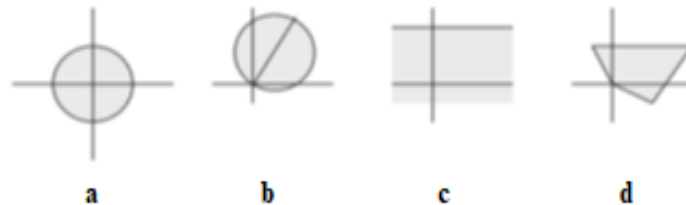


Figura 2.8 Características de operación para esquemas de protección de distancia.

A continuación, se describen los esquemas de protección de distancia más empleados en los sistemas de potencia, los cuales son: esquema de protección de distancia tipo mho y del tipo polígono-cuadrilateral.

### 2.7.4 Protección por distancia tipo mho

Este tipo de esquema se le denomina esquemas tipo “mho o de admitancia” o en algunas veces es llamado tipo círculo, dado que su característica de operación forma una circunferencia que pasa por el origen del diagrama R-X. No obstante, su característica puede desplazarse con respecto al origen de coordenadas del plano, de tal forma que este encierre el origen o que el origen este fuera de la circunferencia, si la impedancia medida cae dentro de la circunferencia el dispositivo opera. Observe la siguiente figura 2.9 sobre la característica del esquema de distancia tipo mho.

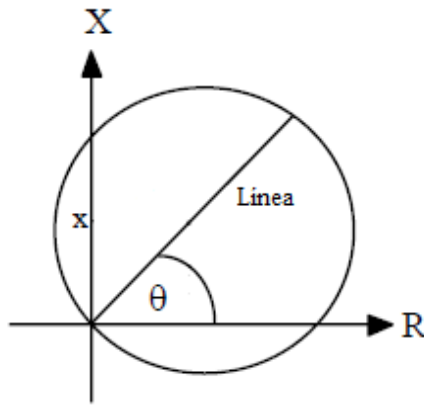


Figura 2.9 Característica de operación tipo mho.

La circunferencia representa el alcance de la zona de protección, la línea recta representa la línea de transmisión, el ángulo teta es el ángulo de la impedancia de la línea y el plano R-X representa la resistencia y reactancia mencionado antes.

### 2.7.5 Protección por distancia tipo polígono-cuadrilateral

Este esquema tipo polígono-cuadrilateral, se define fijando los alcances de las zonas de protección a través de parámetros resistivos y reactivos o bien con parámetros rectangulares. Al tener estos parámetros se forman cuatro lados positivos y negativos en los lados derecho e izquierdo del plano R-X. Este esquema es igual que el esquema tipo mho si la falla cae dentro de cualquier cuadrante el dispositivo tipo polígono-cuadrilateral operará. Este esquema tiene una peculiaridad, no solo opera hacia adelante sino puede operar hacia cualquier cuadrante del plano R-X. Esta es una gran ventaja que tiene este esquema comparado con el de tipo mho. En la figura 2.10 se muestra la característica de operación de este esquema de distancia, en el lado izquierdo se muestra la característica hacia adelante-atrás y del lado derecho la característica solo hacia adelante.



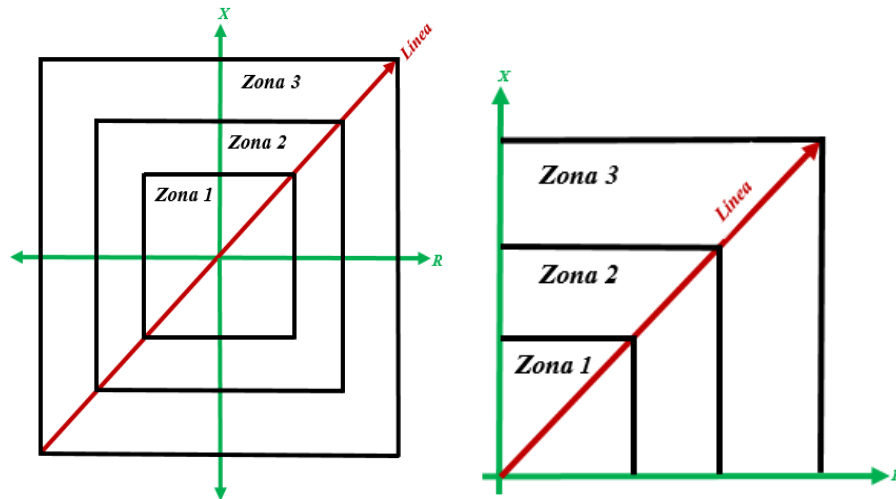


Figura 2.10 Característica de operación tipo polígono-cuadrilateral.

Para los esquemas tipo polígono-cuadrilateral, no necesariamente se puede encontrar características como las anteriores, sino que podemos encontrar múltiples características poligonales y cuadrilaterales dentro de estos esquemas. En la siguiente figura se muestran diferentes tipos de características poligonales-cuadrilaterales que pueden existir en estos esquemas de protección de distancia. Dentro de las múltiples características, no importa cuál sea su forma, siempre estará formado por los parámetros del plano R-X, ya sea en una sola dirección o en varias direcciones. Otro dato importante es que hay esquemas poligonales o cuadrilaterales que pueden proteger hasta más de 3 zonas, como es el caso de la figura 2.11 de lado derecho.

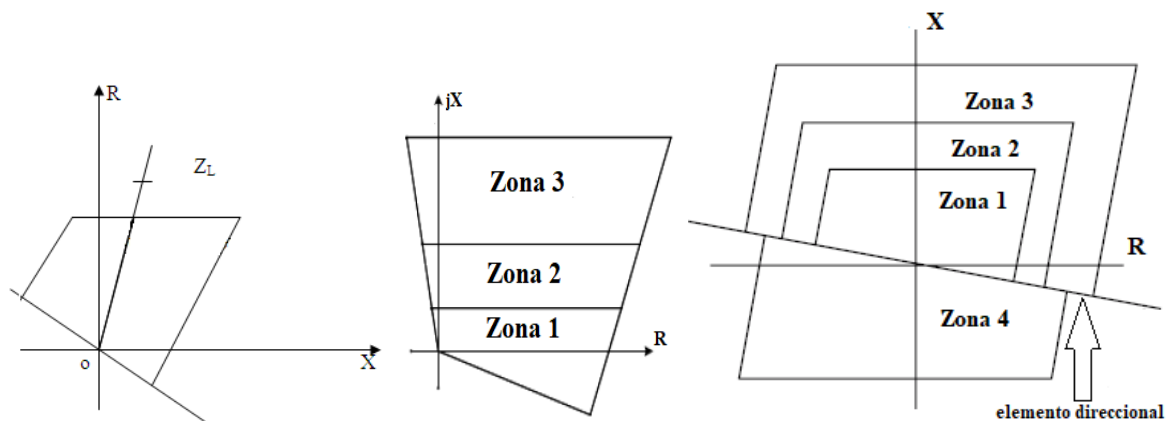


Figura 2.11 Múltiples características poligonal-cuadrilateral.

## 2.8 Protección por sobrecorriente

### 2.8.1 Funcionamiento

Esta protección se encarga de medir permanentemente la corriente de cada fase con el objetivo de detectar las corrientes que se pueden producir cuando existe un cortocircuito. Las protecciones de sobrecorriente, se utilizan en líneas de transmisión y los factores que hacen que funcione correctamente es por medio de dos condiciones: 1.- por incremento de carga y 2.- por cortocircuitos, [19]. Por ello, la protección debe diseñarse para detectar cualquier circunstancia anormal existente y realizar una acción con claridad, [20]- [22]. Trabajo que desempeña el área de protecciones eléctricas para idear, analizar, evaluar y diseñar las protecciones [21].

La corriente es la variable utilizada para la coordinación de estos relés de protección, por sobrecorriente por lo que es uno de los sistemas más simples y se usan ampliamente, especialmente en sistemas radiales. Dependiendo de la magnitud de esta variable será su tiempo de actuación para este esquema y podrá ser:

- *De tiempo inverso* cuando se supera un valor previamente calibrado y su operación es temporizada (50/51), está relacionada con la ecuación (2.12).
- *De tiempo definido* esta operación depende del tiempo según su función característica establecida.

$$t = \frac{k \times \beta}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^\alpha - 1} + L \quad (2.12)$$

Donde

$t$ = Tiempo de operación en segundos (variable dependiente)

$\beta$ = Constante definida por la curva característica de operación

$k$ = Ajuste de tiempo/número de curva

$I$ = Corriente de falla vista por el dispositivo de protección (variable independiente)

$I_p$ = Corriente de arranque (pick-up)

$\alpha$ = Constante definida por la curva característica de operación

$L$ = Contante que depende del tipo de norma (IEC o ANSI/IEEE)

La pendiente de la curva tiempo-corriente se determinan por los valores de las constantes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $L$ . Estos valores son determinados por la norma IEC y ANSI/IEEE, los cuales se muestran en la tabla 2.4.

Tabla 2.4: Parámetros del relé de sobrecorriente con diferentes características basadas en estándares IEC y ANSI/IEEE.

Curva Característica	$\alpha$	$\beta$	$L$	Estándar
Estándar inversa	0.02	0.14	0	IEC
Muy inversa	1.0	13.5	0	IEC
Extremadamente inversa	2.0	80.0	0	IEC
Tiempo largo inverso	1.0	120.0	0	IEC
Tiempo definido	-	0	0	IEC
Moderadamente inversa	0.02	0.0515	0.114	ANSI/IEEE
Muy inversa	2	19.61	0.491	ANSI/IEEE
Extremadamente inversa	2	28.2	0.1217	ANSI/IEEE

Viendo la tabla 2.5 se muestran las respectivas ecuaciones para cada curva característica de operación.

Tabla 2.5: Ecuaciones que definen las características de operación tiempo-corriente.

Tipo de curva	Ecuación
Normalmente inversa	$t = \frac{k \times 0.14}{M^{0.02} - 1} + L$
Muy inversa	$t = \frac{k \times 13.5}{M^1 - 1} + L$
Extremadamente inversa	$t = \frac{k \times 80}{M^2 - 1} + L$
Tiempo largo inverso	$t = \frac{k \times 120}{M^1 - 1} + L$

Estos esquemas de protección llevan asociada una curva característica de operación, la cual se muestra a continuación en la figura 2.12.

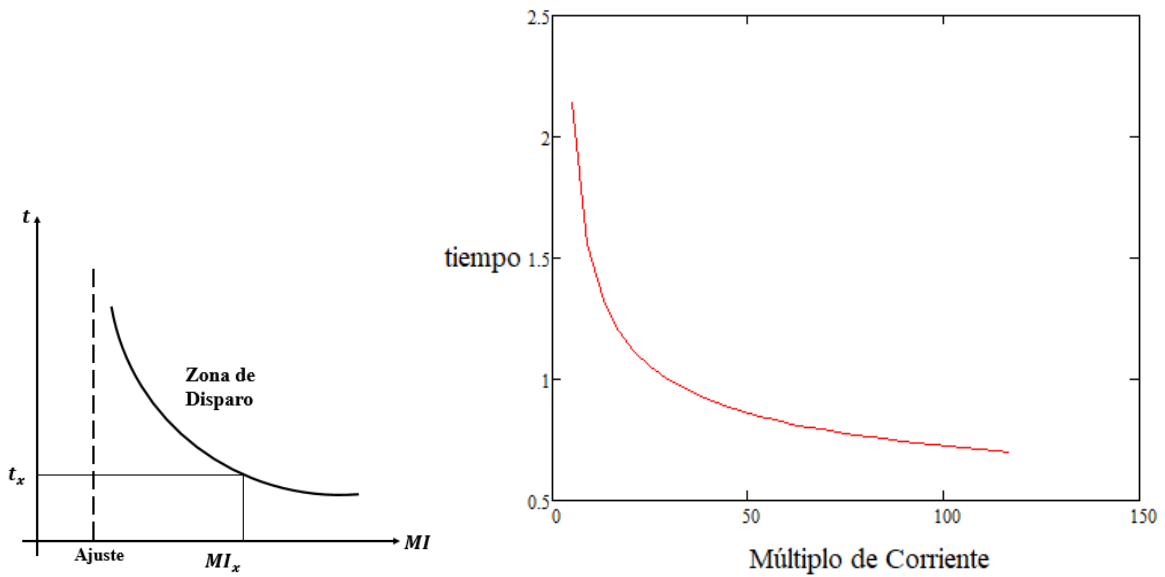


Figura 2.12 Curva característica del esquema de protección por sobrecorriente.

El ajuste para el múltiplo de corriente depende solo de la relación de corriente de falla y la corriente de arranque, y está dado por la siguiente expresión matemática.

$$MI = \frac{RI_{falla}}{I_p} \quad (2.13)$$

Donde

$$RI_{falla} = \frac{I_{falla}}{TC} \quad (2.14)$$

$$I_p = \frac{1.25 \cdot I_{nominal}}{TC} \quad (2.15)$$

Este esquema de protección es la más antigua, sencilla, económica y relativamente confiable de todas la existentes. Este esquema se compone solo de un transformador de medición el cual es el TC, por lo que conlleva a ser menos sensible comparado con otros esquemas que utilizan transformadores de corriente y tensión. En la figura 2.13 se muestra la protección por sobrecorriente.

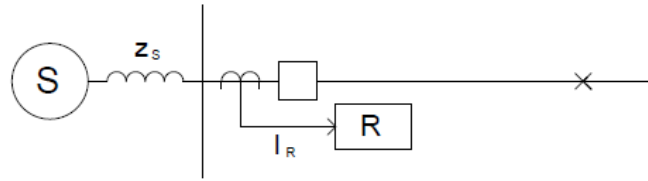


Figura 2.13 Protección por sobrecorriente.

El intervalo de tiempo de operación para la coordinación de este esquema de protección es aquel que se encuentra entre el dispositivo de protección primario/respaldo. Siendo la diferencia entre el tiempo de operación de respaldo y el tiempo en que tarda en abrir el interruptor para liberar la falla. Los rangos de tiempo típicos oscilan entre 0.2s-0.5s, aparte se toma en consideración el tiempo en que tarda en abrir el interruptor de potencia, el cual está en el rango de los 5 ciclos [23].

La selectividad, es una cualidad importante de todo esquema de protección el cual permite distinguir las condiciones de operación y operación indeseable. El proceso de ajustar esta selectividad se denomina y se le conoce como coordinación de esquemas de protección.

### 2.8.2 Tipos de protecciones por sobrecorriente

De acuerdo a la curva característica de operación de tiempo-corriente de cada protección de sobrecorriente, es su funcionamiento y operación quienes los definen, los cuales pueden ser: Ver figura 2.14.

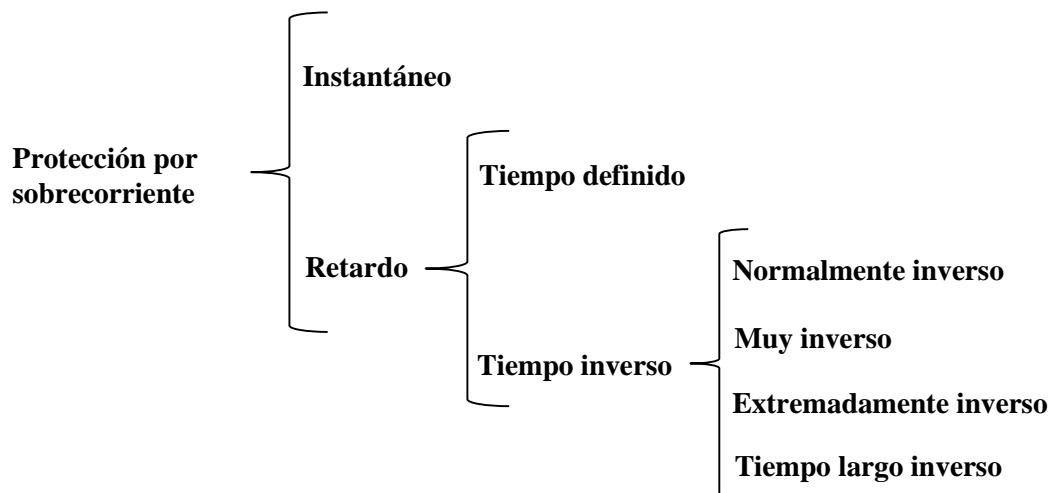


Figura 2.14 Clasificación de protecciones por sobrecorriente según su característica.

La figura 2.15 muestra las curvas características correspondientes para las distintas protecciones por sobrecorriente señalados anteriormente. En cada curva se aprecia como la característica correspondiente de tiempo-corriente de los diferentes esquemas de sobrecorriente va cambiando en función de su pendiente.

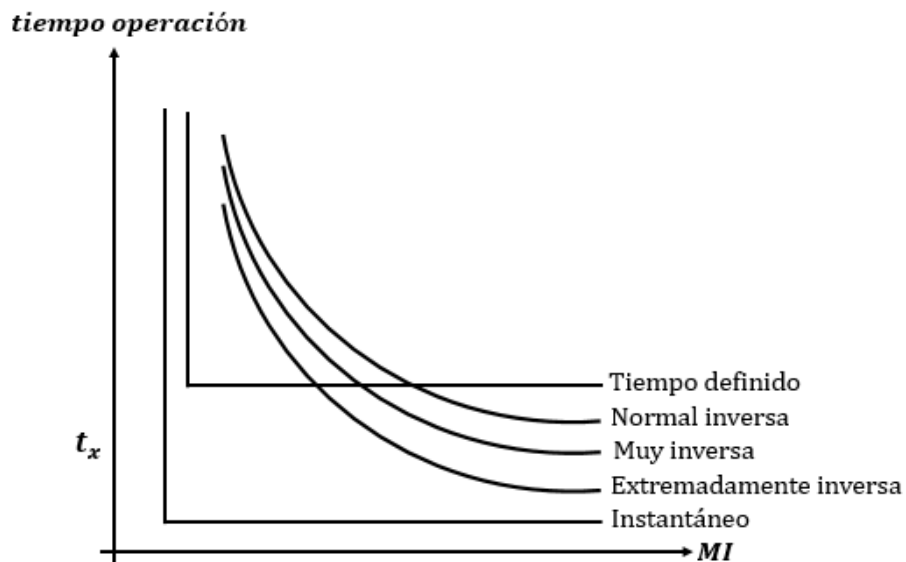


Figura 2.15 Curvas características para la protección por sobrecorriente.

De las diferentes protecciones por sobrecorriente mencionadas anteriormente, estas se pueden dividir en dos clasificaciones: protección por sobrecorriente bidireccional y protección por sobrecorriente direccional como se muestra en la figura 2.16.

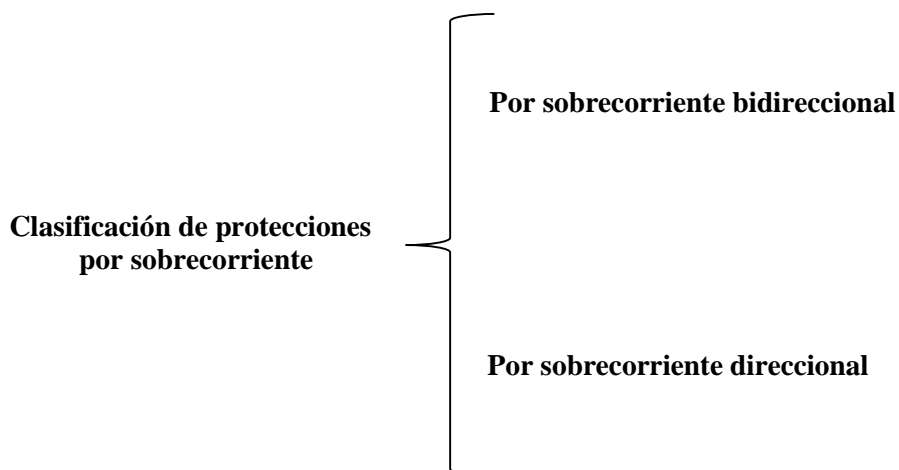


Figura 2.16 Clasificación de protecciones por sobrecorriente.

### 2.8.2.1 Protección por sobrecorriente bidireccional

La protección por sobrecorriente o sobrecorriente bidireccional, son aquellas que cuentan con una amplia zona de ajuste para su coordinación de operación. Al tener ventaja de una mayor zona de cobertura permite que puedan operar en varias direcciones. Es decir, estos esquemas operan cuando existen fallas hacia delante o hacia atrás, y pueden ser instantáneos o de tiempo definido.

Los esquemas por sobrecorriente son del tipo más simple que se utilizan dentro de los sistemas eléctricos de potencia. Evidentemente como su nombre lo dice, su la forma de operar es a través de un incremento de valor en la magnitud de corriente que el relé detecta. Por ser un esquema simple y sencillo de coordinar, permite no solo operar cuando hay corrientes de falla presentes en la zona de ajuste, sino que también puede ser ajustado para que opere en zonas adyacentes y brindar una mayor protección en el sistema. La figura 2.17 muestra el esquema de protección por sobrecorriente, el cual puede operar en ambas direcciones cuando existe de una falla.

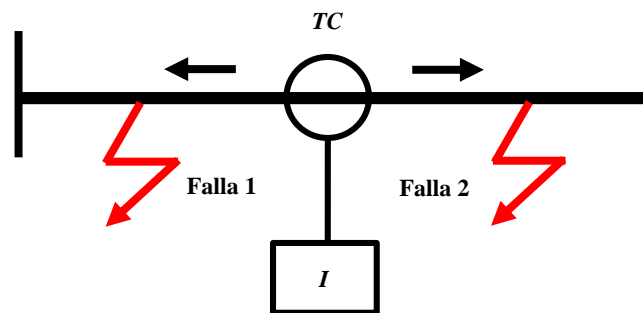


Figura 2.17 Esquema de sobrecorriente: Opera para fallas en ambas direcciones.

En esta figura, se muestra más a detalle el funcionamiento de operación del esquema de protección por sobrecorriente cuando existen fallas que circulan en ambas direcciones. A este esquema se le conoce también como esquema de protección por sobrecorriente bidireccional. Este esquema de protección es apto para ser implementado en sistemas eléctricos de potencia radiales.

### 2.8.2.2 Protección por sobrecorriente direccional

El elemento más susceptible ante una falla es la línea de transmisión ya que está expuesta a las condiciones climatológicas y ambientales, y es por esta razón que se implementa la utilización de la protección direccional. Se denomina protección direccional de

sobrecorriente a aquella que responde al valor de la corriente y a la dirección de la potencia de cortocircuito en el punto de ubicación. La protección opera si la corriente sobrepasa el valor de arranque y la dirección de la potencia coincide con la correspondiente a un cortocircuito en la zona protegida. En otras palabras, este esquema de protección responde a la operación cuando la corriente de falla circula en una sola dirección, por lo general cuando la falla es hacia delante. Ver la figura 2.18.

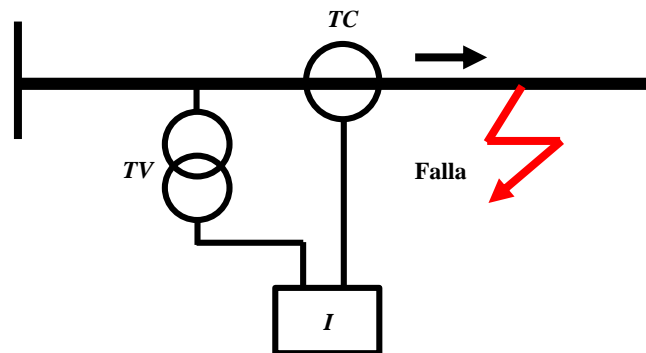


Figura 2.18 Esquema de sobrecorriente: Opera para fallas en un solo sentido.

La protección por sobrecorriente direccional puede ser usada para medir la magnitud de la intensidad, así como su sentido; es decir, el sentido del flujo de la corriente de falla, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema. El relé direccional impide la operación de los esquemas de sobrecorriente cuando la potencia fluye hacia afuera de la sección protegida. Esta protección funciona mediante un valor deseado de circulación de sobrecorriente de falla en una dirección dada el cual está formado por 2 elementos:

- ❖ Un elemento de sobrecorriente: que controla la magnitud de la intensidad de corriente eléctrica.
- ❖ Un elemento direccional: que controla el ángulo de fase entre la magnitud de la corriente y la magnitud de polarización (sentido/dirección de la corriente).

Para ejecutar la función de direccionalidad de este relé se verifica el sentido en que circula la corriente en la zona de protección mediante una señal adicional de voltaje utilizando un transformador de tensión (TV). Este tipo de esquema se implementa a menudo en sistemas eléctricos de potencia anillados donde los flujos de potencia pueden cambiar de dirección.



## 2.9 Protección por voltaje

### 2.9.1 Funcionamiento

El funcionamiento de esta protección por voltaje es muy similar al de sobrecorriente, donde existen dos tipos de esquema: de subtensión y sobretensión. La principal función de esta protección es monitorear y medir permanentemente la tensión de todo el sistema o el área que se desea proteger ante la variación de tensión del sistema. La medición se puede hacer por fase o en tres fases dependiendo del esquema, con la finalidad de que sea más sensible en la detección de aumento o reducción de la tensión. El tiempo de operación para estos esquemas está en función del valor de tensión el cual puede ser instantáneo o temporizado. Cabe recordar que este esquema es similar al de sobrecorriente.

- Tiempo definido: cuando se supera el umbral calibrado, en este caso puede ser temporizado o instantáneo.

$$V_{nominal\ sistema} > V_{sobrevoltaje} \rightarrow \text{máxima tensión y tiempo alto}$$

$$V_{nominal\ sistema} < V_{subvoltaje} \rightarrow \text{mínima tensión y tiempo bajo}$$

- Tiempo inverso: cuya operación depende del tiempo según su función y está dada por la ecuación (2.16)

$$t = \frac{TMS \times 1}{\left(\frac{V}{V_p}\right)^{-1}} \quad (2.16)$$

Donde

$t$  = Tiempo de operación en segundos (variable dependiente)

$TMS$  = Ajuste de tiempo/número de curva

$V$  = Tensión nominal vista por el dispositivo de protección (variable independiente)

$V_p$  = Tensión de arranque (pick-up)

Observando la expresión (2.16), el tiempo de operación depende de la variación de tensión tanto para rangos mayores o menores de la tensión nominal, ya que se toma el valor absoluto de la diferencia de la variación de tensión.

En la figura 2.19 se presenta el esquema para la protección por voltaje comparando en dos extremos del sistema de potencia.

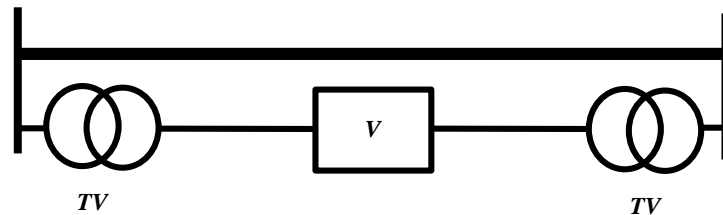


Figura 2.19 Esquema de protección de voltaje para dos extremos del sistema.

En la figura 2.20 ahora se muestra un esquema de protección de voltaje para un extremo del sistema.

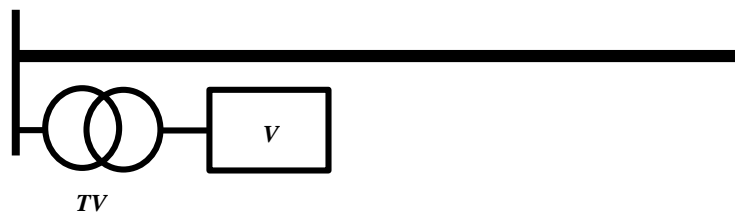


Figura 2.20 Esquema de protección de voltaje para un extremo del sistema.

Cabe resaltar que este esquema puede monitorear tensiones por fase, pero en la actualidad en día existen esquemas modernos y sofisticados que permiten hacerlo para las tres fases; eso ya depende de las características particulares que ofrece el fabricante.

## 2.9.2 Tipos de protecciones por voltaje

A continuación, se explican los tipos de esquemas de protección por voltaje existentes. Se mencionó en subtemas anteriores que existen dos tipos de esquemas: *por sobrevoltaje* y *subvoltaje*.

### 2.9.2.1 Protección por subvoltaje

Este esquema actúa cuando existe una reducción en la tensión del sistema a un valor que pudiera ser conflictivo o presentarse en condiciones inapropiadas en la operación, en un rango del <85% de la tensión nominal el cual persiste durante un determinado tiempo, el porcentaje de ajuste puede ser a criterio. También se puede aplicar este tipo de esquema para la estabilidad de tensión en caso de existir un colapso o cuando se libera alguna carga del sistema. A continuación, se presenta la curva característica de operación para el esquema de subvoltaje, donde a su vez se aprecia como el tiempo va disminuyendo al ir reduciendo la tensión.

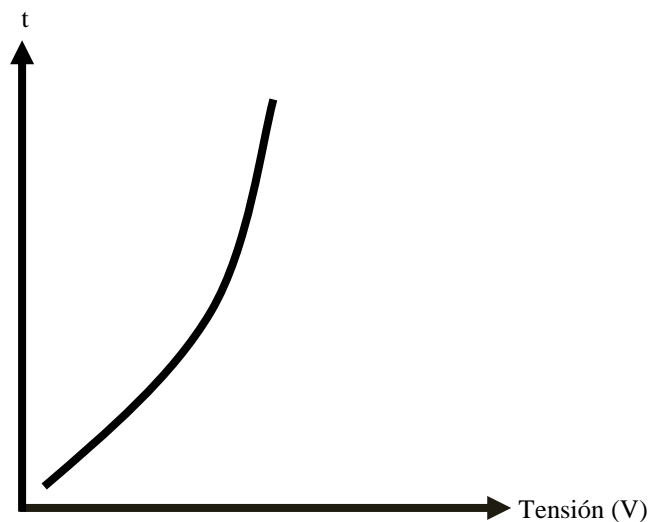


Figura 2.21 Curva característica del esquema de protección por subvoltaje.

Las principales razones y consecuencias de tener un subvoltaje en el sistema es por:

- ✓ Incremento de carga
- ✓ Por proximidad de fallas
- ✓ Falla en la regulación de tensión
- ✓ Pérdida de un generador síncrono o renovable

### 2.9.2.2 Protección por sobrevoltaje

Este esquema de protección por sobrevoltaje tiene la misión de operar contra voltajes que puedan estar por encima del valor máximo tolerable de ajuste, y evitar alguna inestabilidad en el sistema de potencia. El incremento de la tensión de ajuste puede estar por arriba del valor nominal, el cual puede ser a criterio y conveniencia.

Este tipo de esquema se puede aplicar en líneas de transmisión, generadores eléctricos, buses y en transformadores de potencia. Así como el esquema por subvoltaje, este esquema de sobrevoltaje lleva asociada una curva característica de operación la cual se muestra en la figura 2.22.

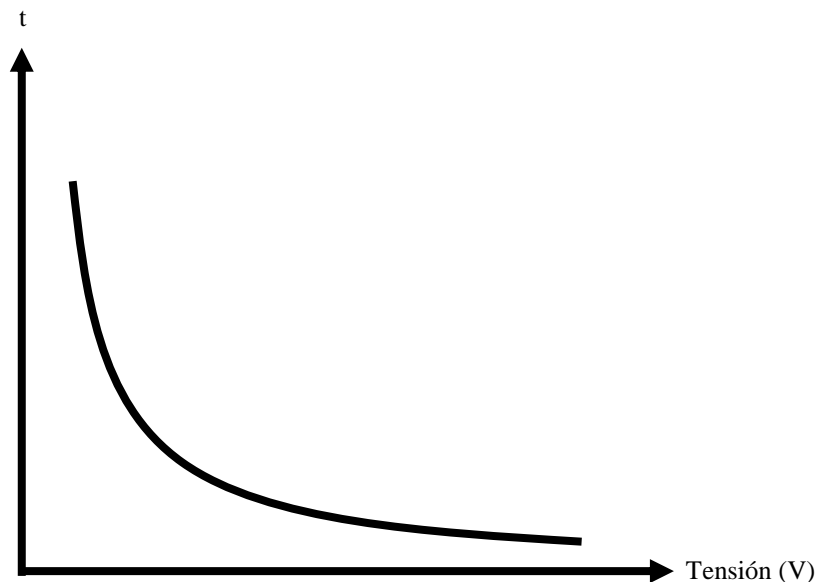


Figura 2.22 Curva característica del esquema de protección por sobrevoltaje.

La principal razón para tener sobrevoltaje en el sistema de potencia se puede dar por:

- ✓ Descargas atmosféricas
- ✓ Ferrorresonancia
- ✓ Falla en el neutro durante fallas monofásicas
- ✓ Falla en la regulación de tensión
- ✓ Pérdida de carga
- ✓ Pérdida de la señal de tensión tomada como referencia
- ✓ Interconexión de otras fuentes generadoras (renovables o convencionales)

En [28], se toma en consideración para un dado caso donde por lo menos un interruptor de cualquier extremo del sistema sea desconectado por cualquier circunstancia. Ante esta condición cambiará la topología de la red, lo que dará como resultado una caída o aumento en la tensión provocando que sea más sensible la operación del esquema de protección por voltaje. En la figura 2.23 se muestra la tolerancia de sensibilidad del esquema de protección por voltaje, en la que  $V_{mín}$  y  $V_{máx}$  son los límites mínimos y máximos de la tensión de ajuste para la operación del esquema y mientras  $t_{mín}$  y  $t_{máx}$  son los límites mínimo y máximo de tiempo de operación.

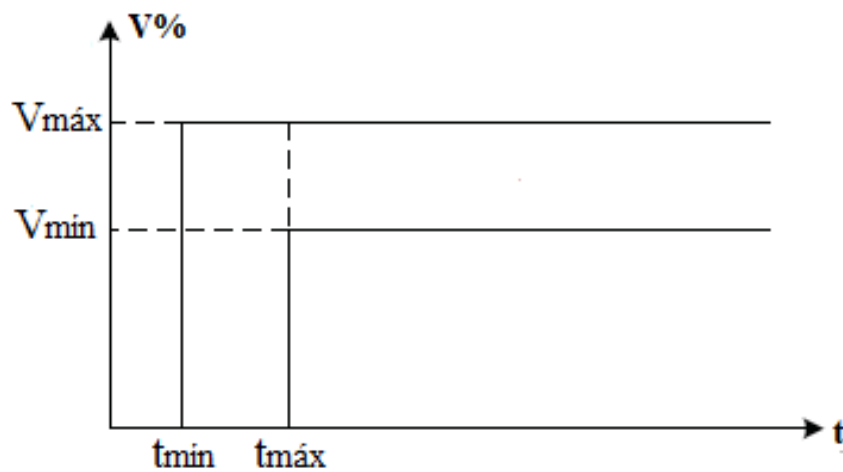


Figura 2.23 Tolerancia de la sensibilidad de operación del esquema por voltaje.

## **2.10 Protección adaptiva**

### **2.10.1 Funcionamiento**

La protección adaptiva se define, como una protección que permite buscar ajustes a través de varias funciones de manera automática para mantener el sistema sincronizado con los esquemas de protección en todo momento, evitando cualquier cambio en la operación del sistema de potencia. Las funciones de configuración ajustables para estos esquemas de protección son la intensidad de corriente, la tensión o la potencia dependiendo de su algoritmo de configuración, por lo que este esquema puede realizar cambios en tiempo real según las señales de los sensores que se utilizan o a través de un sistema de control central. Este esquema de protección adaptativa tiene la característica de que no se encuentra en un estado fijo, es decir, puede ajustar sus configuraciones para adaptarse a una red más dinámica en el cual los generadores, líneas de transmisión y cargas pueden variar, y cambiando las características propias de la red eléctrica, adaptándose según sea la condición prevaleciente o modificaciones topológicas del sistema. Estos ajustes y configuraciones lo hacen en condiciones de inestabilidad en la operación, [30]. A medida que los recursos de generación renovable tengan un mejor desarrollo, permitirá sustituir a los generadores convencionales, y por lo tanto los esquemas de protección requerían ajustes que vayan de acorde a las nuevas tecnologías de producción de energía eléctrica. Por tal motivo este tipo de esquemas adaptivos pueden cumplir con esas condiciones donde solo existan fuentes de energía renovable en los sistemas de potencia futuros, [32]. El uso confiable para habilitar estos esquemas de protección basados en comunicación adaptiva están ganando un alto impulso en todo el mundo para la protección de redes de energía eléctrica con interconexión de fuentes de energía renovable, [8]. Durante mucho tiempo los sistemas de distribución fueron radiales, pero a través del desarrollo de nuevas fuentes ha llevado a los sistemas de potencia dejar de ser radiales, complicando así a la protección, [29]-[31]. En la práctica, su finalidad es ajustar lo más preciso posible a estos esquemas adaptivos, [30]. En el caso de estas protecciones adaptivas, cuando existen fuentes de energía renovable, el primer paso para el funcionamiento es la entrada de accionamiento a través del sistema de comunicación implementado. Esto viene de la medición donde se toman las siguientes medidas relacionadas para este esquema adaptivo:

- La magnitud de corriente debe estar sincronizada para las tres fases de cada fuente renovable y de la fuente principal (convencional).
- La dirección de la corriente en todos los dispositivos de protección que se encuentran en cada zona donde se ubica es esquema.

Recordando lo antes expuesto, estos esquemas tienen la ventaja de asignarle una función principal o de respaldo. Estos esquemas pueden proteger una determinada zona o sección específica del sistema ya sea zonas adyacentes o descendentes en la medida que lo permita el alcance del esquema adaptivo. Además, cuando existe la posibilidad de una falla en una determinada zona o según la situación prevaleciente, el esquema de protección adyacente o descendiente debe funcionar como principal o de respaldo dependiendo de la ubicación de la falla para después realizar los ajustes necesarios y brindar una mayor seguridad y confiabilidad al sistema. Con la llegada de las futuras fuentes renovables el esquema de protección adaptativa será más común para determinar los nuevos ajustes necesarios, donde no solo cambian las cargas, sino también las fuentes de energía. Es probable que esto ocurra en futuras redes eléctricas donde puede haber muchas fuentes de energía renovable conectadas siendo impredecible, por lo que la dirección de la potencia podría cambiar a menudo en toda la red dependiendo de las condiciones de operación. Ante estas condiciones se requerirá que los ajustes de estos esquemas de protección adaptativa se adapten a estos cambios en las características del sistema, y las comunicaciones entre las fuentes de generación y los dispositivos de protección lo permitirán de una manera sencilla y eficiente. Ya que dependiendo de donde se ubiquen las fuentes de energía renovable se generarán diferentes situaciones, como en el cambio de corrientes de falla o de flujo.

Este impacto se puede resumir de una manera más sencilla ya que este esquema adaptivo brinda un funcionamiento teniendo un margen disponible para que los ajustes sigan siendo válidos [32].

### *Ventajas del esquema de protección adaptivo*

- ✓ Brinda una protección ajustable vía remota
- ✓ Brinda protección por zona o área del sistema
- ✓ Brinda un margen en las corrientes de falla y de flujo para evitar falsos disparos
- ✓ Se adaptan para cualquier sistema de potencia radial o anillado
- ✓ Brindan un funcionamiento seguro, confiable y sensible
- ✓ Pueden operar como esquema de protección principal o de respaldo dependiendo de la ubicación de la falla

En la figura 2.24, se muestra un sistema eléctrico de potencia con interconexión de fuentes renovables el cual se aprecia la protección adaptiva, el cual puede brindar una protección para diferentes secciones o zonas de alcance.

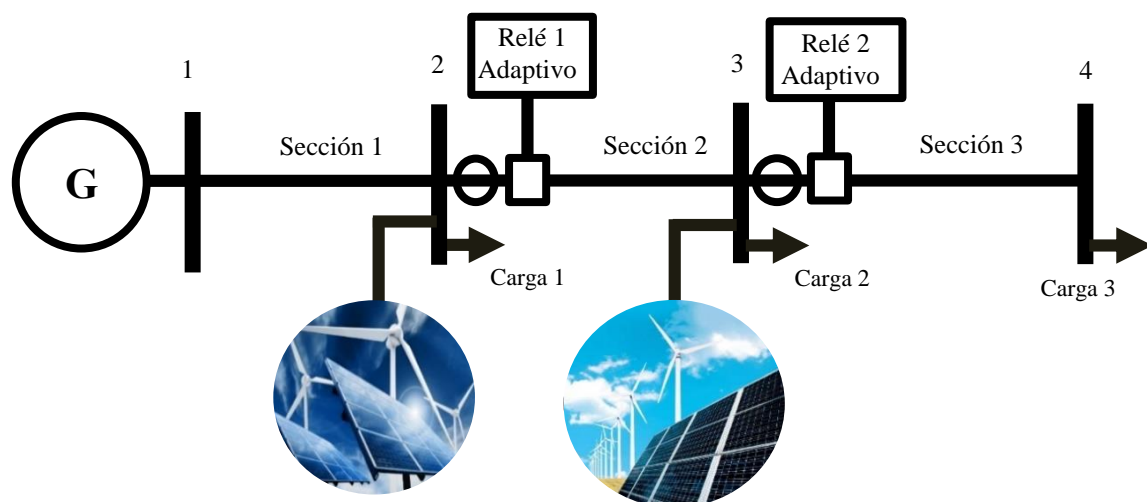


Figura 2.24 Esquema de protección adaptiva con fuentes de energía renovable.

Cada esquema de protección adaptivo instalado en el sistema será considerado para proteger una sección o un área determinada del sistema, su estructura de funcionamiento se muestra en la figura 2.25. Esta protección busca información ajustable mediante la comunicación con otros esquemas adaptivos, su propósito es detectar operaciones incorrectas del sistema, fallas en el estado de la conexión/desconexión de fuentes de energía renovable y realizar una protección adecuada, siendo mejor comparado con otros métodos tradicionales. Cada grupo define sus propios roles para la protección, el cual se definen por su estructura lógica de funcionamiento asociada a ellos, formando una sociedad mutua [31].



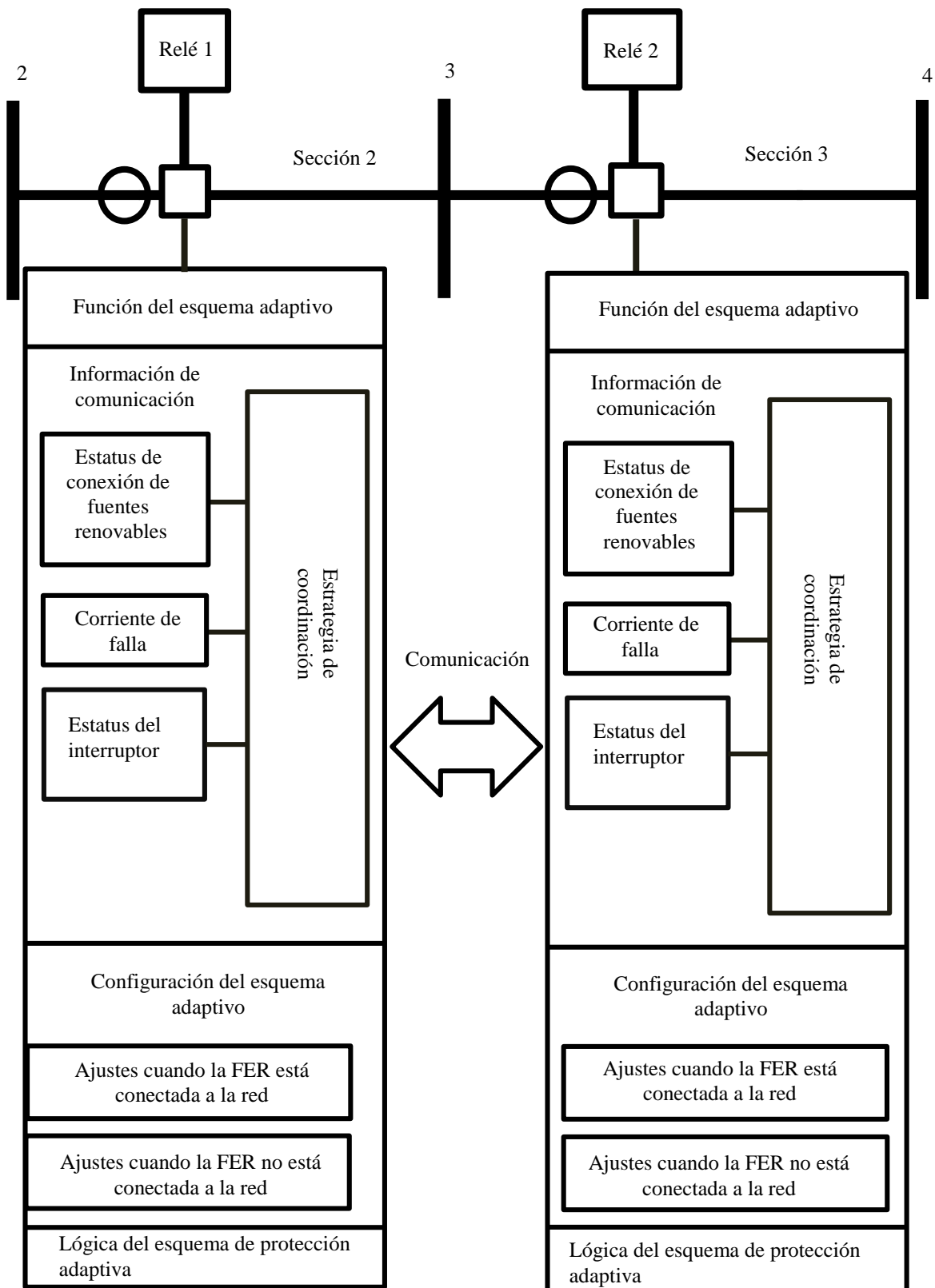


Figura 2.25 Estructura de coordinación del esquema de protección adaptiva.

### 2.10.2 Tipos de protecciones adaptivas

En la figura 2.26 se muestran algunos de los diferentes tipos de esquemas de protección adaptiva más empleados en la protección de los sistemas de potencia.



Figura 2.26 Diferentes tipos de esquemas de protección adaptiva.

Por ejemplo, para el caso de la protección de corriente adaptativa opera través de las condiciones de falla en el sistema, configurando automáticamente el valor de la corriente. Para la protección de distancia adaptativa, su función se basa en un sistema control adaptativo, ajustando en el circuito protegido identificando el estado en el que se encuentra el sistema, el control adaptativo toma la decisión, de cambiar el valor de la protección y las características del círculo ajustándolo al punto de alcance más adecuado. El control adaptativo para el circuito de protección de distancia adaptable generalmente consta de 2 partes: circuito de medición y circuito lógico [33]. Para la protección diferencial también hace el ajuste necesario en la corriente de falla de un extremo a otro para dicho esquema, y se le denomina esquema piloto por el hecho de requerir una comunicación de interfaz, [34].

## 2.11 Protección por contenido armónico

### 2.11.1 Funcionamiento

Este tipo de protección por contenido armónico se basa en la mitigación del impacto de armónicos cuales pueden producir una serie de conflictos provocando desajustes en las lecturas de operación en estos esquemas de protección. Al tener la presencia de armónicos en los sistemas eléctricos de potencia, puede influir no solo en el funcionamiento del sistema sino también en los esquemas de protecciones eléctricas provocando variaciones en las magnitudes de tensión y de corriente, donde puede traer falsos disparos en los esquemas de protección. Esto también puede provocar un atraso en el tiempo de operación, causando daños irremediables en el sistema eléctrico, por esta razón su funcionamiento se basa en la eliminación o depreciación de armónicos en la red para no ser afectado en sus ajustes establecidos. Las características que definen a los armónicos son las amplitudes de cada armónico y su orden; el orden de los armónicos se define como el número entero de veces que la frecuencia de ese armónico es mayor que de la frecuencia fundamental. Estos armónicos se pueden clasificar en dos tipos: pares e impares; los pares solo existen cuando hay una asimetría de cada semiciclo en la señal periódica de alterna y los impares lo producen todo aquel equipo que distorsiona la señal pero que cumple con la simetría de cada semiciclo. Algunos de los impactos que puede producir la inyección de armónicos en el sistema son:

- ❖ Incremento en los niveles de tensión y corriente eléctrica
- ❖ Calentamiento en equipos eléctricos
- ❖ Fallas en el aislamiento
- ❖ Desajuste en el tiempo de operación de los esquemas de protección
- ❖ Pérdida de capacidad de potencia de suministro
- ❖ Deterioro o deformación en forma de onda de la tensión y corriente eléctrica

Ahora algunas de las causas más comunes que provocan la presencia de armónicos en la red eléctrica:

- Por corrientes Inrush
- Electrónica de potencia
- Cargas no lineales

Las fuentes de energías limpias tienen ciertas ventajas importantes, pero no hay que despreciar los impactos que pueden generar este tipo de tecnologías al incorporar la electrónica de potencia, por lo que las técnicas de protección convencionales y tradicionales son afectadas por este tipo de tecnologías [35], [36]. De acuerdo al nivel de penetración de los generadores de energías limpias que se encuentren en el sistema la distorsión armónica será mayor y severa provocando cambios en la variación de niveles de corrientes y tensiones, así produciendo limitaciones en los tiempos de operación y coordinación en los esquemas de protecciones [37]. Al día de hoy es necesario realizar investigaciones sobre técnicas que ayuden a reducir este tipo de impactos ya que la distorsión armónica afecta a todo el sistema, y para años próximos se espera que se vayan sumando fuentes de energías limpias tales como biomasa, marítima, geotérmica, por concentración solar, mini hidráulica, entre otras [38], [39]. En la figura 2.27 se muestra un sistema eléctrico de potencia con generadores de energías limpias usado interfaz de electrónica de potencia. En esta figura la electrónica de potencia va relacionada con el convertidor de potencia que son los dispositivos que más inyectan armónicos al sistema debido a la operación de elementos de switcheo, en la actualidad estos convertidores de potencia forman parte importante en los generadores de energías limpias debido a que son utilizados para la sincronización con las redes eléctricas.

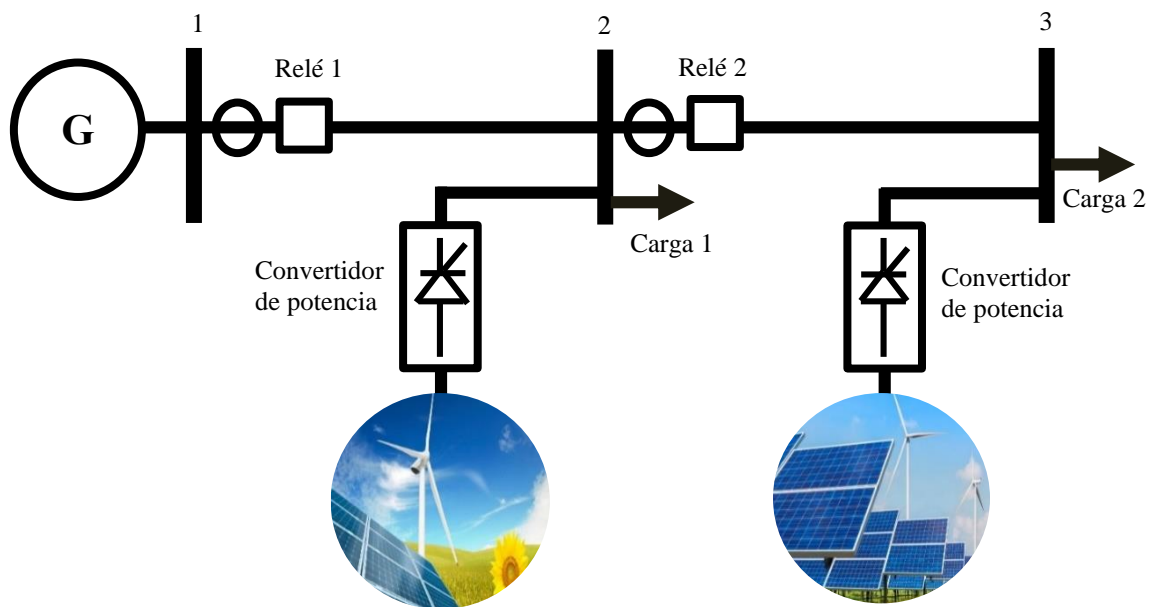


Figura 2.27 Generadores de energías limpias con su interfaz de electrónica de potencia.

### 2.11.2 Bloque de funcionamiento

En la figura 2.28 se muestra los bloques de funcionamiento del esquema de protección por contenido armónico.

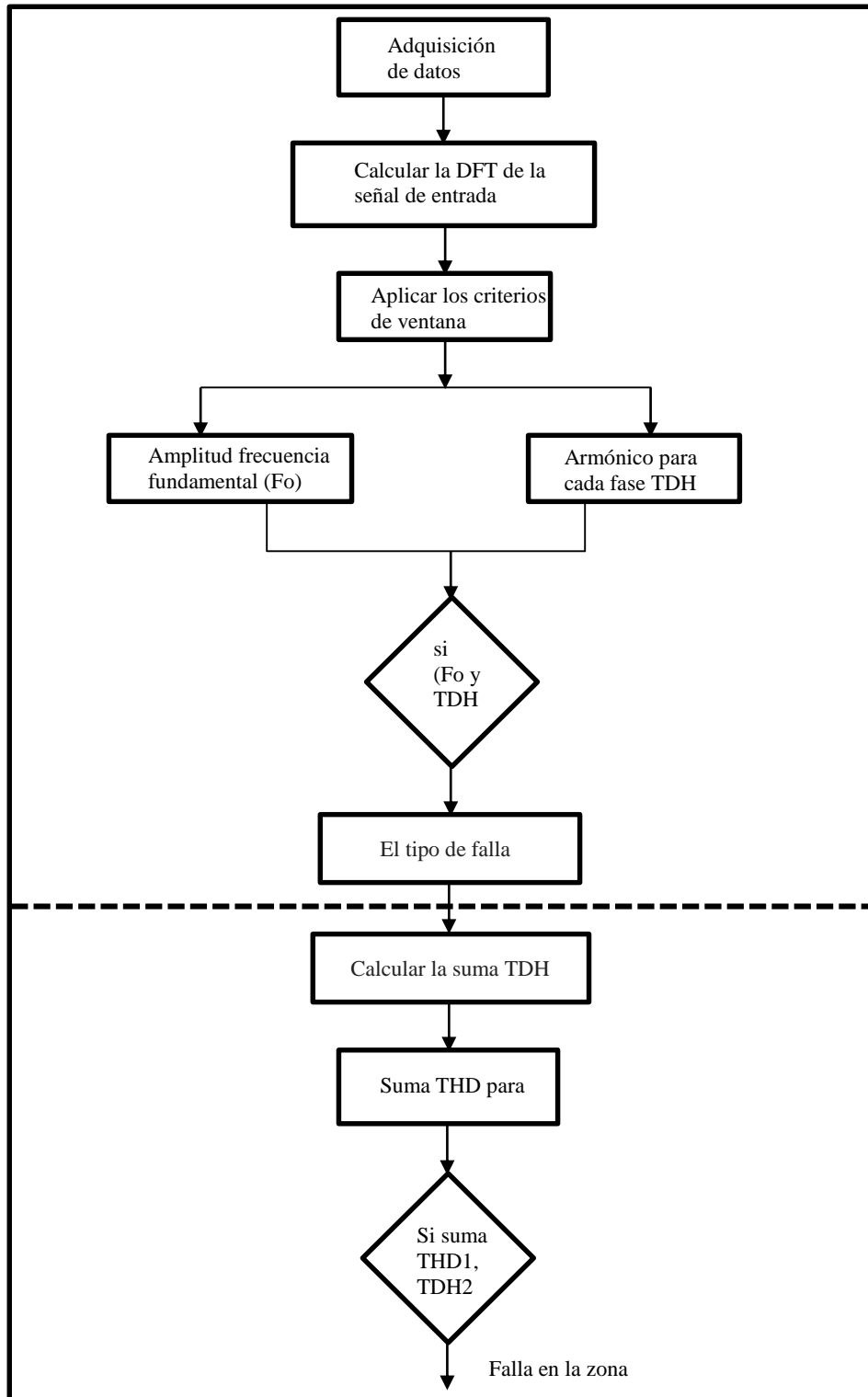


Figura 2.28 Esquema de protección basado en contenido armónico.

### **2.11.2.1 Descripción de la protección por contenido armónico**

La protección por contenido armónico, se divide en dos etapas la primera se encarga de identificar los parámetros del sistema, como tensión, corriente, frecuencia fundamental y la frecuencia armónica la cual está en el sistema, ya sea por cualquiera de las causas ya antes mencionadas; esta primera parte es la información de las condiciones actuales del sistema de potencia.

Para la segunda etapa, la protección se encarga de comparar los datos de entrada con los de salida, para que en esta etapa elimine los armónicos del sistema. Ya al presentarse una falla en un determinado punto o zona ya no afecte los ajustes del esquema de protección.

En otras palabras, la primera parte es la parte manual donde se asigna los parámetros del sistema y en la segunda es la parte lógica de eliminación de armónicos del esquema de protección.

# Capítulo 3

## Protección de líneas de transmisión

### 3.1 Introducción

El estudio de la protección de las líneas de transmisión ofrece la oportunidad de examinar muchas consideraciones fundamentales en el sistema, en el cual la protección es una de las partes más importantes para el estudio, análisis y operación de líneas y de los sistemas de potencia. Por supuesto, cada elemento eléctrico del sistema tendrá problemas únicos, pero los conceptos asociados con la protección de los sistemas de transmisión son fundamentales para todos los equipos eléctricos restantes que conforman la red, y proporcionan un excelente punto de partida para examinar la implementación de la protección del sistema eléctrico. Las líneas de transmisión están expuestas principalmente a cortocircuitos entre fases o de fase a tierra donde son las principales fuentes de daños para todos los equipos eléctricos presentes en el sistema. El rango de la corriente de falla, el efecto de la carga, la cuestión de la direccionalidad y el impacto de la configuración del sistema son parte del problema de la protección de la línea de transmisión. Generalmente las líneas de transmisión también son medios de enlace para otras líneas adyacentes o equipos conectados a estas, por lo que la protección provista para la línea de transmisión debe ser compatible con la protección de todos estos elementos. Esto requiere una coordinación de ajustes, tiempos de operación y características adecuadas con técnicas analíticas asociadas con los cálculos de cortocircuito, donde principalmente se utiliza el método de los componentes simétricos. La configuración de líneas de transmisión puede introducir cierta complejidad y sofisticación adicional para la protección, debido a la direccionalidad que a veces se presenta en ellas; cuando se tiene líneas radiales donde la corriente de falla fluye en una sola dirección, la protección suele ser más fácil de coordinar en comparación con sistemas anillados donde la corriente circula en varias direcciones complicando la coordinación de las protecciones. Otro papel importante es la longitud de la línea que tiene un efecto directo en la configuración de la protección. Los relés se aplican, principalmente, para proteger un segmento o una determinada área de la línea y, si es posible, respaldar con otros relés que protegen los segmentos de líneas adyacentes, [41].

Las líneas de transmisión a su vez proporcionan enlaces o conexiones entre las distintas partes del sistema de potencia y/o equipo asociado, donde la mayoría de los sistemas tienen diferentes niveles de tensión en ciertos puntos del sistema, provocando inestabilidad en la red que afectan la protección del sistema, [40].

Generalmente todas las líneas de transmisión están protegidas por relevadores de sobrecorriente, distancia, piloto, diferencial o de voltaje, según los requisitos demandados. En capítulos anteriores se explicó que la protección de sobrecorriente es la más sencilla, la más económica y la más rápida de ajustar comprada con otras protecciones; esta protección se utiliza como una protección primaria y para el caso de la protección de respaldo se utilizan protecciones como de distancia. Sin embargo, en años recientes los relés de distancia están reemplazando a los relés de sobrecorriente para la protección primaria, donde los sistemas modernos requieren protecciones direccionales debido al desarrollo e incorporación de fuentes renovables en el sistema, las cuales son capaces de soportar estos sistemas modernos, [43].

### **3.2 Zonas de protección para relevadores de distancia**

En esta parte se describen los ajustes requeridos para las zonas de protección para los dos esquemas de protección tipo mho y poligonal-cuadrilateral. En la mayoría de los casos el ajuste es para tres zonas y quizá en casos especiales podremos tener hasta más zonas de protección y algunas pueden detectar fallas hacia atrás, dependiendo del esquema. Estos esquemas de protección se aplican fundamentalmente en líneas de transmisión, es por esto que este tipo de esquema se adapta fácilmente a los sistemas de potencia. Sobre todo, al tener esa característica de contar con varias zonas de protección, algunas zonas pueden funcionar como zona de respaldo. Debido a la necesidad de reducir los niveles de tensión y de corriente por medio de los equipos de instrumento se producen cambios de impedancias, para eso se usa la ecuación (2.10), la cual determina la impedancia real que vería el esquema protección de distancia. La selección adecuada de los porcentajes de alcance y los tiempos de disparo para cada zona de protección, permite una coordinación correcta entre el esquema de protección y el sistema. Este esquema de protección considera tres zonas; para la zona 1 es instantánea, y para las demás zonas se da con retraso. En la tabla 3.1 se muestran los tiempos y alcances para cada zona de protección, donde los tiempos y alcances pueden ser a criterio.



Tabla 3.1: Zonas, porcentajes y tiempos de operación.

Zonas de protección	Porcentaje de alcance	Tiempos de operación
Zona 1	80% - 85%	Instantánea (t=0)
Zona 2	105% - 120%	0.3 - 0.6 segundos
Zona 3	Respaldo de líneas adyacentes	1 segundo

### 3.2.1 Zona de protección 1

Usualmente para esta zona tiene un alcance de 80%-85% de la impedancia de la línea protegida, con un tiempo instantáneo. En algunos casos se recomienda tener un margen de seguridad de 15%-20% para asegurar riesgos de subalcance o sobrealcance debido a los equipos de instrumento, la falta de precisión en la impedancia de la línea, o por la medición de los dispositivos de protección. La siguiente ecuación define el alcancé para la zona 1.

$$Zona\ 1 = (80\% - 85\%) * Z_{Línea} \quad (3.1)$$

### 3.2.2 Zona de protección 2

Para la segunda zona, se asegura el total de la línea con una tolerancia de 5%-20%, donde el ajuste adecuado debe ser entre 105%-120% de la impedancia de la línea de transmisión protegida con tiempo de retardo de 0.3-0.6 segundos. En la mayoría de las aplicaciones, y en la práctica es común ajustar la zona 2 igual que la sección de la línea protegida es decir el 100% más un 5%-20% de la línea adyacente. La siguiente ecuación gobierna el ajuste para la zona 2.

$$Zona\ 2 = (105\% - 120\%) * Z_{Línea} \quad (3.2)$$

O

$$Zona\ 2 = (100\%) * Z_{Línea} + 20\% * Z_{Línea\ adyacente} \quad (3.3)$$

### 3.2.3 Zona de protección 3

Para esta zona, se provee una protección de respaldo para todas las líneas adyacentes con un retardo de 1s, es decir, esta zona deberá ser ajustada al 100% de la línea protegida más el 100% de la siguiente línea adyacente, y en caso de haber otra línea adyacente se le da un ajuste adicional del 20%. Con la siguiente ecuación se demuestra lo anterior.

$$Zona\ 3 = 100\% \times Z_{Línea} + 100\% \times Z_{Línea\ adyacente} + 20\% \times Z_{Línea\ remota} \quad (3.4)$$

En la figura 3.1 se muestra de forma escalonada el ajuste de las zonas de protección en un plano de tiempo-alcance. La zona 1 se observa que es más rápida que las zonas siguientes.

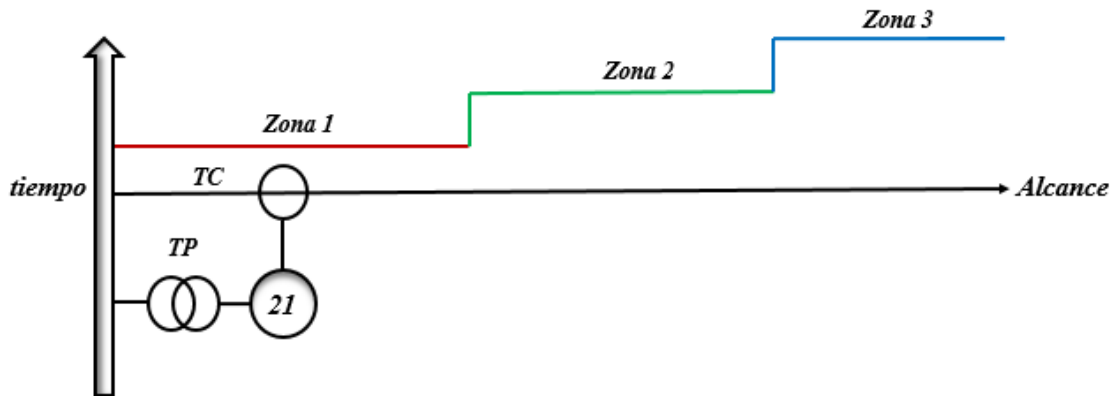


Figura 3.1 Zonas de protección tiempo-alcance.

### 3.3 Zonas de protección con efecto infeed

Las líneas de transmisión como se mencionó antes son elementos del sistema eléctrico que se encuentran expuestas a fallas, y su protección es muy importante debido a que se encargan de transportar la energía eléctrica a los usuarios. Por lo tanto, las redes eléctricas serán susceptibles a fallas eléctricas y/o cambios de topología debido a la interconexión con otras líneas de transmisión adyacentes o fuentes de generación como pueden ser fuentes convencionales o fuentes renovables, [17].

#### 3.3.1 Efecto Infeed

Anteriormente se dijo que las líneas pueden presentar condiciones específicas donde merecen una atención, como es el caso cuando tenemos presentes fuentes convencionales o generadores de energías limpias, a este efecto se le conoce como “Efecto Infeed”.

Este efecto por corriente Infeed se define a la existencia de una fuente de corriente de falla ubicada de la zona de operación del esquema de distancia, es decir, entre el punto donde está conectado el dispositivo de protección y el punto donde se ubica la falla, de tal manera que cuando se presenta una falla, esta afectará el alcance del esquema de distancia, provocando sobrealcance o subalcance. En la figura 3.2 se muestra este efecto y de cómo aporta

corrientes de falla debido a las fuentes conectadas al sistema, cabe mencionar que este efecto se presenta tanto con fuentes convencionales como en fuentes renovables.

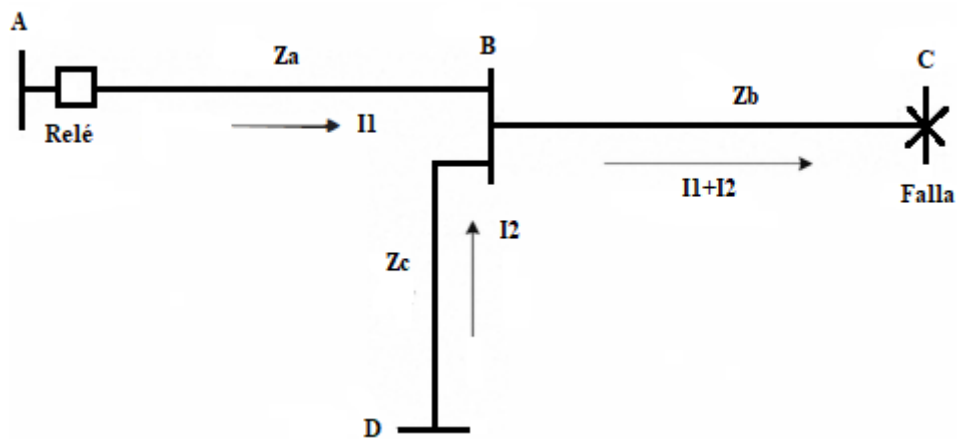


Figura 3.2 Efecto Infeed.

Existen otros efectos que provocan sobrealcance o subalcance en los esquemas de protección los cuales pueden ser por:

- Las reactancias sub-transitorias en los generadores
- Teniendo líneas paralelas
- En los ángulos de las magnitudes de tensión
- Efecto por ferresonancia

Al principio cuando se definió el efecto infeed, el cual era la presencia de fuentes que aportan corriente de falla, provocando cambios en la topología de la red, y a su vez cambios en las corrientes de flujo ya que estas fuentes aportan corrientes de flujo y corrientes de cortocircuito. En la figura 3.3 se ve como este tipo de fuentes convencionales/renovables aporta corrientes de cortocircuito a la red.

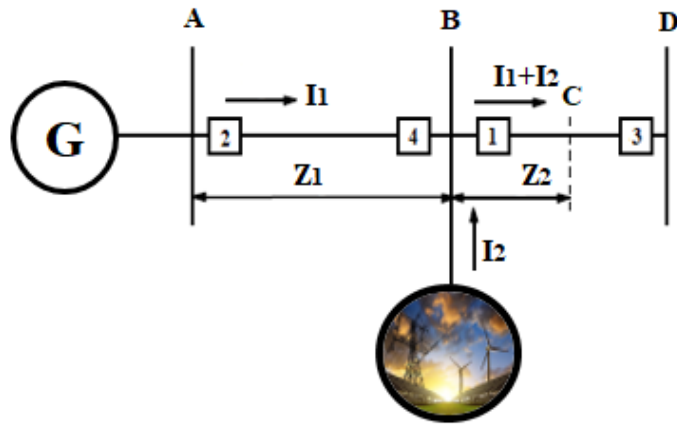


Figura 3.3 Aportación de corriente de falla en la red debido la generación distribuida.

Anteriormente se mencionó que para los esquemas de distancia se configuran tres zonas de protección. La primera zona está diseñada para cubrir una sección de la línea protegida, mientras que la segunda zona se usa como protección de respaldo de la siguiente línea adyacente, la última zona es también de respaldo la cual se extiende hasta la sección de la línea remota, [16]. Ver la figura 3.4.

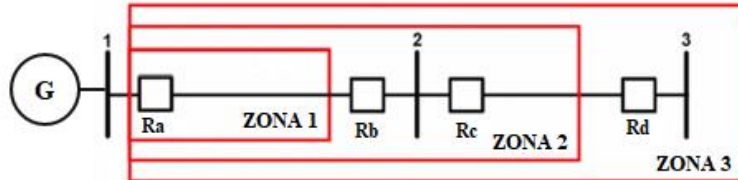


Figura 3.4 Zonas de protección para sistemas radiales.

Podemos tener hasta dos esquemas de distancia en una línea, un esquema ajustado y coordinado de izquierda-derecha y el otro de derecha-izquierda. Las ecuaciones de ajuste para las zonas son las mismas que para un sistema radial. Ver la figura 3.5.

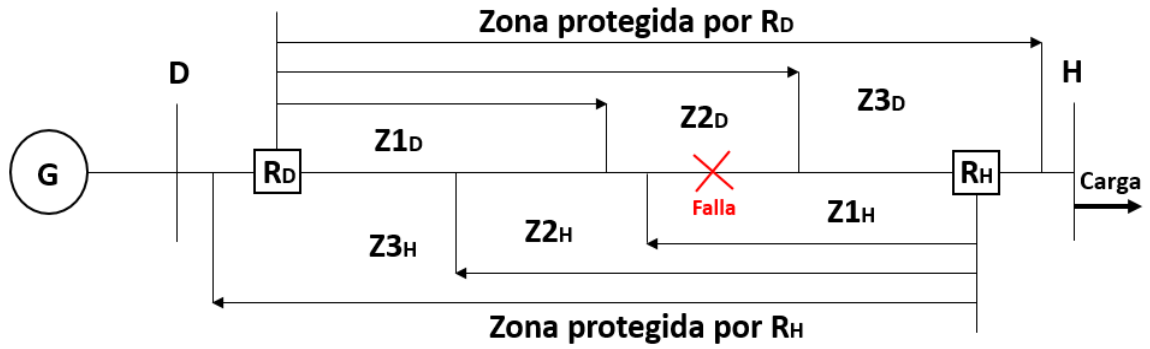


Figura 3.5 Esquema de distancia múltiple.

En esta investigación es evaluar el comportamiento de los esquemas de protección a través del impacto de los generadores de energías limpias al alimentar a los sistemas eléctricos de potencia por este medio.

Por lo tanto, uno de los impactos que se produce cuando tenemos fuentes de energías limpias o generación distribuida, es el efecto Infeed, siendo esto una fuente de corriente intermedia que está ubicada dentro de la zona de operación, esta fuente no solo aporta corriente de falla o de flujo, si no también provoca cambios de impedancia en el sistema de potencia, y así afectando a los esquemas de protección de distancia. En la figura 3.6 de muestra lo anterior descrito.

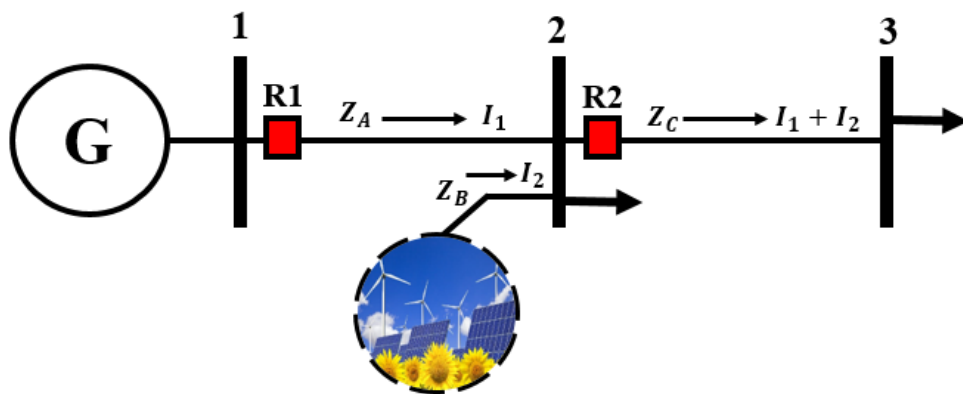


Figura 3.6 Cambios y aportación de impedancia debido a fuentes limpias.

Para minimizar este efecto que hace que los esquemas de protección pierdan su ajuste establecido debido a la interconexión de fuentes de energías limpias en los sistemas de potencia, se realiza una modificación a las ecuaciones de las zonas de operación para sistemas radiales. Esta modificación se hace agregando una constante  $k$  conocida como constante infeed y está dada por.

$$k = \frac{I_2}{I_1} \quad (3.5)$$

Donde:

$k$  = es la constante infeed

$I_1$  = corriente de falla de la sección 1

$I_2$  = corriente de falla de la sección 2

Agregando la constante infeed a las ecuaciones de las zonas de operación para sistemas radiales, obtenemos que:

**Zona de protección 1:**

$$\text{Zona 1: } (80\% - 85\%)Z_{12} \quad (3.6)$$

**Zona de protección 2:**

$$\text{Zona 2: } Z_{12} + 20\% \times (1 + k_2) \times Z_{23} \quad (3.7)$$

**Zona de protección 3:**

$$\text{Zona 3: } Z_{12} + (1 + k_2) \times Z_{23} + 20\% \times (1 + k_3) \times Z_{34} \quad (3.8)$$

$k_2$  = es la constante infeed de la sección 2 de la línea

$k_3$  = es la constante infeed de la sección 3 de la línea

Por lo tanto, las ecuaciones (3.5) a (3.8) serán las nuevas ecuaciones para cuando se tiene presente el efecto infeed en la red. Estas ecuaciones permitirán que los ajustes necesarios en los esquemas de protección no sean afectados por este efecto. En la figura 3.7 se puede mostrar la aplicación de estas ecuaciones para cuando existe el efecto infeed.

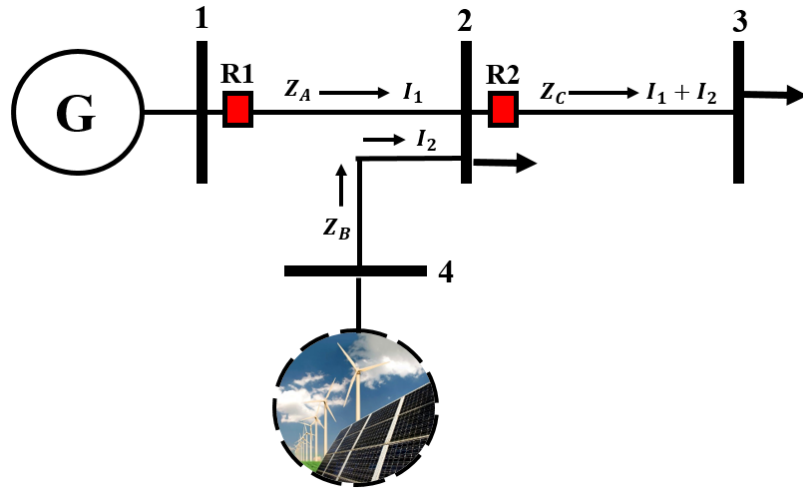


Figura 3.7 Efecto infeed debido a fuentes limpias.

Las ecuaciones anteriores tanto para sistemas radiales y con interconexión de fuentes renovables son aplicables para los esquemas tipo mho y polígono-cuadrilateral, solo que para el caso del esquema polígono-cuadrilateral el ajuste de las zonas se utilizan normalmente valores de impedancia rectangulares y para el tipo mho son en valores de impedancia en polar, ver la figura 3.8.

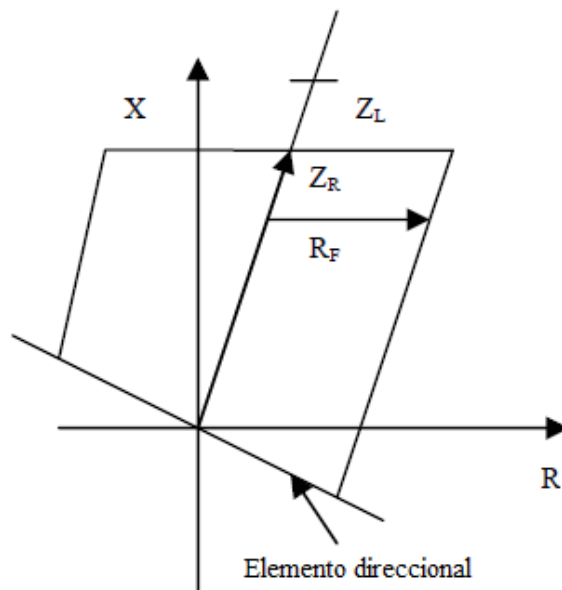


Figura 3.8 Ajuste característica polígono-cuadrilateral [18].

En la figura 3.9 se muestra la característica polígono-cuadrilateral, con característica no direccional de tres zonas de disparo, obtenida del software NEPLAN,

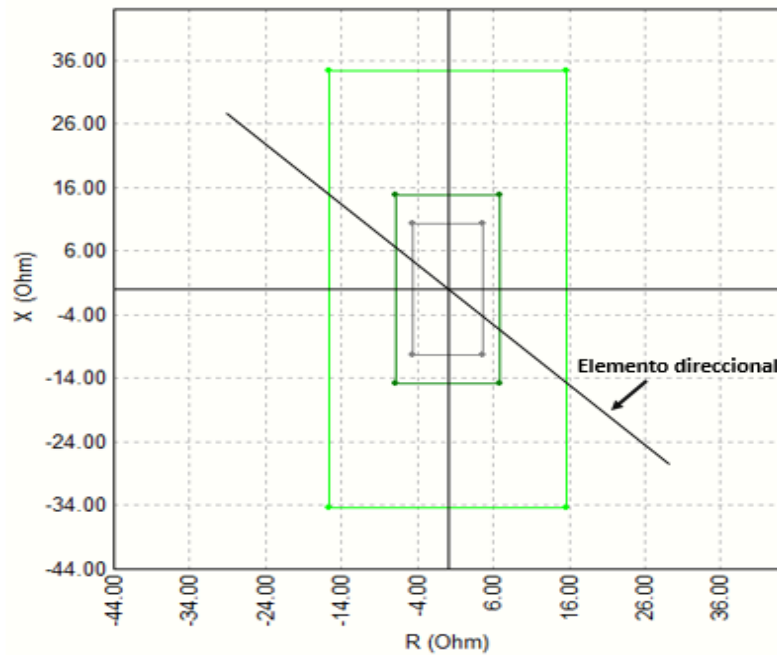


Figura 3.9 Característica polígono-cuadrilateral en NEPLAN.

Para obtener esta característica se hizo lo siguiente, observar la tabla 3.2: los ejes X-Y representan los parámetros de impedancia de la línea en valor rectangular; para formar la característica se recomienda cambiar el signo dependiendo del cuadrante a formar.

Tabla 3.2: Ajustes para formar la característica polígono-cuadrilateral en NEPLAN.

X	Y	Cuadrante
+R	+jX	1er.
-R	+jX	2do.
-R	-jX	3er.
+R	-jX	4to.

La lógica para este esquema de protección desarrollado es de tres zonas de operación con los porcentajes de ajustes mencionados en temas anteriores, [18].



### 3.4 Protección por sobrecorriente para un sistema radial

A continuación, en la figura 3.10 se muestra un ejemplo de la coordinación de un esquema de protección por sobrecorriente para un sistema de potencia radial y con sus respectivas curvas características de ajuste.

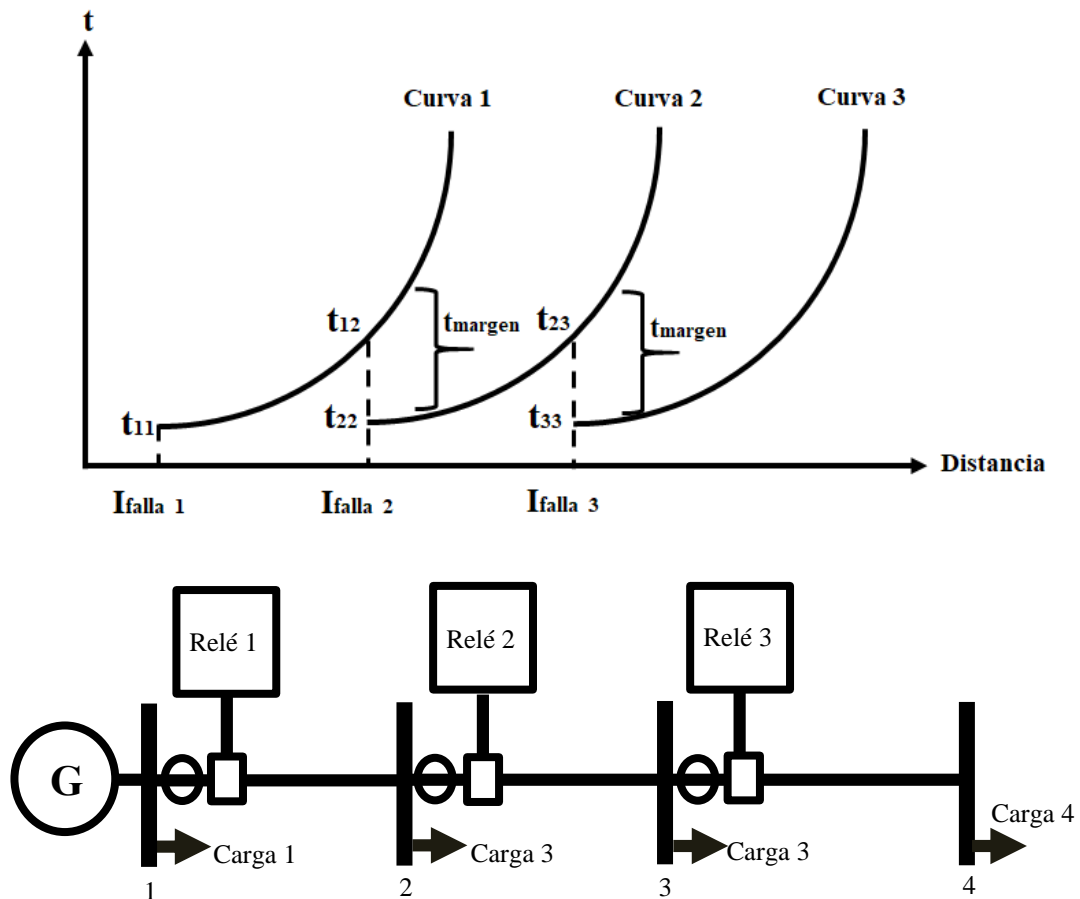


Figura 3.10 Coordinación de un esquema de sobrecorriente radial.

El tiempo de margen, es el tiempo de espera para el cual la falla es detectada y removida por los dispositivos de protección. Anteriormente se mencionó que el rango de tiempo de operación oscila entre los 0.3-0.5 segundos [23], por lo general la coordinación se ajusta de derecha a izquierda. Dentro de la ingeniería de protección la curva característica de operación de estos esquemas de protección se le conoce como DIAL.

En un sistema de potencia radial la intensidad de corriente de cortocircuito disminuye conforme la falla se aleja del generador, es por eso que entre más grande es la magnitud de la corriente de cortocircuito el tiempo de operación es más corto y entre más alejada esta la falla, el tiempo de operación es más largo. Para esta situación de ajuste se escoge la curva de tiempo que más se adapte para ofrecer una operación rápida ante fallas en la zona propia del relé principal y de respaldo. En la figura 3.11 se explica de manera explícita el tiempo de operación de acuerdo a la magnitud de corriente de cortocircuito.

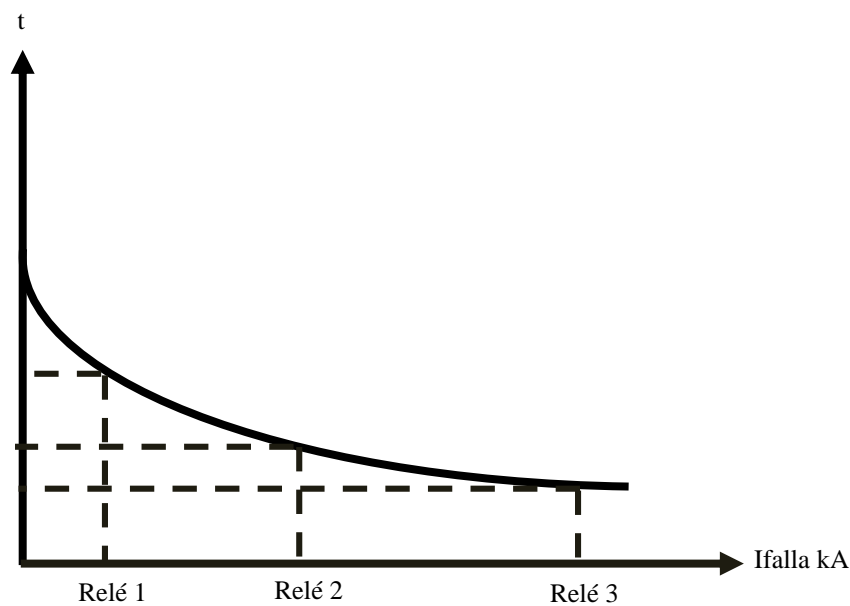


Figura 3.11 Tiempo de operación con respecto a la magnitud de corriente de falla.

**Información adicional:** Para el caso de los esquemas de protección por sobrecorriente instantánea, sólo basta con ajustar su sensibilidad de modo que ésta sea un 20% a un 30% superior a la máxima magnitud de corriente de falla que puede acontecer en el extremo más alejado del dispositivo de protección, con respecto a su ubicación en la línea de transmisión a proteger. Con esta calibración de ajuste a su sensibilidad, se provee una operación instantánea para todas aquellas fallas que puedan ocurrir aproximadamente, dentro del 50% a 80% de la longitud total de la línea de transmisión.

### 3.5 Protección por distancia para un sistema anillado

En la figura 3.12 se muestra un ejemplo de la coordinación de un esquema de protección por distancia para un sistema de potencia anillado que incluye generadores convencionales y renovables.

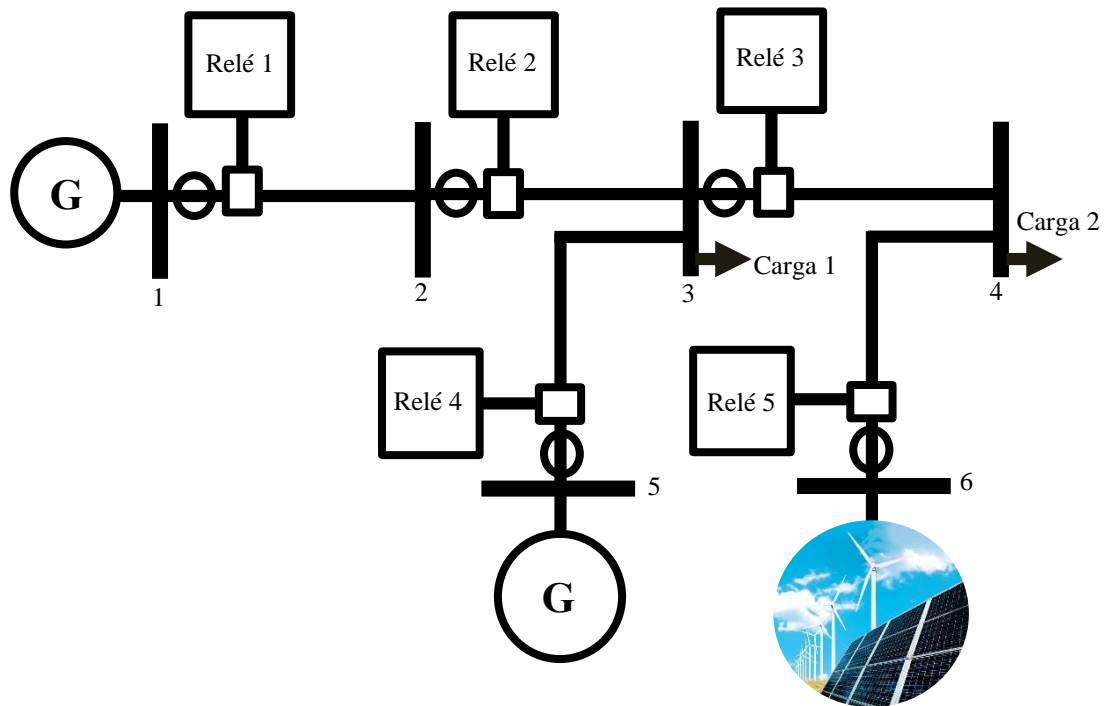


Figura 3.12 Sistema de potencia anillado con generadores convencionales y renovables.

Un sistema eléctrico de múltiples terminales es aquel que introduce una o más fuentes de corriente intermedia donde esta fuente de corriente entre la ubicación del relé de distancia y una falla, y puede afectar la operación del dispositivo de protección, [42].

Para este tipo de sistemas de potencia con generadores intermedios es más recomendable instalar dispositivos de protección de distancia el cual cada dispositivo protege una determinada área o zona considerando el efecto Infeed.

En la figura 3.13 se observa la característica de operación cuadrilateral-poligonal el cual se asocia a este tipo de protección de distancia. En la misma figura se muestran las tres zonas de protección y la línea de transmisión representada por una flecha abarcando las tres zonas el cual protegen a la línea de transmisión. Los puntos que se alcanzan a preciar sobre la línea de transmisión representan las fallas a un determinado porcentaje de la línea; esta curva es obtenida del software NEPLAN.

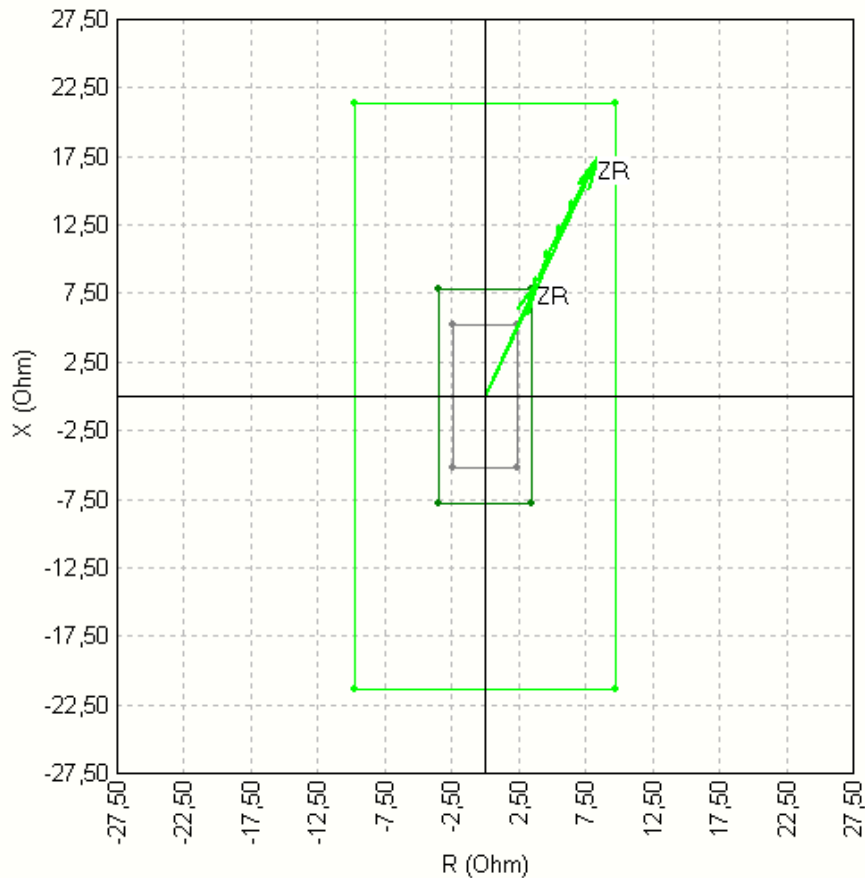


Figura 3.13 Característica cuadrilateral-poligonal asociada al dispositivo de distancia.

La figura 3.14 muestra gráficamente la operación de las tres zonas de protección, mostrando una gráfica impedancia-tiempo.

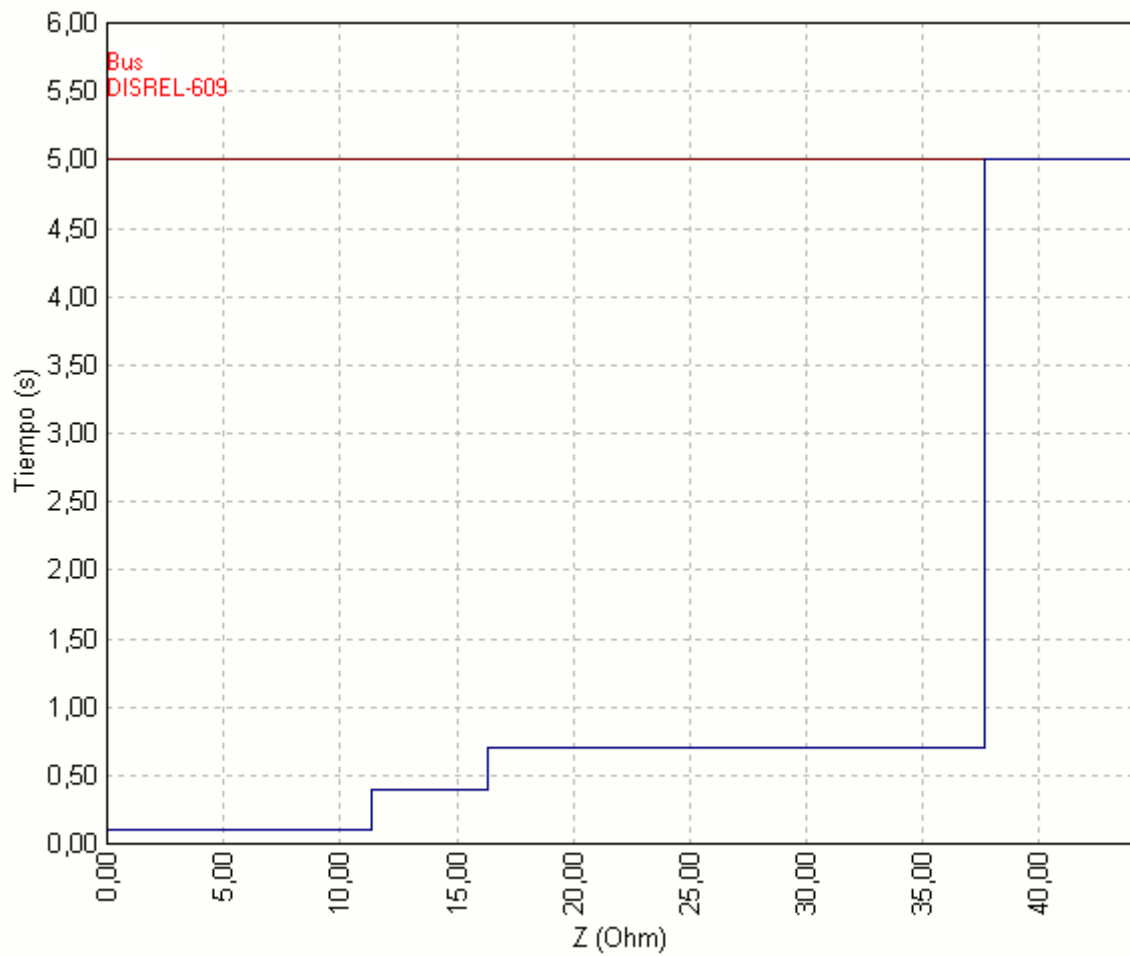


Figura 3.14 Operación de las tres zonas de protección del sistema anillado.

# Capítulo 4

## Evaluación y resultados de esquemas de protección de redes eléctricas con generadores de energías limpias

### 4.1 Introducción

La energía eléctrica producida por generación eólica y fotovoltaica son dos opciones que tienen mucho crecimiento para satisfacer las necesidades de energía del hoy y del mañana. Por lo general estas fuentes se conectan a nivel distribución para uso de consumidores locales. Pero si la generación es masiva, entonces estas se integran a la red eléctrica a nivel distribución/transmisión o puede operarse en forma aislada. Cuando se integra generación renovable a la red eléctrica y debido a su naturaleza intermitente, producirá cambios en los niveles de corriente de falla y en la topología. Esto provocará que los esquemas de protección no funcionen adecuadamente ya que los relevadores tenían un ajuste ya establecido. En este capítulo, se habla del impacto que se presentan en los esquemas de protección tradicionales, cuando alimentamos a los sistemas eléctricos de potencia con generadores de energías limpias. En un sistema eléctrico de potencia cuando se tiene interconexión con múltiples generadores eléctricos específicamente con generadores de energías limpias, las corrientes de falla fluirán en cualquier dirección. En general, el cambio de corriente de falla depende principalmente del tipo, clasificación de la penetración y de la ubicación de los generadores de energías limpias. Mencionando alguno de los factores que afectan los ajustes en los esquemas de protecciones tradicionales es el cambio de nivel de corriente de falla resultando subalcance o sobrealcance en la configuración en las protecciones eléctricas [8]. Los sistemas eólicos producen niveles de corriente de falla considerables, caso contrario, para los sistemas fotovoltaicos la aportación de corriente de falla es casi nula [8]. En este capítulo se presentan los casos de estudio para evaluar el impacto que tiene la integración de generación renovable sobre los esquemas de protección ante fallas trifásicas simuladas en la red. La simulación y la evaluación del impacto se realizó usando software especializados tales como NEPLAN y ASPEN.

## **4.2 Software NEPLAN y ASPEN para la obtención de resultados**

A continuación, se describe brevemente cada uno de los programas que se utilizaron en la simulación y obtención de resultados para el desarrollo de esta tesis de investigación:

### **4.2.1 Software especializado NEPLAN**

NEPLAN es una herramienta que no solo se utiliza para analizar sistemas de potencia, sino también para planear, optimizar y simular redes dinámicas a través de su interfaz gráfica el cual permite al usuario desarrollar casos de estudios muy eficientemente. El software tiene un concepto modular y cubre todos los aspectos eléctricos en redes de transmisión, distribución, generación y adaptándose para sistemas de energía renovable o aplicaciones de Smart Grid. Esta herramienta de análisis de sistemas de potencia es utilizada en varios países por su facilidad de manejo.

Este programa cuenta con una alta precisión y rendimiento en las simulaciones como cálculos de estado estable, calidad de la energía, sistemas de energía renovable, flujos de potencia, cálculo de cortocircuito, análisis de armónicos, arranque de motores, aspectos de optimización y coordinación de protecciones. Para el caso de sistemas de energía renovable el simulador de NEPLAN permite modelar plantas solares y eólicas con sus controles para simulaciones dinámicas y también integra modelos de Matlab/Simulink; este programa va dirigido a ingenieros involucrados en la planificación, análisis y operación de sistemas eléctricos de potencia.

### **4.2.2 Software especializado ASPEN**

ASPEN (Advanced Systems for Power Engineering Inc.) es un programa el cual diseña gráficamente, edita, simula y captura parámetros de cortocircuito y flujos de potencia en sistemas a emplear. Este programa se utiliza en transmisión y distribución eléctrica, entre otras aplicaciones se destaca la selección, edición y coordinación de protecciones para sistemas de potencia. Sistemas Avanzados para la Ingeniería de Potencia, Inc. (ASPEN) es un programa orientado al análisis y estudio de los sistemas eléctricos de potencia enfocado principalmente a las empresas eléctricas privadas o gubernamentales.

### 4.3 Casos de estudio de sistemas eléctricos de potencia

Para la evaluación de los esquemas de protección en redes eléctricas con generadores de energías limpias se analizaron varios casos de estudio los cuales se describen más adelante. Los sistemas de potencia en cada caso de estudio se sometieron a fallas trifásicas simuladas, alimentadas con corrientes de cortocircuito provenientes de fuentes de generación convencional para verificar el correcto funcionamiento de los esquemas de protección. Enseguida se simula la misma falla trifásica ahora añadiendo al sistema fuentes de energía renovable. Se demuestra el impacto negativo que tienen las fuentes de energía renovable sobre los esquemas de protección.

#### 4.3.1 Caso I: Falla trifásica en línea L3-3 con esquema de protección de sobrecorriente de tiempo inverso

La figura 4.1 muestra el modelo de red del sistema de potencia que se usó en el caso 1. La impedancia para cada línea es de  $R=0.1$  ohm/km y  $X=0.3$  ohm/km.

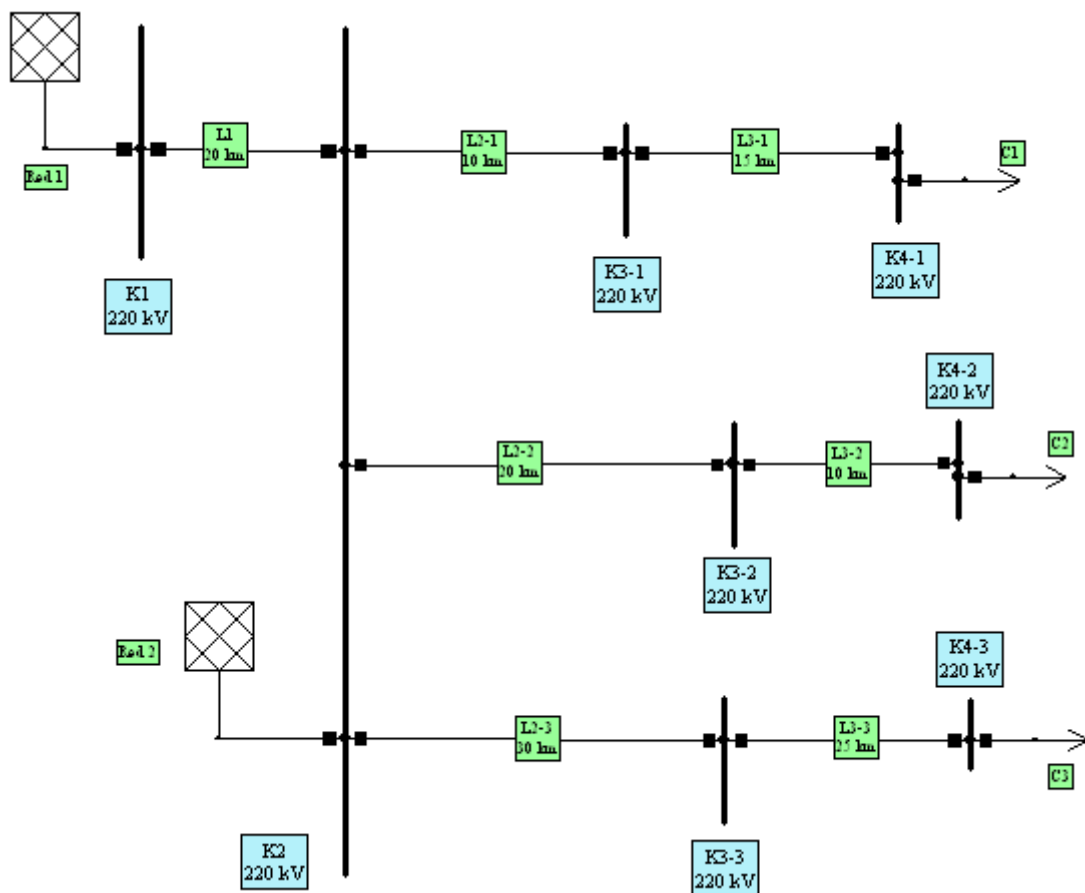


Figura 4.1 Modelo de red para el caso 1.



En las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se muestra la información de los parámetros para el análisis de cortocircuito.

Tabla 4.1: Distancia de las líneas de transmisión.

Línea de transmisión	Distancia (Km)
L1	20
L2-1	10
L3-1	15
L2-2	20
L3-2	10
L2-3	20
L3-3	25

Tabla 4.2: Potencia de cargas.

Carga	Potencia real	Potencia reactiva
C1	10 MW	10 MVAr
C2	20 MW	20 MVAr
C3	30 MW	30 MVAr

Tabla 4.3: Parámetros de las redes eléctricas equivalentes.

	Red 1	Red 2
Sk''	15000 MVA	15000 MVA
MW	200	0
R1/X1	0.1	0.1
Z0/Z1	1	1
kV	220	220
Tipo de nodo	PV	Slack

Donde

$S_{k''}$  = Potencia de cortocircuito

MW = Potencia eléctrica generada

$R1/X1$  = Relación mínima y máxima de la resistencia y reactancia de secuencia positiva

$Z0/Z1$  = Relación mínima y máxima de la impedancia de secuencia cero y secuencia positiva

Tipo de nodo = Es el nodo regulado PV (potencia-voltaje) o slack (compensador)

Para este caso se utilizó la protección por sobrecorriente CO-8 el cual su nomenclatura por la IEEE es 51. Esta coordinación se hace sin fuente renovable. En la figura 4.2 se observa el sistema, con las protecciones en cada línea de transmisión. Los tiempos de coordinación para los relevadores de sobrecorriente se encuentran en el rango de 0.2 a 0.5 segundos, es decir, es el tiempo que tardaría en actuar las protecciones de respaldo si no llegara a operar la protección primaria.

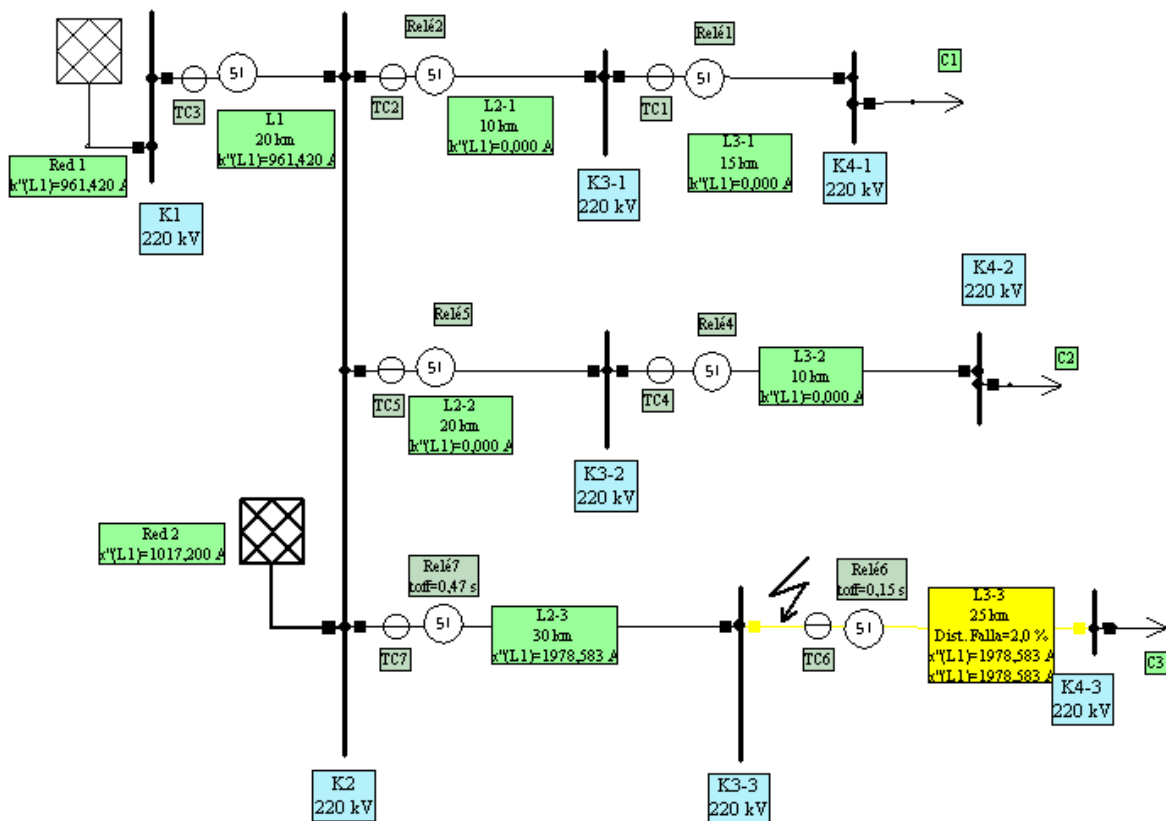


Figura 4.2 Coordinación de protecciones por sobrecorriente.

Para verificar la coordinación de las protecciones de sobrecorriente se simulan fallas trifásicas lo más cerca posible del bus donde la corriente de cortocircuito de la línea a proteger tendrá su valor máximo. En la figura anterior se simula una falla al 2% de la línea L3-3 muy próximo al bus K3-3. El relevador 6 actúa como la protección primaria y el relevador 7 de la línea L2-3 actúa como el relé de respaldo. Cabe mencionar que el tiempo de coordinación entre estos dos relevadores se encuentra dentro del rango de 0.2 a 0.5 s. Ya que la diferencia entre estos tiempos de operación es de 0.32 s.

Ahora, de la figura anterior se conectó un generador eólico en el bus K3-3, el cual tiene los siguientes parámetros mostrados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Parámetros del generador eólico.

Sk''	4000 MVA
MW	20
R1/X1 Máx	0.1
R1/X1 MÍN	0.1
R0/X0	0.1
R2/X2	0.1
kV	220
Kappa WD	1.7
Tipo de nodo	PV

Donde

Sk'' = Potencia de cortocircuito

MW = Potencia eléctrica generada

R1/X1 Máx = Relación máxima de la resistencia y reactancia de secuencia positiva

R1/X1 MÍN = Relación mínima de la resistencia y reactancia de secuencia positiva

R0/X0 = Relación mínima y máxima de la impedancia de secuencia cero

R2/X2 = Relación máxima y mínima de la resistencia y reactancia de secuencia negativa

Tipo de nodo = Es el nodo regulado PV (potencia-voltaje)

Kappa = Constante para el generador eólico doblemente alimentado

A continuación, se analiza el mismo sistema del caso anterior con las mismas protecciones, solo que ahora se agregó el generador eólico el cual se muestra en la figura 4.3. Para este caso específico al conectar el generador eólico la corriente de falla del sistema aumenta considerablemente, por tanto, la protección de la línea L3-3 (Relé 6) dispara más rápido y la protección de respaldo de L2-3 tardará más en operar. Esto se puede notar al observar ambas figuras donde el tiempo de operación es más rápido cuando se tiene energía eólica y más lento cuando no se tiene energía eólica en el sistema.

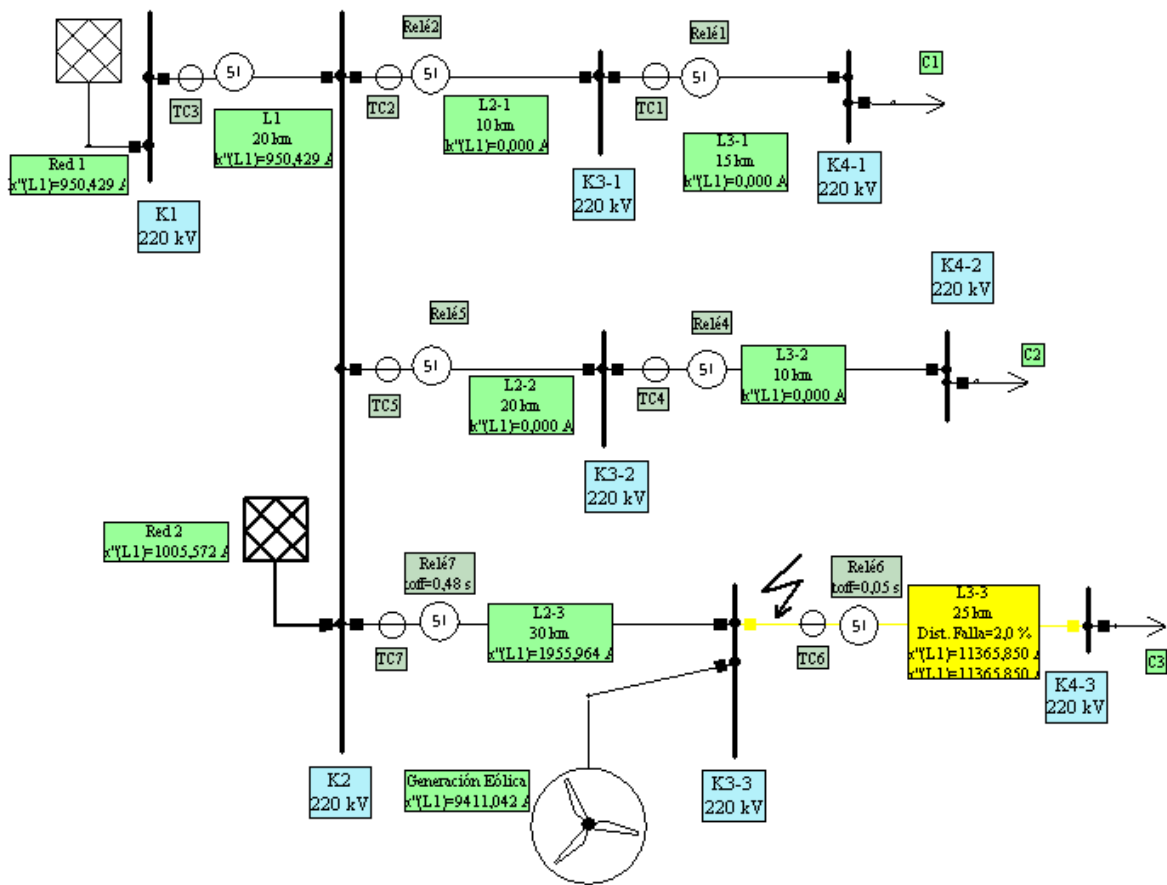


Figura 4.3 Red eléctrica del caso 1 con energía eólica.

La falla se colocó al 2% de la línea L3-3 igual que para el caso anterior sin energía eólica. Cabe destacar que las protecciones que se analizan tienen los mismos ajustes que para el caso sin energía eólica, lo que se pretende es demostrar el impacto de fuentes renovables sobre la protección de sobrecorriente.

### 4.3.2 Caso 2: Falla trifásica en el bus K3-2 con esquema de protección de sobrecorriente de tiempo inverso

En la figura 4.4 se muestra una falla cercana al bus K3-2, esta falla se ubica al 2% del bus K3-2 al bus K4-2. En esta figura se muestra los tiempos de operación para los relés 5 y 4 correspondientes a las líneas L2-2 y L3-2, esta simulación se analiza sin generación eólica. El tiempo de operación para el relé 4 es de 0.15 s, y para el relé de respaldo es de 0.53 s tiempo que tardará en operar en caso de que la protección principal no opere, manteniendo así el tiempo de coordinación de 0.38 s. La protección de respaldo para esta falla es el relé 5 de la línea L2-2.

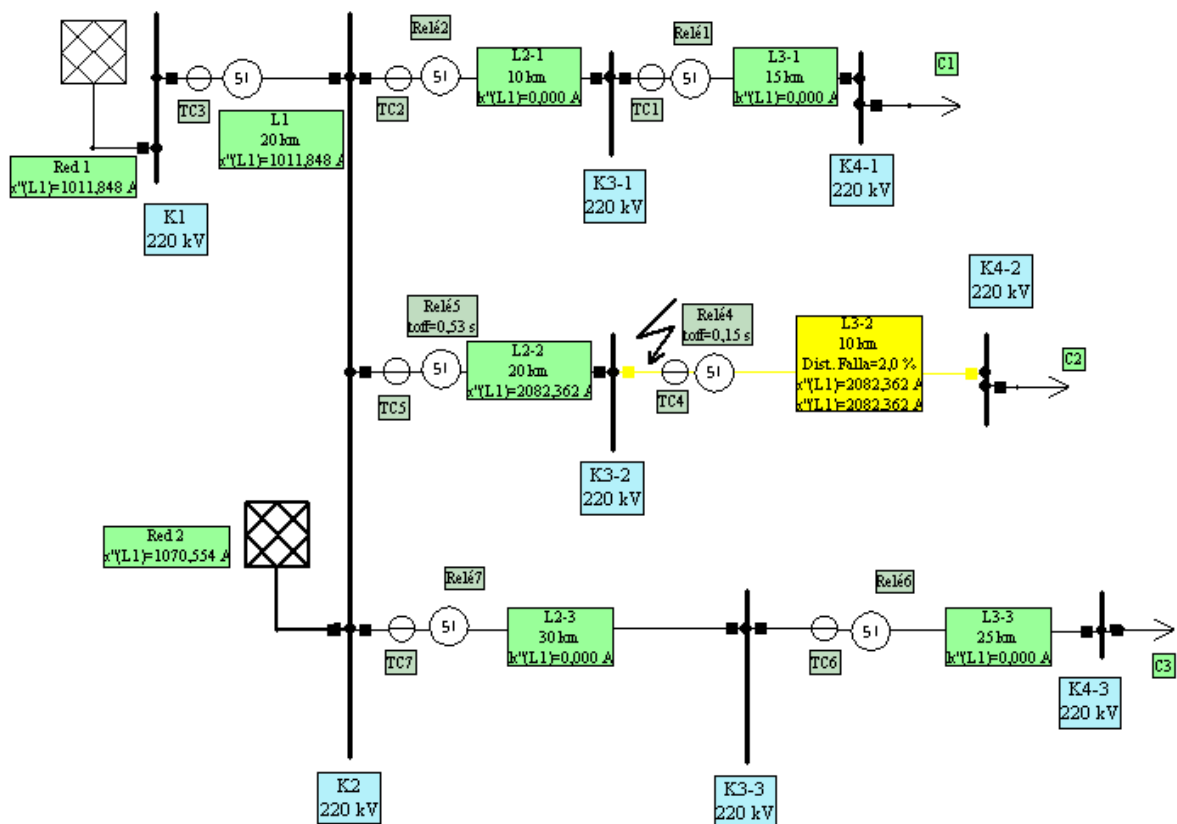


Figura 4.4 Red eléctrica del caso 2 sin energía eólica.

Para este caso se simula ahora una falla en el bus K3-2, ahora manteniendo conectado el generador eólico. Esto se puede observar en la figura 4.5.

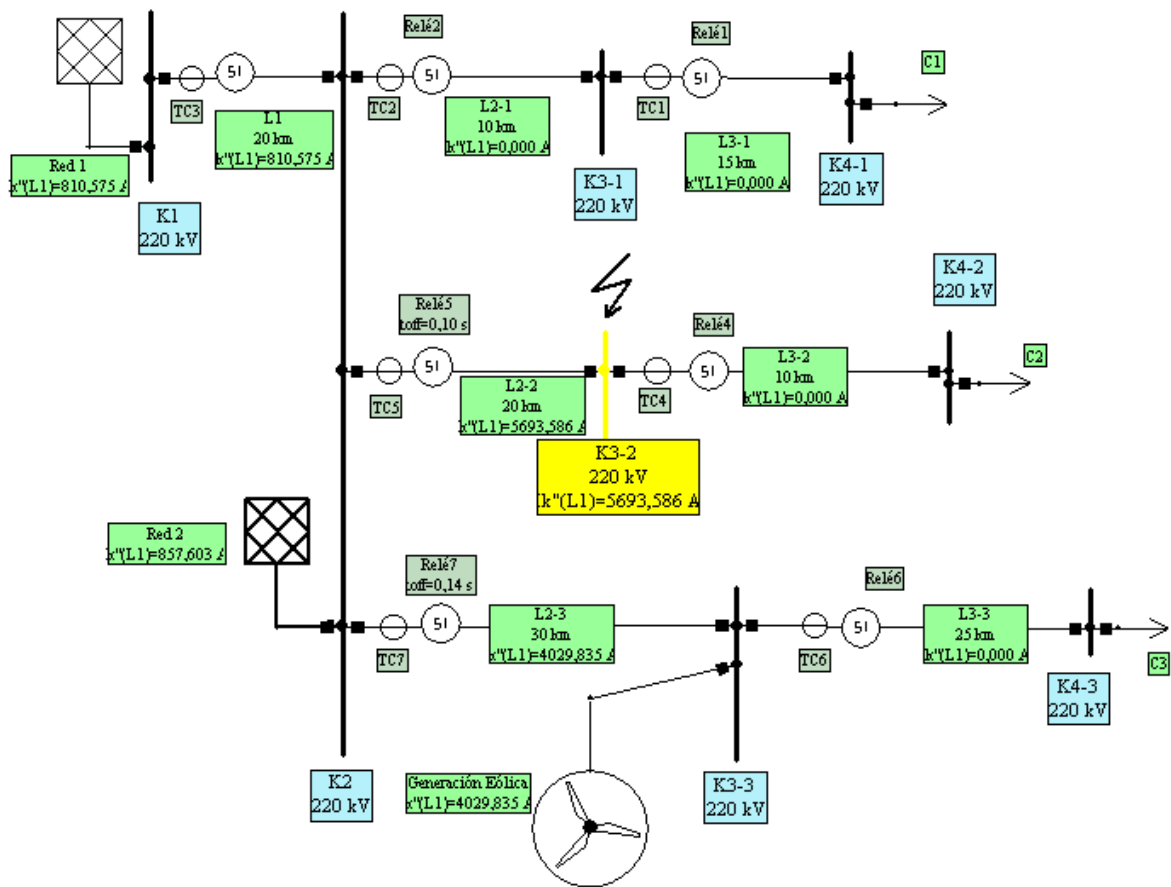


Figura 4.5 Red eléctrica del caso 2 con energía eólica.

En la figura 4.5 se puede observar que ahora se simuló una falla en el bus K3-2, al presentarse una falla en esta parte del sistema la protección de la línea L2-2 opera a un tiempo de 0.10 s. Para el relé 7 disparará a un tiempo de operación de 0.14 s ya que la corriente de falla del generador eólico va en sentido contrario hace que el relé 7 dispare, al operar estos dos relés 5 y 7 dejan solo al generador eólico alimentando a la carga C3; a este suceso se le conoce como “efecto isla”. En este mismo análisis se puede presentar un “disparo no deseado”, para el relé 7 de la línea L2-3, ya que el relé 7 al no ser direccional operará debido a que la corriente de falla del generador eólico va en sentido contrario a la que el relé 7 observa.

#### 4.4 Caso 3 sistema eléctrico de potencia anillado

Para este caso de estudio se analizó el sistema de 8 buses de la IEEE, el cual es un sistema anillado y se puede observar en la figura 4.6.

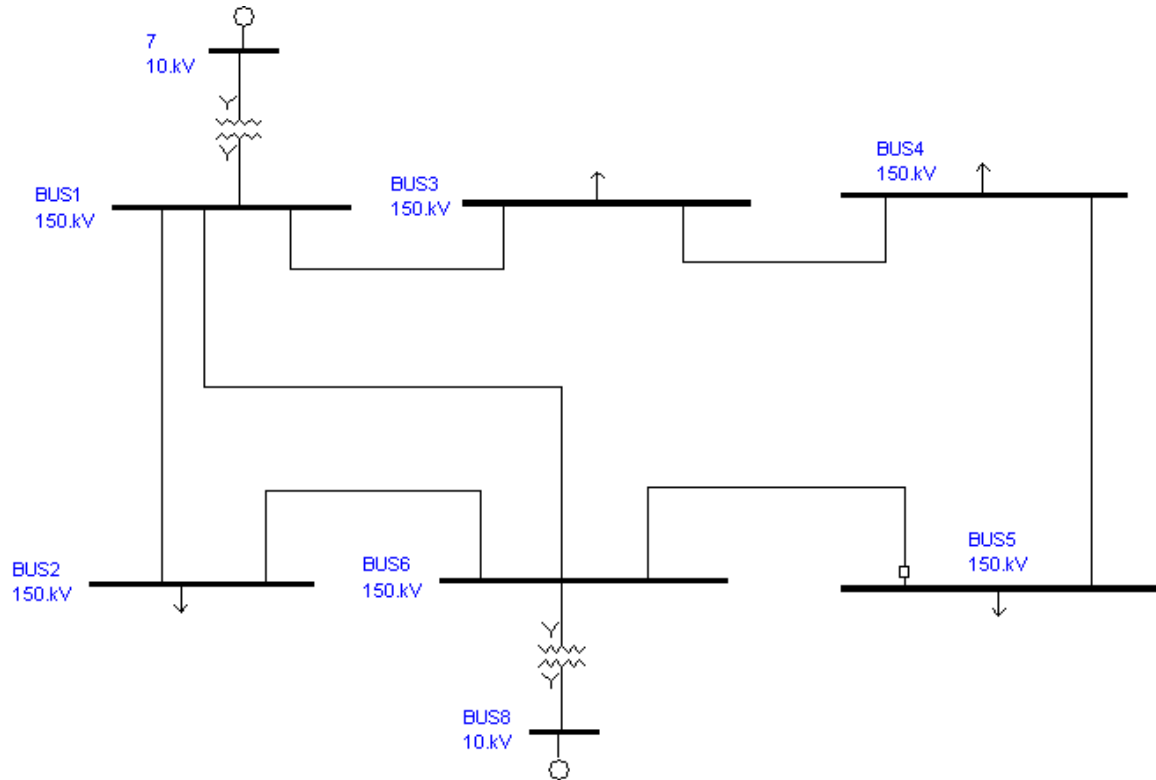


Figura 4.6 Sistema de 8 buses IEEE.

Los parámetros para este sistema eléctrico de potencia de 8 buses IEEE anillado se muestran en las tablas 4.5 a 4.8. Primeramente, se hace una simulación de cortocircuito trifásico para checar la coordinación del esquema de protección por distancia y en seguida se realizó otra simulación de cortocircuito trifásico en el mismo lugar, pero ahora con un generador eólico.

Tabla 4.5 Parámetros de las líneas de transmisión.

Bus	R (ohm/Km)	X (ohm/Km)	Distancia (Km)
1-2	0.044	0.05	100
1-3	0.0057	0.0714	70
3-4	0.005	0.0563	80
4-5	0.005	0.045	100
5-6	0.0045	0.0409	110
6-2	0.0044	0.05	90
6-1	0.005	0.05	100

Tabla 4.6 Datos de generadores.

Bus	Sn (MVA)	Vp (kV)	Xd (%)	Nodo
7	150	10	15	Slack
8	150	10	15	PV

Tabla 4.7 Datos de transformadores.

Bus	Sn (MVA)	Vp (kV)	Vs (kV)	Xd (%)
7-1	150	10	150	4
8-6	150	10	150	4

Tabla 4.8 Datos de cargas.

Bus	P (MW)	Q (MVar)
2	40	20
3	60	40
4	70	40
5	70	50



Este análisis se realizó con la ayuda del software ASPEN. Para este software la construcción del sistema de 8 buses requiere que todos los parámetros de las líneas deben estar en valores por unidad (p.u), por lo que se hace una conversión en valores en p.u. Con la ecuación (4.1) se determinan dichos parámetros en p.u.

$$Z_{p.u} = Z_{real}/Z_{base} \quad (4.1)$$

Donde

$Z_{p.u}$  = Impedancia en por unidad

$Z_{real}$  = Impedancia real de la línea de transmisión en ohm

$Z_{base}$  = Impedancia base en ohm

Con la siguiente ecuación (4.2) se determina la impedancia base del sistema y para la potencia base generalmente se usa un valor de 100 MVA.

$$Z_{base} = kV^2/S_{base} \quad (4.2)$$

Donde

$Z_{base}$  = Impedancia base del sistema en ohm

$kV^2$  = Es la tensión del sistema

$S_{base}$  = Potencia base de 100 MVA

Las ecuaciones que se utilizaron para este caso anillado modelado en el ASPEN son la (2.1), (2.10), el cual se asocian para la relación del TV y para la impedancia secundaria que ve el relevador, las ecuaciones (3.1), (3.3) y (3.4) para las zonas de protección radiales y finalmente las ecuaciones (3.6), (3.7) y (3.8) para zonas con efecto infeed. Se utilizan las ecuaciones para sistemas radiales y anillados ya que en el sistema de 8 buses IEEE existen partes donde las líneas de transmisión son radiales y anilladas, por esta situación se consideran ambas ecuaciones para este caso.

En la figura 4.7 se observa el esquema de protección del sistema IEEE de 8 buses. Para este sistema se utilizó la protección de distancia tipo polígono-cuadrilateral. En temas anteriores se explicó que para sistemas anillados es la mejor opción.

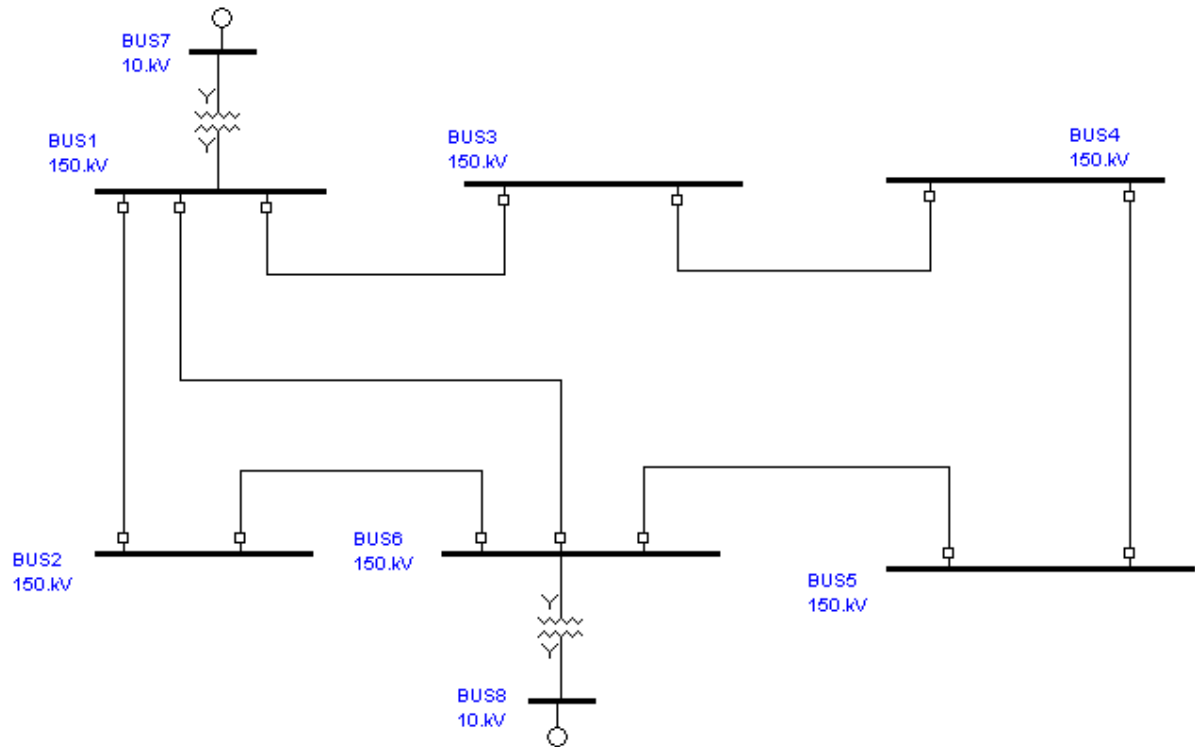


Figura 4.7 Esquema de protección de distancia para un sistema IEEE de 8 Buses.

Este caso se analizó primero sin fuente renovable, simulando una falla al 85% de la línea 4-5. Cada línea tiene dos relevadores de distancia tipo polígono situados en los extremos de la línea. Ambos se configuran para opera en la zona 1 en un tiempo instantáneo. Estos relés operan instantaneamente ya que la falla se ubica en la zona 1 para cada uno de los relevadores. Esto se puede observar en la figura 4.8.

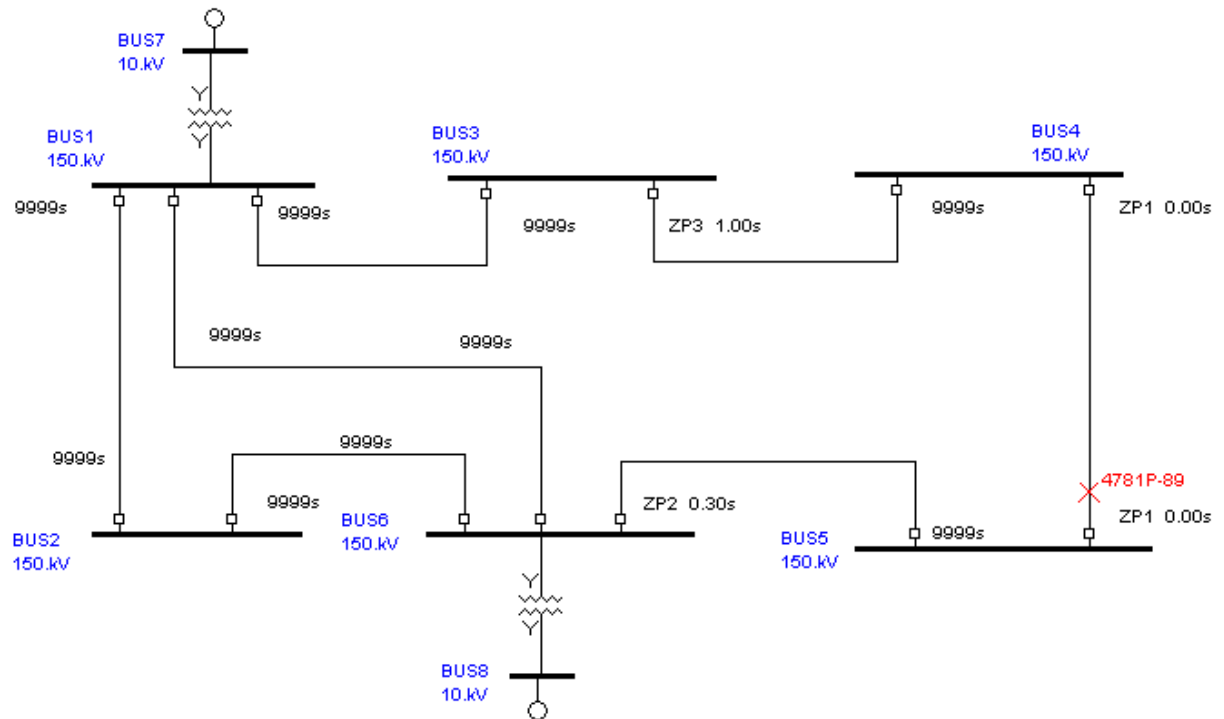


Figura 4.8 Zona 1 al 85% de la línea L4-5.

Ahora para la figura 4.9 se simuló una falla trifásica al 20% de la línea 5-6. Esta línea cuenta con dos relés ubicados en cada uno de los extremos: relé 5-6 y 6-5. Para esta falla al 20% los relevadores principales operan para un tiempo instantáneo. Para el relevador 4-5 el tiempo de disparo es de 0.3 s como relevador de respaldo ya que la falla de este relevador se encuentra en la zona 2.

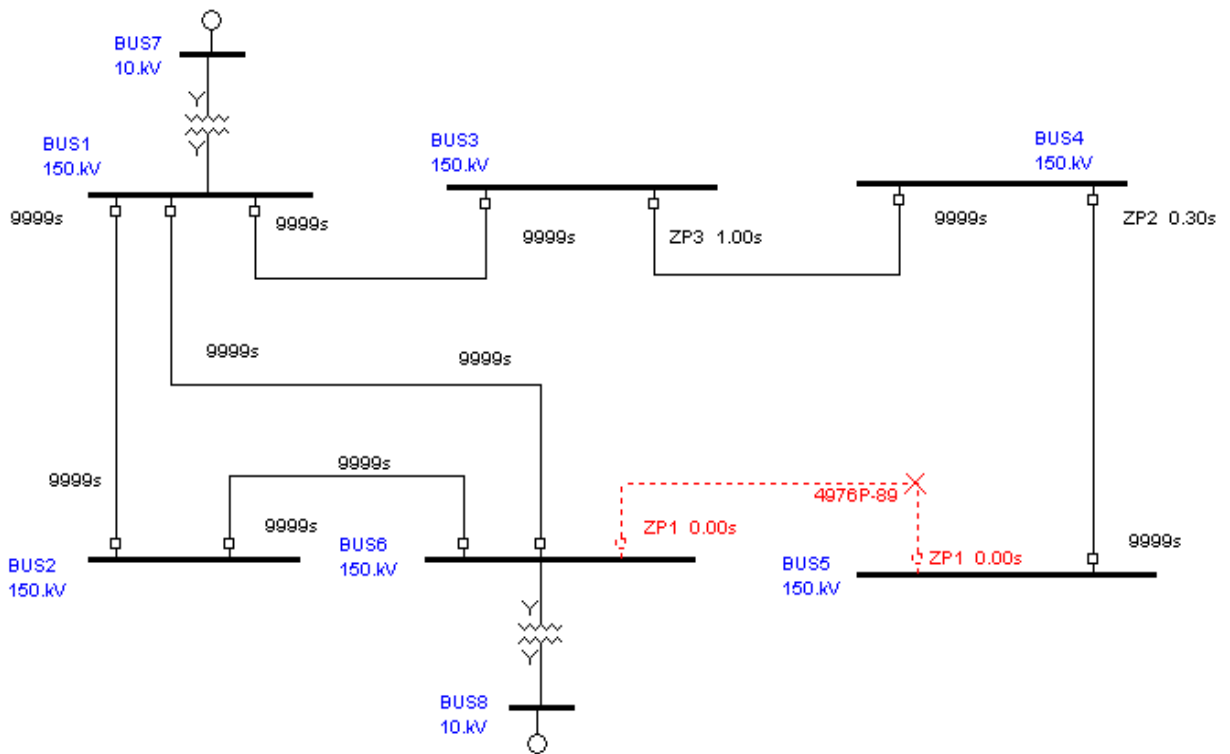


Figura 4.9 Falla trifásica al 20% de la línea L5-6.

En la figura 4.10 se muestra la simulación una falla trifásica al 20% sobre la línea 6-2. Esta línea también tiene dos protecciones ubicadas en los extremos los cuales son: relé 6-2 y 2-6. Al presentarse esta falla en la línea de 6-2 las protecciones actúan en un tiempo instantáneo. El tiempo de operación de respaldo son: 0.3 s de la zona 2 del relé de 5-6 y un tiempo de 1 s para la zona 3 del relé ubicado de 4-5.

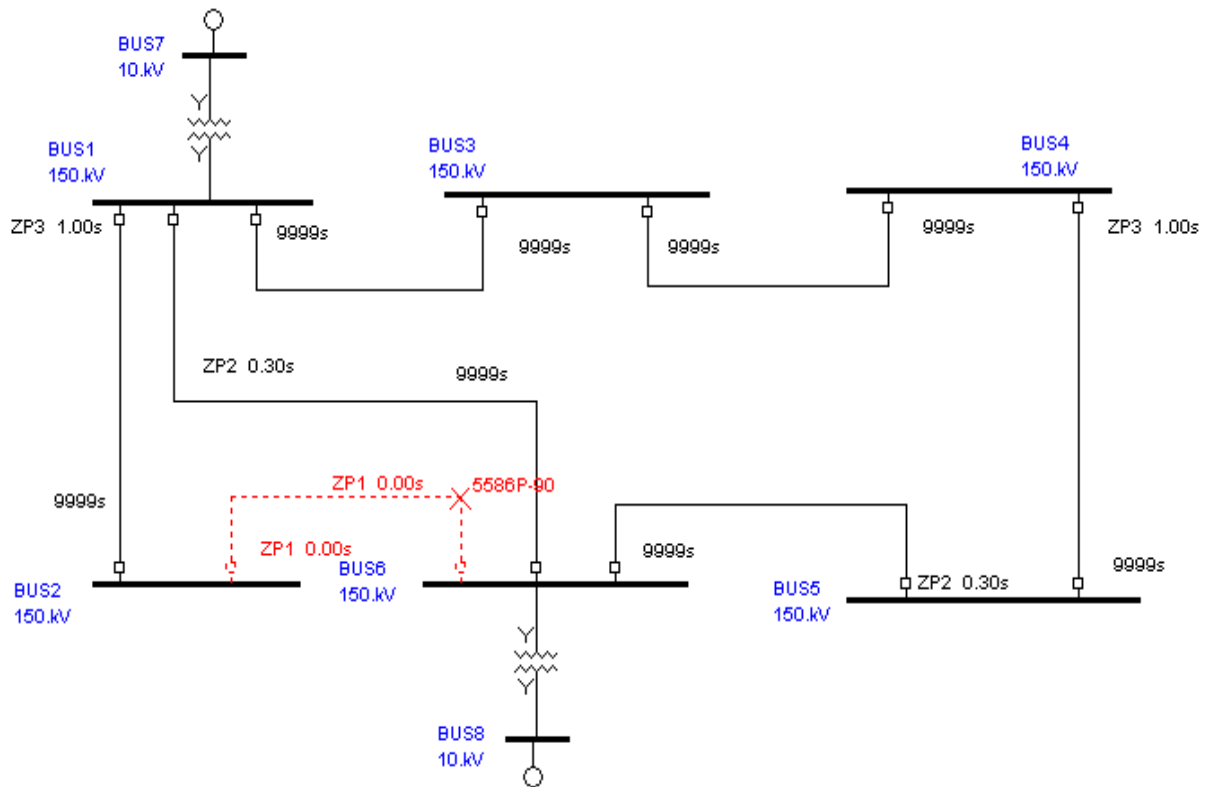


Figura 4.10 Falla trifásica al 20% de la línea L2-6.

Ahora para el sistema IEEE de 8 buses se agregó un generador eólico. Este generador se conectó en el bus 5 ya que es el bus donde más afecta a los esquemas de protección del sistema. El generador eólico es el mismo que para el caso 1, excepto con diferente tensión. En la figura 4.11 se muestra el modelo del sistema IEEE de 8 buses con generador eólico.

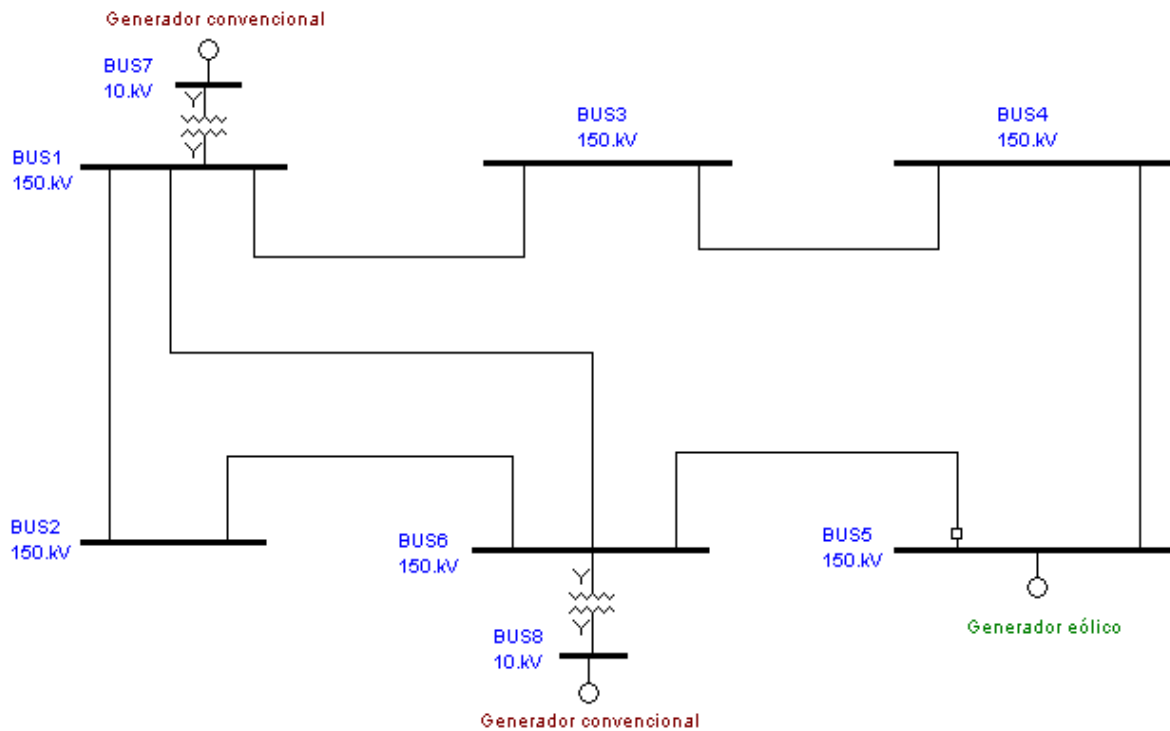


Figura 4.11 Modelo del sistema IEEE de 8 buses con generador eólico.

Este caso tiene como finalidad demostrar el impacto que se presentan al involucrar fuentes renovables en el sistema. Se respetó el ajuste del relevador de distancia de la línea L5-6. Los relés restantes de las otras líneas de transmisión se quitaron para solo demostrar el impacto de la protección más cercana al generador eólico y ver cómo esta es afectada.

Para la figura 4.12 se simula una falla trifásica cada 10% a lo largo de la línea L6-2. El relé 5-6 no opera ya que la falla se encuentra fuera de su zona de protección. Para este análisis el generador eólico se encuentra fuera de servicio.

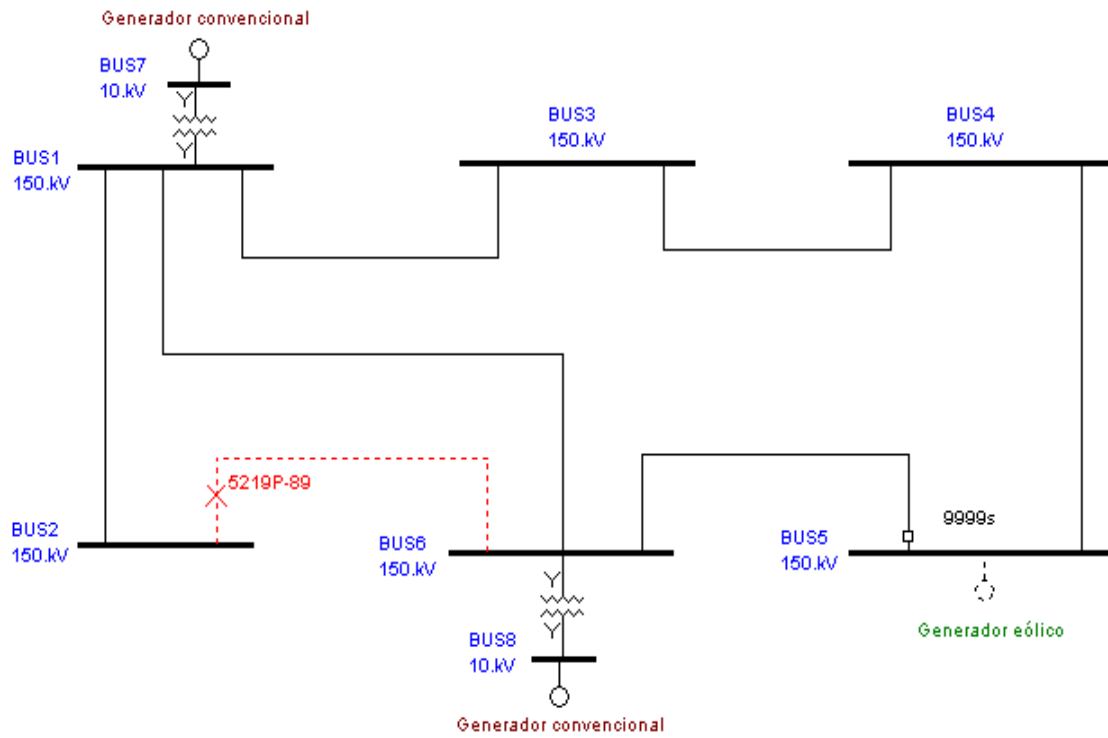


Figura 4.12 Falla trifásica en la línea L6-2 sin generador eólico.

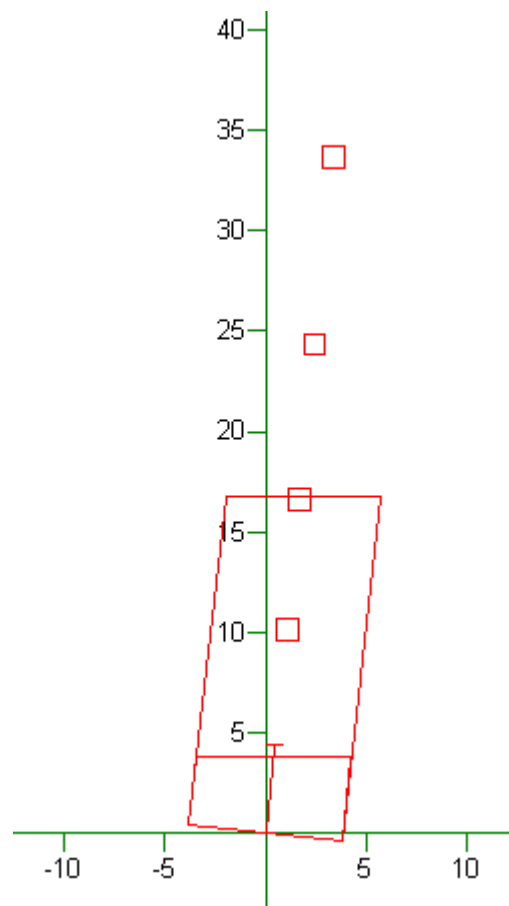


Figura 4.13 Zonas de protección en el diagrama R-X de la línea L6-2.

En la figura 4.13 se muestran las fallas trifásicas cada 10% a lo largo de la línea L6-2. En esta figura para el diagrama de impedancias R-X se observa que la zona 2 protege hasta el 20% en la línea contra fallas tal como se muestra en la figura.

Ahora se conecta el generador eólico al sistema, la protección sigue con el mismo ajuste. Se simulan las mismas fallas trifásicas cada 10% a lo largo de la línea L6-2. Al conectar el generador al sistema y simular las fallas sobre la línea, la protección 5-6 opera para un tiempo de 0.3 s, caso contrario cuando el generador eólico se encontraba fuera de servicio. Se puede observar esto en la figura 4.14.

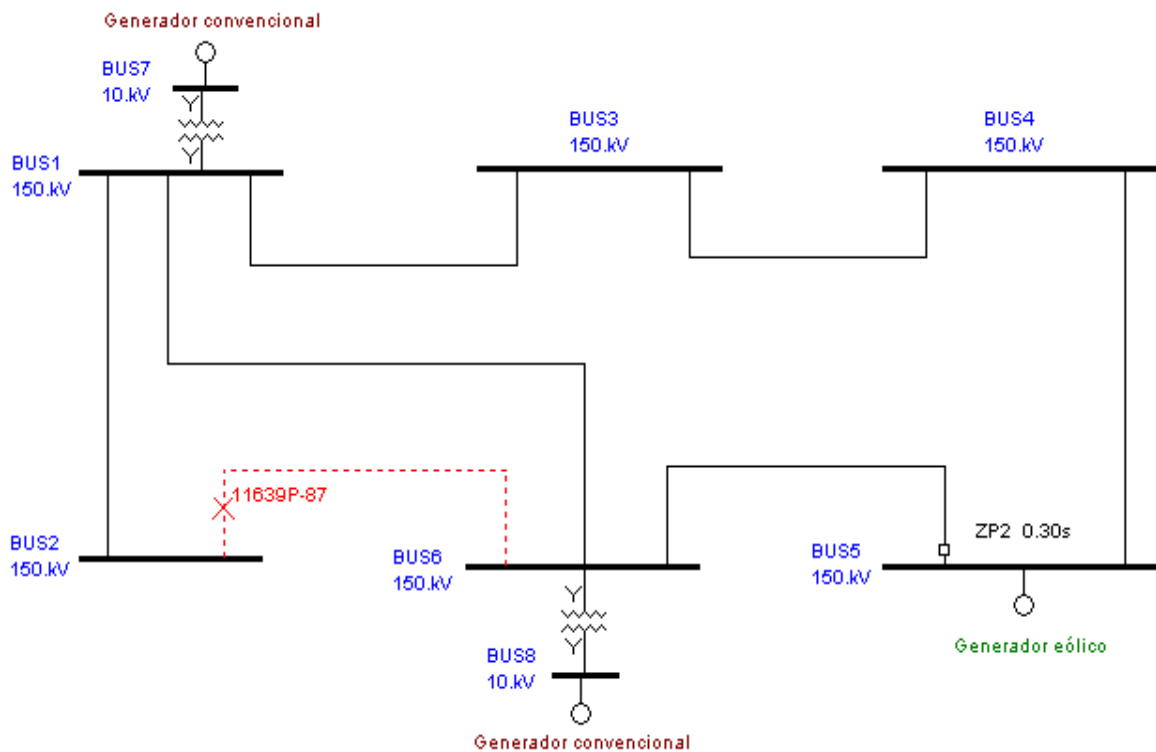


Figura 4.14 Análisis de la protección 5-6 con generador eólico.



En la figura 4.15 se observan las fallas trifásicas cada 10% a lo largo de la línea L6-2. Se observa que todas las fallas quedaron dentro de la zona 2 de protección. Esto se debe a que cuando el generador eólico se conectó, aportó mayor cantidad de corriente de cortocircuito modificando la impedancia vista por el relevador. También provoca la pérdida de coordinación en los esquemas de protección.

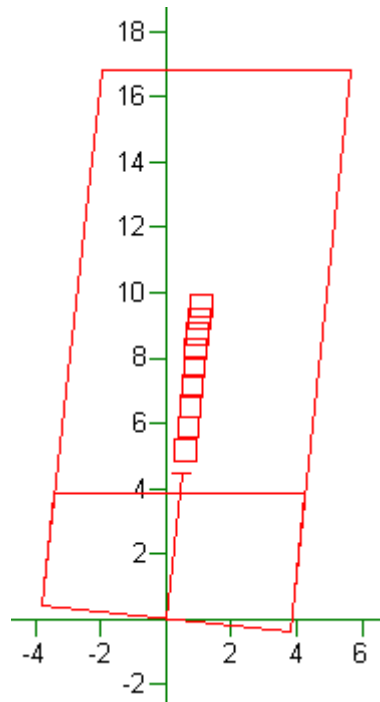


Figura 4.15 Zonas de protección en el diagrama R-X de la línea L6-2.

#### 4.5 Caso 4 sistema IEEE de 9 buses con fuente renovable

En el sistema IEEE de 9 buses se pretende demostrar que, sin importar el tipo de topología de cualquier sistema de potencia, cómo las energías renovables pueden provocar problemas en los esquemas de protección. En la figura 4.16 se observa el sistema IEEE de 9 nodos.

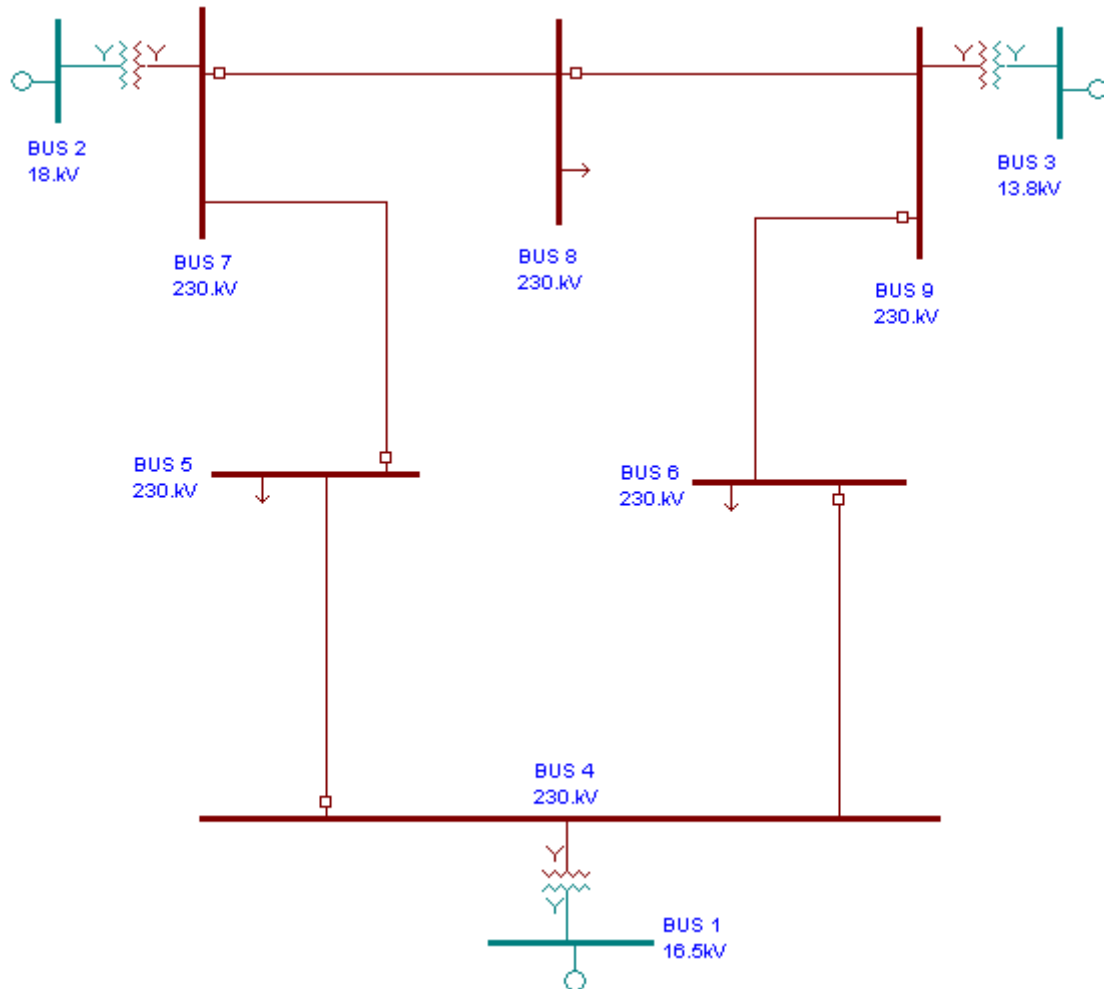


Figura 4.16 Sistema IEEE de 9 buses.

En la figura 4.16 se observan los esquemas de protección del sistema, estos son del tipo de distancia mho, el cual nos permitió demostrar el impacto que tienen las fuentes renovables sobre el esquema de distancia mho. En las tablas 4.9 a 4.12 se muestran los parámetros del sistema y para la tabla 4.13 se describen los parámetros del generador eólico el cual se encuentra conectado en el bus 1.

Tabla 4.9 Parámetros de las líneas de transmisión.

Línea	R (p.u)	X (p.u)	G/2 (p.u)
7-8	0.0085	0.072	0.149/2
8-9	0.0119	0.1008	0.209/2
9-6	0.0390	0.170	0.358
6-4	0.0170	0.092	0.158/2
4-5	0.010	0.085	0.176/2
5-7	0.032	0.161	0.306/2

Tabla 4.10 Datos de generadores.

Bus	Sn (MVA)	Vp (kV)	Xd (p.u)	Nodo	V (%)	P (MW)
2	100	18	1	PV	1.025	163
3	100	13.8	1	PV	1.025	85

Tabla 4.11 Datos de transformadores.

Bus	Sn (MVA)	Vp (kV)	Vs (kV)	Xd (p.u)
2-7	100	18	230	0.0625
3-9	100	13.8	230	0.0586
1-4	100	16.5	230	0.0576

Tabla 4.12 Datos de cargas.

Bus	P (MW)	Q (MVAr)
5	125	50
6	90	30
8	100	35

Tabla 4.13 Parámetros del generador eólico.

Bus	Sn (MVA)	Vp (kV)	Xd (p.u)	Nodo	V (%)
1	100	16.5	1	Slack	1.04

En la figura 4.17 se muestran las fallas trifásicas simuladas cada 10% a lo largo de la línea L5-7. El relé 4-5 se ve afectado por la fuente renovable ya que las fallas se van desviando de la impedancia de la línea provocando subalcance, es decir el problema de subalcance es cuando el relé opera por debajo del porcentaje de ajuste establecido, por ejemplo, si el ajuste es al 20% este problema se presenta por abajo del valor establecido.

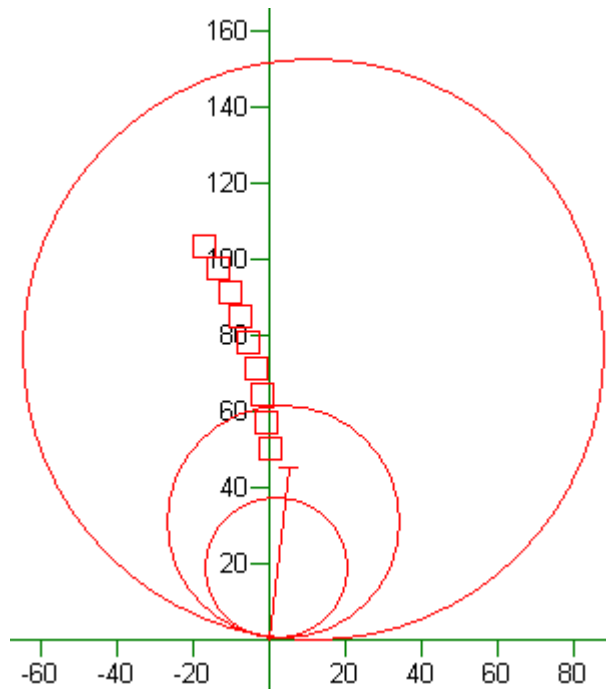


Figura 4.17 Operación Relé 4-5.

En la figura 4.18 se muestran las fallas trifásicas simuladas cada 10% a lo largo de la línea L5-7. Ahora se presentan problemas de sobrealcance, es decir este problema de sobrealcance es cuando el relé opera más allá del porcentaje de ajuste establecido, por ejemplo, si el ajuste es al 20% este problema se presenta por arriba de este valor establecido. Esta simulación se hizo para el relé que esta sobre la línea 4-5 el cual esta después de la fuente renovable.

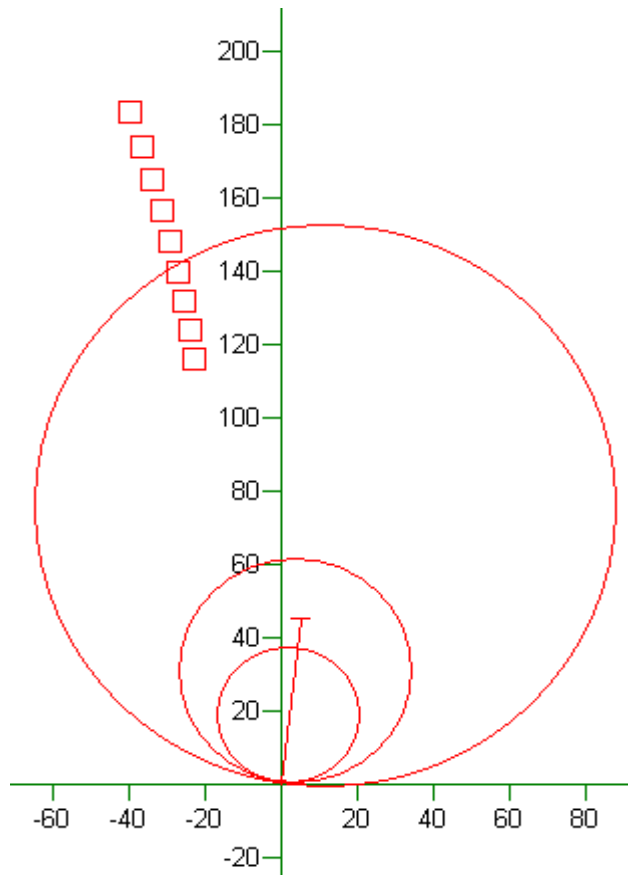


Figura 4.18 Operación Relé 4-5.

Se analizó el relé 4 simulando fallas trifásicas cada 10% a lo largo de la línea 6-4, el cual también se presentan problemas de sobrealcance en la protección, solo que este problema es menor comparado cuando se analizó el relé 5. En la figura 4.19 se muestra lo descrito antes.

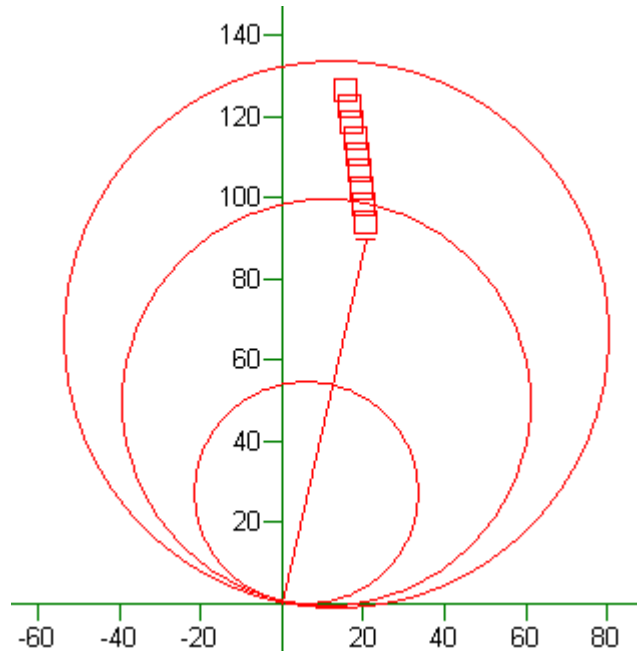


Figura 4.19 Operación Relé 9-6.

Como se mostró en las figuras 4.18 y 4.19 la impedancia vista por el relé presenta diferentes condiciones que hacen que afecte a los esquemas de protecciones. Esto se debe a varios factores que incluyen las impedancias de la fuente y el valor de la impedancia equivalente externa a través de la cual pasa una parte de la corriente de falla total. Otros factores que se presentan es por los ángulos de las tensiones de las fuentes y si se tienen líneas de transmisión paralelas [40].

# Capítulo 5

## Conclusiones y recomendaciones

### 5.1 Conclusiones generales

Se evaluaron diferentes esquemas de protecciones tales como por sobrecorriente y distancia para distintos sistemas eléctricos de potencia considerando varios escenarios, analizándolos con generadores de energías limpias y demostrar como este tipo de generación obtenida de recursos renovables pueden afectar e impactar en los esquemas de protecciones. Resultó que al tener este tipo de fuentes los ajustes preestablecidos dejan de ser los adecuados surgiendo algunos problemas en las protecciones del sistema, tales como la pérdida de coordinación, disparos no deseados, problemas de sobre/subalcance, por el tipo de los generadores de energías limpias y por la conexión donde se ubican o se localizan.

Para la obtención de los resultados se utilizó programas tales como NEPLAN y ASPEN, programas especializados para el estudio y análisis de sistemas de potencia, la finalidad es que con la ayuda de estos programas se demuestren los problemas que implica tener fuentes de energías renovables en el sistema de potencia y recomendar soluciones para mitigar este impacto en las protecciones eléctricas del sistema.

## **5.2 Recomendaciones a futuro**

- ✓ Evaluación del impacto en los esquemas de protección con micro-redes con integración de recursos renovables.
- ✓ Evaluar el comportamiento de la protección adaptiva bajo la penetración masiva de fuentes renovables en los sistemas eléctricos de potencia.



# Referencias Bibliográficas

- [1] Sadati, A. M., Karegar, H. K., Saadat, P., & Niassati, N. (2012, May). “Short circuit current analysis for different types of wind turbines”. In *2012 IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER)* (pp. 292-296). IEEE.
- [2] Comech, M. P., & Montanes, M. A. (2008, May). “Overcurrent protection behavior before wind farm contribution”. In *MELECON 2008-The 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference* (pp. 762-767). IEEE.
- [3] Banpurkar, U. S., & Shete, P. S. (2016, April). “Coordination of protective relays for the protection of micro-grid”. In *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)* (pp. 448-453). IEEE.
- [4] Rezaei, N., Othman, M. L., Wahab, N. I. A., & Hizam, H. (2014, December). “Coordination of overcurrent relays protection systems for wind power plants”. In *2014 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)* (pp. 394-399). IEEE.
- [5] Vilcu, V. (2015, September). “Development of new protection solutions for the Renewable Energy Power Plants”. In *2015 Intl Aegean Conference on Electrical Machines & Power Electronics (ACEMP), 2015 Intl Conference on Optimization of Electrical & Electronic Equipment (OPTIM) & 2015 Intl Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems (ELECTROMOTION)* (pp. 180-185). IEEE.
- [6] Razi-Kazemi, A. A., & RajabiNezhad, A. (2016, May). “Protection of wind electrical power energy systems against indirect lightning strike surge”. In *2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)* (pp. 1388-1393). IEEE.
- [7] Zhao, T., Bhavaraju, V., & Theisen, P. (2015, June). “Hybrid DC switch for solar array fault protection”. In *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)* (pp. 1-6). IEEE.
- [8] Telukunta, V., Pradhan, J., Agrawal, A., Singh, M., & Srivani, S. G. (2017). “Protection challenges under bulk penetration of renewable energy resources in power systems: A review”. *CSEE journal of power and energy systems*, 3(4), 365-379.
- [9] Castellanos, S., Sánchez-Pérez, P., Pasos-Trejo, A., Torres, M., Johnston, J., Jain, A., & Kammen, D. M. (2018, June). “Modeling high-penetration of clean energy in the electrical grid: A case for Mexico”. In *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)* (pp. 1377-1379). IEEE.

- [10] Jain, R., Johnson, B. K., & Hess, H. L. (2015, July). "Performance of line protection and supervisory elements for doubly fed wind turbines". In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE.
- [11] Vega-Sánchez, M. A., Castañeda-Jiménez, P. D., Peña-Gallardo, R., Ruiz-Alonso, A., Morales-Saldaña, J. A., & Palacios-Hernández, E. R. (2017, November). "Evaluation of complementarity of wind and solar energy resources over Mexico using an image processing approach". In *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)* (pp. 1-5). IEEE.
- [12] Jauregui, J. M., Ortega, H. O., & Carrillo, M. (2009, May). "Clean development mechanism in Mexico". In *2009 6th International Conference on the European Energy Market* (pp. 1-6). IEEE.
- [13] Samantaray, S. R., Joos, G., & Kamwa, I. (2012, January). "Differential energy based microgrid protection against fault conditions". In *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)* (pp. 1-7). IEEE.
- [14] Pires, V. F., Guerreiro, M., Fortunato, C., & Martins, L. S. (2010). "Transmission lines protection based on the current eigenvalues differential concept", IEEE, pp. 1-5, 2010.
- [15] Wang, J., Viawan, F., & Werner, T. (2010). "Effects of sensor technology on differential protection", IEEE, pp. 1-5, 2010.
- [16] Uthitsunthorn, D., & Kulworawanichpong, T. (2010, October). "Distance protection of a renewable energy plant in electric power distribution systems". In *2010 International Conference on Power System Technology* (pp. 1-6). IEEE.
- [17] Chávez, A. A., Guardado, J. L., Sebastián, D., & Melgoza, E. (2008). "Coordinación de protección de distancia utilizando métodos de búsqueda". *IEEE Latin America Transactions*, 6(1).
- [18] Srivani, S. G., Panduranga, V. K., & Atla, C. R. (2009, February). "Development of three zone quadrilateral adaptive distance relay for the protection of parallel transmission line". In *2009 IEEE International Conference on Industrial Technology* (pp. 1-6). IEEE.
- [19] Glover, J. Duncan. Mulukutla. S. S. (2002), *Sistemas de Potencia (Tercera Edición)*, Ciudad de México, México: Thomson.
- [20] Harper, G. E. (1996). *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*. Editorial Limusa.
- [21] Paithankar, Y. G., & Bhide, S. R. (2011). *Fundamentals of power system protection*. PHI Learning Pvt. Ltd.

- [22] Mohd, A., Ortjohann, E., Schmelter, A., Hamsic, N., & Morton, D. (2008, June). "Challenges in integrating distributed energy storage systems into future smart grid. In *2008 IEEE international symposium on industrial electronics* (pp. 1627-1632). IEEE.
- [23] Glover, J. Duncan. Malukutla. S. S. (2002), *Sistemas de Potencia (Tercera Edición)*, Ciudad de México: Thomson.
- [24] Wenjie, F. A. N., Xiangning, X. I. A. O., & Shun, T. A. O. (2018, November). "Voltage Sag Assessment Considering Relay Protection Actions". In *2018 IEEE International Power Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC)* (pp. 1-5). IEEE.
- [25] Brahma, S. M., & Girgis, A. A. (2004). "Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation". *IEEE Transactions on power delivery*, 19(1), 56-63.
- [26] Chattopadhyay, B., Sachdev, M. S., & Sidhu, T. S. (1996). "An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(1), 165-173.
- [27] Wan, H., Li, K. K., & Wong, K. P. (2010). "An adaptive multiagent approach to protection relay coordination with distributed generators in industrial power distribution system". *IEEE Transactions on Industry Applications*, 46(5), 2118-2124.
- [28] Moxley, R., & Becker, F. (2018, March). "Adaptive protection—What does it mean and what can it do?". In *2018 71st Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)* (pp. 1-4). IEEE.
- [29] Zhang, H., & Li, S. (2011, October). "Design of adaptive line protection under smart grid". In *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection* (Vol. 1, pp. 599-603). IEEE.
- [30] Dambhare, S., Soman, S. A., & Chandorkar, M. C. (2009). "Adaptive current differential protection schemes for transmission-line protection". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4), 1832-1841.
- [31] Al-Nasseri, H., & Redfern, M. A. (2008, March). "Harmonics content based protection scheme for micro-grids dominated by solid state converters". In *2008 12th International Middle-East Power System Conference* (pp. 50-56). IEEE.
- [32] Al-Nasseri, H., Redfern, M. A., & Li, F. (2006, June). "A voltage based protection for micro-grids containing power electronic converters". In *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (pp. 7-pp). IEEE.
- [33] Pandi, V. R., Zeineldin, H. H., & Xiao, W. (2012). "Determining optimal location and size of distributed generation resources considering harmonic and protection coordination limits". *IEEE transactions on power systems*, 28(2), 1245-1254.
- [34] Rahmani, R., Aghaee, S. S., Hosseinian, S. H., & Sadeghi, S. H. H. (2017, April). "Determining maximum penetration level of distributed generation sources in distribution network considering harmonic limits and maintain protection coordination scheme".

- In *2017 Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)* (pp. 196-199). IEEE.
- [35] Chen, Z., Pei, X., & Peng, L. (2016, September). “*Harmonic components based protection strategy for inverter-interfaced AC Microgrid*”. In *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)* (pp. 1-6). IEEE.
- [36] J. Lewis Blackburn y Thomas J. Domin, *Protective Principles and Applications*, Third Editions, Taylor & Francis Group, 2006, EUA.
- [37] Stanley H. Horowitz y Arun G. Phadke, *Power System Relaying*, Third Edition, John Wiley & Sons, 2008, EUA.
- [38] Satyanarayana, K., Prasad, B. K. V., & Saikrishna, K. (2011). “*Effect of series FACTS devices on distance protection*”, IEEE, pp. 36-41, 2011.
- [39] C. Russell Mason, *The Art & Science of Protective Relaying*, Volumen 1, Bukupedia, 2015, EUA.
- [40] P. M. Anderson, *Power System Protection*, Wiley-Interscience, 1999, EUA.