

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



TESIS

OPERACIÓN DINÁMICA Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS
HÍBRIDOS CA-CD

POR

ING. SAMANTHA ESPINOZA VAZQUEZ

EN OPCIÓN AL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

ABRIL 2022

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



TESIS
OPERACIÓN DINÁMICA Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS
CA-CD

POR
ING. SAMANTHA ESPINOZA VAZQUEZ

EN OPCIÓN AL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

ABRIL 2022

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del Comité de Evaluación de Tesis recomendamos la Tesis “Operación dinámica y protección de sistemas híbridos CA-CD”, realizada por la estudiante Ing. Samantha Espinoza Vázquez, con número de matrícula 2032349, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Evaluación de Tesis

Dr. Arturo Conde Enríquez
Director

Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Revisor

Dr. Miguel Francisco Escalante Gutiérrez
Revisor

Dr. José Treviño Martínez
Revisor

Vo.Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado

Institución 190001

Programa 557520

Acta Núm. 4022

Ciudad Universitaria abril de 2022

A mis padres, hermanos y a todas las personas que creyeron en mí y me acompañaron en esta etapa de mi formación académica, por todo el apoyo recibido, gracias.

Samantha Espinoza Vazquez

AGRADECIMIENTOS

A la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, así como a mis compañeros y maestros, especialmente a mi asesor Dr. Arturo Conde Enríquez, por todo el apoyo, paciencia y comprensión brindado en la elaboración de este proyecto. Igualmente, al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la ayuda y la confianza prestadas durante mi realización de estudios de posgrado. Finalmente, a mi familia, que sin su soporte aun a la distancia nada de esto habría sido posible.

RESUMEN

OPERACIÓN DINÁMICA Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS CA-CD

Samantha Espinoza Vazquez Ing. Eléctrico

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2022

Profesor asesor: Dr. Arturo Conde Enríquez

Las mejoras en el desarrollo de la electrónica de potencia han permitido retomar el diseño de nuevas aplicaciones y grandes sistemas energéticos en corriente directa (CD) de modo que su campo de acción abarca desde el área de medicina hasta sistemas de navegación y sistemas de control, entre otros. Dichos dispositivos al conectarse con la red eléctrica provocan un aumento en la demanda energética ocasionando problemas en la calidad de la misma, haciendo necesaria la implementación de un nuevo sistema que permita reducir las pérdidas y favorezca la incorporación de fuentes de generación alternas.

La concurrencia de generación de energía a través de fuentes no reguladas como la energía solar y eólica han generado un cambio radical en la operación de las redes eléctricas, permitiendo la interconexión de pequeñas fuentes de generación en zonas de la red donde el suministro es remplazado por la generación local, por lo que la creación de microrredes en corriente directa es un escenario no solo probable sino posible. Es por ello que diversos entes reguladores de Japón, Europa y América del Norte han manifestado interés en estas nuevas y funcionales redes de distribución publicando diversas normas que especifican niveles máximos de tensión, pérdidas y distorsión armónica, entre otros aspectos importantes.

Las ventajas más sobresalientes de implementar este tipo de redes son una mayor capacidad de transmisión de energía, carencia de sincronismo, suministro ininterrumpido de energía y mayor confiabilidad. No obstante, al ser una tecnología emergente presenta claras dificultades como lo son una mayor complejidad tanto en el funcionamiento como en el análisis frente a un sistema convencional de corriente alterna (CA) y especialmente presentan un gran reto en sus esquemas de protección pues no se cuenta con la presencia de parámetros como el cruce natural por cero o el ángulo de los fasores, entre otros, los cuales son factores esenciales para el diseño y operación de los esquemas de protección convencionales, por

tanto se hace necesario realizar modificaciones específicas a estos dispositivos de protección que permitan una integración óptima al sistema.

La solución presentada en este trabajo de investigación consiste en la modificación del algoritmo funcional del relevador de distancia (21) de un modo que, al estar presente únicamente señales puramente reales (V, I) el algoritmo genera las señales de polarización y operación, al presentarse una falla la relación entre ambas señales le dirige la orden de apertura o no apertura al relevador en función del punto donde se localice la falla, igualmente se cuenta con el algoritmo de la derivada de la corriente respecto al tiempo la cual permite agregar selectividad al relevador, con ella el relevador es capaz de detectar si la falla se encuentra localizada delante o detrás del mismo.

Los resultados muestran como el método propuesto permite una alternativa de protección para sistemas mallados de corriente directa al realizar una adecuada selectividad y operación del relevador al presentarse una falla en distintos puntos del sistema, resintiendo la falla si esta se encuentra a espaldas del mismo, teniendo las respectivas aportaciones de corriente de cada una de las líneas, pero operando únicamente cuando la falla se encuentra en su zona de protección siendo esta frente a él.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Capítulo 1	13
1.1 Introducción	13
1.2 Redes híbridas. Estado del arte	14
1.3 Descripción del problema.....	17
1.4 Objetivos	18
1.5 Hipótesis.....	18
1.6 Estructura de la tesis.....	19
Capítulo 2.....	20
2.1 Introducción	20
2.2 Componentes de una microrred.....	24
2.3 Sistemas de generación eólica.....	25
2.3.1 Turbinas Eólicas de Eje Vertical (VAWT)	26
2.3.2 Turbinas Eólicas de Eje Horizontal (HAWT)	27
2.3.3 Modelo Estático de la Turbina Eólica	28
2.3.4 Modelo Dinámico de la Turbina	29
2.4 Generadores.....	30
2.4.1 Generador sincrónico	30
2.4.2 Generador de inducción.....	32
2.4.2.1 Generador de Inducción con Jaula de Ardilla (SCIG).....	33
2.4.2.2 Generador de Inducción Doblemente Alimentado	33
2.4.2.3 Control del generador.....	37
2.5 Energía solar en los sistemas de potencia.....	38
2.6 Convertidores	40
2.7 Sistemas de almacenamiento de energía	43
2.7.1 Baterías de plomo-ácido.....	43
2.7.2 Baterías de níquel-cadmio	44
2.7.3 Baterías de níquel-metal hidruro	44
2.7.4 Baterías de ion-litio	45
2.7.5 Baterías de sulfuro de sodio	45
2.8 Operación de la microrred.....	46
2.8.1 Selección del punto de conexión común (PCC) para la microrred conectada a la red	47
2.8.2 Diseño del sistema primario de la microrred.....	48
2.8.2.1 Selección del nivel de voltaje.....	48
2.8.3 Control de voltaje	49

2.9 Sistemas de puesta a tierra de microrredes.....	51
2.10 Conclusiones	52
Capítulo 3.....	53
3.1 Introducción	53
3.2 Esquemas de protección para una microrred de cd	59
3.2.1.1 Protección diferencial.....	61
3.2.1.2 Protección basada en voltaje	62
3.2.1.3 Protección basada en corriente	62
3.3 Conclusiones	63
Capítulo 4.....	64
4.1 Introducción	64
4.2 Relevador de distancia en corriente alterna.....	64
4.2.1 Estructura funcional	65
4.2.1.1 Procesamiento digital de señales.....	65
4.2.1.2 Comparadores del relevador de distancia.....	67
4.2.1.3 Características del relevador de distancia.....	70
4.2.1.4 Implementación del esquema del relevador de distancia en corriente alterna.....	73
4.3 Método propuesto para protección de microrredes de corriente directa.....	76
4.4 Conclusiones	80
Capítulo 5.....	81
5.1 Modelo de prueba.....	81
5.2 Escenarios de falla.....	83
5.2.1 Variación de la ubicación de la falla	83
5.2.2 Variación de las condiciones operativas.....	86
5.2.3 Pruebas de selectividad	88
5.3 Conclusiones	92
Capítulo 6.....	93
6.1 Conclusiones	93
6.2 Aportaciones del trabajo.....	94
6.3 Recomendaciones para trabajos futuros	94
Referencias bibliográficas	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Estructura de una microrred híbrida.....	21
Figura 2.2 Diagrama básico de un sistema de generación eólica.....	26
Figura 2.3 Rotor a eje de rotación vertical.....	27
Figura 2.4 Turbinas a barlovento y a sotavento.....	28
Figura 2.5 Sistema eólico con generador síncrono a velocidad variable	31
Figura 2.6 Sistema de conversión eólica con SCIG a velocidad fija	33
Figura 2.7 Sistema eólico con DFIG para operación a velocidad variable	34
Figura 2.8 Generador de inducción en el marco de referencia dq	35
Figura 2.9 Circuito equivalente del Generador de Inducción, marco de referencia dq . eje- d , b) eje- q	35
Figura 2.10 Diagrama de bloques de AC8B: excitador alternador-rectificador	38
Figura 2.11 Circuito eléctrico equivalente de un panel solar	38
Figura 2.12 Curva PV normalizada de una celda fotovoltaica	40
Figura 2.13 Curva I-V de una celda fotovoltaica	40
Figura 2.14 Estructura básica de un convertidor	41
Figura 2.15 Clasificación y ejemplo de los convertidores estáticos de energía eléctrica.....	42
Figura 2.16 Relación potencia/peso en función de la relación potencia/volumen de cada tipo de batería.....	46
Figura 2.17 Arquitectura de una red híbrida CA/CD.....	47
Figura 2.18 Diagrama unifilar de una sección del alimentador de distribución.....	49
Figura 3.1. Tipos de fallas que se pueden presentar en una microrred	60
Figura 4.1 Zonas de operación del relevador de distancia	65
Figura 4.2 Procesamiento de señales	66
Figura 4.3 Respuesta a la frecuencia de filtros analógicos	66
Figura 4.4 Comparadores de señal.....	68
Figura 4.5 Algoritmo de un relevador de distancia con comparador de fase	69
Figura 4.6 Plano R/X.....	70
Figura 4.7 Característica tipo impedancia.....	71
Figura 4.8 Característica tipo $m\theta$	71
Figura 4.9 Característica tipo $m\theta$ desplazada	72
Figura 4.10 Característica tipo cuadrilateral.....	73
Figura 4.11 Modelo de prueba en Simulink.....	73
Figura 4.12 Voltaje y corriente, respectivamente vistos desde el relevador para una fallabifásica AB.	74
Figura 4.13 Ángulos de operación para una falla bifásica AB	75
Figura 4.14 Voltaje y corriente, respectivamente vistos desde el relevador para una fallatrifásica	

ABC.....	75
Figura 4.15 Ángulos de operación para una falla trifásica ABC	76
Figura 4.16 Algoritmo del método propuesto.....	78
Figura 4.17 Forma de la característica tipo impedancia	79
Figura 4.18 Estructura del método propuesto incluyendo direccionalidad.....	79
Figura 5.1 Esquema gráfico del modelo de prueba. (Generación eólica, fotovoltaica y carga local).	81
Figura 5.2 Sistema de prueba implementado en Simulink.....	82
Figura 5.3 Operación del relevador de distancia la falla ubicada en distintos puntos de la línea.....	84
Figura 5.4 Método de la derivada de la corriente ante distintas ubicaciones de la falla	85
Figura 5.5 Operación del relevador de distancia ante distintas condiciones operativas.....	87
Figura 5.6 Método de la derivada de la corriente ante distintas condiciones operativas.....	88
Figura 5.7 Condiciones de operación del relevador 1 ante una falla en zona protegida por relevador 2.....	89
Figura 5.8 Condiciones de operación del relevador 3 ante una falla en zona protegida por relevador 2.....	90
Figura 5.9 Derivada de la corriente del relevador 1 y relevador 3 con una falla en LT2.....	91
Figura 5.10 Derivada de la corriente del relevador 1 y relevador 3 con una falla en LT2.....	91

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Centralización de trabajos relacionados con el análisis de redes híbridas CA/CD	17
Tabla 2.1 Niveles de voltaje dentro de la microrred y capacidad instalada de recursos energéticos renovables(recomendado)	48
Tabla 2.2 Nivel de tensión del SEP al que accede la microrred y potencia de intercambio del PCC (recomendado).....	49
Tabla 3.1 Clasificación de los métodos de protección para redes híbridas CA/CD más sobresalientes.	58
Tabla 3.2 Características eléctricas y topológicas de las microrredes	59
Tabla 5.1 Parámetros del sistema de prueba.....	82

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia consta de elementos capaces de generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir energía eléctrica, así como de equipo necesario para lograr que el suministro se realice con las debidas características de continuidad, regulación de tensión y control de frecuencia solicitadas.

La estructura del sistema de potencia se lleva a cabo de manera vertical donde las centrales generadoras se localizan en sitios alejados de los centros de consumo, esto permite la generación de grandes cantidades de energía. Actualmente, debido a los avances en las tecnologías fotovoltaicas, turbinas eólicas y sistemas de almacenamiento, es posible implementar acciones económicas y operativas encaminadas a la preservación del medio ambiente. Si bien, la incorporación de generación distribuida (GD) aporta grandes beneficios al sistema eléctrico, la inmersión sustancial de la GD en los sistemas genera impactos negativos tanto en la operación como en la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

Dicha incorporación se ha efectuado gracias a la creciente demanda de cargas electrónicas, permitiendo la penetración de redes en corriente directa. Este tipo de redes han sido utilizadas para diversas aplicaciones como centros de datos, sistemas de tracción y barcos eléctricos, adicionalmente se tiene que debido a sus características permiten su instalación en sitios posicionados estratégicamente aledaños a las cargas o centros de consumo.

Debido a la tendencia de mejora de calidad del servicio que representan, diversos entes investigativos y desarrolladores, como ABB y Siemens apoyados por la unión europea han desarrollado distintos componentes eléctricos y electrónicos capaces de reducir significativamente las pérdidas y aumentar la eficiencia del sistema.

1.2 REDES HÍBRIDAS. ESTADO DEL ARTE

Las redes híbridas son una tecnología emergente que combina distintas fuentes energéticas conectadas a un mismo sistema de distribución. Generalmente, combina fuentes renovables con generación fósil, sistemas de control y baterías para almacenar la energía producida.

Por lo regular, es preciso adaptar el sistema de generación renovable a un sistema de generación fósil ya existente; se presentan complicaciones adicionales a ser consideradas, incluyendo el estado actual de la generación, y los requerimientos para el control que permitan su funcionamiento en simultáneo con los sistemas de energía renovable. El uso de una red híbrida no elimina el consumo de combustible fósil; sin embargo, ayuda a disminuirlo y por tanto se reducen las emisiones de CO_2 emitidas a la atmósfera.

Hasta el momento, en México, así como en el extranjero, la puesta en marcha de los proyectos que involucran las redes híbridas se encuentran aún en la etapa inicial tanto en el campo de investigación como en la práctica.

Con la creciente demanda de generación y carga en corriente directa (CD), el desarrollo de tecnología está enfocada en la integración de redes. Permitiendo que la operación entre redes CA-CD sea eficiente convirtiéndola en una importante red de distribución. Al interconectar generación y carga de corriente directa a la red de distribución independiente, el uso de convertidores se reduce mejorando así la eficiencia del suministro y la economía de la red de distribución. Además, en la red de distribución CD no existen problemas de sincronización, por lo que la oscilación o falla de la red de distribución de CA se puede aislar en una red de distribución híbrida de CA/CC. La red de distribución híbrida CA/CD puede mejorar la confiabilidad del suministro de energía [1].

En América del Norte, el Centro CPES de la Universidad Politécnica de Virginia presenta una estructura de interconexión de la red de distribución de CA y CD basada en la interconexión jerárquica [2]. La Universidad Estatal de Carolina del Norte presenta “El futuro suministro de energía eléctrica renovable y Management (FREEDM)” en 2011 [3], la red de distribución híbrida CA/CD puede aceptar el tipo de *plug and play* energía distribuida y

almacenamiento de energía distribuida. La Universidad de Alberta propuso una estructura híbrida CA/CD de una red de distribución basada en convertidor, dando un modelo de análisis de pequeña señal y analizando su estabilidad [4].

En Europa, La Universidad Politécnica de Bucarest en Rumania propuso una estructura de red de distribución de CD que incluye alternativas de potencia, con el experimento demostró que la estructura puede mejorar la eficiencia operativa y la calidad de la energía [5]. La Universidad Tecnológica de Milán de Italia propuso una estructura de red de distribución de CD que incluye energía distribuida, donde la energía puede fluir en dos direcciones [6]. En China, la investigación se centra en la selección del nivel de voltaje [7 -8], topología de la red [9 -10] y estrategia de programación de operaciones [11-13] de la red de distribución de CD de media y baja tensión.

El continuo crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha obligado a las empresas eléctricas a mejorar sus sistemas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución; lo cual ha dado oportunidad de incorporar sistemas de distinta naturaleza trabajando de manera simultánea. Estos nuevos sistemas consisten en incorporar microrredes: redes eléctricas a pequeña escala que consta de generadores distribuidos (GD), sistemas de almacenamiento de energía (ESS) y cargas eléctricas de CD en líneas de CA ya existentes. Las microrredes representan un método de interconexión entre diversas fuentes de energía renovables de baja tensión (BT) y cargas al sistema de distribución.

Debido al aumento de la penetración de recursos distribuidos, la interconexión directa de los generadores distribuidos incluyendo turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos y baterías de combustible, se vuelve difícil de controlar debido a su intermitencia. Las microrredes han sido propuestas como una forma de integrar los GD con el sistema de distribución. Siendo además una de las formas más eficientes para reducir los impactos de combustibles fósiles en el medio ambiente, pues generan energía a partir de fuentes de energía más limpias.

Las microrredes pueden operar en modo isla o conectadas a la red, la filosofía operativa es que en condiciones normales la microrred opera conectada al sistema, pero al presentarse una

perturbación en la red principal, la microrred se desconectaría rápidamente de esta y continuaría funcionando en modo isla [1] [2]. En [3] además de hacer una revisión a los aspectos mencionados anteriormente acerca de las microrredes, también se hace un análisis comparativo ante la interconexión de distintas fuentes de energía renovable. A su vez se estudia el aspecto económico costo-beneficio, así como las funciones objetivo de minimización de emisiones.

Adicionalmente, los sistemas de distribución de CD requieren menos etapas de conversión de energía para etapas de CA y CD, mientras que los sistemas de CA necesitan de convertidores electrónicos de potencia para que sea posible conectar distintas fuentes a una barra común. Además, para un cable de determinado calibre, los sistemas de CD pueden ofrecer 1.4142 veces mayor potencia que los sistemas de CA. Los sistemas de CD al tener efecto piel, permite que la corriente fluya a través de todo el conductor, así mismo hay una disminución en las pérdidas y permite el uso de conductores de calibre menor para la misma cantidad de corriente.

La conexión de las microrredes permite la descongestión de las redes eléctricas dejando de tener una producción de energía masiva en pocos puntos clave (como centrales hidroeléctricas, nucleares, entre otros) a una electricidad más distribuida y cercana. Las microrredes generan, distribuyen y regulan la energía a nivel local; usualmente, con una potencia de generación menor a los 50 MW (aunque realmente no hay una definición normalizada de microrred). En adición, muchas de estas microrredes son de origen limpio, ya que las pequeñas necesidades de generación de las microrredes no requieren de grandes obras de ingeniería, como una presa hidroeléctrica o parques eólicos [14][15]. En la Tabla 1.1 se muestran diferentes propuestas de redes híbridas reportadas en la literatura.

Tabla 1.1 Centralización de trabajos relacionados con el análisis de redes híbridas CA/CD.

Referencia	Año	Propuesta
Y. Shena et al. [1]	2018	Tecnología de planificación y diseño para la red de distribución híbrida CA/CD.
Dushan et al. [2]	2010	Nuevas arquitecturas de sistemas de distribución a través de la posible alimentación electrónica de CA y CD en el futuro.
Q. Canción et al. [3]	2013	Descripción y análisis de los beneficios y ventajas del sistema de distribución de CD frente a CA.
A. Ahmed et al. [4]	2012	Estrategias de evaluación y mitigación de las interacciones presentes en una red híbrida.
Magureanu et al. [5]	2007	Análisis de una red con distintas fuentes de generación de CD de bajo voltaje.
M. Brenna et al. [6]	2004	Análisis de un sistema de distribución local incorporando puentes de IGBT.
SHENG et al. [7] [8]	2015, 2016	Desarrollo de un sistema de distribución de energía en corriente directa en China y en el extranjero.
W. Dan et al. [9] [10]	2013	Se propone un sistema de distribución de CD. Se resumen los principios básicos y las características tecnológicas del sistema y se analizan algunas de sus tecnologías clave y su viabilidad.
Y. Shuting et al. [11] [12] [13]	2015, 2016	Se propone una arquitectura de control centralizada-distribuida aplicada a la red de distribución de CD, que incorpora capas de control centralizadas y distribuidas.
Park et al. [14]	2013	Método de ubicación y protección de fallas para un bus de corriente directa.
Bhargav et al. [15]	2018	Esquema de detección de fallas en una microrred de CD e identificación de ubicación de estas basado en el método Newton-Raphson.

1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El continuo crecimiento de la demanda ha obligado a las empresas eléctricas a mejorar los procesos, lo cual ha dado oportunidad de incorporar microrredes de distinta naturaleza trabajando de manera simultánea con la red eléctrica. Las microrredes han sido propuestas como una forma de integrar los GD con el sistema de distribución. Siendo además una de las formas más eficientes para reducir los impactos de combustibles fósiles en el medio ambiente, pues generan energía a partir de fuentes de energía más limpias.

Al interconectar sistemas de ambas naturalezas en un mismo sistema se tiene como resultado un sistema híbrido. El principal obstáculo que se presenta es el establecer el esquema de protección para dicho sistema. De manera individual, los esquemas de protección para sistemas de CA puros se encuentran altamente estudiados e incluso su ajuste y coordinación

están definidos por criterios o especificaciones, mientras que para los sistemas de CD dichos criterios no están presentes.

La complejidad de diseñar un esquema de protección para microrredes de CD se debe a la falta de fasores los cuales permiten discriminar la dirección de la falla y al rápido aumento de la corriente de falla. Además, en ausencia de cruces naturales por cero se produce mayor esfuerzo en la apertura del interruptor, aunque esto no es un problema de las funciones de protección, afecta los tiempos de liberación de falla.

En este trabajo se presenta una alternativa de protección para redes híbridas, las cuales además de representar alteraciones en lo relacionado a las propiedades eléctricas, también lo hacen topológicamente. Como se mencionó, los procesos de un sistema eléctrico de potencia se llevan a cabo a través de una configuración radial en forma vertical, al incorporar las microrredes se tiene un cambio de configuración a un sentido horizontal. Es por ello por lo que el esquema de protección debe ser capaz de detectar la presencia y ubicación de una falla.

1.4 OBJETIVOS

- Obtener un esquema de protección selectivo para redes CD.
- Estudiar las distintas propuestas de protección actuales y determinar la más adecuada para implementar en base a los criterios establecidos.
- Formular la nueva estrategia de protección a través de adecuaciones a esquemas de protección ya existentes.

1.5 HIPÓTESIS

Las redes híbridas CA/CD plantean condiciones de operación variables, tanto en la falta de despachabilidad de sus fuentes de generación como en su topología; por tanto, los esquemas de protección de la red pueden verse comprometidos.

El diseño de esquemas de protección que sean capaces de responder ante condiciones de falla y selectividad en sistemas CD, permitirá mejorar las condiciones operativas de redes híbridas.

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La tesis presentada está conformada por seis capítulos en total, donde cada uno de ellos se describe a continuación.

En el capítulo uno, se explica la teoría necesaria para comprender la problemática a tratar, así como la hipótesis y los objetivos.

En el capítulo dos, se expone la descripción de las redes híbridas, los modelos de los componentes que las conforman, así como su funcionamiento, estudios de flujos y fallas.

En el capítulo tres, se describen los esquemas de protección existentes tanto para redes en CA, CD, así como para redes híbridas, así mismo se muestra la implementación de algunos de los esquemas propuestos.

En el capítulo cuatro, en base a lo expuesto en el capítulo tres se presenta el método propuesto que consiste en realizar modificaciones en las señales de comparación del relevador de distancia, para que sea capaz de detectar fallas y operar en un sistema de corriente directa.

En el capítulo cinco, se realizan las simulaciones pertinentes con los sistemas implementados en el capítulo cuatro y se muestran los resultados obtenidos para verificar la efectividad del método propuesto.

En el capítulo seis, se expresan las conclusiones en relación con esta tesis, de igual manera se definen las contribuciones alcanzadas, así como trabajos futuros.

CAPÍTULO 2

REDES HÍBRIDAS

2.1 INTRODUCCIÓN

A finales del siglo XIX, los sistemas de CA y CD se debatían por ser el sistema de transmisión eléctrica dominante. En aquel entonces, los sistemas de CA lograron imponerse sobre los sistemas de CD, pero la trascendencia de los sistemas de CD ha ido en aumento en cuanto a la producción de energía a través de paneles fotovoltaicos se refiere. De igual manera la transmisión de CD es utilizada actualmente en cables de larga distancia como lo son los cables de transmisión en el suelo de los océanos, para este tipo de aplicaciones se hace uso de la tecnología de corriente directa de alto voltaje (HVDC); esta se emplea para conectar sistemas de CA en forma asíncrona y para circuitos subterráneos o cables submarinos de más de 50 km (dependiendo del nivel de tensión). Del mismo modo el HVDC es considerado para la conexión de granjas eólicas lejos de la costa; además, representan una buena alternativa cuando la longitud de las líneas de transmisión supera los 600 km [9].

La integración de la producción de energía renovable con el almacenamiento de energía en las redes eléctricas es un tema de estudio común. Lo que hace que esto se dificulte es que gran parte de la producción fotovoltaica es instalada en un sistema de distribución de baja tensión (BT). Una opción para contribuir con esto es el cambiar la distribución de baja tensión a corriente directa y convertir el voltaje a corriente alterna en las instalaciones del consumidor.

Así mismo, un sistema híbrido que incorpora energía renovable es un tipo peculiar de sistemas de energía que pueden ser utilizados como recursos GD para lograr una reducción en las pérdidas de la red y así aumentar su eficiencia. Usualmente, en la etapa de diseño se cuenta con dos grandes limitantes: primeramente, la disponibilidad y segundo, el precio del equipo, además se emplea un banco de baterías como medida de respaldo y almacenamiento de energía del sistema para disminuir la volatilidad de las fuentes de energía renovables.

Las microrredes híbridas CA / CD se han vuelto muy populares debido a que son confiables,

accesibles y robustas. Son utilizadas para resolver problemas operativos, económicos, ambientales y políticos. Generalmente, la red de distribución de CA establece el modo de suministro de energía como "diseño de bucle cerrado, operación de bucle abierto" el cual restringe el aumento adicional de la confiabilidad en el suministro de energía. Al incorporarse la red de CD, se vuelve posible realizar la operación de bucle cerrado por medio de estrategias de control, con la finalidad de mejorar la confiabilidad de la red de distribución [9][10].

A pesar de que las microrredes híbridas CA/CD representan una gran solución para la integración de las redes inteligentes *smartgrid* a la red de distribución actuales, existen muy pocas investigaciones que hablen sobre su desarrollo puesto que al ser redes de nueva generación no se cuenta con mucha información sobre estas. Una típica estructura de una microrred híbrida se muestra en la Figura 2.1, se pueden observar distintos dispositivos: unidades de generación GD, centro de almacenamiento, cargas de CA, así como de CD.

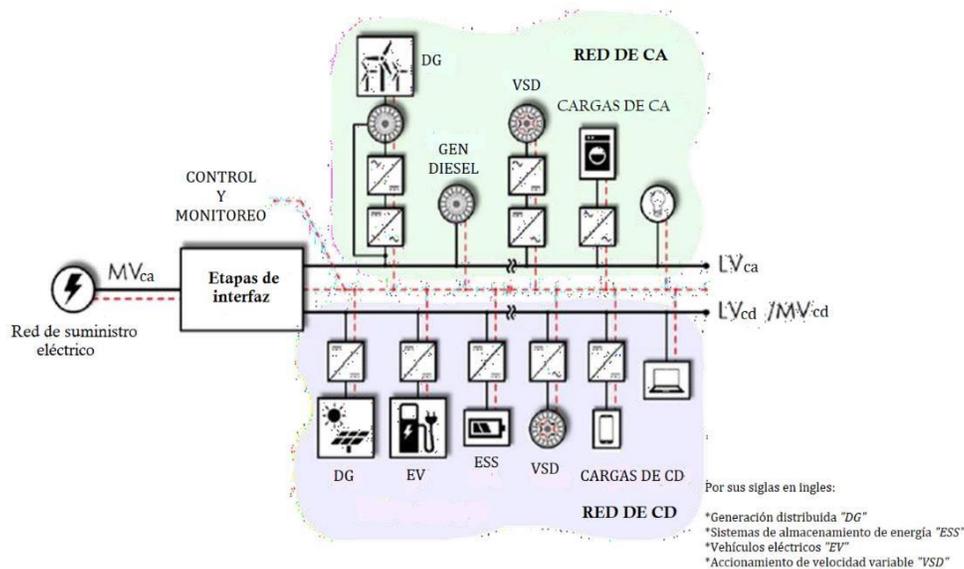


Figura 2.1 Estructura de una microrred híbrida.

Entre las ventajas más importantes de estas microrredes, destacan:

- Integración: Los dispositivos CA o CD conectados directamente a la red de suministro con el menor número de elementos de interfaz reduce las etapas de conversión y en consecuencia las pérdidas de energía.
- Sincronización: no se requiere sincronizar la generación de las unidades de

generación con las de almacenamiento puesto que se encuentran conectadas directamente a la red, por tanto, la técnica de control de los dispositivos se simplifica.

- Transformación de voltaje: la modificación de los niveles de voltaje se puede realizar de manera sencilla del lado de CA por medio de los transformadores y del lado de CD se hace a través de los convertidores DC-DC.
- Viabilidad económica: una microrred híbrida se puede desarrollar a través de la implementación de un convertidor de potencia a la red de distribución actual y la red de comunicación para los dispositivos conectados. Esto ocasiona que el costo general incremente. No obstante, si el número de dispositivos presentes aumenta la inversión se recupera rápidamente.

Uno de los temas más importantes a considerar al tener incorporado un sistema de CD es el de la gestión energética. Los convertidores de potencia en conjunto con el Algoritmo de Gestión de Energía (EMA, por sus siglas en inglés) permiten el control esencial de dicho sistema. Tanto el panel fotovoltaico como el generador de turbina eólica se pueden controlar para obtener la máxima potencia de los recursos naturales; incluso, el sistema de almacenamiento de energía también requiere de una gestión de energía, de igual manera el control ayuda para decidir los ciclos de carga-descarga de los equipos de almacenamiento.

Otro aspecto que considerar, es que en una microrred de CD el voltaje del enlace debe permanecer constante y estable para lograr un flujo equilibrado de energía entre los recursos y las cargas conectadas. En adición, si se tienen variaciones de voltaje en dicho enlace interferiría con el funcionamiento normal pudiendo llegar a ocasionar que todo el sistema colapse.

Las siguientes expresiones brindan los criterios de estabilidad generalizados para algunas microrredes:

$$\frac{P_m - P_e}{\omega} = J \frac{d\omega}{dt} \quad (2.1)$$

$$P_{load}(t) \leq P_g(t) \pm P_s(t) \quad (2.2)$$

donde:

- P_m = Potencia mecánica del aerogenerador (W)
- P_e = Potencia eléctrica del aerogenerador (W)
- J = Inercia ($kg \cdot m^2$)
- ω = Velocidad del aerogenerador (rad/seg)
- $P_{load}(t)$ = Potencia instantánea de carga (W)
- $P_g(t)$ = Potencia instantánea total de las fuentes generadoras (W)
- $P_s(t)$ = Potencia instantánea total entregada por los sistemas de almacenamiento de energía (W)

Además, independientemente de las ventajas mencionadas, la integración de GD en sistemas de potencia tiene efectos radicales sobre el suministro de energía y continuidad del servicio de distribución. De igual manera genera cambios en la topología y funcionamiento de dichas redes. Usualmente, los sistemas de distribución son redes pasivas los cuales suministran la electricidad a las cargas conectadas, la topología de estos sistemas se define en función de los requisitos de fiabilidad del consumidor y consideraciones económicas adicionales.

A pesar de que la topología de bucle se ha venido utilizando en estos sistemas, la mayor parte de los alimentadores poseen una estructura radial. Al tener incorporadas las fuentes de energía renovables (RES) la filosofía operativa de los sistemas convencionales se ve afectada; es decir, las fuentes de energías renovables tornan al sistema de distribución en una red activa. Así mismo, como se ha venido mencionando con anterioridad las fuentes de energías renovables afectan negativamente los aspectos operativos del sistema de potencia, en cuanto a coordinación de protecciones se refiere; así como al control de voltaje, estabilidad y calidad de la energía. Especialmente, la protección de las redes puede no lograrse satisfactoriamente con los métodos convencionales, por tanto, se requiere de técnicas nuevas.

Gran parte de las RES se encuentran conectadas a la red a través de convertidores, por ello se mencionó anteriormente que el uso de sistemas de distribución de corriente directa puede contribuir en la reducción de pérdidas y costos.

Debido a todos los aspectos mencionados, los sistemas de transmisión híbridos han sido implementados en distintos lugares alrededor del mundo, un ejemplo de ello es en India, donde se han registrado ventas anuales estimadas de 0.8 millones unidades de inversores solares híbridos o sistemas de suministro de energía ininterrumpida (UPS) en 2019 (frente a unos 8 millones de unidades vendidas de inversores convencionales) y se cuenta con una tendencia creciente esperada [6].

Existen aproximadamente 4 millones de hogares (el equivalente al 1.4% del total de 277 millones de hogares) con alguna forma de Solar Rooftop (SRT) o sistemas solares para el hogar en India. Los sistemas de energía renovable distribuida en especial los solares, han ayudado a mejorar la energía tanto en suministro como en calidad. Debido a que la mayoría de los hogares en India tienen acceso a la red de CA principal, la instalación de las RES en los hogares da lugar a los llamados sistemas solares híbridos, los cuales poseen alimentación de red de CA y son capaces de alimentar equipos de CA y CD. Pueden tener tanta interacción unidireccional para solamente recibir energía en CA de la red o bidireccional para también suministrar la energía solar generada y convertida de CD a CA hacia la red. Estas nuevas tecnologías están permitiendo a los consumidores aprovechar la energía solar para mejorar el suministro horario, así como reducir las facturas de luz.

En las secciones posteriores se exponen los componentes principales de una microrred, así como los modelos matemáticos de dichos elementos, los modos de operación de estas y otros aspectos que respaldan el hecho de porque las redes híbridas CA/CD están siendo tendencia.

2.2 COMPONENTES DE UNA MICRORRED

Los elementos que constituyen una microrred son técnicamente los mismos de la red eléctrica habitual, con la diferencia de que los componentes de la microrred presentan un avance en cuanto a tecnología, no obstante, de igual manera se constituyen de generación, distribución y consumo, sus elementos principales son los siguientes:

Generación

- Renovables o no renovables según sea el recurso energético, estos a su vez pueden ser:
 - Aerogeneradores
 - Paneles Solares
 - Microturbinas y micro hidroeléctricas
- Controlables o intermitentes, según su modo de operación
- Interfaz basado en electrónica de potencia

Almacenamiento

- A base de baterías
- Térmico
- Volantes de inercia

Sistemas de protección

- Detección de operación en isla
- Fallas eléctricas

Sistemas de control

- Sistema de control central de la micro red.
- Controladores locales (generadores y cargas)
- Comunicaciones
- Distribución de la lógica de control (control primario, regulación secundaria, servicios auxiliares).

2.3 SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA

A partir de sus primeras aplicaciones en la Persia antigua, las técnicas para el aprovechamiento de la energía del viento se han desarrollado en diversos tipos de máquinas. La estructura mecánica básica de las turbinas eólicas en la actualidad consiste en la

integración de un rotor; el cual captura parcialmente la energía del viento y la transforma en energía rotatoria. Normalmente, la velocidad de rotación es regulada a través de una caja de engranajes, la cual eleva dicha velocidad para poder adaptarla a la velocidad de un generador eléctrico que transforma esta energía en electricidad [11].

En la Figura 2.2 se muestra el esquema básico de un sistema de generación eólica. Si bien, existe una variedad de formas para clasificar las turbinas, pero las más comunes se pueden catalogar como máquinas de eje vertical y en máquinas de eje horizontal, según sea su eje de rotación.

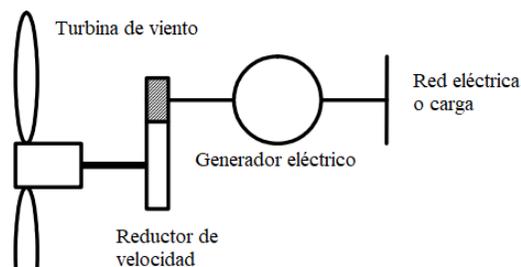


Figura 2.2 Diagrama básico de un sistema de generación eólica.

2.3.1 Turbinas Eólicas de Eje Vertical (VAWT)

El término vertical hace referencia al hecho de que el eje de rotación es vertical con respecto al suelo y prácticamente perpendicular a la dirección del viento. Esta clase de turbina puede recibir viento proveniente de cualquier dirección, por lo tanto, los dispositivos de orientación complejos pueden ser removidos. Es posible que tanto el generador como la caja de cambios se encuentren al nivel del suelo, lo que provoca que el diseño de la torre sea más sencillo y por tanto más económico.

También, el mantenimiento del sistema es al nivel del suelo y no se necesita control del ángulo de pala, como cierto tipo de HAWT. La Figura 2.3 muestra los de diseños de VAWT.

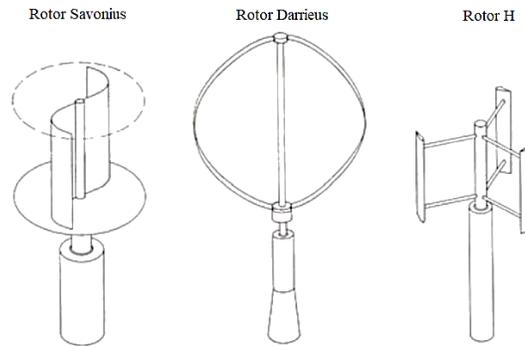


Figura 2.3 Rotor a eje de rotación vertical.

2.3.2 Turbinas Eólicas de Eje Horizontal (HAWT)

Similar a las hélices de los aviones, este tipo de turbina tiene su eje de rotación en posición horizontal respecto al suelo y casi en paralelo a la dirección del viento. Un gran porcentaje de las turbinas eólicas existentes pertenecen a esta categoría.

Las máquinas que poseen un eje en esta posición presentan distintas ventajas como lo es una baja velocidad de arranque (*cut-in*) y un coeficiente de potencia suficientemente alto. No obstante, tanto la caja de cambios como el generador de este tipo de máquinas deben posicionarse en lo alto de la torre; por tanto, su diseño se vuelve más complejo y por ende de mayor costo. Adicionalmente requieren de una cola o un sistema de direccionamiento capaz de orientar la turbina en el sentido del viento (*yaw control*), dependiente de la cantidad de estas palas, las HAWT se pueden clasificar como: mono-pala; bi-pala; tri-pala y multipala.

En cuestión de economía y eficiencia, la mayoría de las turbinas comerciales son de tres palas debido a que son más estables ya que la carga aerodinámica es relativamente uniforme. En función de la dirección en que reciben el viento, las HAWT pueden clasificarse como “a barlovento” *upwind* o “a sotavento” *down-wind*. La Figura 2.4 muestra los dos tipos mencionados.

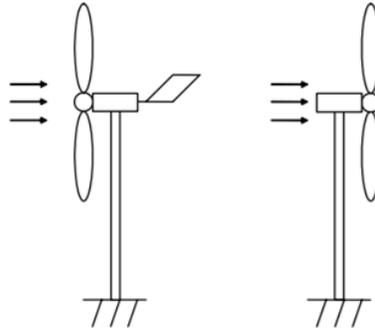


Figura 2.4 Turbinas a barlovento y a sotavento.

Las primeras cuentan con el rotor encarando directamente el viento. Debido a que el flujo del aire pasar primero por el rotor, no se cuenta con el problema de sombra de la torre *tower shadow*, pero para lograr mantener el rotor frente al viento en todo momento se requiere de un mecanismo de orientación. Por su parte, las máquinas con el rotor sotavento no precisan del mecanismo de orientación, pero como el rotor está posicionado del lado opuesto a la torre con respecto al viento, puede presentarse una carga desequilibrada en las palas al cruzar estas por la sombra de la torre. La categoría más utilizada es la HAWT a barlovento.

2.3.3 Modelo Estático de la Turbina Eólica

Para modelar la turbina eólica se comienza con el cálculo de la potencia disponible en el viento P_v , la cual es calculada para un área específica A , y está dada por la Ecuación 2.3.

$$P_v = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.3)$$

donde:

- La potencia está dada en W
- ρ = densidad del aire en kg/m^3
- v = velocidad del viento en m/s
- A está dada en m^2

Como se mencionó, las turbinas eólicas solo pueden obtener una fracción de la potencia presente en el viento; este fragmento está representado por el coeficiente de potencia que se muestra en la Ecuación 2.4.

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (2.4)$$

donde P_t es la potencia que es aprovechada por la turbina y P_v es la potencia del viento. El coeficiente de potencia del rotor de una turbina eólica varía en función de la relación de velocidades o λ , el cual está definido como la relación entre la velocidad de barrido de la turbina y la velocidad del viento. Esta relación se muestra en la Ecuación 2.5:

$$\lambda = \omega \cdot \frac{R}{v} \quad (2.5)$$

El modelo estático de una turbina eólica de tres palas se obtiene al despejar P_t de la Ecuación 4 y posteriormente sustituir P_v ; si además se divide por la velocidad angular, se obtiene el torque mecánico T_m , como se expresa en la Ecuación 2.6.

$$T_m = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p(\lambda)}{\omega} \quad (2.6)$$

Los parámetros que se deben obtener para modelar una turbina eólica son:

- La densidad del aire, ρ
- El área de barrido del rotor, A
- La función $C_p(\lambda)$

2.3.4 Modelo Dinámico de la Turbina

El modelo dinámico de la turbina está dado por la ley de newton para movimiento rotacional, como se muestra en la Ecuación 2.7.

$$T_m = T_e + J \cdot \frac{d\omega}{dt} + F \cdot \omega \quad (2.7)$$

donde:

- T_m = torque mecánico (N.m)

- T_e = torque eléctrico (N.m)
- J = inercia mecánica en $\text{kg} \cdot \text{m}^2$
- ω = velocidad angular rad/s
- F = fricción del sistema $\text{kg} \cdot \text{m/s}$

Si se lleva la Ecuación 7 al dominio de la place y se descarta el efecto de la fricción se puede encontrar la función de transferencia que se presenta en la Ecuación 2.8:

$$\frac{\omega}{T_m - T_e} = \frac{1}{J \cdot s} \quad (2.8)$$

2.4 GENERADORES

Para la correcta aplicación de las turbinas eólicas, es indispensable que cuenten con un generador eléctrico, algunos modelos se presentan en los siguientes apartados.

En cuanto a generación eólica se refiere, puede ser utilizado cualquier tipo de máquina, sin embargo, son los factores técnicos y económicos los que definen el tipo de máquina más conveniente a utilizar, por ejemplo, para pequeñas potencias (<20 kW), es conveniente utilizar generadores síncronos de imán permanente (PMSG), mientras que para aplicaciones que van desde los 20 kW hasta los 2 MW se precisa utilizar el generador de inducción (IG).

2.4.1 Generador Síncronico

La mayor parte de los generadores síncronos en configuración de microrred, funcionan con motor Diesel o gas natural. Gran parte de estos generadores han sido diseñados para aplicaciones independientes o de respaldo. Su control debe ser ajustado para ser capaz de funcionar en estructura de microrred de manera conjunta con otras fuentes.

A diferencia del generador de inducción el síncrono no requiere corriente reactiva de magnetización, lo cual representa una clara ventaja, para crear su campo magnético este puede utilizar imanes permanentes o embobinados de excitación convencional. Si el generador cuenta con el suficiente número de polos, puede ser utilizados para aplicaciones de manejo directo *directdrive* donde no se requiere caja cambios. Es quizás más fácil de

conectar este tipo de generadores a la red de una manera indirecta, haciendo uso de un convertidor electrónico de potencia, lo que facilita la operación a velocidad variable, como se muestra en la Figura 2.5.

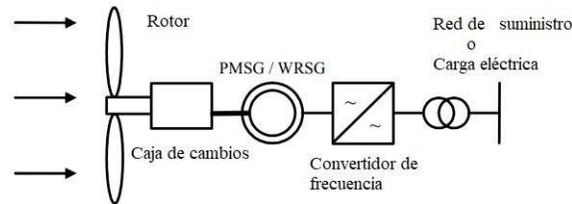


Figura 2.5 Sistema eólico con generador síncrono a velocidad variable.

Generador Síncrono de Imanes Permanentes (PMSG)

Debido a su característica de auto-excitación, al PMSG le es posible operar a un alto factor de potencia con una alta eficiencia, lo cual hace muy conveniente su uso para sistemas de generación eólicos. A decir verdad, el PMSG es más ampliamente utilizado debido a su bajo costo y simplicidad, no obstante, como se mencionó con anterioridad, en aplicaciones de mayor potencia, los imanes y la exigencia de un convertidor estático capaz de manejar toda la potencia de generación lo hacen menos competitivo.

Modelo del PMSG

El modelo dinámico del PMSG se puede expresar con la transformación de Park utilizando las expresiones 2.9, 2.10 y 2.11, respectivamente, donde los subíndices d y q se refieren al eje directo y eje de cuadratura, v es el voltaje, i la corriente, L_s y R_s son la inductancia y la resistencia estator, p es el número de polos y λ_{pm} es el flujo magnético del generador de imanes permanentes.

$$v_d = R_s \cdot i_d + L_s \cdot \frac{di_d}{dt} - \omega_e \cdot L_s \cdot i_q \quad (2.9)$$

$$v_q = R_s \cdot i_q + L_s \cdot \frac{di_q}{dt} + \omega_e \cdot (L_s \cdot i_d + \lambda_{pm}) \quad (2.10)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \lambda_{pm} \cdot i_q \quad (2.11)$$

Al pasar las Ecuaciones 2.9 y 2.10 al dominio de Laplace, luego multiplicando la Ecuación 10 por j y luego combinar con la expresión 2.9 se obtiene la Ecuación 2.12. En donde V_s , I_s son el voltaje y la corriente de fase respectivamente.

$$I_s(s) = \frac{1}{R_s + L_s \cdot s} \cdot [-V_s(s) + p \cdot \lambda_{pm} \cdot (s)] \quad (2.12)$$

De la Ecuación 2.12 se puede obtener la función de transferencia que se presenta en la Ecuación 2.13, en donde Z_L es la impedancia equivalente a la salida del generador:

$$\frac{I_s}{\omega} = \frac{p \cdot \lambda_{pm}}{(Z_L + R_s) + L_s \cdot s} \quad (2.13)$$

2.4.2 Generador de inducción

Debido a su robustez, simpleza mecánica y bajo precio, el generador de inducción es extensamente utilizado en medianas y grandes turbinas eólicas. Su mayor desventaja es el hecho de que requiere corriente magnetizante en el estator.

2.4.2.1 Generador de Inducción con Jaula de Ardilla (SCIG)

Actualmente, el SCIG es la elección predominante producto de su alta eficiencia, simplicidad y bajos requerimientos de mantenimiento. La demanda de potencia reactiva se compensa usualmente con la conexión de capacitores en paralelo al generador o por la inserción de equipos electrónicos de potencia, como se muestra en la Figura 2.6.

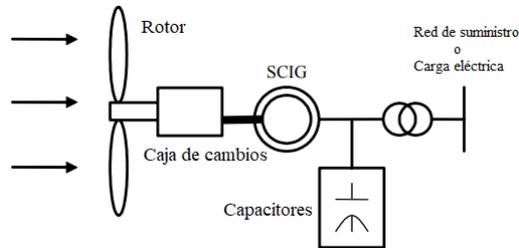


Figura 2.6 Sistema de conversión eólica con SCIG a velocidad fija.

2.4.2.2 Generador de Inducción Doblemente Alimentado

El generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) es una de las configuraciones de mayor auge en el mercado de turbinas eólicas. Este tipo de generadores implica un generador de inducción con rotor bobinado (WRIG) donde el circuito de estator está conectado directamente a la red de potencia y el circuito del rotor se encuentra conectado a través de un convertidor de fuente de voltaje (VSC) *back-to-back*, el cual trabaja como variador de frecuencia.

El termino doble alimentación hace referencia a que el voltaje del estator se obtiene de la red y el voltaje del rotor desde el convertidor estático. Este sistema proporciona una operación de velocidad variable en un amplio rango, aunque específico. El convertidor compensa la diferencia existente entre la frecuencia mecánica y eléctrica a través de la inyección de una señal de rotor de frecuencia variable, como se muestra en la Figura 2.7.

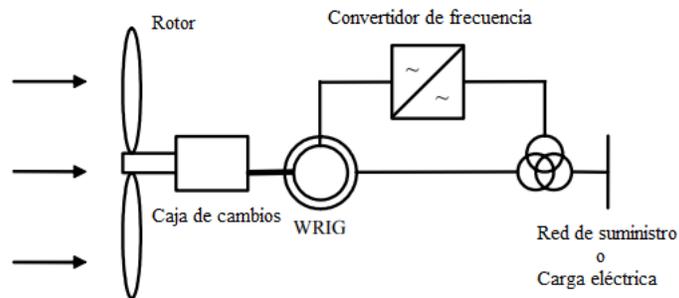


Figura 2.7 Sistema eólico con DFIG para operación a velocidad variable.

Entre los beneficios del DFIG se encuentra que:

- El tamaño del convertidor no está relacionado con la potencia total del generador, sino con el rango de velocidades fijado. Esto implica que el costo del convertidor se incrementa cuando el rango de velocidad alrededor de la velocidad síncrona se hace más amplio.
- Tiene la habilidad de controlar la potencia reactiva y desacoplar el control de la potencia activa y reactiva a través de la corriente de excitación del rotor.
- Puede magnetizarse desde el circuito del rotor, sin usar la potencia reactiva necesaria desde la red.
- Es capaz de producir o absorber potencia reactiva hacia o desde la red con la finalidad de controlar el voltaje.

La desventaja que presenta esta configuración es el requerir el uso de anillos para la conexión eléctrica del rotor.

La descripción matemática del DFIG se basa en el sistema mostrado en la Figura 2.8, donde su circuito equivalente en el marco de referencia dq se muestra en la Figura 2.9 y utilizando la convención del generador:

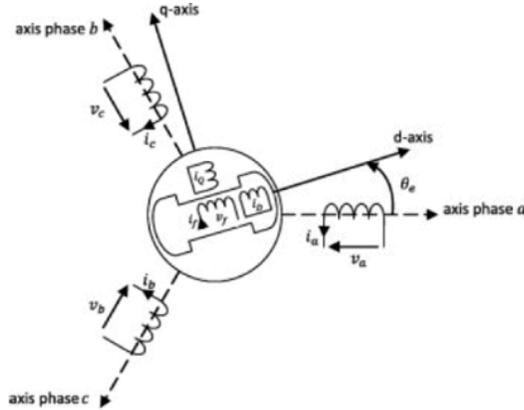


Figura 2.8 Generador de inducción en el marco de referencia dq.

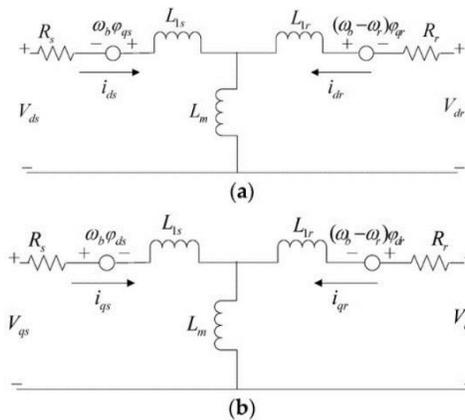


Figura 2.9 Circuito equivalente del Generador de Inducción, marco de referencia dq . eje-d, b) eje-q.

$$V_{ds} = -R_s i_{ds} + \omega_s((L_{\sigma s} + L_m)i_{qs} + L_m i_{qr})$$

$$V_{qs} = -R_s i_{qs} + \omega_s((L_{\sigma s} + L_m)i_{ds} + L_m i_{dr})$$

(2.14)

$$V_{dr} = -R_r i_{dr} + s\omega_s((L_{\sigma s} + L_m)i_{qr} + L_m i_{qs})$$

$$V_{qr} = -R_r i_{qr} + s\omega_s((L_{\sigma r} + L_m)i_{dr} + L_m i_{ds})$$

La potencia generada se comparte entre el rotor y el estator:

$$\begin{aligned} P_s &= v_{ds}i_{ds} + v_{ds}i_{qs} \\ P_r &= v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr} \end{aligned} \quad (2.15)$$

Ecuaciones para el torque y el movimiento:

$$\begin{aligned} T_e &= \psi_{qr}i_{qr} - \psi_{dr}i_{dr} \\ \frac{d\omega_g}{dt} &= \frac{1}{2H_g}(T_g - T_e) \end{aligned} \quad (2.16)$$

Los enlaces de flujo en el rotor se pueden obtener a partir de:

$$\begin{aligned} \psi_{dr} &= -L_m i_{ds} - (L_m + L_\sigma) i_{dr} \\ \psi_{qr} &= -L_m i_{qs} - (L_m + L_\sigma) i_{qr} \end{aligned} \quad (2.17)$$

La potencia del convertidor de potencia se expresa de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P_r = P_c &= v_{dc}i_{dc} + v_{qc}i_{qc} \\ Q_c &= 0 \end{aligned} \quad (2.18)$$

De la Ecuación 2.18 se infiere que la potencia del rotor es inyectada hacia la red, igualmente, la potencia en el lado del convertidor trabaja con factor de potencia unitario.

Controlador de Velocidad del Rotor

La velocidad del rotor en turbinas de velocidad variable, la velocidad es controlada con la finalidad de obtener la potencia máxima en cada instante. Para ello, se debe ajustar la relación de velocidad de punta a un valor que facilite el máximo valor del coeficiente C_p manteniendo la velocidad del rotor entre de los límites de la turbina.

Obteniendo el valor actual de la velocidad del rotor, se calcula la velocidad del viento, la cual debe corresponder al valor óptimo de C_p . Así que la potencia que requiere ser generada a esta velocidad de viento se calcula mediante el valor de C_p obtenido. El valor de la potencia se obtiene del generador, controlando así, la corriente del rotor.

Con esta expresión junto con el valor obtenido de la velocidad del rotor en cada instante se puede controlar la potencia generada:

$$T_e = \frac{-L_m v_{qs}}{\omega_s} (L_s + L_m) i_{qr} \quad (2.19)$$

2.4.2.3 Control del generador

Existen dos algoritmos para el control de un generador: voltaje del generador y potencia reactiva regulados a través del excitador y ángulo de voltaje y potencia activa ajustados por el gobernador.

Para lograr un estudio preciso acerca del comportamiento del generador de gas natural, es necesario modelar un generador síncrono, excitación, un sistema regulador de voltaje automático (AVR), motor de gas y un sistema de gobernación.

A causa de los reducidos tamaños de las máquinas utilizadas en la mayor parte de las microrredes, el modelo del excitador alternador-rectificador (IEEE AC8B) puede ser utilizado para modelado de sistemas, tal modelo contiene detalles para el AVR, amplificador y rectificador, como se muestra en la Figura 2.10.

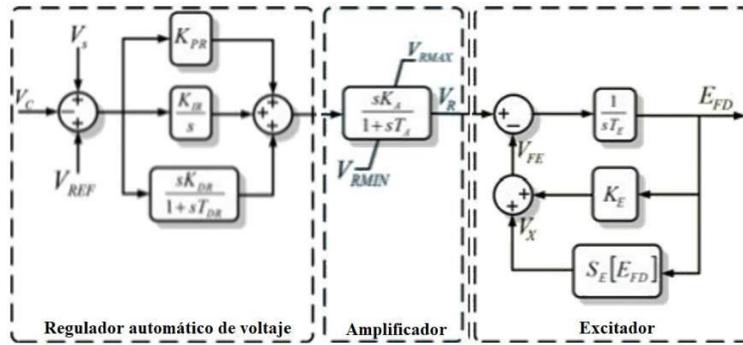


Figura 2.10 Diagrama de bloques de AC8B: excitador alternador-rectificador.

El AVR se representa a través de un control proporcional integral derivativo (PID), el amplificador a su vez se presenta a través de una ganancia y una constante de tiempo y el excitador se muestra a través de una constante de tiempo y una curva de saturación.

2.5 ENERGÍA SOLAR EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

La Figura 2.11, muestra el circuito eléctrico equivalente de un panel fotovoltaico, está conformado por dos resistencias: una en serie R_s y otra en paralelo o shunt R_p . La resistencia serie es debida a la resistencia de carga del material semiconductor, a los contactos metálicos y a las interconexiones y resistencias de contacto entre el semiconductor y los contactos metálicos. La resistencia shunt se debe a las no idealidades y a las impurezas cerca de la unión p-n. También se muestra una fuente de corriente I_L , que representa la corriente generada por la radiación solar, y un diodo conectado en paralelo que representa la curva característica Corriente-Voltaje I-V [12].

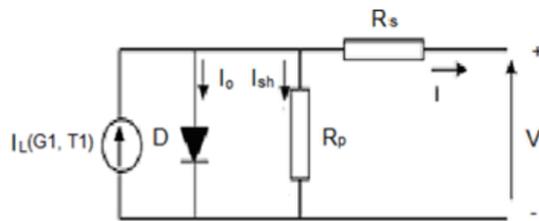


Figura 2.11 Circuito eléctrico equivalente de un panel solar.

El comportamiento de la curva I-V de la célula fotovoltaica está descrita por las Ecuaciones 2.20, 2.21 y 2.22.

$$I = I_L(G_1, T_1) - N_p I_0 \left[e^{\frac{(V+IR_s)}{V_t}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.20)$$

$$V_t = m N_s k \frac{(T_1 + 273)}{q e} \quad (2.21)$$

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right)} - 1} \quad (2.22)$$

donde:

- NS = número de celdas en serie del panel solar.
- NP = número de celdas en paralelo.
- k = constante de Boltzman. qe = carga del electrón.
- m = factor de idealidad del diodo; $1 < m < 2$.
- T1 = temperatura de trabajo del panel solar en °C.
- RS = resistencia serie.
- RP e= resistencia en paralelo.
- IL(G1,T1) = corriente fotogenerada y aproximadamente igual a la corriente de cortocircuito Isc(G1,T1).
- Io = corriente inversa de saturación del diodo. Voc = tensión de circuito abierto.

Para poder utilizar la Ecuación 2.20, se precisa conocer el valor de las resistencias R_s y R_p , parámetros característicos de cada panel y el factor de idealidad del diodo (m). Una vez calculados se consideran como valores constantes en todo el rango de operación y para cualquier valor de irradiación y temperatura. Para aumentar la precisión en los cálculos, en la Ecuación 2.20 se introduce la dependencia de la corriente de cortocircuito y de la tensión de circuito abierto del valor de la irradiación solar y de la temperatura de operación del panel con relación a las condiciones estándar dadas por el fabricante; TST= 25 °C, GST=1000 W/m². Estas dependencias son:

$$I_{sc}(G_1 T_1) = N_p I_{sc} \frac{G_1}{G_{STD}} + \alpha I_{sc} (T_1 - T_{STD}) \quad (2.23)$$

$$V_{OC}(G_1 T_1) = V_{OC} + V_t \ln \left[\frac{G_1}{G_{STD}} \right] + \beta (T_1 - T_{STD}) \quad (2.24)$$

En general, conocidas la radiación y la temperatura, para caracterizar totalmente el comportamiento energético de un panel, es necesario identificar todos los elementos que componen el vector $P = [R_s R_p m \beta \alpha]$.

La Figura 2.12, muestra las curvas características de una celda fotovoltaica, se observa, en la curva de potencia, la existencia de un máximo denominado punto de máxima potencia (MPP) al cual le corresponden valores de corriente en el punto de máxima potencia I_{MPP} y de voltaje en el punto de máxima potencia V_{MPP} . Dicho punto es único para cada celda solar y varía conforme cambia la irradiación solar como se muestra en la Figura 2.13.

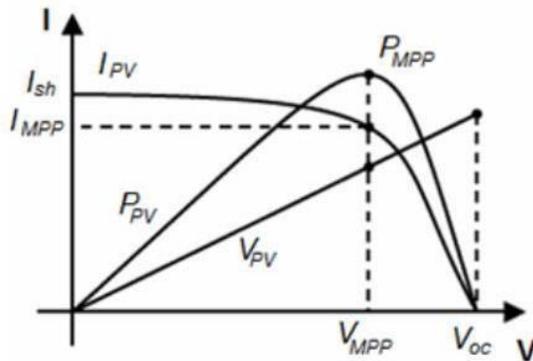


Figura 2.12 Curva PV normalizada de una celda fotovoltaica.

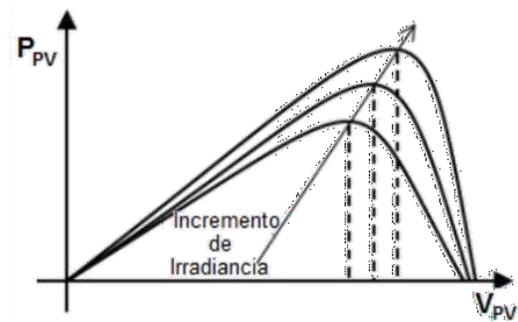


Figura 2.13 Curva I-V de una celda fotovoltaica.

2.6 CONVERTIDORES

Un convertidor de energía es un artefacto electrónico capaz de convertir energía eléctrica en dos modos distintos. Es decir, es capaz de obtener corriente directa a través de corriente alterna y viceversa. Su concepto inicial puede extenderse para incluir aspectos tales como: eficiencia, grado de idealidad, fiabilidad, por mencionar algunos. En la Figura 2.14 se

muestra la estructura primaria de un convertidor [14].

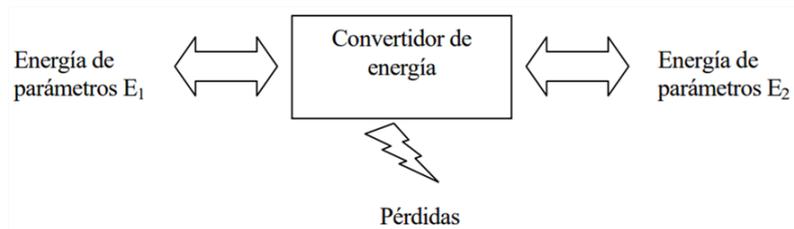


Figura 2.14 Estructura básica de un convertidor.

Del mismo modo, el convertidor puede ser definido como el módulo básico de un sistema de potencia. Generalmente, controla y forja la magnitud eléctrica de entrada, frecuencia y número de fases en una magnitud eléctrica de salida, frecuencia y número de fases. La potencia es capaz de fluir de manera reversible, permitiendo un intercambio de roles entre la entrada y la salida.

La utilización de estos se extiende a diferentes sectores como lo es el residencial, industrial, sector aeroespacial o militar. Últimamente la electrónica de potencia ha tomado un lugar muy importante en cuanto a la conservación de energía y control del medio ambiente pues es un hecho que la demanda de energía eléctrica aumenta en función directa a la mejora de la calidad de vida.

Existen distintos tipos de convertidores, pero estos se clasifican principalmente en cuatro categorías:

1. Convertidores CA/CD o rectificadores. Este convertidor transforma la corriente alterna en corriente directa. Este tipo de convertidores presentan gran relevancia debido a sus amplias utilidades para las siguientes máquinas:
 - Máquina de corriente continua
 - Máquina asíncrona
 - Máquina síncrona
 - Motores especiales
2. Convertidores CD/CD. Los convertidores de esta categoría transforman únicamente un determinado valor de corriente directa de entrada en uno de salida distinto. Su

mayor aplicación es que al trabajar en conjunto con rectificadores no controlados se permite obtener convertidores CA/CD con un mejor factor de potencia.

3. Convertidores CD/CA. También conocido como inversores, convierten la energía directa en alterna siendo posible el poder controlar la frecuencia y el valor eficaz del voltaje o intensidad de salida, lo cual los hace fundamentales para el diseño de accionamientos que se basan en máquinas síncronas y asíncronas. Normalmente se les ve asociados con un rectificador dado que normalmente la distribución de energía se lleva a cabo en corriente alterna.
4. Convertidores CA/CA. Son altamente utilizados en el diseño de arrancadores suaves para minimizar la intensidad de demanda durante el arranque de motores de inducción. Su estructura de control básica es el modificar el valor eficaz del voltaje de entrada, manteniendo su frecuencia.

Así como se cuenta con diferentes tipos de convertidores, también se cuenta con parámetros para caracterizar los mismos, entre los cuales se encuentran:

- Señal periódica
- Representación en el dominio del tiempo
- Representación en el dominio de la frecuencia

Desde el punto de vista práctico, debido a que el funcionamiento del sistema a cargo de transformar el tipo de energía eléctrica se encuentra condicionado por el tipo de energía disponible en su entrada, estos dispositivos se pueden clasificar en función del tipo de energía que les es suministrada tal como se mencionó anteriormente y como se muestra en la Figura 2.15.

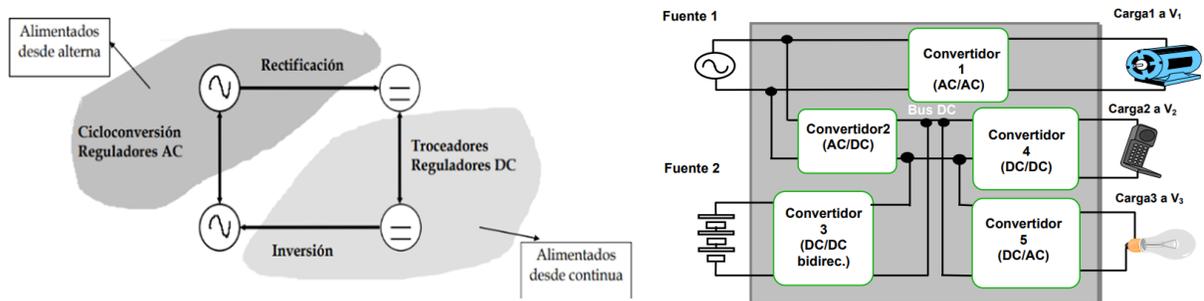


Figura 2.15 Clasificación y ejemplo de los convertidores estáticos de energía eléctrica.

2.7 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía ejercen un papel fundamental dentro de la microrred, debido a que permiten estabilizar el voltaje y la frecuencia de esta al verse estos comprometidos por los perfiles de potencia activa y reactiva que usuarios y distintos tipos de GD crean y demandan. Dichos sistemas pueden ser distribuidas tanto para aplicaciones a pequeña escala como para aplicaciones a escala de servicios públicos [15].

Dentro de las acciones que ejecuta el sistema de almacenamiento de energía se encuentra no solamente gestionar y controlar las funciones de los dispositivos de almacenamiento para suministrar apoyo energético a las cargas locales, sino que de igual manera procura el maximizar su eficiencia y seguridad.

Un sistema de almacenamiento de energía centralizado suele actuar de forma semejante al suministro principal de energía de reserva en caso de un apagón de la red principal, este tipo de almacenamiento suele observarse en una microrred donde se encuentren instalaciones críticas. Se requiere un alto nivel de energía y potencia para lograr soportar todo el sistema desde un par de minutos a horas.

Actualmente, el almacenamiento de energía es un compromiso entre potencia y densidad energética. A pesar de que las baterías híbridas y los ultra condensadores brindan una mayor densidad de potencia, su densidad energética y su capacidad (en Ah) no se asemejan a la de las baterías, si bien pueden liberar gran cantidad de energía, esto es únicamente durante unos segundos.

En base en las tecnologías disponibles, las baterías son la mejor opción para suministrar ambas densidades de potencia y energía. Existen distintos tipos de baterías que se utilizan para aplicaciones industriales.

2.7.1 Baterías de plomo-ácido

Dentro de las tecnologías utilizadas actualmente, las baterías de ácido plomo son las más antiguas y por tanto el tipo de batería más utilizado. Sus ciclos de vida oscilan entre 1500 y 2000, logrando rendimientos entre 80 hasta un 85%.

Este tipo de baterías son utilizadas principalmente en aplicaciones de automoción, como puede ser el suministrar la energía necesaria a los vehículos en el arranque, aplicaciones de

tracción industrial, como lo son las carretillas o en ayuda a la continuidad de la energía en los servicios de red.

Sin embargo, presentan la desventaja de depender de la temperatura por lo cual requieren un continuo mantenimiento periódico de reparación y recarga de los electrolitos, igualmente son elementos pesados y complicados de transportar, en función de la aplicación del uso de estas baterías se distinguen distintos tipos entre los cuales se encuentran: las de *Shallow-Cycle* o de ciclo corto, y las *Deep-Cycle* o de ciclo lento.

2.7.2 Baterías de níquel-cadmio

Son baterías alcalinas recargables, de baja resistencia interna por lo cual poseen una baja tasa de autodescarga, lo cual provoca ciclos de carga-descarga rápidos.

Se caracterizan por sus celdas selladas y por ser más tolerantes a altas temperaturas que las baterías plomo-ácido y son aproximadamente diez veces más caras que estas, tienen una larga vida útil y requieren bajo mantenimiento, no obstante, tienen defecto de memoria, lo cual significa que la eficiencia de estas depende de las características de los ciclos y de su regularidad.

Debido a la toxicidad del níquel y el cadmio, son difíciles de tratar una vez que son inservibles.

2.7.3 Baterías de níquel-metal hidruro

Debido a la prohibición de las baterías de NiCd, en septiembre de 2008, surgió la evolución de las baterías de níquel-metal hidruro.

Las ventajas que presentan respecto a sus predecesoras es la disminución de su efecto memoria, aumento de densidad de energía y el no utilizar materiales tóxicos, por lo que permite que sean recicladas. Poseen una larga vida útil con usos superiores a 1000 ciclos y una baja resistencia interna, lo que provoca una elevada autodescarga. Sus aplicaciones más comunes son vehículos híbridos, vehículos de propulsión totalmente eléctrica y aplicaciones ferroviarias de tranvías.

2.7.4 Baterías de ion-litio

El uso de estas es muy amplio para pequeñas aplicaciones tales como ordenadores portátiles y teléfonos móviles, debido a que son muy utilizadas se invierte en su constante investigación con la finalidad de poder utilizarlas en aplicaciones de mayor densidad de energía como pueden ser vehículos eléctricos o sistemas de almacenamiento.

Poseen una alta densidad de energía, aproximadamente $300wh/l$ y una energía específica de $125Wh/kg$. Del mismo modo se caracterizan por su rápida capacidad de carga y descarga, pudiendo lograr constantes de tiempo de hasta 200ms con rendimiento del 78% durante 3500 ciclos de vida. Sin embargo, presenta importantes inconvenientes, como lo es el efecto memoria y facilidad de descarga por lo cual no se aconseja utilizarlas en aplicaciones de seguridad, es de suma importancia controlar sus condiciones de temperatura-tensión para un buen rendimiento y durabilidad.

2.7.5 Baterías de sulfuro de sodio

También conocida como tecnología en sal fundida, es una tecnología prometedora y más reciente que las puntualizadas anteriormente. Se trata de una tecnología basada en sal fundida obtenida a través del líquido de sodio y su azufre, son capaces de operar durante elevadas temperaturas, hasta los $300^{\circ}C$ pudiendo alcanzar hasta los $350^{\circ}C$, lo cual representa una de sus principales ventajas, posee una elevada densidad de energía y rendimiento, aproximadamente desde un 82% hasta un 89% de rendimiento y $150kWh/m^3$.

Requieren poco mantenimiento ya que no se descargan por sí mismas, como los materiales que las constituyen son de bajo costo las baterías en su totalidad de igual manera lo son, pero tiene una naturaleza corrosiva.

Su uso no es recomendable para aplicaciones no móviles sino en sistemas que requieran estar en constante funcionamiento como lo son aplicaciones de soporte o almacenamiento de tal manera que si no se están descargando se estén cargando, ampliamente utilizadas a gran escala para el almacenamiento de energía en la red eléctrica.

La Figura 2.16 muestra la relación entre los diferentes tipos de baterías en función de su peso y tamaño respecto a la energía volumen que son capaces de desarrollar, de esa manera es

posible optar por el tipo de batería en función de las necesidades de aplicación [16].

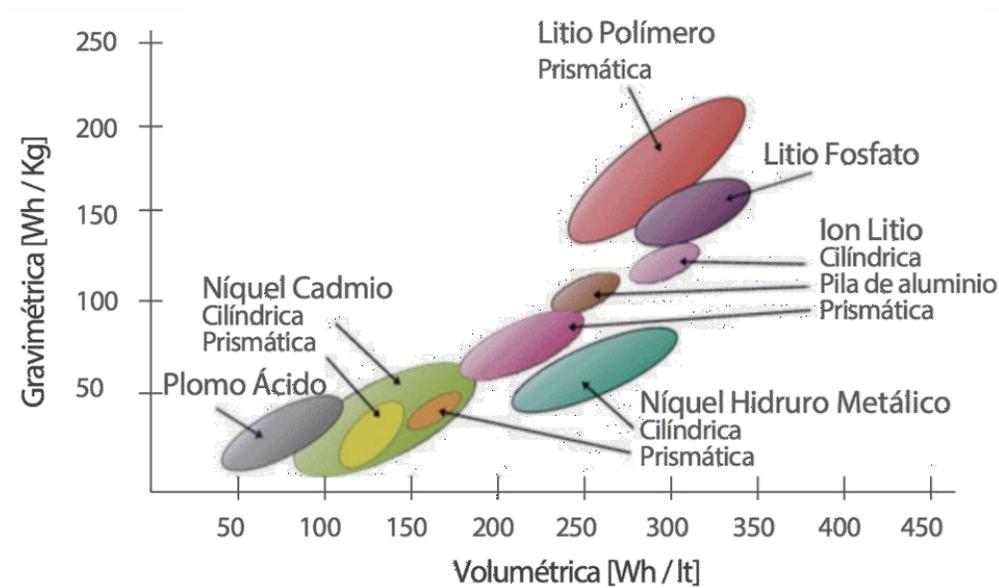


Figura 2.16 Relación potencia/peso en función de la relación potencia/volumen de cada tipo de batería.

2.8 OPERACIÓN DE LA MICRORRED

Existen distintas configuraciones de una red híbrida CA/CD las cuales se discriminan según las necesidades del cliente, la Figura 2.17 ilustra un diagrama esquemático con las posibles configuraciones vistas desde dos perspectivas: 1. Lado de la fuente de alimentación (red + energía solar + almacenamiento) y 2. Del lado del dispositivo (CA + CC) [17].

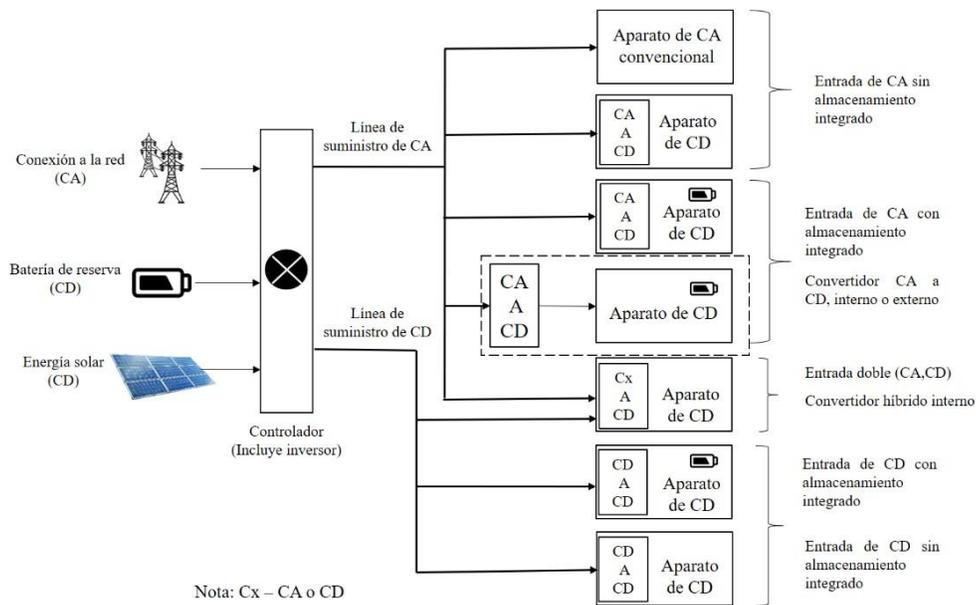


Figura 2.17 Arquitectura de una red híbrida CA/CD.

Independientemente del tipo de configuración que posea la red híbrida, el modo de operación de la microrred que la comprende se define a partir de los dos aspectos principales que se describen a continuación.

2.8.1 Selección del punto de conexión común (PCC) para la microrred conectada a la red

Se recomienda que la selección del PCC y los tipos de acceso para la microrred conectada a la red sigan los principios que se enumeran a continuación [21]:

- a) El PCC es el punto de conexión con uno o más usuarios conectados a la red eléctrica. Generalmente, se recomienda que una microrred tenga un único PCC. En el caso de una microrred con una subestación elevadora, una barra colectora o nodo en el lado de alta tensión se recomienda que funcione como PCC. Para una microrred sin subestación elevadora, se recomienda que su punto de convergencia de entrada/salida sea el punto de conexión a la red.
- b) Los tipos de acceso típicos de las microrredes de 10~35 kV al SEP son la conexión

de línea especial, la conexión de tipo T y la conexión a través de la subestación de conmutación, etc. Para las microrredes de 0.4 kV, los tipos típicos son la conexión de línea especial, la conexión de tipo T, etc. El tipo de conexión específico debe considerarse de forma exhaustiva en función del nivel de tensión, el tamaño, el coste y la estabilidad del SEP conectado.

2.8.2 Diseño del sistema primario de la microrred

2.8.2.1 Selección del nivel de voltaje

Es recomendable determinar tanto el nivel de voltaje dentro de la microrred como el conectado al sistema eléctrico de potencia (SEP) en base a los siguientes principios [21]:

- a) Los niveles de voltaje se determinan en función de la energía interna, tamaño de la carga, área planificada y el coste de microrred. Regularmente, el nivel de voltaje se establece en valores por debajo de los 35 kV.

Tabla 2.1 Niveles de voltaje dentro de la microrred y capacidad instalada de recursos energéticos renovables (recomendado).

Niveles de voltaje en la microrred (kV)	Capacidad instalada de recursos energéticos renovables (MW)
30/34.5/35	≤ 100
20/22/23	≤ 50
6.9/10/11/13.8	≤ 20
0.4/0.48/0.69	≤ 2

La Tabla 2.1 muestra los niveles de tensión más altos dentro de la microrred, que se recomienda según la capacidad instalada de los recursos de energía renovable en su interior.

- b) El nivel de voltaje del SEP al que se accede a la microrred debe determinarse en

función de la potencia máxima de intercambio entre la red eléctrica externa y la microrred. El nivel de voltaje más alto debe ser inferior a 35 kV. La Tabla 2.2 muestra el nivel de tensión recomendado en función de la potencia de intercambio entre la microrred y el SEP.

Tabla 2.2 Nivel de tensión del SEP al que accede la microrred y potencia de intercambio del PCC(recomendado).

Nivel de tensión del SEP al que accede la microrred (kV)	Potencia de intercambio de PCC (MW)
30/34.5/35	≤ 20
20/22/23	≤ 10
6.9/10/11/13.8	≤ 6
0.4/0.48/0.69	≤ 0.5

2.8.3 Control de voltaje

El control de voltaje en la red de las redes de distribución se torna más complejo al tener integración de generaciones distribuidas (GD) puesto que debido a la naturaleza intermitente de este tipo de generación renovables no es factible considerar a todas las GD como unidades controlables contribuyentes al voltaje en la red y dada su voluble generación dan lugar a la operación adicional de los reguladores de voltaje tradicionales. En adición se tiene que el incremento de integración de las GD provoca una amplia inversión en canales de comunicación para regular los dispositivos de forma bidireccional [18].

Como se observa en la Figura 2.18, al contar con un GD conectado al alimentador de distribución, su inyección de potencia incidirá en el voltaje de la barra más cercana. La magnitud de U_2 y las pérdidas de potencia P_{loss} se pueden describir a través de las expresiones 2.25.

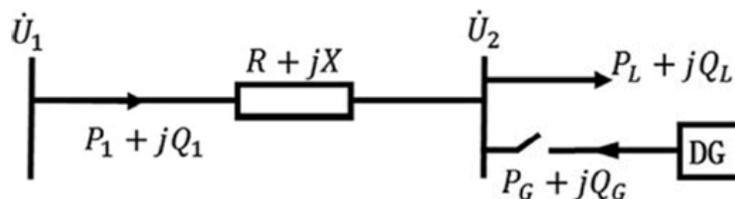


Figura 2.18 Diagrama unifilar de una sección del alimentador de distribución.

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{(P_L - P_G)R + (Q_L - Q_G)X}{U_2} \quad (2.25)$$

$$P_{loss} = \frac{(P_L - P_G)^2 + (Q_L - Q_G)^2}{U_2^2} R$$

De la Ecuación 2.25 se puede deducir que el flujo de potencia invertido de GD aumenta el valor de U_2 si P_G y Q_G toman valores positivos o caso contrario si dichas potencias asumen valores negativos. Este tipo de variaciones provocan que los reguladores de voltaje tradicionales no sean capaces de controlar el voltaje en los buses aguas abajo.

Por ejemplo, un transformador con cambiador de derivación tap, normalmente ajusta su posición de derivación de acuerdo con el perfil de cargas aguas abajo con el que cuenta y a su vez con la impedancia del sistema, pero al incorporar los GD el transformador ya no mantendrá su voltaje dentro del rango nominal, pues no es capaz de percibir la inyección de potencia adicional aguas abajo desde los GD. Adicionalmente, la desviación de voltaje denotada como ΔU en la Ecuación 2.25, se reduce cuando $Q_G = Q_L - (P_L - P_G)$, en tanto que las pérdidas de potencia activa P_{loss} se pueden reducir cuando $Q_G = Q_L$. Esto último representa un conflicto entre el voltaje optimizado y la potencia activa minimizada en el sistema, pues siempre existe una compensación entre estas dos variables durante el funcionamiento del sistema.

Existen diferentes métodos propuestos para afrontar el problema de control de voltaje debido a la existencia de los GD. Uno de ellos es el utilizar un sistema de gestión de energía centralizado (EMS) para facilitar que los GD trabajen en conjunto con los reguladores de voltaje tradicionales. En [19] Cagnano y De Tuglie, emplearon un esquema de control centralizado para optimizar los voltajes nodales designando puntos de ajuste de potencia reactiva para energía fotovoltaica (PV) dichos puntos fueron calculados en tiempo real solucionando un problema de optimización dinámica restringida dirigido a minimizar la desviación del voltaje frente a un valor de referencia. Por su parte en [20] se propuso un control de voltaje para disipar los conflictos de operación de múltiples dispositivos de

regulación de voltaje, en este análisis se utilizan mediciones tanto de voltaje, potencia y derivación del sistema de gestión distribuida (DMS).

A pesar de que se han realizado exhaustivas investigaciones con respecto a la regulación de voltaje en una red con GD incorporados, existen múltiples deficiencias que requieren de estudios mayores, deficiencias tales como que:

- Debido al reducido tamaño de los GD en comparación con el resto de los generadores en la red y la producción intermitente de la generación renovable, es difícil que los GD sean considerados cada uno como una unidad de despacho para la tarea de control de voltaje.
- El intercambio de energía existente entre los GD y la red es únicamente unidireccional, lo cual puede causar la restricción de generación de energía activa de los GD al requerirse de apoyo reactivo. Es decir, cuando uno de los GD logra alcanzar su capacidad máxima, este es capaz de reducir su potencia activa para cumplir con la demanda de potencia reactiva.
- Cuanto mayor cantidad de GD se tengan integradas al sistema, el número de unidades controlables aumenta significativamente y la carga computacional no es alcanzable si se utiliza el control centralizado.

2.9 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE MICRORREDES

Si bien, los esquemas de protección representan un desafío en las microrredes otro aspecto a considerar es el sistema de puesta a tierra de estas, para poder efectuar una protección adecuada. Dicho sistema se vuelve imprescindible debido a que permite facilitar la detección de fallas, conocer los requisitos de protección tanto de personal como de equipos eléctricos, así como minimizar las corrientes parasitas [21].

La IEC 60364 ha establecido 3 tipos de configuraciones para el sistema de puesta a tierra:

- Sistema TN: En este sistema, los dispositivos de protección contra cortocircuitos (SCPD, ya sean interruptores automáticos o fusibles) brindan protección contra fallas de aislamiento, con disparo automático según un tiempo máximo de corte específico dependiendo de la tensión de fase a neutro.
- Sistema TT: Con este sistema, el pequeño valor de las corrientes de falla no permite a los SCPD proteger a las personas contra los contactos indirectos. Los DCR (dispositivo de corriente residual) deben ser utilizados, asociados con interruptores automáticos o interruptores.
- Sistema IT: En el caso de una falla doble, la seguridad de las personas es proporcionada por los SCPD. Cuando ocurre la primera falla de aislamiento, no hay riesgo (voltaje de contacto inferior al límite de la tensión de seguridad).

2.10 CONCLUSIONES

Debido a los avances en la generación de energía, los sistemas de potencia actuales se conforman de diversos elementos de distinta naturaleza, es por ello que se hace imprescindible entender el funcionamiento de estos para poder tener un control de sistema en su totalidad, elementos como: los generadores eólicos, banco de baterías, paneles fotovoltaicos que son capaces de generar su propia energía aportan grandes beneficios al sistema, y a su vez son perjudiciales si no se analizan a detalle al encontrarse interconectados a la red de distribución general.

CAPÍTULO 3

PROTECCIÓN DE REDES HÍBRIDAS

3.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema de potencia eficiente es aquel que garantiza el suministro de energía eléctrica a cada una de las cargas conectadas sin ningún tipo de interrupción. Sin embargo, como se ha venido mencionando debido a las nuevas tecnologías y al alto crecimiento de la demanda, se ha hecho necesario recurrir al uso de fuentes de energías renovables en distintos puntos de la red, lo cual ha repercutido de manera negativa en el impedimento de la ocurrencia de dichas interrupciones (también conocidas como fallas); las fallas son cualquier tipo de evento que interfiera con el flujo normal de corriente situando al sistema en un punto de operación fuera de lo normal.

Idealmente, el sistema debe ser capaz de detectar la presencia de este tipo de fenómenos y operar lo antes posible sacando de servicio el punto donde estos se originan, no obstante, la intermitencia de los generadores de dichas fuentes renovables complica este proceso. Los esquemas de protección para los sistemas de CD presentan deficiencias puesto que al no contar con un cruce natural por cero no permiten una extinción natural del arco al momento que el cortacircuitos opera (se abre). Así mismo, estos requieren mejoras en aspectos como velocidad, precisión y rentabilidad. Por su parte, los sistemas de CA presentan claras ventajas frente a los sistemas de CD en cuestión de protección, pues estas cuentan con estándares que las definen, además sus elementos de protección suelen ser más robustos y por lo general más económicos. [25][27][28].

Mirsaeidi, Dong y Mat Said [2] presentan una revisión completa de los enfoques existentes para la protección de microrredes, haciendo un análisis crítico enlistando los retos principales. Destacan los trabajos más recientes para protección de microrredes. Concluyen que existen relativamente pocas referencias que abordan adecuadamente los desafíos que representan las microrredes y estas a su vez, son apenas una idea más que una solución

completamente estudiada. Deja claro que existe la necesidad de actualizar los dispositivos de protección utilizados actualmente, principalmente en sistemas de baja tensión, pero independientemente del tipo de protección es probable que sea necesario la utilización de algún tipo de comunicación ya sea de forma centralizada o distribuida.

Para afrontar exitosamente el problema de protección asociado con un flujo de potencia bidireccional, la necesidad de una función direccional es clara. Es probable que, para tener un esquema de protección óptimo para microrredes, será necesaria la combinación de distintas técnicas de protección.

Otro inconveniente que se presenta, es el hecho de que al encontrarse un gran número de GD conectados al sistema, la confiabilidad del mismo se ve afectada negativamente, debido a que la presencia de estos plantea desafíos en la operación de protecciones del sistema, como son la pérdida de coordinación entre dispositivos de protección contra sobrecorriente debido a los flujos bidireccionales presentes durante condiciones de falla, teniendo además que los sistemas de microrredes no son capaces de sostener o sobrevivir altas magnitudes de corriente de falla [22] [25]. Los requisitos principales del sistema de protección de CD son la detección de fallas rápidas mediante una corriente de descarga del condensador del enlace de CD [26].

Los sistemas de transmisión simultáneos de CA-CD pueden, en general aumentar la capacidad de carga de una línea de CA ya existente, por ello es importante el estudio y análisis del modelado, así como el de los esquemas de protección. A pesar de las ventajas de los esquemas de protección de CA, estos no son aptos para proteger una red híbrida, por tanto, se requieren esquemas de protección adaptativos especiales.

En [29] se presenta un estudio sobre un esquema adaptativo de re-cierre automático de CA en MMC- basado en transmisión híbrida CA/CD. Tiene una fuerte capacidad de control, se propone un nuevo método de identificación de fallas basado en la señal característica utilizando la estrategia de control de MMC y características de acoplamiento de la línea. Al compararse con los métodos pasivos convencionales, el método propuesto puede mejorar la sensibilidad en el caso de fallas externas o altamente resistivas. Sin embargo, el método no

puede ser aplicable al cierre automático adaptativo trifásico (TPAR).

Mohammad Tawhidul Alam y Q. Ahsan en [30] abordan el tema de mejorar la capacidad de carga de una línea de CA existente, para ello presentan un modelo matemático de transmisión de CA-CD simultáneamente. El modelo se basa en el desarrollo de la expresión de flujo de potencia para CA y CD del sistema simultáneo en términos del flujo de energía del sistema de CA original.

Incorpora la restricción térmica de la línea y el porcentaje máximo permitido de mezcla de voltaje CD en una línea de CA ya existente, teniendo que ser este menor al 50% del valor pico nominal del voltaje puro de CA existente. Se trabaja desde dos enfoques distintos; haciendo un análisis comparativo en cuanto a los resultados obtenidos y los ya existentes, y en cuanto a los obtenidos al utilizar paquetes de software estándar (PSpice y Matlab). La aplicación del modelo propuesto muestra que el flujo de potencia máxima a través del sistema simultáneo es mayor al de la línea de CA existente. No obstante, el modelo implementado no toma en cuenta el margen de estabilidad el cual se puede aumentar lo suficiente mediante el control del convertidor.

En [31] se propone un esquema de protección de líneas CD en redes de distribución híbridas CA/CD, donde se utiliza la información de dirección de la línea para determinar la localización de fallas selectivamente a través del uso de convertidores modulares multinivel (MMC). El artículo muestra resultados favorables en cuanto a zonas protegidas (toda la línea) y en la velocidad de operación. Sin embargo, cuando la falla es grande, la protección no puede identificar la terminal fallada haciendo necesaria la implementación de protección de respaldo.

Nikkhajoei y Lasseter [32] establecieron un método de protección alternativo basado en componentes simétricas. Los autores aplicaron corrientes de secuencia cero y negativa para proteger las microrredes frente a fallas asimétricas. Sin embargo, la técnica propuesta fue ineficaz en la detección de fallas trifásicas; además, la capacidad de disparo monofásico no es considerada, otro aspecto que considerar es el estudio de protección ante fallas en cascada.

Xinzhou, Eryong, Liuming, Hao y Sohrab en [33] describen el mecanismo y el proceso de falla en cascada en redes híbridas CA/CD, indicando que este tipo de fallas se inicia a partir de una falla en el inversor de CA produciendo una falla duradera de comunicación, lo que lleva a un bloqueo del sistema de CD. Posteriormente, la transferencia del flujo de potencia de las líneas paralelas de CA, lo que resulta en disparos en cascada en las líneas de CA.

Se muestra la definición y mecanismo de fallas en cascada en sistemas híbridos CA/CD, modelado y simulación para este tipo de fallas seguido de soluciones factibles para prevenirlas. Se concluye que mientras el nivel de interconexión CA/CD aumenta gradualmente, la influencia mutua entre CA y CD se vuelve más pronunciada ocasionando así, que las fallas en cascada se vuelvan un fenómeno frecuente en redes híbridas CA/CD, demuestran resultados que respaldan el hecho que las fallas ocultas son las que ocasionan las fallas en cascada, teniendo que son ocasionadas a partir del fallo inicial de un elemento seguido por perturbaciones en múltiples componentes de manera secuencial.

En la referencia [34], se desarrollan y coordinan los esquemas de protección para el sistema híbrido CA/CD mediante simulaciones en el programa EMPT (*Electromagnetic Transients Program*). El artículo muestra la coordinación de dos sistemas de protección, uno independiente para cada sistema donde cada uno adopta factores típicos: magnitud de corriente para el sistema de distribución CA y de derivada de corriente para el sistema de CD, teniendo como principal aporte la coordinación de dos sistemas de protección mediante el uso de nuevo interruptor automático CBIT frente a un convertidor CA/CD.

Los resultados validan el rendimiento de dichas protecciones y demuestran que los eventos en un sistema de distribución pueden afectar al otro sistema. Los efectos mutuos perturbaran la fuente de alimentación principal y dañaran el sistema híbrido de distribución CA/CD, teniendo que el convertidor CA/CD podría sufrir daños debido a la sobrecorriente.

La implementación del nuevo interruptor automático CBIT permite obtener señales de ambos sistemas dejando realizar la coordinación entre ambos una vez desarrollados los esquemas de protecciones correspondientes a cada uno. Del mismo modo, asegura el funcionamiento

normal aún bajo condiciones de falla en otro sistema de distribución. Los resultados muestran la validez teórica necesaria, pero aún se requiere la comprobación mediante el desarrollo práctico.

Por otro lado, también se tiene que algunos de los esquemas de protección habituales pueden ser empleados, tal como los basados en voltaje. En [13] se propone un método que se basa en medir continuamente el valor eficaz del voltaje en terminales de los GD, si este valor es superior al 88% del voltaje nominal se considera que el sistema se encuentra en condiciones normales, por otro lado, si el valor se encuentra por debajo de dicho porcentaje se entiende que se trata de una falla próxima al generador, en ese caso los GD deben limitar su corriente de salida con ayuda del sistema de control.

Aun así, a pesar de que los métodos basados en voltaje presentan claras ventajas al no depender del valor y/o dirección de la corriente, el voltaje de la red puede ser perturbado por distintos fenómenos además de fallas, en adición se tiene que no pueden proporcionar una adecuada selectividad.

Seguidamente existen técnicas basadas en relevadores diferenciales que brindan una protección sensible que permite detectar la presencia de fallas en un corto periodo de tiempo, además para este tipo de esquema no influye la presencia de los GD independientemente del tipo, tamaño y su ubicación en el sistema [35]. El relevador posicionado en un extremo de la línea percibe las corrientes medidas del otro extremo de dicha línea por medio de un enlace de comunicación, el relevador da seguimiento a la diferencia de corriente entre ambos extremos de la línea y si esta supera el valor de umbral predefinido el relevador emite una señal de disparo.

Debido a que las protecciones de la unidad no ofrecen un respaldo para los relevadores contiguos, los relevadores diferenciales deben contar con protección de respaldo, tal como se presenta en [36] una protección de respaldo de área amplia para la cual se precisa de enlaces de comunicación adicionales para el alimentador de distribución. Pese a ello, los cambios requeridos en la infraestructura representan una inversión económica que para

algunos tipos de sistema de distribución pequeños no es viable. Así mismo en [37] se sugiere la implementación de un mecanismo de sincronización en dado caso que la línea sea de gran longitud.

La Tabla 3.1 muestra el estado del arte compactado, abarcando los esquemas de protección más relevantes para redes de CA y CD, respectivamente.

Tabla 3.1 Clasificación de los métodos de protección para redes híbridas CA/CD más sobresalientes.

Año	Título	Método implementado	
		CA	CD
2006	Protección de fallas de microrred basada en componentes simétricas y diferencial de corriente.	X	
2006	Un esquema de protección de respaldo diferencial de área amplia para aplicaciones a bordo.	X	
2009	Esquemas de protección diferencial decorriente adaptativa para protección de líneas de transmisión.	X	
2010	Protección de microrred mediante relevadores digitales asistidos por comunicación.		X
2012	Una nueva estrategia de control para mitigar el impacto de las GD basadas en inversores en el sistema de protección.		X
2017	Un modelo matemático para el análisis de capacidad de carga de un sistema de transmisión de energía simultáneo CA-CD.	X	X
2018	Esquema de protección para líneas CD en redes de distribución híbridas CA/CD con MMC.		X
2019	Desarrollo de esquemas de protección para sistemas híbridos de distribución de baja tensión CA/CD.	X	X
2019	Esquema de recierre automático de CA	X	X

	adaptativo en transmisión híbrida de CA/CD basada en MMC.		
2020	Simulación y análisis de fallas en cascada en redes eléctricas híbridas CA/CD.	X	X

3.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA UNA MICRORRED DE CD

Debido a las características eléctricas y topológicas de las microrredes, las cuales se muestran en la Tabla 3.2, estas tienden a ser muy sensibles ante cualquier tipo de perturbación o falla. Dichas perturbaciones, se deben sobre todo a disturbios en el lado de CA de la red, al retraso de comunicación entre dispositivos, fallas temporales, variaciones en las proporciones de reparto de carga, así como fluctuaciones en la misma, entre otros [40].

Tabla 3.2 Características eléctricas y topológicas de las microrredes.

Topología	Descripción	Ventaja	Desventaja
Microred de bus único	Utilizada principalmente para aumentar la flexibilidad operativa del sistema de CD.	Fundamentar la estabilidad dinámica para el sistema.	Sufre por carga de batería no regulada e incontrolable tensión de red de CD.
Microred multi-bus	Proporciona mayor fiabilidad al interconectar microrredes ya sea serie o paralelo, permitiendo compartir la potencia entre ellas.	Este tipo de conexión permite a cada microrred individual inyectar o extraer potencia de alguna de las restantes al existir una escasez o excedente de energía.	Algunos buses dañados pueden aislarse automáticamente ante una perturbación lo cual puede repercutir en la resistencia del sistema.

Topología reconfigurable	Aumentan la flexibilidad operativa y la confiabilidad durante contingencias o mantenimientos programados. Este tipo de configuración se logra mediante dispositivos electrónicos inteligentes (IED).	Debido a que las cargas se encuentran conectadas a un bus común, estas pueden ser alimentadas bidireccionalmente.	El flujo de potencia en esta configuración es más complicado en comparación con la configuración radial convencional.
<ul style="list-style-type: none"> • Bus tipo anillo • Tipo multiterminal 			

Bajo condiciones de falla, el tiempo de eliminación de esta es crucial para mantener la estabilidad del sistema, sin embargo, debido a los parámetros de la línea y las características propias mencionadas de la microrred, la discriminación de fallas y otros disturbios se vuelve un tanto compleja pues los esquemas de protección deben ser capaces de discriminar una perturbación de una falla temporal o falla permanente, representando esto último un verdadero reto para la protección de microrredes de CD.

Considerando las distintas configuraciones de microrredes, así como los componentes que las conforman los tipos de fallas que pueden llegar a presentarse se clasifican como se muestra en la Figura 3.1.

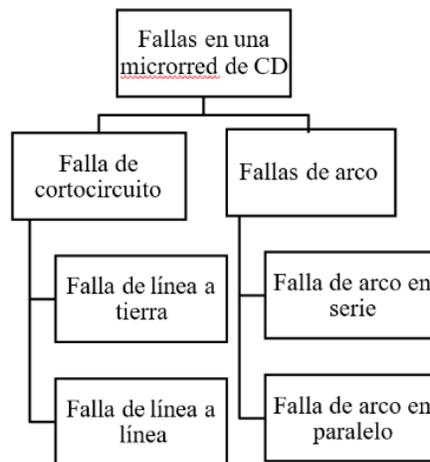


Figura 3.1. Tipos de fallas que se pueden presentar en una microrred.

Convencionalmente, la mayoría de las microrredes están protegidas por sobrecorriente y elementos diferenciales. Sin embargo, debido a la naturaleza intermitente de los GD

conectados a la red, diferentes modos de funcionamiento y a la alta sensibilidad de la respuesta de la red a la impedancia de falla, el uso de las técnicas convencionales no es sencillo; cambiar el nivel de falla y cambiar la posición de la dirección del flujo de potencia representa desafíos para retransmitir la coordinación.

Además, al tener una red compleja, se puede ocasionar una discriminación de fallas subóptima, lo que resulta en la desconexión de tramos sanos de la red. Por lo tanto, los esquemas convencionales de detección de fallas se han vuelto en gran parte inadecuados, y existe la necesidad de esquemas de detección adaptables. Algunos de los esquemas de protección para microrredes se muestran a continuación.

3.2.1.1 Protección diferencial

A su vez, en los esquemas de protección diferencial el relevador mide la amplitud de la corriente en ambos lados de un elemento específico a través de un transductor de corriente y posterior a ello en base al valor diferencial de corrientes se establece si existe una falla o no, se utilizan para proporcionar protección zona a zona predefinidas. Variando los niveles de carga, la existencia de los GD y los diferentes niveles de falla no tienen impacto en la precisión de detección y sensibilidad de un esquema de este tipo de protección [40][41], por lo tanto, la hacen una buena opción para protección de microrredes tanto CA como CD.

Sin embargo, se presenta un escenario difícil debido a los costos de las comunicaciones y tecnología de retransmisión avanzada (IED). Por la parte de la red de CA el hecho de requerir la medición de corriente de fase y comparación de fasores retrasa el tiempo de operación (20 ms aproximadamente), mientras que en la red de CD solo se requiere la magnitud de la corriente comparada lo cual mejora el tiempo de respuesta (2 ms aproximadamente). En [43] Steven D. A. y colaboradores exponen la implementación de corriente diferencial de alta velocidad para sistemas de CD, siendo esta capaz de detectar fallas en cuestión de microsegundos. Uno de los desafíos que los autores mencionan es el hecho de requerir mediciones sincronizadas en el tiempo para que el esquema de protección opere con precisión lo cual puede dificultarse al contar con la presencia de un alto valor de $\frac{di}{dt}$.

3.2.1.2 Protección basada en voltaje

Otra alternativa es la que se encuentra basada en voltaje, a diferencia de las anteriores esta no requiere infraestructura de comunicación pues solo le bastan mediciones de caídas, variaciones y tasa de cambio de voltaje para establecer la estrategia de protección, es un esquema relativamente rápido. Sin embargo, la imposibilidad de discriminar las fallas transitorias y sostenidas debilita su aplicación generalizada.

3.2.1.3 Protección basada en corriente

Esta protección se ve afectada por el hecho de contar con fallas de baja impedancia o fallas de alta resistencia, pues ambas presentan una magnitud de falla con valores distintos. En [40] se pretende implementar una estrategia en donde se colocan relevadores en distintos puntos de la línea y establecer comunicación entre ellos, esto debe permitir que se envíen señales de disparo a los interruptores automáticos que se encuentran al final de la línea protegida. Por su parte, la protección basada en la derivada de la corriente se basa en el análisis de la razón de cambio de la corriente en un corto periodo de tiempo lo cual confirma la ocurrencia de una falla [40][41]. Los dispositivos de protección correspondiente entran en operación cuando el diferencial de corriente supera el umbral de valor fijado.

Sin embargo, establecer el valor adecuado del umbral también representa un desafío pues este depende de las características propias de la red como lo es la longitud del cable, la impedancia de falla y la carga de la línea ocasionando que cada umbral deba ser ajustado bajo distintas condiciones operativas. Así mismo, se tiene que para poder monitorear el comportamiento de la corriente es necesario que los sensores operen a muy altas frecuencias lo que representa una amplificación de ruido y puede llegar a ocasionar un disparo en falso.

Para enfrentar estas complicaciones se hace necesario implementar un proceso de filtrado para lograr un retraso de tiempo y que permita la cancelación de ruido. Adicionalmente, en [40] se plantea una alternativa complementaria donde además de utilizar la derivada de la corriente también se da seguimiento al cambio de voltaje respecto al tiempo, de esta manera la derivada del voltaje $\frac{dv}{dt}$, permite determinar la presencia de una falla y $\frac{di}{dt}$ la ubicación de

esta, mientras que el producto de ambos posibilita asegurar la coordinación de protección entre relevadores. En [42] se propone un algoritmo donde cada dispositivo de protección está monitoreando el producto $\frac{di}{dt} \cdot \frac{dv}{dt}$ si dicho producto posee signo positivo indicara que la corriente de falla va aguas arriba y viceversa al tener un signo negativo. Esto permitirá determinar si la falla se encuentra ubicada dentro de la zona protegida.

Por otro lado, en [39] se analiza únicamente el esquema de protección basado en la derivada de la corriente, en dicho artículo se tiene que Δi depende de L (inductancia), que es el parámetro del cable y depende únicamente de la localización de la falla.

A medida que la inductancia varia con la longitud de la línea bajo estudio, la magnitud de $\frac{di}{dt}$, que se encuentra utilizando la siguiente expresión $|\frac{\Delta i}{\Delta t}| = \frac{vc(0)}{L}$ depende de la ubicación de la falla. El esquema de protección se diseña bajo esta característica. La eficacia de este método depende de los umbrales establecidos los cuales se determinan para cada uno de los tramos de la línea considerando un circuito equivalente hasta el punto de falla y estos son comparados con los valores obtenidos en la simulación. Dicho método es sencillo de exportar a otro tipo de configuraciones, presenta rapidez en cuanto a la detección y aislamiento de la falla, sin embargo, al hacer variar las características operativas del sistema, o bien, variando únicamente el valor de la inductancia, el método no cumple con las características deseadas.

3.3 CONCLUSIONES

Los métodos de protección convencionales son apropiados cuando se tiene un sistema de generación puro, es decir, de una sola naturaleza (corriente alterna o corriente directa), sin embargo, al tener la combinación de ambas se vuelve un tanto complejo la protección de los elementos esenciales que conforman el sistema, debido a que un esquema que bien puede ser utilizado en corriente alterna, al querer ser implementado en corriente directa este limita sus capacidades debido a la falta de información que naturalmente no se le puede proporcionar por el sistema.

CAPÍTULO 4

MÉTODO PROPUESTO

4.1 INTRODUCCIÓN

Los relevadores de distancia conocidos como 21 en código ANSI/IEEE, deben su nombre al hecho de que son capaces de determinar la distancia física que existen entre el punto donde se ubican los transformadores de detección del relevador y la ubicación de la falla. Logrando así, un método de detección más sofisticado y confiable que al detectar únicamente la corriente [47].

El concepto fundamental de la protección de distancia es el medir la impedancia de la zona protegida, tomando como base las mediciones de corriente y voltaje en el punto de entrada de energía a esa zona, calculando la impedancia solo de la zona a proteger y actuando para que los interruptores que proveen la energía a esa zona operen si la impedancia sugiere una falla dentro de los límites de esta. El diseño del relevador de distancia utiliza un mecanismo de viga de equilibrio para lograr detectar cuando la relación entre el voltaje de línea y corriente de línea se vuelve excesivo. Al tener mayores niveles de I , por ley de Ohm, se tendrán valores de impedancia demasiado pequeños, ocasionando así que el relevador se dispare (opere).

4.2 RELEVADOR DE DISTANCIA EN CORRIENTE ALTERNA

La protección de distancia cuenta con tres zonas de ajuste, (Figura 4.1). Generalmente los relevadores tienen un ajuste del 80% - 85% en la primera zona dependiendo si se trata de relevadores electromecánicos o numéricos/digitales los cuales operan instantáneamente al presentarse una falla. El 15% - 20% restante de la línea sin proteger lleva el nombre de margen de seguridad, dicho margen asegura que no exista riesgo de que la protección de la zona uno tenga un sobre alcance en la línea protegida, sobre alcance que puede ser debido a errores en los transformadores de corriente (TC) o de potencial (TP), imprecisión en los datos de la impedancia de la línea y a los errores de ajuste del relevador.

Por su parte, la zona dos asegura una cobertura del 120% - 150% del total de la longitud de la línea pues esta comprende toda la longitud de la línea donde se encuentra instalado el relevador más un porcentaje adicional de la línea adyacente más corta. El tiempo de operación de esta zona posee un retardo de 0.25 a 0.4 segundos para asegurar el rango de tiempo con la protección primaria que se encuentre dentro de los alcances de la zona dos. La tercera zona de protección funciona como una protección de respaldo para todas las fallas en las líneas adyacentes, por tanto, el alcance de esta debe establecerse al menos 120% - 180% de la longitud de la línea, operando con un retraso de tiempo de 0.5 – 1 segundo.

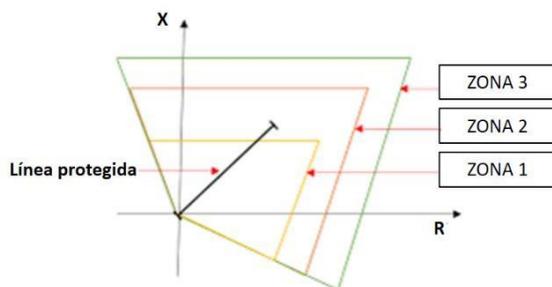


Figura 4.1 Zonas de operación del relevador de distancia.

4.2.1 Estructura funcional

Las señales eléctricas de entrada al relevador de protección procedente del lado secundario de los transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC) se componen en parte de señales que no son requeridas para lograr determinar el criterio de operación del relevador, por tanto, se debe recurrir al procesamiento digital de señales para eliminar las cantidades no deseadas y retener las partes de interés. Ya sea de relevadores de distancia como de sobrecorriente, el proceso de filtrado debe descartar las componentes de corriente directa, los transitorios de los transformadores de instrumentos, así como otras interferencias. La operación del relevador se debe establecer solamente con la presencia de la componente fundamental a frecuencia nominal debido a que esta componente se ve afectada proporcionalmente por la ubicación de la falla.

4.2.1.1 Procesamiento digital de señales

El relevador de distancia dispone de dos procesos de filtrado: filtrado analógico y filtrado digital, (Figura 4.2), en ellos se lleva a cabo el procedimiento en el cual se eliminan todas las componentes indeseadas mencionadas anteriormente [47].

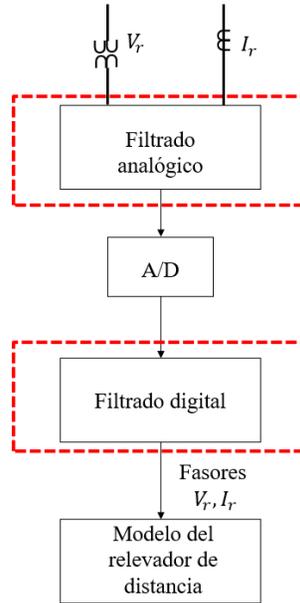


Figura 4.2 Procesamiento de señales.

La finalidad de cumplir con dos filtros es la de contar con la configuración que presente menor retardo. Generalmente, el filtro analógico utilizado es el filtro Butterworth de 2° o 4° orden, con una frecuencia de corte de 360 Hz, (Figura 4.3).

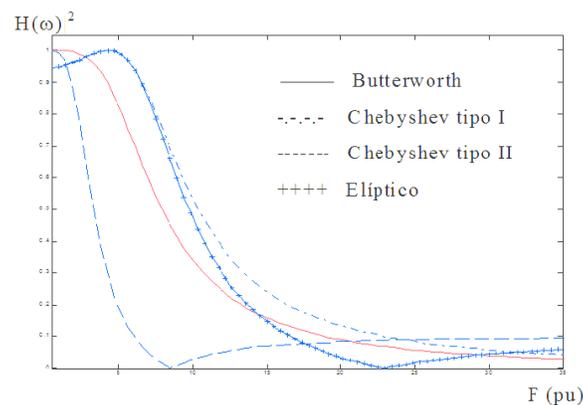


Figura 4.3 Respuesta a la frecuencia de filtros analógicos.

Una vez realizado el proceso de filtrado analógico se procede a digitalizar dicha señal,

(Figura 4.2). Una sintonización entre el filtro analógico y el filtrado digital permite reducir el efecto *aliasing* [49], así mismo es posible eliminar el filtrado analógico mediante el sobre muestreo de la señal a través de un traslape de las frecuencias de filtrado.

Por su parte, el filtrado digital se lleva a cabo a través de filtros tipo FIR (Respuesta de Impulso Finito) debido a que su señal de salida depende únicamente de la entrada, siendo irrelevantes los pasados valores de salida. De igual manera, los filtros IIR (Respuesta de Impulso Infinito) generalmente ocasionan distorsión de fase, caso opuesto a los FIR los cuales son de fase lineal. Esto último favorece el hecho de que su respuesta a la frecuencia posea ceros naturales en las frecuencias armónicas, logrando así un rechazo a estas componentes. Generalmente se utilizan filtro tipo Fourier o Coseno los cuales permiten obtener la parte real e imaginaria de la corriente y el voltaje utilizados en el relevador. Cada una de las muestras de corriente y voltaje son multiplicadas por un factor coseno para obtener la componente real y por un factor seno para obtener la componente imaginaria.

Por último, se puede observar nuevamente en la Figura 4.2, que una vez procesadas las señales a través de los respectivos filtros se logran obtener los fasores del voltaje y de la corriente, señales que son monitoreadas por los comparadores del relevador para poder determinar si el sistema se encuentra bajo condiciones normales o en condiciones de falla, en cuyo caso de encontrarse en condiciones de falla, el relevador debe enviar una señal de disparo al interruptor para liberar dicha falla y aislar dicha zona del resto del sistema.

4.2.1.2 Comparadores del relevador de distancia

El relevador de distancia establece una señal de salida que depende del cumplimiento de determinadas condiciones por las señales eléctricas de entrada ya que la condición de operación se determina mediante la comparación de señales. Esta comparación puede ser comparación de amplitud o comparación de fase como se muestra en la Figura 4.4.

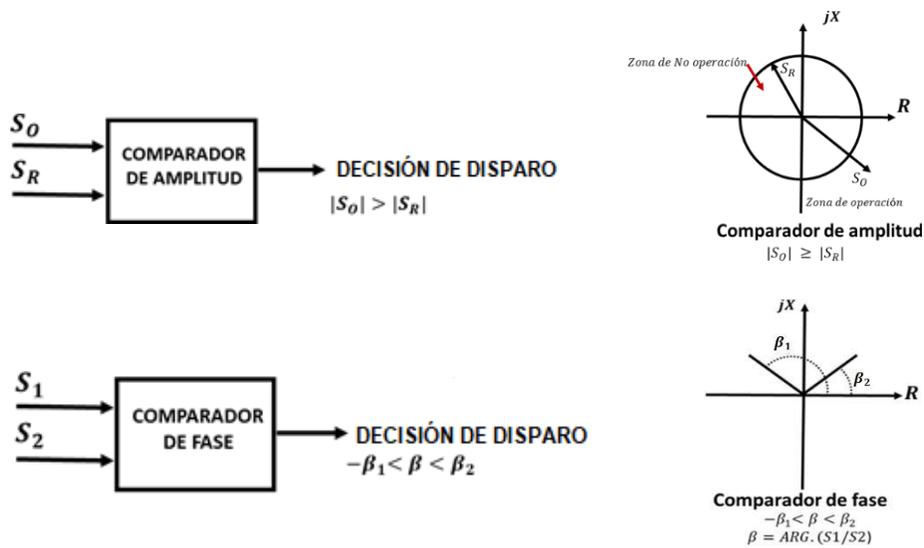


Figura 4.4 Comparadores de señal.

Para una comparación de amplitud se toma en cuenta únicamente la amplitud de las señales de entrada S_O y S_R , señales de operación y polarización, respectivamente. Si la señal de operación supera en magnitud a la señal de polarización, se envía una señal de disparo para que el relevador actúe. Esto último puede expresarse de la siguiente manera $|S_O| \geq |S_R| =$ *Decisión de disparo*. Así mismo, el límite de operación se encuentra determinado por $|S_O| = |S_R|$.

En cambio, cuando se realiza una comparación de fase las señales de operación y polarización se denominan como S_1 y S_2 , respectivamente. En este caso las señales de entrada poseen un ángulo de desplazamiento entre ellas, denominado como β . Los ángulos β_1 y β_2 , llamados ángulos coincidentes, establecen el límite angular para la comparación de fase, estos valores son definidos para cada característica de operación, en cambio el ángulo β se define por las señales de comparación, siendo $\beta = \text{Argumento} \left(\frac{S_1}{S_2} \right)$. β_1 y β_2 son utilizados para la operación del relevador en tanto se cumpla la siguiente expresión $-\beta_1 \leq \beta \leq \beta_2$.

Las expresiones que establecen las señales de comparación son las mostradas a continuación:

$$S_O \text{ ó } S_1 = k_1 \angle \alpha_1 \cdot V_r \angle 0^\circ + Z_{R1} \angle \theta_1 \cdot I_r - \angle \phi_r \quad (4.1)$$

$$S_2 \text{ ó } S_R = k_2 \angle \alpha_2 \cdot V_r \angle 0^\circ + Z_{R2} \angle \theta_2 \cdot I_r - \angle \phi_r \quad (4.2)$$

Se observa que en los comparadores los factores que acompañan a las corrientes son impedancias (Z_{R1} , Z_{R2}). A esta impedancia se le conoce como impedancia réplica la cual representa la impedancia de la línea para la señal de operación; el desplazamiento de la característica fuera del origen (en caso de una mho desplazada) en la señal de polarización. A su vez, K_1 y K_2 son coeficientes constantes complejos correspondientes al tipo de característica deseada las cuales pueden ser: tipo impedancia; tipo mho; tipo mho desplazado; tipo cuadrilateral, características que serán descritas en el siguiente apartado.

En la Figura 4.5 se muestra el algoritmo del relevador de distancia en el cual se concentran los procesos descritos en los apartados anteriores de este capítulo.

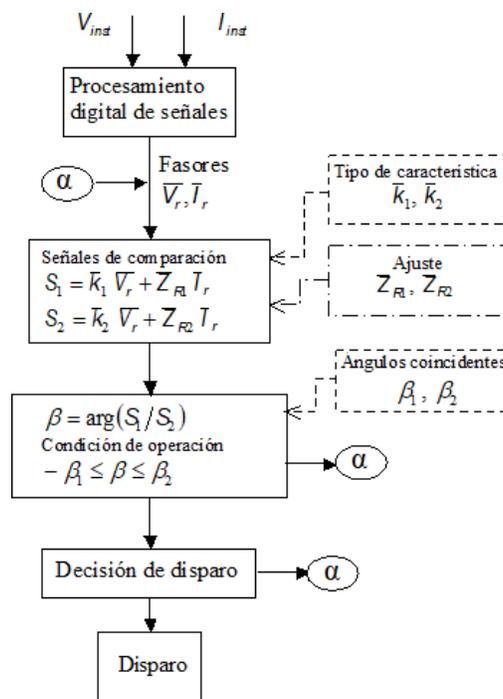


Figura 4.5 Algoritmo de un relevador de distancia con comparador de fase.

4.2.1.3 Características del relevador de distancia

El relevador de distancia dispone de distintas características según sea la forma de su zona de operación, su límite de operación es representado en un diagrama R/X, su impedancia es caracterizada por un círculo con su centro en el origen de las coordenadas cuyo radio representa el alcance (ajuste) en Ohms, tal como se muestra en la Figura 4.6.

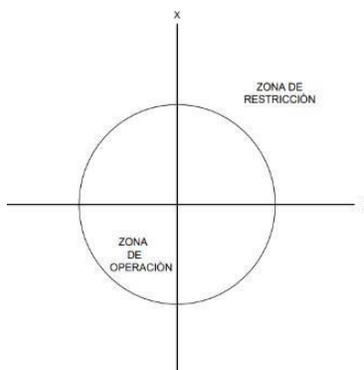


Figura 4.6 Plano R/X.

El relevador opera para todos los valores de impedancia que se encuentren dentro del radio del círculo, dejando de operar cuando los valores superan la zona de ajuste del relevador. Aun así, no es posible determinar con exactitud el punto de alcance remoto de un relevador de distancia, por tanto, se debe aceptar un bajo valor de incertidumbre respecto a su alcance máximo, siendo este valor aproximadamente igual a un 5% de su ajuste.

La forma de las zonas de operación del relevador categoriza los distintos relevadores de distancia, categorías que se muestran a continuación, así como sus expresiones características de señales de comparación.

- Característica tipo impedancia

Este tipo de característica no discrimina entre los valores de impedancia de línea que tienen diferentes ángulos de fase, sino que dispara basándose en una magnitud de impedancia mínima, por tanto, carece de direccionalidad. El alcance de este relevador se puede trazar en un plano RX como un círculo centrado en el origen, Figura 4.7. El alcance de este relevador

se define por el radio del círculo.

Cualquier condición de línea que coloque la punta del fasor de impedancia dentro de este círculo hará que el relevador se dispare, caso contrario el relevador no operará.

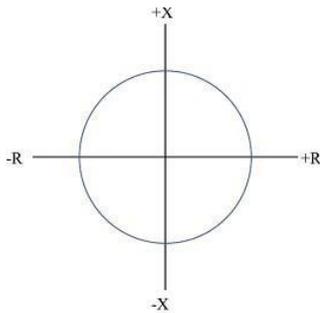


Figura 4.7 Característica tipo impedancia.

- Característica tipo mho

Este relevador es completamente insensible a las condiciones dentro de los cuadrantes inferiores en el diagrama RX. Al igual que el relevador de impedancia, el alcance de este relevador se define como cualquier condición que caiga dentro del círculo. Son totalmente insensibles a fallas ocurridas en las líneas ubicadas detrás del relevador, por ende, son considerados como direccionales.

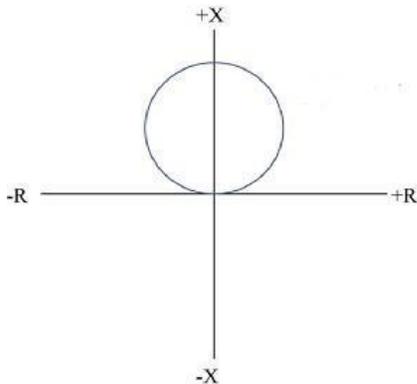


Figura 4.8 Característica tipo mho.

Comparadores de fase

$$S_1 = \bar{Z}_{ar} \bar{I}_r - \bar{V}_r \quad (4.3)$$

$$S_2 = \bar{Z}_{ar} \bar{I}_r + \bar{V}_r$$

Comparadores de amplitud

$$S_o = \bar{Z}_{ar} \bar{I}_r \quad (4.4)$$

$$S_R = \bar{V}_r$$

Condición de operación

$$Z_r \leq Z_{ar} \quad (4.5)$$

Donde Z_{ar} representa la impedancia de arranque del relevador y Z_r impedancia vista por el relevador.

Comparadores de fase

$$S_1 = \bar{Z}_{ar\max} \bar{I}_r - \bar{V}_r \quad (4.6)$$

$$S_2 = \bar{V}_r$$

Comparadores de amplitud

$$S_o = \bar{Z}_{ar\max} \bar{I}_r \quad (4.7)$$

$$S_R = 2\bar{V}_r - \bar{Z}_{ar\max} \bar{I}_r$$

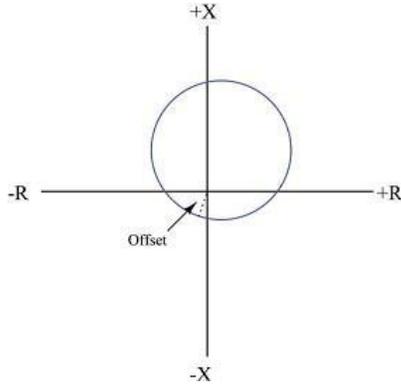
Condición de operación

$$Z_r \leq Z_{ar\max} \cos(\theta_r - \theta_{sm}) \quad (4.8)$$

Donde Z_{ar} representa la impedancia máxima de alcance, Z_r impedancia vista por el relevador, θ_r ángulo de la impedancia de falla vista por el relevador y θ_{sm} ángulo de sensibilidad máxima.

- Característica tipo mho desplazado

Similar a la característica tipo mho, pero presenta direccional debido a que es capaz de desplazarse en forma positiva y negativa sobre el eje de la abscisa (eje R), de esta manera detecta fallas a corta distancia situadas detrás del relevador, Figura 4.9.



Comparadores de fase

$$\begin{aligned} S_1 &= \bar{Z}_{armax} \bar{I}_r - \bar{Z}_d \bar{I}_r \\ S_2 &= \bar{V}_r - \bar{Z}_d \bar{I}_r \end{aligned} \quad (4.9)$$

Comparadores de amplitud

$$\begin{aligned} S_o &= \bar{Z}_{armax} \bar{I}_r - -\bar{Z}_d \bar{I}_r \\ S_R &= 2\bar{V}_r - \bar{Z}_{armax} \bar{I}_r - \bar{Z}_d \bar{I}_r \end{aligned} \quad (4.10)$$

Figura 4.9 Característica tipo mho desplazada.

- Característica tipo cuadrilateral

Los relevadores de distancia modernos basados en microprocesadores proporcionan este modo de alcance a través del cual el relevador de distancia puede ser configurado para operar para cualquier fasor de impedancia situado dentro de un límite de los cuatro lados que conforman el polígono.

Al contar con una unidad de reactancia (línea superior), dos unidades resistivas (lados izquierdo y derecho) y una unidad direccional (línea inferior) se impide la operación incorrecta por oscilaciones de potencia o aumento de carga.

Este tipo de característica es realmente útil cuando se trata de interrumpir fallas a tierra que generalmente se encuentran restringidas, de ahí que, es importante detectar una resistencia significativa asociada con la restricción. La operación en una comparación de fase se da cuando $-90 \leq (\beta - \theta) \leq 90$, donde β es el ángulo entre el voltaje y la corriente de entrada y θ es el ángulo de la impedancia de arranque.

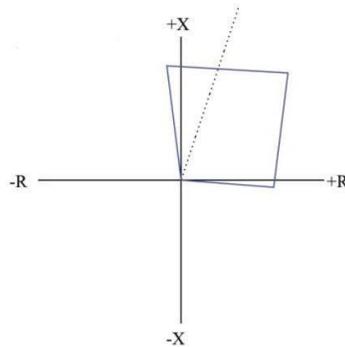


Figura 4.10 Característica tipo cuadrilateral.

4.2.1.4 Implementación del esquema del relevador de distancia en corriente alterna

En la Figura 4.11 se muestra un modelo de prueba en el software Matlab/Simulink para la implementación de la protección de distancia en corriente alterna. Un ejemplo adicional se presenta en el apéndice A elaborado en el software ASPEN.

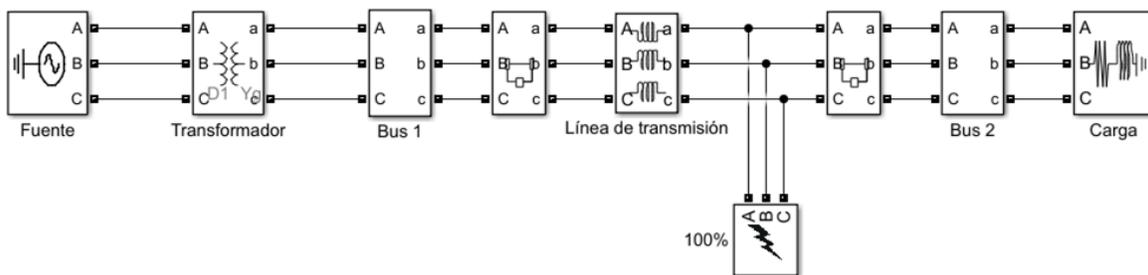


Figura 4.11 Modelo de prueba en Simulink.

El sistema mostrado en la Figura 4.11 está conformado de la siguiente manera de izquierda a derecha por los siguientes elementos:

- Una fuente trifásica de 14 kV
- Un transformador trifásico de configuración Delta-Estrella aterrizada de 14kV/110kV
- Dos barras (buses) principales

- Una línea de transmisión de 20km
- Una carga trifásica

Se realizaron pruebas ante diferentes tipos de fallas ubicadas en la línea de transmisión entre las barras 1 y 2, las más representativas se muestran en las siguientes secciones.

Falla bifásica AB

En la Figura 4.12 se muestran el comportamiento del voltaje y la corriente, respectivamente en el relevador ante una falla bifásica en $t=0.2$ segundos entre las líneas A y B, se puede observar como el voltaje en ambas líneas disminuye un 35% su valor frente al valor de voltaje que se tiene en la línea sana C, caso contrario ocurre con la corriente donde la corriente en las líneas falladas aumenta aproximadamente siete veces con respecto a su valor nominal de 513.25 A.

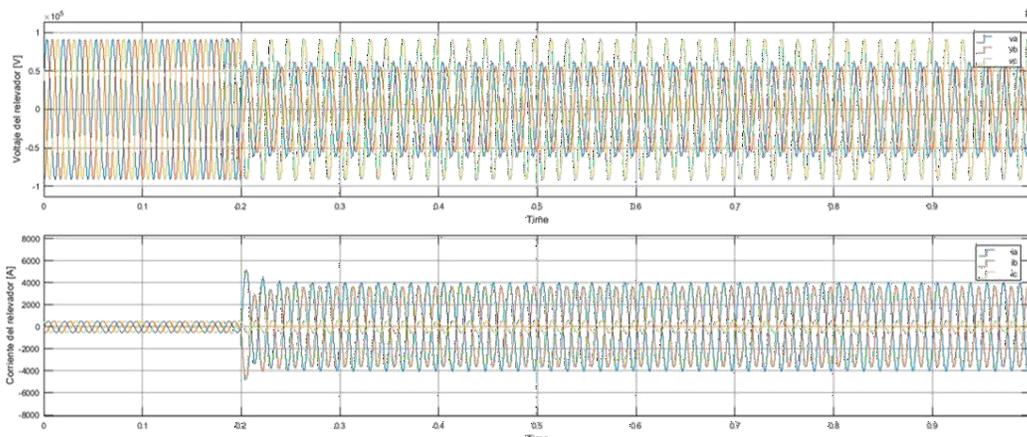


Figura 4.12 Voltaje y corriente, respectivamente vistos desde el relevador para una fallabifásica AB.

Ahora bien, en la Figura 4.13 se muestran los ángulos de operación ante dicha falla, se tiene que β_{AB} que es donde ocurre la falla, en $t=0.2$ entra dentro de los límites establecidos por los ángulos coincidentes β_1 y β_2 a $\pm 120^\circ$ y se mantiene dentro de estos hasta $t=\infty$, debido a que la falla no fue liberada para esta simulación, por tanto, se establece que el relevador opera ante este tipo de falla. Comportamiento opuesto a β_{BC} y β_{CA} , donde la primera solo intercepta ambos ángulos coincidentes, pero su comportamiento en estado estable esta por fuera de tales

límites, en el caso del ángulo entre las líneas C y A este no llega a tener contacto con los límites establecidos. Este comportamiento descrito se conserva tanto para β_1 y β_2 a $\pm 45^\circ$ y β_1 y β_2 a $\pm 90^\circ$.

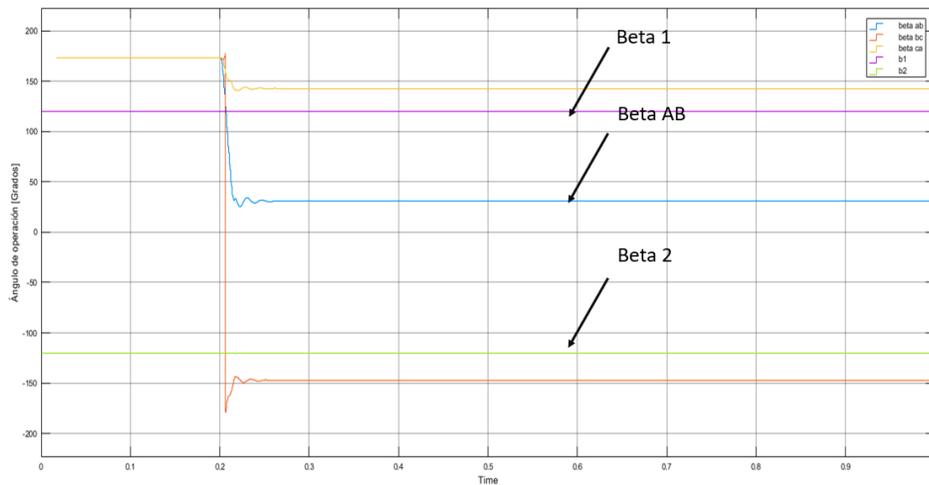


Figura 4.13 Ángulos de operación para una falla bifásica AB.

Falla trifásica ABC

En la Figura 4.14, se aprecia como el voltaje al ser una falla trifásica, disminuye su valor en las tres líneas en el instante que ocurre la falla y mantiene ese valor hasta $t=\infty$, mientras que la corriente presenta un incremento. Se observa el mismo comportamiento que el obtenido en la Figura 4.12.

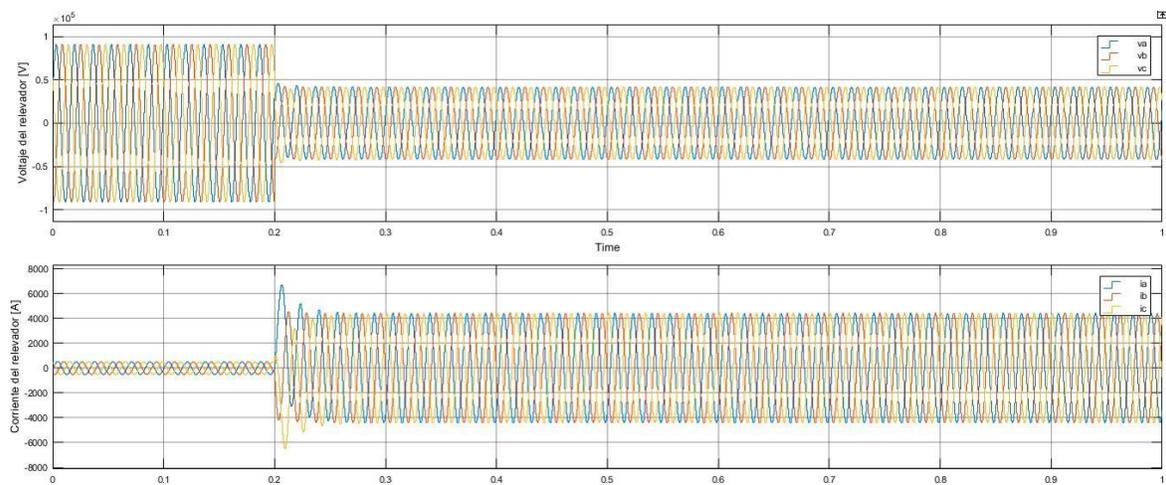


Figura 4.14 Voltaje y corriente, respectivamente vistos desde el relevador para una fallatrifásica ABC.

En el caso de los ángulos de operación, ahora son los ángulos de las tres líneas las que se encuentran dentro de los límites de ángulos coincidentes, la Figura 4.15 muestra el comportamiento para β_1 y β_2 a $\pm 90^\circ$. El comportamiento se conserva para β_1 y β_2 a $\pm 45^\circ$. β_1 y β_2 a $\pm 120^\circ$.

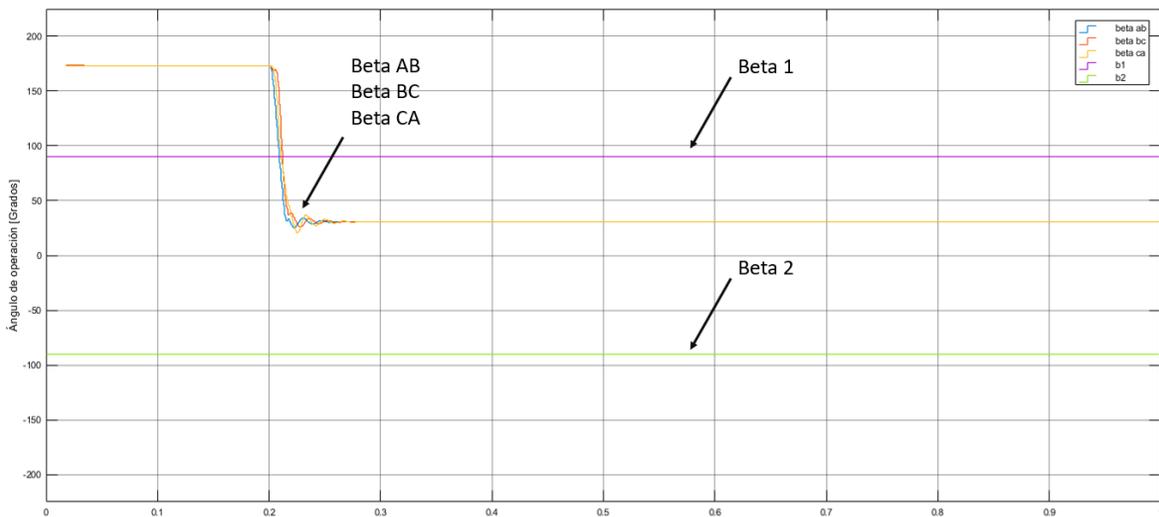


Figura 4.15 Ángulos de operación para una falla trifásica ABC.

4.3 MÉTODO PROPUESTO PARA PROTECCIÓN DE MICRORREDES DE CORRIENTE DIRECTA

De acuerdo con la revisión expuesta en el Capítulo 3, se estableció que el esquema de protección más adecuado para microrredes de corriente directa es el relevador de distancia, puesto que los esquemas basados en: corriente; voltaje; diferencial; entre otros, únicamente dan un indicio de que se cuenta con una falla en el sistema, aun así, no son capaces de ubicar la misma, así como tampoco ofrecen un respaldo (protección diferencial), además de requerir enlaces adicionales de comunicación.

La protección de distancia plantea la mejor alternativa debido a que al no contar con fase, la característica tipo impedancia del relevador descrita anteriormente permitió realizar una comparación de amplitud tomando como entrada los valores no instantáneos de voltaje y corriente en la línea para posteriormente realizar dicha comparación de acuerdo con las expresiones 4.3, 4.4 y 4.5, con sus respectivas adecuaciones.

Debido a las características del relevador propuesto en este trabajo, se hace posible tener una adecuada selectividad a través de un traslape de zonas de ajuste. A través de dicho traslape, es posible determinar en cual línea del sistema mallado presentado en el modelo bajo prueba se ubica la falla. El traslape se realizó ajustando cada relevador a un 120% de la línea permitiendo así proteger completamente la línea propia y un porcentaje adicional de la línea adyacente, logrando que este sea capaz de detectar y discriminar las fallas en las líneas contiguas.

Adicionalmente, se tiene que, al tener un sistema centralizado, el relevador de distancia propuesto posee claras ventajas como lo son mayor selectividad, así como mayor seguridad pues en dado caso de no ser posible liberar la falla desde el relevador más cercano, se pueden sacar de servicio las líneas adyacentes, evitando que salga de servicio todas las líneas que conforman la microrred. Aun así, cabe mencionar que problemas como lo es el sobreesfuerzo mecánico que presentan los interruptores al cortar sin un cruce natural por cero no se abordan ni resolverán en este trabajo.

El método propuesto consiste en adecuar el algoritmo existente pues este se ejecuta a través de una comparación de fase, en realidad, la mayoría de las características del relevador de distancia utiliza la fase de la señal debido a que se cuenta con una comparación direccional directa. Las modificaciones a dicho algoritmo se muestran en la Figura 4.16.

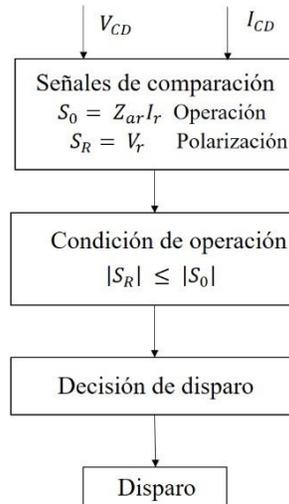


Figura 4.16 Algoritmo del método propuesto.

En la Figura 4.16 se puede señalar que inicialmente se cuenta con valores de voltaje y corriente en corriente directa por lo cual no es necesario hacer el procesamiento de las señales, por tal motivo se omite todo el proceso descrito en el apartado 4.1.3.1, se procede a obtener las señales de comparación que dependen de las variables de la característica tipo impedancia, sin embargo, al no tener fase, la condición de operación depende únicamente de la magnitud de las señales de comparación y en base a ellas se toma la decisión de disparo.

Véase Figura 4.17, en ella se representa el plano complejo X/R con los cuatro cuadrantes que conforman la zona de operación del método propuesto, con el ajuste realizado se tiene que el relevador estaría operando únicamente con las condiciones de línea que lo posicionen en los cuadrantes I y IV. La forma semicircular se debe al hecho que al tener valores muy pequeños de reactancia la zona de operación del relevador se ve reducida en el eje X (reactivo) tanto positivo como negativo.

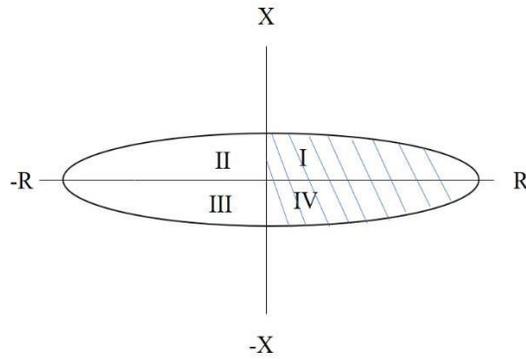


Figura 4.17 Forma de la característica tipo impedancia.

En la Figura 4.18 se muestra la estructura funcional del método propuesto incluyendo selectividad, la cual consiste en examinar la polaridad que presenta el pico máximo del método de la derivada de la corriente. Si la señal obtenida presenta signo positivo es indicación a que la falla se encuentra frente del relevador entrando así en su zona de protección, por ende, el relevador recibe la señal de disparo y opera, abriéndose para interrumpir el suministro eléctrico, caso opuesto si la señal obtenida en el método de la derivada de la corriente expone signo negativo, esto es indicativo a que la falla se presenta a espaldas del dispositivo, por tanto el relevador percibe la presencia de esta mas no es capaz de operar debido a que se encuentra fuera de su zona de protección.

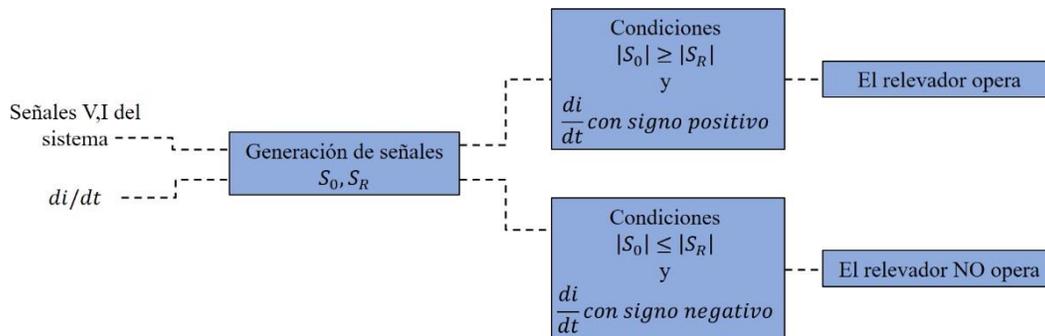


Figura 4.18 Estructura del método propuesto incluyendo direccionalidad.

Respecto a la derivada de la corriente, esta se calcula según la aportación que se tenga en el extremo donde se encuentre localizado el dispositivo, si se tiene aportación en el extremo opuesto el dispositivo no es capaz de detectarlo. Por su parte, el elemento de protección es sensible a distintos transitorios de la red adquiriendo una cresta de mayor o menor magnitud según las condiciones del fenómeno, siendo el fenómeno de corto circuito el de mayor

relevancia para demostración del método propuesto.

4.4 CONCLUSIONES

Al modelar el relevador de distancia se debe llevar a cabo un análisis detallado para determinar la correcta operación y selectividad del elemento. Al presentarse perturbaciones ajenas al sistema, estas pueden afectar las señales de entrada de voltaje y de corriente y en consecuencia provocar una mala operación del relevador. El método presentado que consiste en diseñar el relevador de distancia que responda a cantidades eléctricas en CD, tomando en cuenta únicamente las magnitudes de corriente y voltaje. Las señales de comparación son definidas por cantidades reales, lo cual resulta que la característica de operación sea tipo impedancia sin direccionalidad. Por ello, se utiliza la polaridad de la derivada de la corriente como indicador de direccionalidad.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS

5.1 MODELO DE PRUEBA

Para las simulaciones se hace uso del programa Matlab/Simulink, en él se desarrolla un modelo de red híbrida CA/CD en el cual la microrred consta de un sistema mallado. Dicho sistema está representado básicamente por un modelo de generación eólica y fotovoltaico produciendo potencia, interconectado a la red de distribución general.

Con fines de explicación el sistema de prueba se presenta de manera general a través de un esquema gráfico tal como se muestra en la Figura 5.1, donde los parámetros que lo conforman se agrupan en la Tabla 5.1.

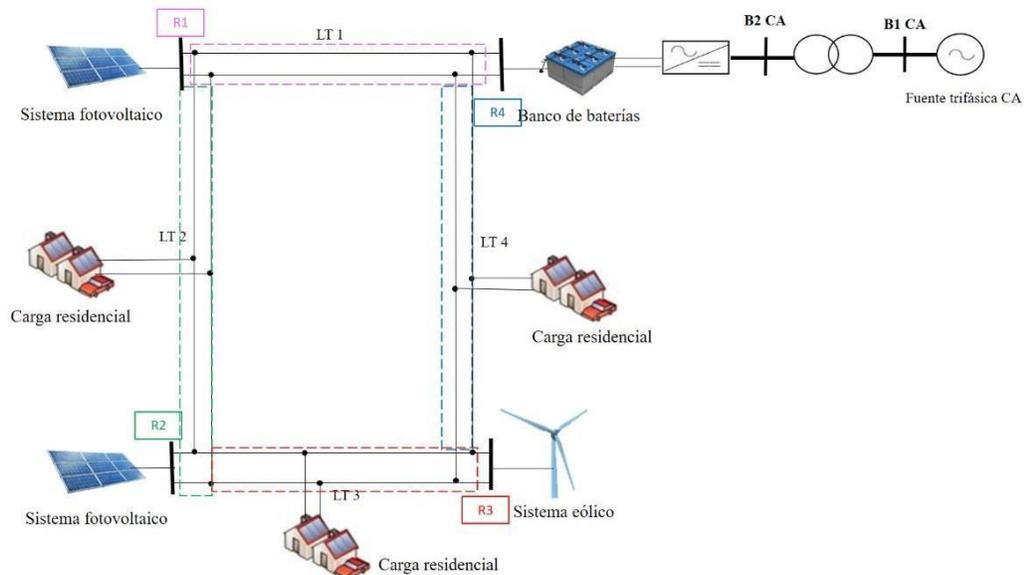


Figura 5.1 Esquema gráfico del modelo de prueba. (Generación eólica, fotovoltaica y carga local).

El modelo propuesto está conformado por: un modelo de aerogenerador, dos modelos de paneles fotovoltaicos, cargas locales y un banco de baterías. El sistema utilizado como red principal se configuro de tal manera para que vaya acorde a los sistemas modelados en la microrred de CD. Figura 5.2.

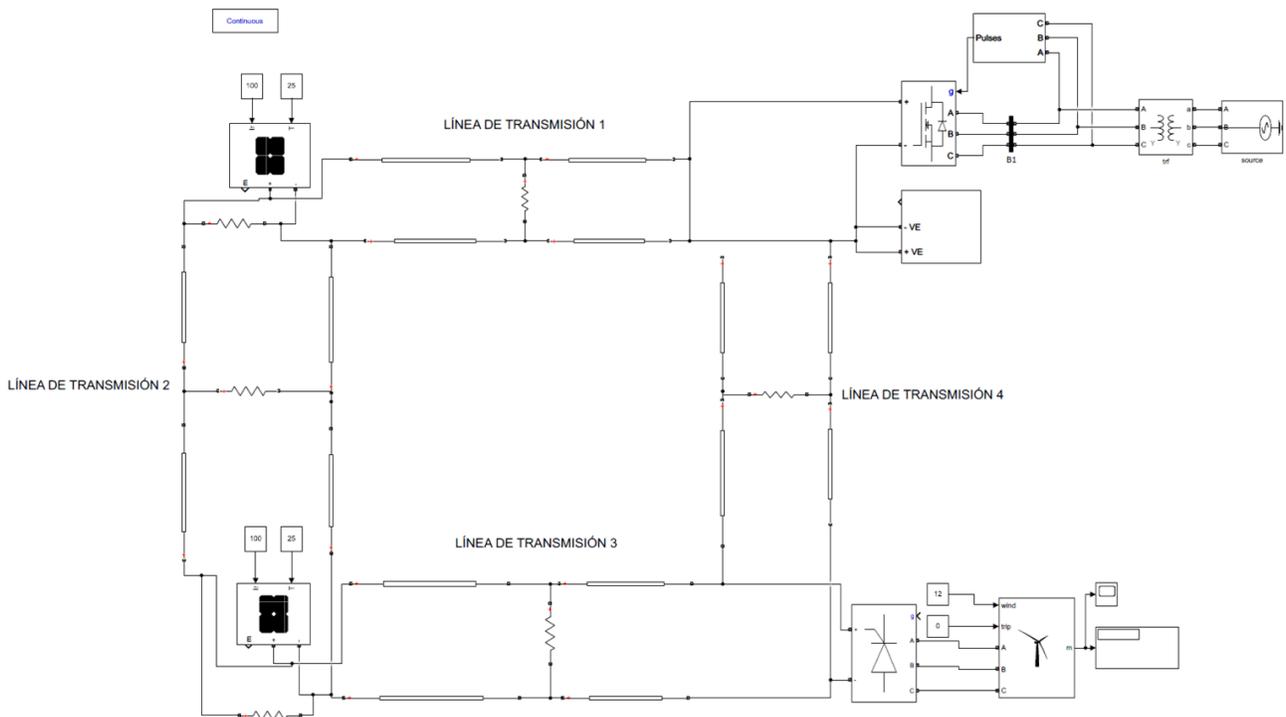


Figura 5.2 Sistema de prueba implementado en Simulink.

Tabla 5.1 Parámetros del sistema de prueba.

Parámetros del sistema	Rango/Valor
Voltaje de la microrred	230 V
Generación sistema eólico	0.23 MW
Generación sistema fotovoltaico	0.06MW
Longitud de las líneas 1 y 3	1.6 Km
Longitud de las líneas 2 y 4	1.8 Km
Parámetros de la línea 1 y 3	3 Ω , 300 μ H, 0.5 μ F
Parámetros de la línea 2 y 4	3.1 Ω , 300 μ H, 0.5 μ F

5.2 ESCENARIOS DE FALLA

Con fines de analizar el comportamiento del sistema en condiciones de operación estable (normal) y en condiciones de falla se simulan distintos escenarios. Dichos escenarios son simulados primeramente situando la falla en diferentes puntos de la línea, hablando de porcentajes, se posicionan al 10%, 50% y 90% de la línea bajo estudio, esto se logra variando los valores de la impedancia propia de la línea (R y L). El siguiente escenario se trata de variar las condiciones operativas del sistema, variaciones tales como: demanda máxima, demanda mínima, menor y/o mayor irradiación (sistemas fotovoltaicos), menor y/o mayor velocidad del viento (sistemas eólicos).

Las variables de interés en todas las simulaciones son la magnitud de corriente y de voltaje, respecto al tiempo. Como se mencionó en capítulos anteriores, dichas magnitudes determinan la operación o no operación del relevador de distancia, así como el comportamiento de la corriente en método de la derivada de la corriente, método que se muestra en los siguientes apartados con la finalidad de realizar un análisis comparativo frente al método propuesto del relevador de distancia. Los valores obtenidos de las variables mencionadas en cada una de las simulaciones se remiten a la plataforma Matlab para ser procesadas y obtener mejor resolución de los cambios que se presentan en cada uno de los escenarios.

5.2.1 Variación de la ubicación de la falla

Como primer escenario se tiene un sistema operando en estado estable, los valores de demanda se encuentran en un punto intermedio. Para estas simulaciones se analizan las señales S_1 (operación) y S_2 (polarización) las cuales están en función de la corriente y el voltaje del sistema. La Figura 5.3 a) muestra la comparación de amplitud de ambas señales, se tiene que para estado estable la señal de polarización es mayor a la de operación, caso contrario en las Figuras 5.3 b), 5.3 c) y 5.3 d), donde para una falla en $t=0.01$ el relevador es capaz de detectar la falla y operar pues la señal de operación supera en magnitud a la de polarización.

Se puede apreciar que el relevador opera justo al instante en que ocurre la falla independientemente de la ubicación de esta, esto se logra debido al ajuste del mismo, que

como se mencionó en el capítulo anterior, se realizó considerando un traslape de zonas para lograr un subalcance. Los resultados descritos se muestran en la Figura 5.3.

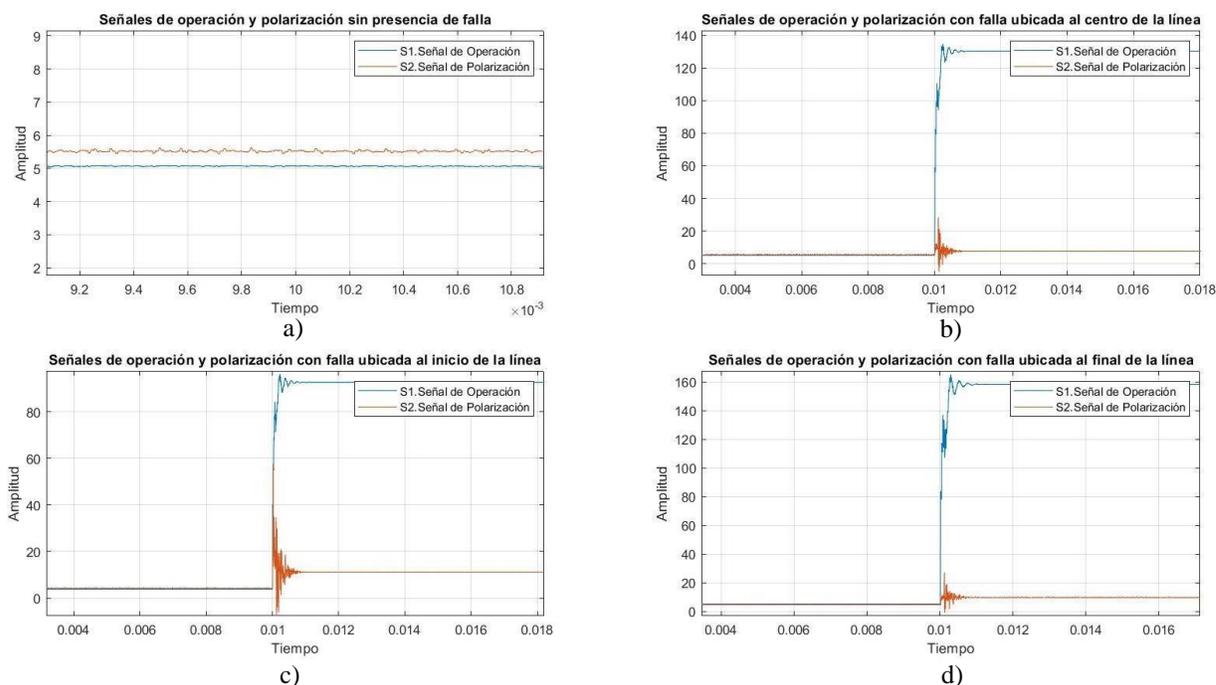


Figura 5.3 Operación del relevador de distancia la falla ubicada en distintos puntos de la línea.

El algoritmo implementado censa los valores de voltaje y corriente en cada instante de tiempo para posteriormente poder manipularlos como muestra el diagrama de flujo de la Figura 4.16. De esta manera, se forman las señales de comparación para determinar si el relevador opera o no.

Como método de comprobación, se presenta el método de la derivada de la corriente. En la Figura 5.4 se muestran los cuatro escenarios en los cuales se analizó dicho método, primeramente, se tiene que para un estado estable sin falla no existe variación alguna, al ser corriente directa se tiene que la derivada de una constante es igual a cero, por tanto, no se presenta variación en el comportamiento,

La Figura 5.4 b) muestra la variación de corriente cuando la falla se localiza al centro de la línea de transmisión, se puede apreciar que el punto máximo se alcanza en un tiempo igual a

5.97e-5 teniendo un valor de 21.46 de amplitud, al observar la Figura 5.4 c) el pico máximo se obtiene en un tiempo distinto a la gráfica dos y su valor de amplitud también presenta cambios respecto al anterior, del mismo modo, el comportamiento de la señal antes, durante y después de la falla también difiere entre ambas señales. Por último, la Figura 5.4 d) sigue un comportamiento que discrepa respecto a las Figuras 5.3 b) y 5.3 c), así como sus valores de pico máximo y tiempo en el cual este se consigue.

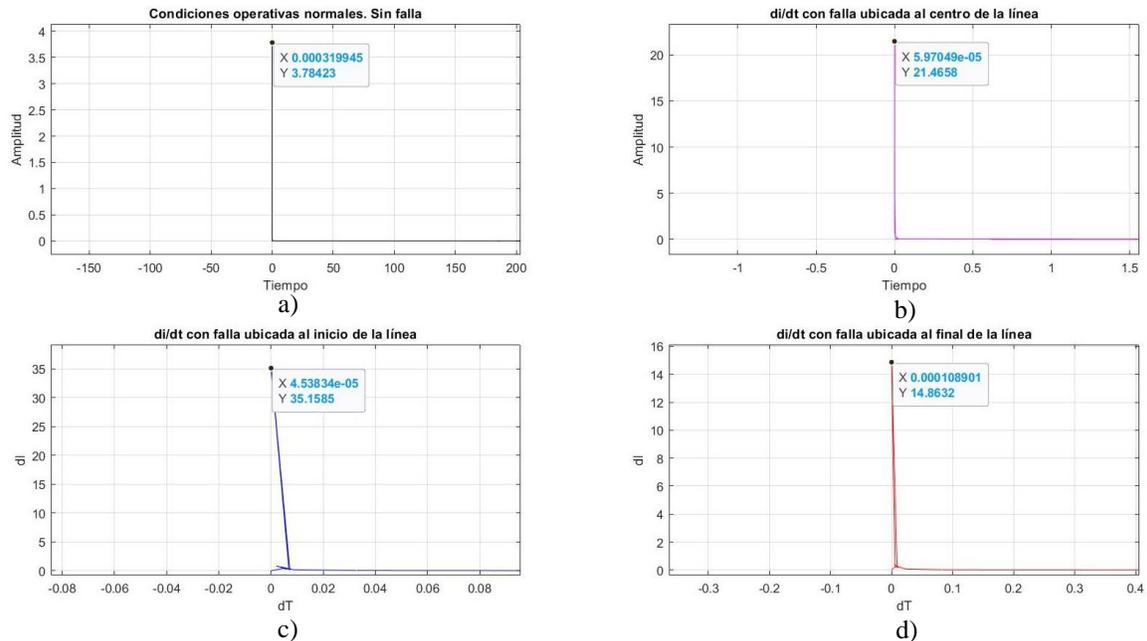


Figura 5.4 Método de la derivada de la corriente ante distintas ubicaciones de la falla.

Debido al método empleado para obtener la derivada de la corriente y a las fluctuaciones que presenta la corriente respecto al tiempo durante y después de la falla, las señales obtenidas en la Figura 5.4 c) y d) presentan una correlación negativa, es decir, en ciertos intervalos los valores obtenidos de corriente disminuyen a medida que aumenta el tiempo generando así una pendiente inclinada hacia el lado izquierdo de la gráfica, produciendo una señal que pareciera regresar en el eje del tiempo.

Es por ello que el análisis de estas dos gráficas descritas se realiza a través del comportamiento del delta de corriente (dI) contra un delta de tiempo (dT), teniendo así una referencia distinta a los valores iniciales de corriente contra tiempo de las Figuras 5.4 a) y b), a causa del procesamiento de la señal se tiene que el comportamiento descrito solo toma en

consideración el valor más relevante de oscilación negativa generando una única pendiente negativa para posteriormente alcanzar el valor máximo de falla, punto señalado en cada una de las cuatro gráficas de la Figura 5.4 para después disminuir en amplitud hasta llegar al estado estable, es decir la corriente y dI se mantiene constante.

5.2.2 Variación de las condiciones operativas

El segundo escenario consiste en variar las condiciones operativas del sistema, al igual que el apartado anterior se muestra inicialmente como el relevador de distancia tiene la capacidad de operar justo al instante que ocurre la falla. Figura 5.5.

Se realizaron diversas variaciones en los parámetros del sistema, pero las condiciones estudiadas y mostradas son las siguientes:

1. Condiciones operativas nominales, sin la presencia de falla.
2. Condiciones operativas nominales, ante la presencia de una falla ubicada al centro de la línea de transmisión.
3. Reducción en los niveles de generación fotovoltaica y demanda mínima con una falla ubicada en el centro de la línea.
4. Aumento en los niveles de generación fotovoltaica y demanda máxima con una falla ubicada en el centro de la línea.

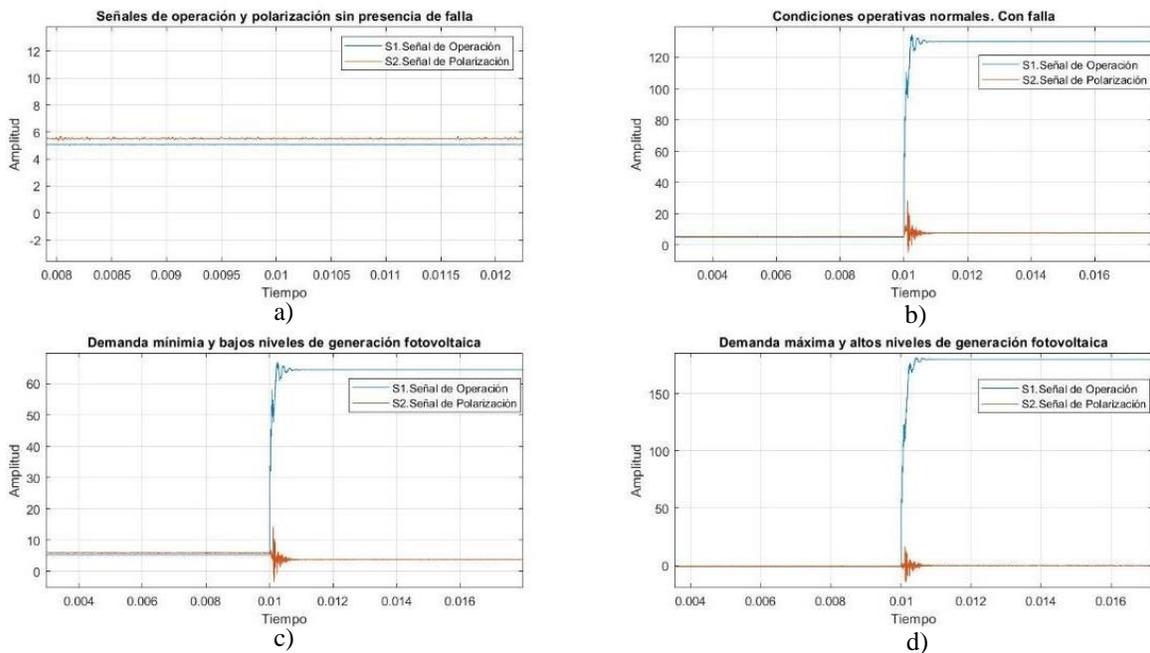


Figura 5.5 Operación del relevador de distancia ante distintas condiciones operativas.

De la Figura 5.5 se tiene que el relevador es capaz de excluir los cambios de condiciones operativas puesto que al igual que la Figura 5.3 opera de manera inmediata al presentarse la falla en $t=0.01$. Para efectos de análisis se conservaron los mismos tiempos de falla sin tiempo de liberación de esta.

En la Figura 5.6 se muestra el método de la derivada de la corriente, se percibe que al igual que la Figura 5.4 al hacer cambios en los parámetros del sistema, el comportamiento de la corriente varía significativamente en cuanto a tiempo como en magnitud, se tiene que bajo los mismos parámetros aplicados en el relevador de distancia las magnitudes discrepan entre sí un 1.88% entre las Figuras 5.6 b) y 5.6 c) y 2.95% para las Figuras 5.6 c) y 5.6 d).

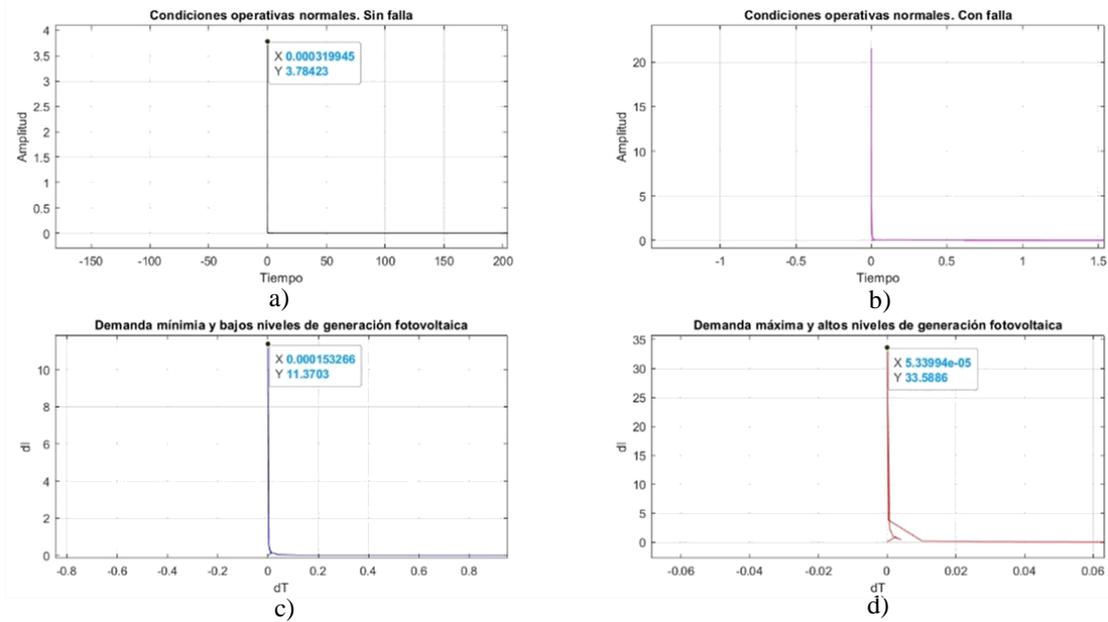


Figura 5.6 Método de la derivada de la corriente ante distintas condiciones operativas.

5.2.3 Pruebas de selectividad

El tercer escenario es un análisis de selectividad. Al tener una falla en la línea de transmisión dos (LT2 de la Figura 5.2) se analiza el comportamiento de los relevadores uno (ubicado en LT1) y del relevador tres (ubicado en LT3).

En la Figura 5.7 a) el comportamiento de la corriente vista por el relevador uno, se puede observar que al presentarse la falla en $t=0.01$ la corriente presenta un decremento en magnitud, así como ciertas oscilaciones, esto, debido a que al presentarse la falla el relevador es capaz de detectar el fenómeno mas no opera debido a que se encuentra fuera de su zona de protección, incluso la disminución se debe a que la falla se encuentra a espaldas del relevador uno, y dicho relevador al igual que el resto de relevadores incorporados en el sistema están configurados para operar únicamente con fallas que se presenten hacia delante de los mismo, como se muestra en la Figura 5.2.

Esto último se puede comprobar en la Figura 5.7 b), donde se observan las señales de polarización y comparación, ambas señales al estar en función del voltaje y la corriente censan la presencia de la falla, incluso presentan variación desde el instante que se presenta hasta unos milisegundos después, sin embargo al operar el relevador correspondiente a la zona de protección, relevador dos, las señales continúan con su comportamiento en estado estable, siendo este: señal de polarización mayor a señal de operación.

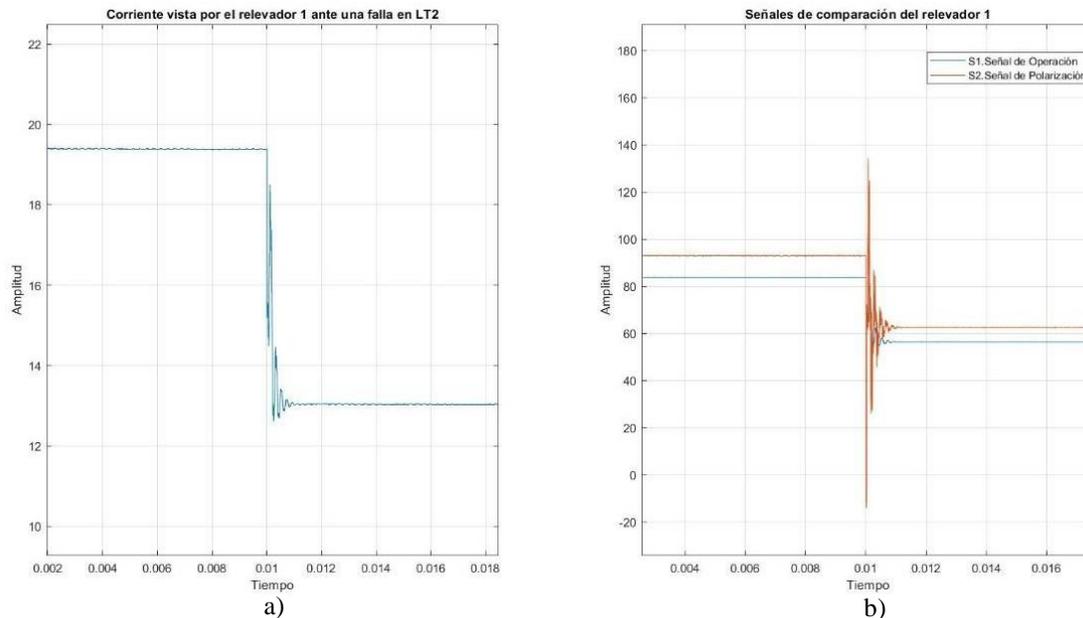


Figura 5.7 Condiciones de operación del relevador 1 ante una falla en zona protegida por relevador 2.

Lo mismo ocurre con el comportamiento del relevador tres, Figura 5.8, ubicado en la línea de transmisión inferior a la línea con presencia de falla, dichas señales tanto de corriente como señales de polarización y operación presentan el mismo comportamiento de la Figura 5.7 puesto que ocurre un caso similar, al presentarse la falla a espaldas del relevador este detecta su presencia más no opera, una vez que opera el relevador correspondiente a la línea fallada, tanto la corriente como las señales de comparación recobran su estado estable, en menor magnitud para el caso de la corriente debido a la aportaciones que se tienen hacia la falla.

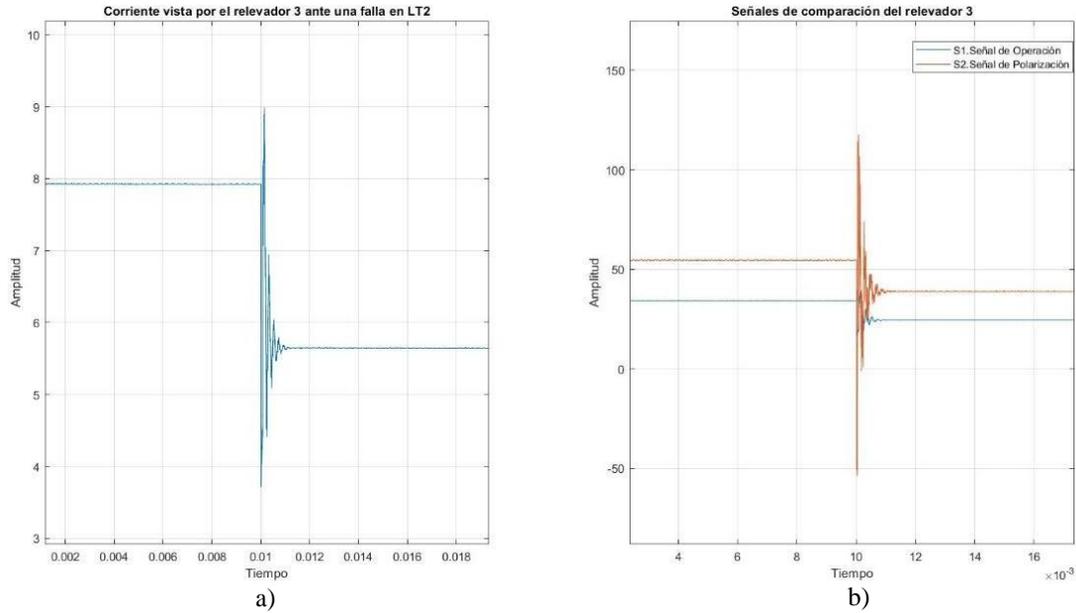


Figura 5.8 Condiciones de operación del relevador 3 ante una falla en zona protegida por relevador 2.

Por su parte, en el caso de la derivada de la corriente, al presentarse una falla en la misma línea de transmisión, tanto el comportamiento de las variables de la línea de transmisión uno como la línea de transmisión tres presentan variaciones, pues al encontrarse la falla a espaldas de ambos elementos, la razón de cambio de la corriente respecto al tiempo expone un comportamiento negativo, Figura 5.9.

Esto de igual manera que el relevador de distancia, expone que los equipos de protección tienen la capacidad de notificar la presencia de una falla, más no de proporcionar mayor información para poder ejecutar maniobras de protección adecuadas.

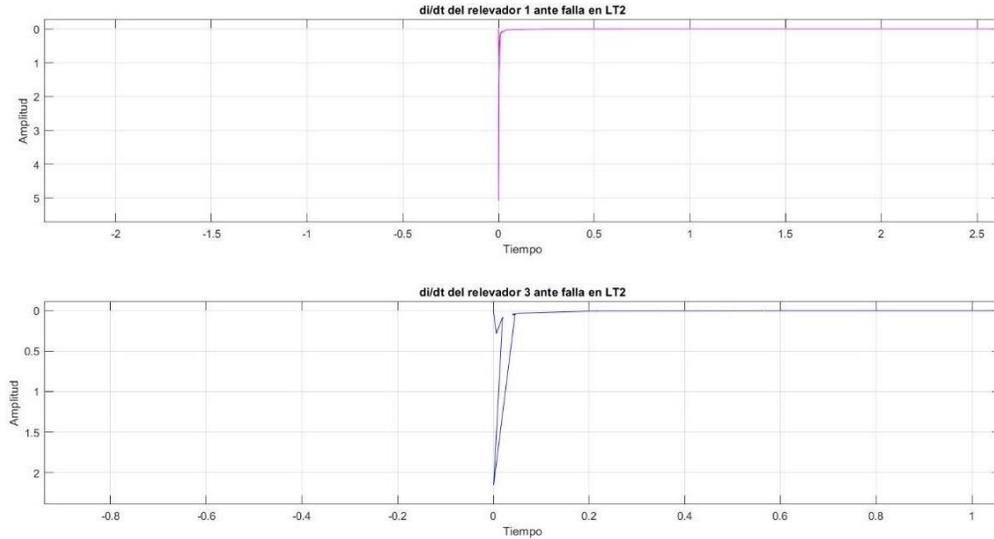


Figura 5.9 Derivada de la corriente del relevador 1 y relevador 3 con una falla en LT2.

Por último, en la Figura 5.10 se muestra el comportamiento del relevador dos (ubicado en LT2) ante una falla en LT1. Se puede observar que, al presentarse la falla en la línea adyacente del dispositivo, este si logra detectar su presencia debido al ajuste de sus zonas de protección, sin embargo, la operación de este representa una protección de respaldo contando con un ajuste de retardo de tiempo de operación ya que el dispositivo de protección primaria de LT1 es el relevador uno.

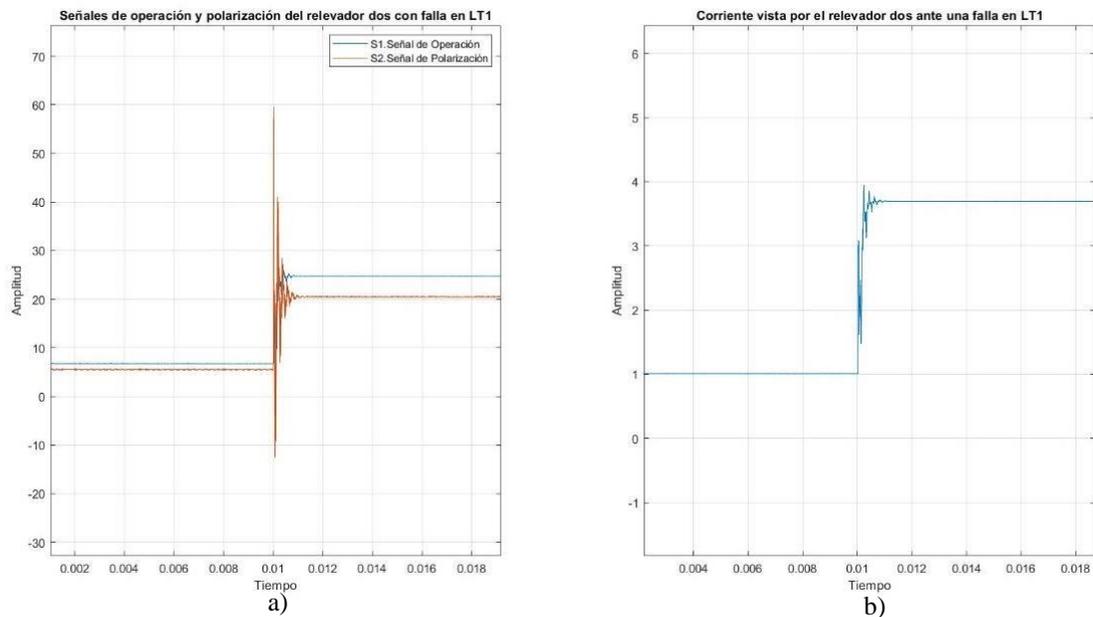


Figura 5.10 Derivada de la corriente del relevador 1 y relevador 3 con una falla en LT2.

5.3 CONCLUSIONES

El algoritmo implementado para generar las señales de comparación (polarización y operación) en base a las magnitudes de corriente y voltaje presentes en el sistema, tanto en estado estable como ante la existencia de una falla presenta resultados favorables puesto que los relevadores correspondientes a cada línea son capaces de detectar la falla mas no operan cuando la falla no se encuentra dentro de su zona de protección especificada y operan satisfactoriamente cuando es necesario, independiente de las condiciones operativas o del punto de la línea donde se ubique la falla.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En virtud de las nuevas fuentes de generación de energía, los sistemas de potencia han aumentado su complejidad, generando nuevos sistemas de mayor confiabilidad, así como de mayor seguridad, por tanto, los análisis de estos deben realizarse con mayor detenimiento, tomando en cuenta todos los factores que pudiesen llegar a afectar a los equipos de manera individual (temperatura, irradiación, velocidad del viento, entre otros) y al conjunto de todos los elementos que integran al nuevo sistema. Por tanto, se hace necesaria la mejora de los equipos de protección para sistemas integrados, equipos capaces de funcionar tomando en consideración todos los parámetros que intervienen en la correcta operación del sistema de potencia.
- El algoritmo implementado se ejecuta con las señales de voltaje y de corriente presentes en el sistema. Este algoritmo censa estas variables y genera las señales de comparación, por lo que el esquema aplicado no requiere de la incorporación de elementos adicionales en el sistema para lograr una comunicación efectiva hacia el relevador, lo cual es beneficioso ya que el ingresar elementos ajenos al sistema puede resultar perjudicial.
- Para los escenarios analizados en este trabajo de investigación el esquema de protección se realizó con éxito, primeramente, por su correcta operación en base a los parámetros y especificaciones asignadas y posteriormente al ser comparado con un método de protección convencional, arrojando resultados satisfactorios. Los parámetros del sistema bajo prueba se hicieron variar puesto que en un sistema real los parámetros están sometidos a cambios constantes como puede ser una entrada o salida de carga, oscilaciones en el sistema, entre otros. En esa medida el relevador debe ser capaz de distinguir entre un fenómeno transitorio a una falla, lo cual no

ocurre con el método de la derivada de la corriente pues este solo detecta la presencia de un fenómeno anormal del sistema, sin embargo, no determina ni la ubicación ni la magnitud con exactitud para poder hacer un ajuste de relevadores, tal método al igual que el basado en voltaje son optimo si se trata de percibir la presencia de un fenómeno, mas no proporcionan mayor información del mismo.

6.2 APORTACIONES DEL TRABAJO

1. Adecuación del algoritmo del relevador de distancia para operar con señales de entrada en corriente directa.
2. Conformación de un modelo dinámico capaz de trabajar con diferentes fuentes de generación de energía conjuntamente.
3. Implementación de la protección de distancia para lograr ubicar la falla, así como la determinación de la dirección de esta (delante o detrás del relevador).
4. Correcta operación del relevador de distancia independientemente de la ubicación de la falla y/o variaciones en las condiciones operativas del sistema (sistema dinámico).
5. Adaptación de un esquema capaz de detectar la falla en el sistema independientemente de los parámetros que conforman al mismo.

6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

1. Modelado y caracterización de diferentes fuentes de energía renovables, así como distintas cargas para distintos escenarios que puedan llegar a presentarse.
2. Implementación de la protección de respaldo para lograr una robustez en el esquema de protección de distancia para redes híbridas CA/CD.
3. Aplicación en un sistema real.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Shen, Y., Wu, G., Zheng, H., Deng, J., & Shi, P. (2018, April). Research on key technology of planning and design for AC/DC hybrid distribution network. In AIP Conference Proceedings (Vol. 1955, No. 1, p. 040104). AIP Publishing LLC.
- [2] Boroyevich, D., Cvetković, I., Dong, D., Burgos, R., Wang, F., & Lee, F. (2010, May). Future electronic power distribution systems a contemplative view. In 2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (pp. 1369-1380). IEEE.
- [3] Song, Q., Zhao, B., Liu, W., & Zeng, R. (2013). An overview of research on smart DC distribution power network. Proceedings of the CSEE, 33(25), 9-19.
- [4] Radwan, A. A. A., & Mohamed, Y. A. R. I. (2012). Assessment and mitigation of interaction dynamics in hybrid AC/DC distribution generation systems. IEEE Transactions on Smart Grid, 3(3), 1382-1393.
- [5] Magureanu, R., Albu, M., Priboianu, M., & Dumitrescu, A. M. (2007, June). A DC distribution network with alternative sources. In 2007 Mediterranean Conference on Control & Automation (pp. 1-4). IEEE.
- [6] Brenna, M., Tironi, E., & Ubezio, G. (2004, September). Proposal of a local dc distribution network with distributed energy resources. In 2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power (IEEE Cat. No. 04EX951) (pp. 397-402). IEEE.
- [7] Park, J. D., Candelaria, J., Ma, L., & Dunn, K. (2013). DC ring-bus microgrid fault protection and identification of fault location. IEEE transactions on Power delivery, 28(4), 2574-2584.

- [8] C. P. G. R. Bhargav, Bhavesh R. Bhalja, “A new iterative algorithm for the protection of low voltage dc microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 10, pp. 1 – 8, 2018.
- [9] S. Jayawardena¹, P. Binduhewa² and J.B. Ekanayake (2017). Hybrid AC and DC power distribution. *Ceylon Journal of Science* 46(2): 69-80
- [10] Ghiasi, M. (2019). Detailed study, multi-objective optimization, and design of an AC-DC smart microgrid with hybrid renewable energy resources. *Energy*, 169, 496-507.
- [11] Lopez, M., Vannier, J. C., & Sadarnac, D. (2007, January). Sistemas de conversión de energía eólica control y diseño. In *Asociation Chilienne de Contrôle Automatique*.
- [12] Castro, A. O., Algarín, C. R., & Pabón, A. D. (2014). Modelado y simulación de un panel fotovoltaico empleando técnicas de inteligencia artificial. *Ingeniería Energética*, 35(3), 225-233.
- [13] H-Restrepo, L., Delgado, G. C., & Castro-Aranda, F. (2008). Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia. *Energía y computación*, 16(1).
- [14] Canteli, M. M. (2008). *Regulación, control y protección de máquinas eléctricas*. Santander, Cantabria.
- [15] Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., & Villafáfila-Robles, R. (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(4), 2154-2171.
- [16] E. Sepulveda, “Baterías: la siguiente revolución de la energía| Phineal,” *Phineal*, 2017. [Online]. Available: <https://dspace.uazuay.edu.ec/bitstream/datos/8350/1/14071.pdf> Baterias. [Accesed: 18-Jul-2018].

- [17] Cagnano, A., De Tuglie, E., 2015. Centralized voltage control for distribution networks with embedded PV systems. *Renew. Energy* 76, 173–185.
- [18] Ranamuka, D., Agalgaonkar, A.P., Muttaqi, K.M., 2014. Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 5 (2), 617–628.
- [19] Cagnano, A., De Tuglie, E., 2015. Centralized voltage control for distribution networks with embedded PV systems. *Renew. Energy* 76, 173–185.
- [20] Ranamuka, D., Agalgaonkar, A.P., Muttaqi, K.M., 2014. Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 5 (2), 617–628.
- [21] IEEE Standards Association. (2019). *IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid* IEEE.
- [22] Gopalan, S. A., Sreeram, V., & Iu, H. H. (2014). A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 222-228.
- [23] Mirsaeidi, S., Dong, X., & Said, D. M. (2018). Towards hybrid AC/DC microgrids: Critical analysis and classification of protection strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 97-103.
- [24] Noh, C. H., Kim, C. H., Gwon, G. H., Khan, M. O., & Jamali, S. Z. (2019). Development of protective schemes for hybrid AC/DC low-voltage distribution system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 105, 521-528.
- [25] Park, J. D., Candelaria, J., Ma, L., & Dunn, K. (2013). DC ring-bus microgrid fault protection and identification of fault location. *IEEE transactions on Power delivery*, 28(4),

2574-2584.

[26] C. P. G. R. Bhargav, Bhavesh R. Bhalja, “A new iterative algorithm for the protection of low voltage dc microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 10, pp. 1 – 8, 2018.

[27] Pourbehzadi, M., Niknam, T., Aghaei, J., Mokryani, G., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. (2019). Optimal operation of hybrid AC/DC microgrids under uncertainty of renewable energy resources: A comprehensive review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109, 139-159.

[28] Zhang, L., Tai, N., Huang, W., Liu, J., & Wang, Y. (2018). A review on protection of DC microgrids. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(6), 1113-1127.

[29] Wang, T., Song, G., & Hussain, K. S. T. (2019). Adaptive AC autoreclosing scheme in MMC-based hybrid AC/DC transmission. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 13(19), 4464-4471.

[30] Alam, M. T., & Ahsan, Q. (2018). A mathematical model for the loadability analysis of a simultaneous AC–DC power transmission system. *Electrical Engineering*, 100(3), 1901-1911.

[31] Dai, Z., Liu, X., Zhang, C., & Zhu, H. (2018, November). Protection scheme for DC lines in AC/DC hybrid distribution grids with MMCs. In *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)* (pp. 2518-2523). IEEE.

[32] Nikkhajoei, H., & Lasseter, R. H. (2006). Microgrid fault protection based on symmetrical and differential current components. *Power system engineering research center*, 71-74.

[33] Dong, X., Guan, E., Jing, L., Wang, H., & Mirsaeidi, S. (2020). Simulation and analysis

of cascading faults in hybrid AC/DC power grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115, 105492.

[34] Yazdanpanahi, H., Li, Y. W., & Xu, W. (2012). A new control strategy to mitigate the impact of inverter-based GDs on protection system. *IEEE Transactions on Smart grid*, 3(3), 1427-1436.

[35] Sortomme, E., Venkata, S. S., & Mitra, J. (2009). Microgrid protection using communication-assisted digital relays. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(4), 2789-2796.

[36] Tang, J., & McLaren, P. G. (2006). A wide area differential backup protection scheme for shipboard application. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(3), 1183-1190.

[37] 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.

[38] Monadi, M., Zamani, M. A., Candela, J. I., Luna, A., & Rodriguez, P. (2015). Protection of AC and DC distribution systems Embedding distributed energy resources: A comparative review and analysis. *Renewable and sustainable energy reviews*, 51, 1578-1593.

[39] Meghwani, A., Srivastava, S. C., & Chakrabarti, S. (2015, July). A new protection scheme for DC microgrid using line current derivative. In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE.

[40] Ankan Chandra, G K Singh, Vinay Pant (2020). Protection techniques for DC microgrid- A review.

[41] Siavash Beheshtaein, Robert M. Cuzner, Mojtaba Forouzesh, Mehdi Savaghebi and Josep M. Guerrero, (2019). DC Microgrid Protection: A Comprehensive Review.

[42] Dong Wang, Abdullah Emhemed, and Graeme Burt (2017). A Novel Protection Scheme for an LVDC Distribution Network With Reduced Fault Levels.

[43] Steven D. A. Fletcher, Patrick J. Norman, Kenny Fong, Stuart J. Galloway, and Graeme M. Burt. (2014). High-Speed Differential Protection for Smart DC Distribution Systems.

[44] S. D. A. Fletcher, P. J. Norman, S. J. Galloway, (2011). Determination of Protection System Requirements for DC UAV Electrical Power Networks for Enhanced Capability and Survivability.

[45] Meghwani, A., Srivastava, S. C., & Chakrabarti, S. (2015, July). A new protection scheme for DC microgrid using line current derivative. In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting (pp. 1-5). IEEE.

[46] Horowitz, S. H., & Phadke, A. G. (2014). Power system relaying. John Wiley & Sons.

[47] Aguilar Saldivar, Peralta Garcia. (2017). Estudio de esquemas de protección de distancia con canal de comunicación para líneas de transmisión.

[48] Trujillo-Guajardo, L. A., & Conde-Enríquez, A. (2012). Herramienta educativa para la formación de ingenieros en protecciones eléctricas: relevador de distancia. Ingeniería, investigación y tecnología, 13(2), 215-225.

[49] Proakis, John G. (2001). Digital signal processing: principles algorithms and applications. Pearson Education India.