

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS BASADO
EN CONTACTORES COMO MÉTODO DE PROTECCIONES ANTE
FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NODALES DC**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS BASADO
EN CONTACTORES COMO MÉTODO DE PROTECCIONES ANTE
FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NODALES DC**

**AUTOR:
EDUARDO JAVIER DEL POZO AYALA**

**DIRECTOR:
MANUEL DARIO JARAMILLO MONGE**

Quito, Septiembre 2020

Eduardo Javier Del Pozo Ayala

DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS BASADO EN CONTACTORES COMO MÉTODO DE PROTECCIONES ANTE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NODALES DC

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2020

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Eduardo Javier Del Pozo Ayala (Y'1993). Realizó su estudio secundario en el Colegio John Dalton, se graduó de bachiller en la especialidad en Químico Biólogo. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana.
edelp@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Manuel Dario Jaramillo Monge (Y'1990). Realizó sus estudios superiores en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE de Quito, donde se graduó de Ingeniero Electrónico en Automatización y Control en el 2014. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Newcastle, Reino Unido, donde obtuvo el título en Máster en Electrical Power. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana.
mjaramillo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

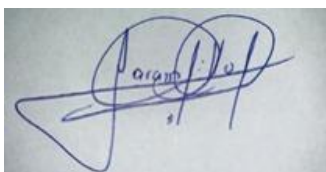
©2020 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo Manuel Dario Jaramillo Monge, declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS BASADO EN CONTACTORES COMO MÉTODO DE PROTECCIONES ANTE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NODALES DC* realizado por Eduardo Javier Del Pozo Ayala, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., Septiembre de 2020

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Manuel Dario Jaramillo Monge', with a large, stylized flourish extending to the left.

Manuel Dario Jaramillo Monge

C.I: 1714298005

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Del Pozo Ayala Eduardo Javier, con documento de identificación N° 1716868185, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS BASADO EN CONTACTORES COMO MÉTODO DE PROTECCIONES ANTE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NODALES DC”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniera Eléctrica, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., Septiembre de 2020

A handwritten signature in blue ink that reads "Eduardo Del Pozo". The signature is written in a cursive style and is underlined with a single horizontal stroke.

Eduardo Javier Del Pozo Ayala

C.C.: 1716868185

ÍNDICE GENERAL

1.	Introducción	2
2.	Marco teórico	6
2.1	Micro-redes	6
2.1.1	Micro-generación	6
2.1.2	Cargas.....	7
2.1.3	Almacenamiento	7
2.2	Tipos de micro-redes	8
2.2.1	Micro-redes urbanas:.....	8
2.2.2	Micro-redes rurales	8
2.2.3	Micro-redes no conectadas.....	8
2.3	Protección de micro-redes	8
2.3.1	Modificación de la corriente de falla	9
2.3.2	Discriminación de dispositivo.....	9
2.3.3	Reducción de alcance de los relés de distancia.....	9
2.3.4	Flujo bidireccional y cambio del perfil de voltaje	9
2.3.5	Aislamiento y fallas en operación	9
3	Descripción del problema.....	10
3.1	Elementos de la micro-red.....	10
3.1.1	Generador eólico	11
3.1.2	Generador fotovoltaico.....	11
3.1.3	Almacenamiento y respaldo energía	11
3.1.4	Convertor DC-DC.....	11
3.1.5	Convertor DC-AC.....	11
3.1.6	Cargas de DC	11
3.1.7	Cargas de AC	12
3.2	Esquema de protección propuesto	12
3.3	Pseudocódigo.....	13
	Algoritmo para la protección de micro-redes con contactores.....	13
4	Casos de estudio	14
4.1	Caso 1: Protección a la salida del arreglo fotovoltaico	14
4.2	Caso 2: Protección del inversor del punto de conexión común.....	14
4.3	Caso 3: Protección de convertor de conexión a lavadora	14
4.4	Caso 4: Protección de convertor de conexión a ventilador.....	14
4.5	Caso 5: Protección de convertor de la carga DC de luminarias LED T8....	14

5	Análisis de resultados	15
5.1	Resultados Caso 1: Protección a la salida del arreglo fotovoltaico.....	15
5.2	Resultados Caso 2: Protección del inversor del punto de conexión común	16
5.3	Resultados Caso 3: Protección de conversor de conexión a lavadora.....	16
5.4	Resultados Caso 4: Protección de conversor de conexión a ventilador	17
5.5	Resultados Caso 5: Protección de de conversor de la carga DC de luminarias LED T8.....	18
6	Conclusiones	19
7	Futuros Trabajos y Recomendaciones.....	20
8	Referencias	20
8.1	Matriz de estado del arte	24

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Micro-red AC-DC con conexión a la red y protecciones	3
Figura 2: Parámetros de protección de micro-redes.....	9
Figura 3: Casos de estudio de la micro-red propuesta con contactores de protección	10
Figura 4: Modelo de protección por contactor	13
Figura 5: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en la salida del arreglo fotovoltaico	15
Figura 6: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en inversor del punto de conexión común	16
Figura 7: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en el conversor de conexión a lavadora.....	17
Figura 8: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en conversor de conexión a ventilador.....	18
Figura 9: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en conversor de la carga DC de luminarias LED T8	19
Figura 10: Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	27
Figura 11: Indicador de formulación del problema - Estado del arte	27
Figura 12: Indicador de solución - Estado del arte	28

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características generación eólica	11
Tabla 2: Características generación PV	11
Tabla 3: Características de baterías	11
Tabla 4: Características conversor buck DC-DC	11
Tabla 5: Características inversor DC-AC	11
Tabla 6: Características de las cargas de corriente continua.....	12
Tabla 7: Características de las cargas de corriente alterna.....	12
Tabla 8: Algoritmo de protección de MR	13
Tabla 9: Resumen de ubicación de fallas de los casos de estudio	15
Tabla 10: Resultados Caso 1: Protección a la salida del arreglo fotovoltaico	16
Tabla 11: Resultados Caso 2: Protección de inversor del punto de conexión común	16
Tabla 12: Resultados Caso 3: Protección de conversor de conexión a lavadora	17
Tabla 13: Resultados Caso 4: Protección de conversor de conexión a ventilador.....	18
Tabla 14: Resultados Caso 5: Protección de de conversor de la carga DC de luminarias LED T8.....	19
Tabla 15: Matriz de estado del arte	24

DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS BASADO EN CONTACTORES COMO MÉTODO DE PROTECCIONES ANTE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NODALES DC

Resumen

El documento propone usar contactores de arco como alternativa para proteger micro-redes (MR) nodales. Se revisa la importancia de estas redes y sus componentes, los tipos de micro-redes y los trabajos previos establecidos para protección de estas redes. Se estudia los principales desafíos técnicos que presenta la protección de redes con componentes DC, en especial la protección de elementos cuya corriente de falla está limitada por componentes electrónicos que permiten la conversión de energía. El diseño de la protección con contactores, así como la estructura de control que está basada en trabajos previos, y se plantea como una idea válida debido a su costo reducido si se compara con otras opciones; se pone a prueba por medio de técnicas de simulación de una micro-red que se basa en el sistema IEEE14 y que está modificada para ser una red híbrida AC/DC con componentes de generación solar, cargas, batería y convertidores de energía. En los componentes mencionados se realizan ensayos de fallas, de tal forma de poder analizar el comportamiento del sistema de protecciones, en especial la forma de onda de la corriente de falla en los puntos de revisión, así como el tiempo de despeje que tiene cada falla presentada.

Palabras Clave: *Micro-redes, protección eléctrica, redes nodales DC, contactores de arco, estructura de control*

Abstract

The present paper proposes to employ arc contactors as alternative to protect nodal micro-grids (MR). The authors made a review of the importance of this type of network. It is also reviewed the parts and types of micro-grids. The previous researches on micro-grid protection are also boarded. The main technical challenges to protect important components of a microgrids are also mentioned. The most challenging aspects of DC grid protection are considered. A review of the protection of devices that have a fault current value constraint due to electronic devices that allow the energy conversion. Next, the design of protection with contactors and the control structure based in some previous researches are tested. This is a valuable idea due to the low cost compared with other alternatives. These tests are accomplished through simulation techniques of a micro-grid based on IEEE14 test grid. The structure includes solar power, converters and storage media connected to the grid that is hybrid. In the afore-mentioned parts failure tests are performed. The tests allow to analyze the protection scheme behavior. The focus of the analysis is the waveform of fault current on the nodes of the network and the clearance time of each proposed fault.

Keywords: *Micro-grids, electrical protection, DC nodal networks, arc contactors, control structure*

1. Introducción

La demanda de electricidad es una necesidad que a nivel global aumenta constantemente, esto debido a que el acceso a electricidad incluso a niveles básicos incrementa la productividad y mejora las posibilidades de crecimiento económico de las poblaciones. Estas motivaciones han hecho que las grandes redes tradicionales gobiernen durante décadas la industria debido a las ventajas del suministro a grandes grupos y a los constantes avances que se produjeron para posicionar la estrategia de entrega de la energía en forma centralizada con la generación alejada de los centros de consumo. Sin embargo, esta forma de entrega de la energía tiene varias desventajas incluyendo los elevados costos asociados a su implementación y expansión, una operación cada vez más compleja debido a la incorporación de nuevas tecnologías, problemas asociados a la confiabilidad y la seguridad. Una muestra de lo mencionado es la existencia ampliamente documentada de una serie de eventos de gran escala tipo blackout alrededor del mundo que generan cuantiosas pérdidas en todos los sectores, y que evidencian la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos de potencia [1][2][3].

Otro aspecto negativo de las redes tradicionales es que no alcanzan a toda la población de determinada región, dejando a tales usuarios expuestos a la utilización de medios de generación a partir de combustibles fósiles para sus necesidades energéticas; este problema se presenta principalmente en regiones rurales o de difícil acceso [4]. En este sentido, como una alternativa de distribución de la energía eléctrica, se presenta la generación distribuida y la existencia de micro-redes. Las micro-redes se pueden ser definir como redes

de bajo voltaje que cuentan con medios de generación que se encuentran cercanos a las cargas que van a alimentar o en la misma ubicación, que brindan suministro de energía eléctrica a uno o a un grupo de usuarios reducido [5].

Esta estrategia de distribución ha adquirido más fuerza con la incorporación de tecnologías de generación que aprovechan recursos energéticos renovables, significando varias ventajas entre las que se incluyen una reducción de la contaminación, contar con sistemas de mejor eficiencia, poder alcanzar la flexibilidad en la localización de las instalaciones que proveen electricidad a un grupo de usuarios, por nombrar otras. En otro sentido, la existencia de micro-redes de distribución también permite ahorros en los recursos para la implementación de redes de transmisión, los costos operativos de los elementos requeridos para el correcto funcionamiento de las redes centralizadas, lo que también significa reducción de las pérdidas en las líneas [6].

Además, las micro-redes también brindan beneficios a las redes tradicionales, debido a que significan un alivio para los flujos de carga de las redes de transmisión y distribución, también mejoran del rendimiento de los sistemas de potencia en horarios pico. Las micro-redes posibilitan un incremento de la confiabilidad, debido a la capacidad de los generadores distribuidos de entregar la energía a la red en casos de emergencia o cuando la generación supera al autoconsumo [1],[7][8][9].

Otro motivo por el cual las micro-redes, específicamente las que en forma parcial o total funcionan con corriente continua, como la que se puede observar en la figura 1, donde además se observan características como el punto

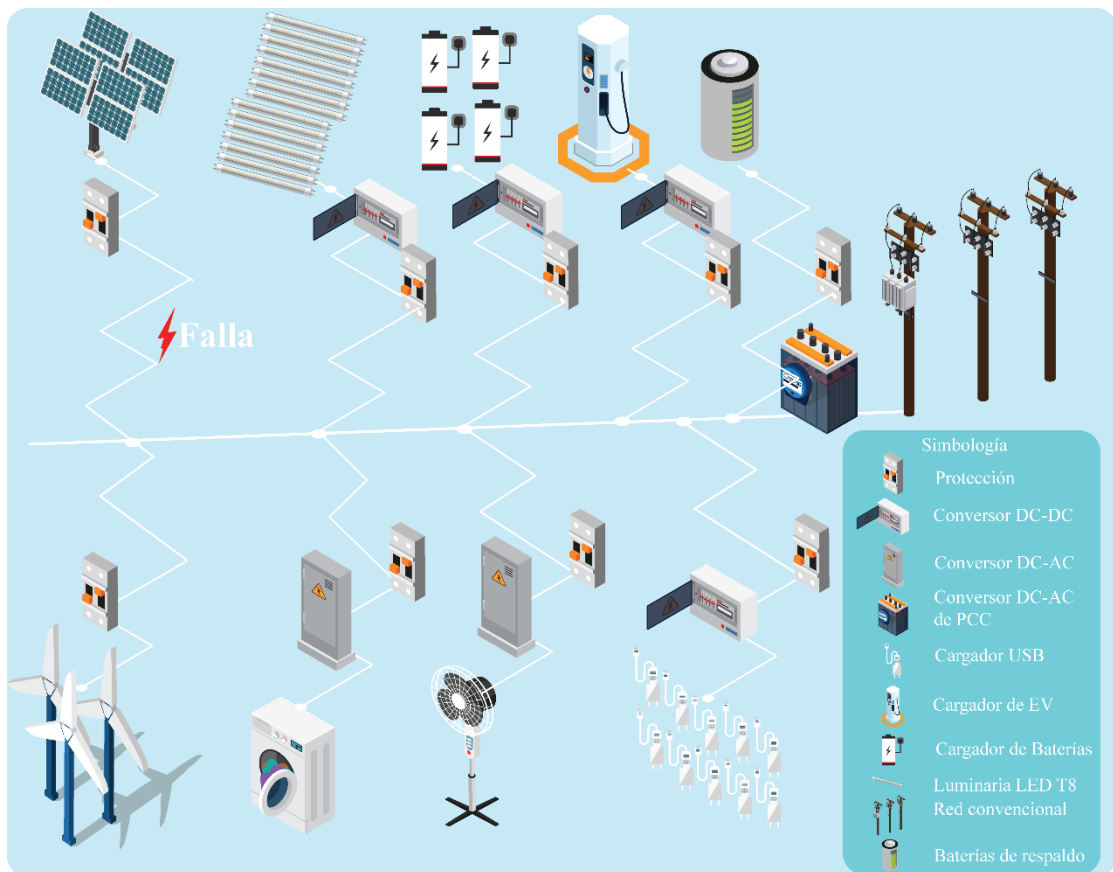


Figura 1: Micro-red AC-DC con conexión a la red y protecciones

de conexión común a la red, y uno de los mayores problemas que se analiza en el presente documento que es la protección de la micro-red. Estas redes están siendo estudiadas más a detalle en todo el mundo para la incorporación de nuevos mecanismos de generación como son los paneles solares o las celdas de combustible, así como medios de almacenamiento como las baterías o los supercapacitores que funciona a DC [10] [11]. El uso de una micro-red de DC para aplicaciones específicas también conlleva beneficios asociados a la mejora de confiabilidad, rendimiento, eficiencia, flexibilidad, suponiendo una forma de evitar las pérdidas en líneas asociadas a la distribución en AC [12][13]. A ello se le debe añadir la incorporación de elementos que funcionan mediante electrónica de potencia como son los convertidores DC-DC o los inversores de DC-AC, elementos que son necesarios para la

incorporación de las micro-redes en los sistemas de distribución tradicionales, sabiendo también que las micro-redes pueden aumentar el grado de eficiencia de un sistema de distribución de electricidad debido a que el uso de transformadores para elevación y reducción de los valores de voltaje puede ser evitado [14][15].

En estos estudios, también se vuelve clave entender que estas variaciones o la incorporación de otros elementos a la red, implican que los elementos tradicionales de protección, operación y control de las redes, no sean adecuados para realizar estas tareas cuando se los incorporan en las diversas etapas de las micro-redes [16]. Es por ello que son varias las investigaciones y propuestas que se establecen para realizar una adecuada protección de las micro-redes frente a diversos tipos de falla que se pueden producir en los componentes y la estructura de las MR, tanto en corriente

continua como en corriente alterna. Un punto común de los trabajos asociados a esta problemática es que se busca que se cumplan con los criterios técnicos de protección de los componentes esenciales de la red, pero también que el sistema de protecciones resulte económicamente factible de ser implementado [17][18][19].

La naturaleza cambiante del funcionamiento de la micro-red (MR) y de sus condiciones hace que la protección de sus componentes principales sea un verdadero desafío desde su implementación y puesta en marcha; esto incluye las variaciones que ocurren en las condiciones eléctricas de funcionamiento cuando la MR está funcionando en modo aislado de aquellas que se presentan cuando está conectada a la red convencional. Esto tiene que ver principalmente con los valores de corriente de cortocircuito que varían en gran medida en función del modo de funcionamiento de la MR, volviendo a elementos como los reconectores y fusibles poco capaces de proteger las micro-redes por su alta dependencia a la magnitud local de la corriente o volviendo poco factible la calibración de las protecciones comúnmente usadas en sistemas de red conectada de AC [17][20][21].

En otro punto, aquellas redes en las que los medios de generación que se coloquen, sean estos de naturaleza renovable o tecnologías convencionales alimentan cargas que funcionan con corriente continua como otras cargas que funcionan con AC; suponen la colocación de protecciones para ambos casos. Tradicionalmente las cargas de DC no han contado con medios de protección especializados o ni siquiera se protegen, en esta aproximación únicamente se tiene sistemas que permiten el corte de la unión entre DC a

AC. Este corte supone que tanto las cargas de AC como las de DC sean interrumpidas, sin importar el lugar de la red en donde ocurre la falla. Otras prácticas mencionadas en la literatura incluyen la colocación de interruptores o de protecciones tipo fusible pero este tipo de elementos pero que solamente son efectivas para determinado tipo de fallas que se pueden producir, principalmente sobrecorrientes, dejando expuestas a las cargas y elementos de DC cuando se producen eventos que no corresponden a los que fueron destinados elementos como los interruptores y fusibles. Otro desafío a superar para la protección de la micro-red de DC es la inexistencia de un punto natural de cruce por cero [22][23][24].

En [5] hacen frente a la problemática de protección de las micro-redes desde la perspectiva de que tales sistemas deben ser completamente adaptativos, para ello se requiere conocer en tiempo real las condiciones de operación actuales de la MR en todo momento, lo que solo se puede lograr si los dispositivos de protección están conectados directamente a los mecanismos de operación y control. Para ello se propone una constante compartición de la información con medios adecuados de comunicación y estándares adaptados a la realidad de la industria que permiten la detección rápida y eficiente de los eventos de falla. Para comprobar la efectividad de lo propuesto, los autores realizan una simulación basada en una micro-red existente con su respectivo esquema de protecciones, con dispositivos colocados en la cercanía a los componentes más sensibles de la MR, revisando tanto la estrategia de comunicación como las configuraciones realizadas a tres dispositivos de protección de la red.

En [22] se basa en el análisis de las micro-redes que se forman en los centros de procesamiento de datos donde se deben alimentar cargas tanto de AC como de DC. La propuesta consiste en la utilización de contactores que están instalados lo más cerca posible a los convertidores de energía, de tal forma de reducir la posibilidad de ocurrencia de falla en estas secciones, donde las unidades de protección cuentan también con interruptores que permiten el control del terminal positivo y negativo de la línea de distribución de la energía; esta unidad de protección también cuenta con dispositivos de medición de la corriente que circula por todo el circuito. En este caso se opta por el uso de contactores para la descarga segura del circuito una vez que se supera la falla, debido al costo reducido que tiene si se los compara con breakers de DC. Según esta investigación, su propuesta permite evitar la interrupción del suministro de energía a las cargas, logrando también el despeje de las fallas mediante contactores en forma segura.

En [25] y [26] se establece una estrategia de protección de las micro-redes que consiste en la coordinación del control de los interruptores de arco y los convertidores de energía que actúan como medio de conexión entre las cargas y los generadores. Según los autores de estos documentos, esta aproximación limita la intensidad de las corrientes de falla y también permite que el suministro a las cargas no se vea interrumpido; reduciendo también el tiempo requerido para restringir la afectación del corte de energía a menos de 10 milisegundos. En este caso se reemplazan los breakers de DC por contactores de segmentación, realizando una coordinación de la acción de tales dispositivos con las acciones que ocurren los convertidores electrónicos de energía que son totalmente controlables,

enfaticando que de los dispositivos de conversión deben contar con este tipo de tecnología. En este documento se observan buenos resultados para convertidores DC-DC, pero se asegura que esta coordinación se puede emplear con inversores DC-AC.

Los autores de [25] establecen que las protecciones que sean dedicadas para las micro-redes están todavía en pleno desarrollo, por ello se debe adaptar la estructura de las protecciones existentes a las condiciones de funcionamiento de una MR. Para cumplir con esta premisa con costos reducidos, en esta investigación emplean relés de sobrecorriente direccionales (DORCs) y relés de distancia, señalando que los costos asociados a comunicación de tales dispositivos son bajos. Los resultados establecen que esta configuración es efectiva para micro-redes cuya componente de generación son en su totalidad generadores sincrónicos, pero a la vez también es capaz de detectar las pequeñas corrientes asociadas a generadores que aprovechan energías renovables. Para una correcta protección de las MRs en sus distintos modos de operación, el documento propone la introducción de un elemento direccional que sea capaz de diferenciar el sentido en el que ocurre la falla, mostrando buenos resultados en las simulaciones.

El presente trabajo propone el uso de contactores de arco para la protección de la micro-red, esto basado en el trabajo de [26][27], en este caso cuando se produce una falla hay una corriente DC que circula a través de los diodos que componen el sistema de protección, de tal forma que se produce un cruce por cero que permite la operación segura de cierre de los contactores, lo que además permite el aislamiento de la zona que se encuentra en falla. Se analiza el funcionamiento y tiempo de operación

que tiene el contactor en una micro-red propuesta que alimenta cargas de AC y DC, que tienen convertidores DC-DC y DC-AC, con medios de generación fotovoltaicos y de energía eólica, así como el impacto de la corriente de falla en diversos puntos de la red. La red en estudio contiene un punto de conexión común hacia la red (PCC).

En lo sucesivo, este documento se organiza de la siguiente forma, en la sección 2 se encuentra el marco teórico de las micro-redes y su protección, luego en la sección 3 se describe el problema a resolver, lo que incluye la composición de la micro-red que está en estudio y el esquema de protección propuesto. En la sección 4 están los casos de estudio de fallas que se presentan en la micro-red planteada, en la sección 5 están los resultados obtenidos que tienen relación a las corrientes de falla y el tiempo de despeje de los eventos. La sección 6 establece las conclusiones del presente estudio.

2. Marco teórico

La estructura de una micro-red puede ser dividida en varios componentes base: carga, micro-generación y dispositivos de almacenamiento de la energía. Adicional a ello para tareas como el control de los elementos de generación y conversión de la electricidad, las MR cuentan con dispositivos que funcionan con electrónica de potencia. En cambio, si se le considera a una micro-red como una parte de los sistemas tradicionales de potencia, la MR puede ser considerada como un dispositivo de control que es capaz de responder rápidamente a las necesidades de la red externa de transmisión y distribución [28] [29].

2.1 Micro-redes

El uso de una micro-red para aplicaciones específicas tiene beneficios asociados a la mejora de confiabilidad,

rendimiento, eficiencia, flexibilidad, suponiendo una forma de evitar las pérdidas en líneas asociadas a la distribución en AC [12][13]. A ello se le debe añadir la incorporación de elementos que funcionan mediante electrónica de potencia como son los convertidores DC-DC o los inversores de DC-AC, elementos que son necesarios para la incorporación de las micro-redes en los sistemas de distribución tradicionales, sabiendo también que las micro-redes pueden aumentar el grado de eficiencia de un sistema de distribución de electricidad debido a que el uso de transformadores para elevación y reducción de los valores de voltaje puede ser evitado [14][15], a continuación se revisa las características de las micro-redes.

2.1.1 Micro-generación

Los medios generadores pueden ser divididos en aquellos que se acoplan mediante dispositivos electrónicos (ECGD) y aquellos que se acoplan como máquinas rotativas; esta clasificación se ejecuta debido a que cada tipo de unidad generadora cuenta con características específicas en términos de control y protección [30].

2.1.1.1 Generadores ECGD:

Son todas aquellas unidades que requieren un inversor de AC-DC o convertidor de fuente de voltaje (VSC) como medio para el acoplamiento de la generación a la red y a las cargas que alimenta. La capacidad requerida del inversor para alimentación de las cargas determina si este es de tipo monofásico o trifásico. Dentro de este grupo de medios de generación se encuentran los generadores eólicos, los paneles solares que aprovechan el efecto fotovoltaico. Este tipo de generación puede o no ser despachable. En caso de que lo que se genera no se despache, normalmente para el control de las unidades se emplea

una estrategia de seguimiento del máximo punto de potencia (MPPT) [31].

2.1.1.2 Generación con acoplamiento rotativo

Son aquellos dispositivos que se construyen para ser acoplados mediante máquinas rotativas; dentro de este grupo se encuentran los generadores eólicos que contienen una máquina de inducción jaula de ardilla (SCIM), también los que incorporan un dispositivo de inducción doblemente alimentado y los generadores de tipo convencional no renovable que funcionan con combustibles fósiles o gas [31].

2.1.2 Cargas

Típicamente, las cargas que alimenta una micro-red son eléctricas y térmicas; de esta forma pueden ser clasificadas por su nivel de importancia en:

2.1.2.1 Cargas críticas

Correspondiente a aquellas que tienen prioridad para mantenerse alimentadas frente a cualquier evento, inclusive cuando existe una baja generación por parte de las unidades propias de la micro-red teniendo en este caso tomar acciones como la conexión a la red para mantener estas cargas con suministro constante de energía eléctrica [32].

2.1.2.2 Cargas no sensibles

En otro grupo se encuentran las cargas que no tienen alta relevancia, también conocidas como cargas controlables y que, son aquellas que pueden entrar a procesos de respuesta a la demanda y de alivio de la carga en modo aislado y conectado para lograr una operación estable de la red. Este tipo de cargas pueden llegar a tener un horario en el que es posible alimentarlas y períodos completos en que la micro-red no podrá suministrar energía. La elección de la prioridad de una carga normalmente depende de varios factores entre los que las señales económicas y de tarifas pueden ser determinantes [32].

2.1.3 Almacenamiento

Los componentes que permiten el almacenamiento de la energía esenciales dentro de la operación de una micro-red debido a que pueden ser empleados como respaldo de los medios de generación durante un periodo específico de tiempo para el que son concretamente dimensionados. Los progresos que se han logrado en el campo del almacenamiento de la energía eléctrica han dado paso a la mitigación de la fluctuación en el suministro de la energía cuando se emplean generadores que aprovechan energías renovables [33]. Entre las tecnologías que se emplean para el almacenamiento se encuentran:

2.1.3.1 Baterías de plomo-ácido

Es la batería más común para una variedad de aplicaciones debido a su simplicidad y su bajo costo; los usos más tradicionales son como arranque y en UPS. En el caso de redes estacionarias como las MR, permiten la estabilización del suministro de energía cuando se emplea generación renovable. Dentro de sus debilidades se encuentran su poca densidad energética y que se podría requerir un número elevado de baterías para suplir las necesidades energéticas de las micro-redes [34][35].

2.1.3.2 Baterías de litio

El uso de este tipo de batería está ampliamente posicionado tanto en pequeños dispositivos electrónicos como en vehículos y sistemas de distribución de la electricidad, en este último caso en las MR se emplean para soportar el voltaje y la frecuencia. Uno de los desafíos de emplear este tipo de batería es su control, pudiéndose obtener mejoras en la entrega de la energía en forma instantánea sin afectar la vida útil del componente, cuando se realiza un adecuado monitoreo de su temperatura de operación [34][36].

2.1.3.3 Supercapacitores

Esta tecnología tiene una velocidad de respuesta a la demanda de la red que es muy superior a la que puede entregar cualquier batería debido a que no requiere la existencia de una reacción, sin tener problemas incluso cuando se produce una circulación de corriente de magnitud elevada. Parte de los desafíos para uso en MR es el peso de cada elemento y que actualmente solo se puede usar como almacenamiento de periodo corto, teniendo que emplearse en compañía de otros medios de almacenamiento formándose sistemas de acumulación híbridos [34][37].

2.2 Tipos de micro-redes

Las micro-redes pueden ser divididas en función de las características y propiedades de las cargas y los alimentadores que los componen, en especial del alimentador que se constituye en la estructura principal de la MR, de esta forma se establece la siguiente clasificación:

2.2.1 Micro-redes urbanas:

Son aquellas cuyos alimentadores están un área de alta densidad poblacional o concentrada en una zona industrial. La red está densamente cargada y los brazos de la red son cortos con un desbalance poco significativo. Este tipo de MR tiene una relación de cortocircuito por debajo de 25 MW en su punto de conexión común, sabiendo que cuando se encuentra conectada a la red convencional, las magnitudes del voltaje y la frecuencia dependen de los valores nominales de este sistema. Otra característica es que las fuentes de generación se pueden sincronizar con facilidad cuando se requiere conectar la micro-red a la red convencional [17].

2.2.2 Micro-redes rurales

Se consideran como MR rurales en un área donde la población está dispersada

y por tanto la carga también tiene esta característica. A diferencia de las áreas urbanas, en esta micro-red tanto la rama principal como las secundarias son largas, con una corriente de circuito menor a la que existe en zonas con alta densidad poblacional, el desbalance puede ser elevado, así como las fluctuaciones.

Otra característica es que las unidades de generación disponibles juegan un papel preponderante en el voltaje de la red convencional cuando la MR es conectada y por tanto se pueden usar para asistir la regulación de voltaje del alimentador [4][17].

2.2.3 Micro-redes no conectadas

Son aquellas MR que se encuentra geográficamente alejada de la red convencional eléctrica de potencia sin posibilidad de ser conectada o en un lugar donde se encuentre completamente rodeada de vegetación por lo cual la red convencional no es factible de ser colocada.

Por definición este tipo de MR siempre opera en modo aislado, pero han tenido una amplia aceptación debido a la existencia de incentivos y motivaciones de índole social, económica, política y ambiental, que han posibilitado la rápida implementación de este tipo de redes, en especial cuando cuentan con medios de generación que aprovechan recursos energéticos renovables [38].

2.3 Protección de micro-redes

Como se ha mencionado en la introducción, uno de los mayores desafíos para un uso extendido de las MR es su protección debido a los cambios que supone la incorporación de generadores distribuidos que son claves en este tipo de redes en términos de la existencia de flujos bidireccionales, la coordinación que debe existir entre las protecciones y otras características

fundamentales que se analizan en lo sucesivo y se muestran en la figura 2 [39].

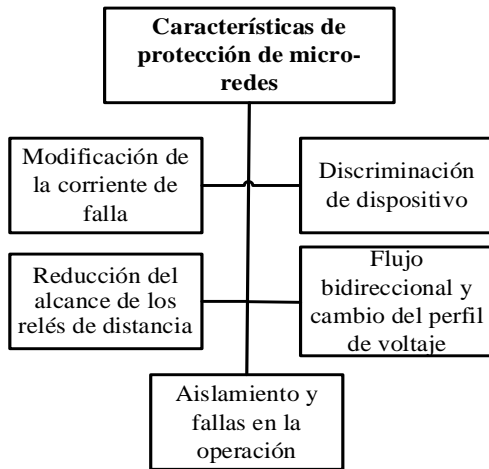


Figura 2: Parámetros de protección de micro-redes

2.3.1 *Modificación de la corriente de falla*

Un sistema de protecciones considera la existencia de un determinado nivel de corriente de falla para la correcta coordinación de los componentes que protegen. En el caso de las MR la corriente cambia constantemente debido a la conexión y desconexión de generadores, cargas e inclusive de la red convencional al entrar en modo aislado. A ello se debe añadir que equipos como los inversores limitan la corriente de falla existente; por tanto, se deben establecer formas de protección que puedan saber la condición real de funcionamiento de la red y poder adaptarse a tales cambios, esto es más necesario con generación PV en la MR. Las características de una falla en una MR varían en amplitud, dirección y tiempo de duración respecto a la red tradicional [39][40].

2.3.2 *Discriminación de dispositivo*

A diferencia de las redes convencionales donde en función de la distancia varía la magnitud de corriente de falla, una MR con GD tiene limitado el valor máximo de corriente de falla. Esta característica hace que la magnitud de la intensidad de falla se mantenga casi constante en

diferentes ubicaciones, por ello, se debe contar con estrategias que puedan reconocer el punto de ocurrencia de la falla [39].

2.3.3 *Reducción de alcance de los relés de distancia*

El alcance de un relé de distancia es la máxima distancia que causa que este relé dispare dentro de una zona. En las MR cuando ocurren fallas en ciertos puntos críticos incluyendo aguas abajo de una fuente de generación, se producen errores en la medición de la distancia de falla lo que puede provocar que las protecciones no se disparen o se disparen tardíamente, efecto que se debe contrarrestar con nuevas protecciones que sean efectivas en estos puntos [39].

2.3.4 *Flujo bidireccional y cambio del perfil de voltaje*

El cambio de sentido del flujo de potencia es normal en una MR por diversas condiciones incluyendo contar con excesos en la generación. El cambio en el sentido también produce gradientes de voltaje inversos que pueden resultar en violaciones de los límites operativos lo que dificulta la operación de relés direccionales tradicionales [39].

2.3.5 *Aislamiento y fallas en operación*

En una MR ocurren fallas en la operación de protecciones incluyendo activaciones de relés con fallas que se encuentran fuera de su zona, lo que puede afectar líneas y elementos que no tienen problemas. Esto puede conducir a problemas graves como pérdida de generación por aislamiento, volviendo incontrolable la frecuencia y voltaje de la red. También puede haber activación errónea o a destiempo de reconectores de la red [39].

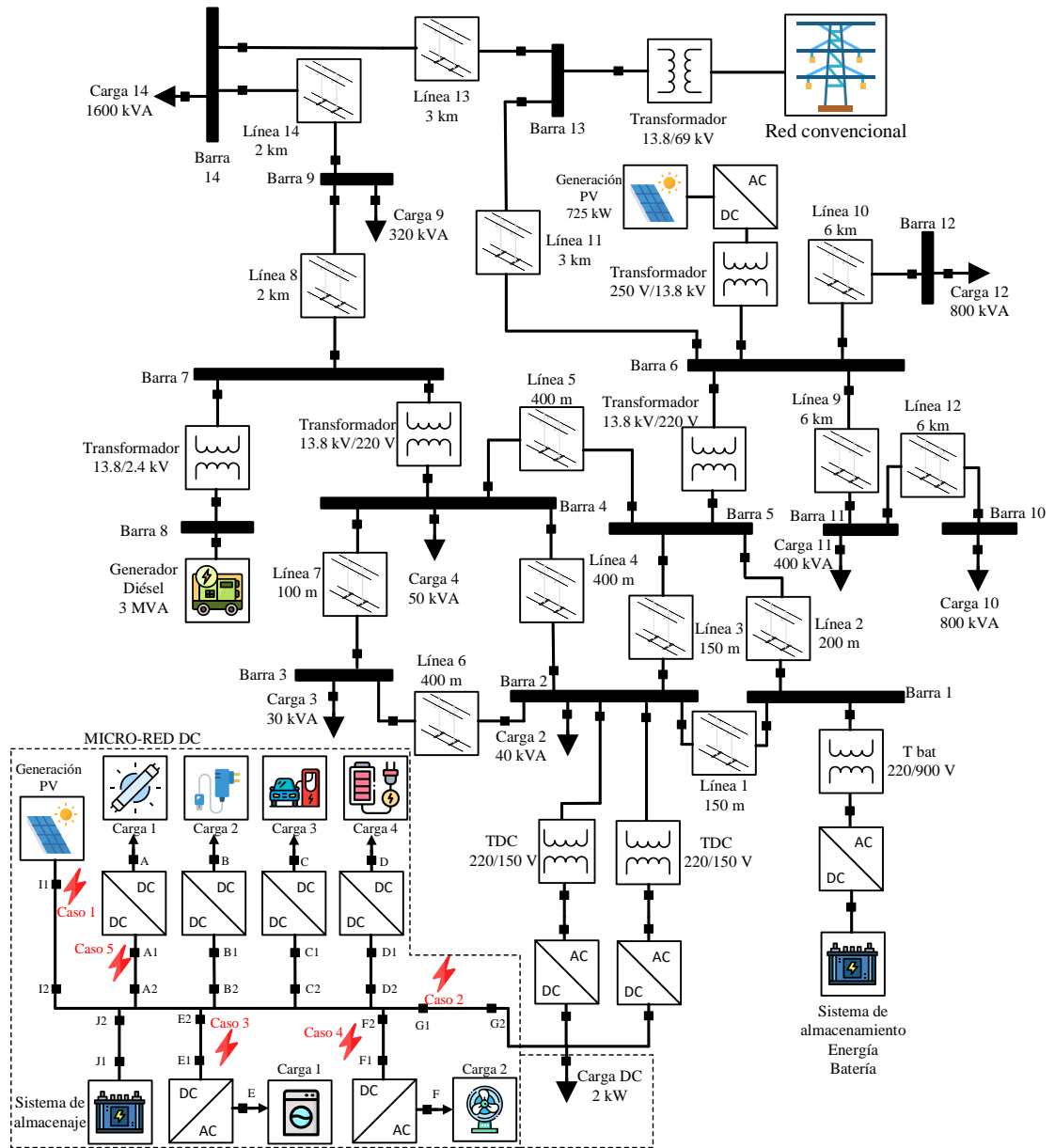


Figura 3: Casos de estudio de la micro-red propuesta con contactores de protección

3 Descripción del problema

Las MR se componen de elementos que se mencionaron y analizaron en las secciones previas, para el caso específico de estudio del presente documento se tiene una red que está basada en el sistema de 14 barras IEEE de pruebas, basada en el trabajo de [41], añadiendo los elementos de la micro-red DC en la barra 2, en la figura 3 se implementan elementos de conversión para la conexión de diversos componente, hay cargas de DC como cargadores, luminarias, con convertidores tipo buck DC-DC, también hay baterías, así como

inversores de DC-AC, para las cargas de AC, así como una red de AC llena de líneas y generadores para la alimentación de más cargas. En la red también hay transformadores para un funcionamiento de la red principal a 13.8 kV y de micro-red DC a 150 voltios.

3.1 Elementos de la micro-red

Las características más relevantes de cada dispositivo que se muestra en la figura donde además se muestran los casos de estudio que se establecen más adelante, se muestran en lo sucesivo.

3.1.1 Generador eólico

El modelo empleado es uno de paso variable. Se considera la existencia de un coeficiente de rendimiento (C_p) de la turbina es la salida de potencia mecánica de la misma dividida por la potencia eólica y una función dependiente de la velocidad del viento, la velocidad rotacional y ángulo de pivoteo. Las características de configuración se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1: Características generación eólica

Parámetro	Valor
Potencia nominal	8500 W
Vel. base de viento	12 m/s
Máxima potencia a vel. base	80 %
Vel. rotacional base	100 %
Ángulo pitch base	0

3.1.2 Generador fotovoltaico

Se ha colocado un arreglo de paneles solares el cual tiene como entradas la temperatura y la irradiancia ambiental del sitio donde será colocado el arreglo cuyas características más relevantes se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 2: Características generación PV

Parámetro	Valor
Volt. Circuito abierto (Voc)	600 V
Volt. máximo	820 V
Volt. Salida	750 V
Corriente salida	6.227 A
Potencia salida	10000 W

3.1.3 Almacenamiento y respaldo energía

El modelo de batería implementado cuenta con un sistema de administración del estado de la carga (SOC) que tiene como entrada la constante medición del estado real del medio de almacenamiento, de esta forma se determina si es o necesaria la habilitación de la carga de la batería. Las especificaciones del acumulador son las siguientes:

Tabla 3: Características de baterías

Parámetro	Valor
Voltaje nominal	200 V
Capacidad nom.	6.5 Ah
Carga inicial	95%
Tiempo respuesta bat.	30

3.1.4 Conversor DC-DC

Cada una de las cargas de DC cuenta con este tipo de convertidor, el control de este dispositivo se realiza mediante modulación del ancho de pulso, la modificación del PWM modifica la magnitud de voltaje que se le entrega a cada una de las cargas, esto se expresa de mediante (1) [12], [26], [27].

$$V_{out} = d * V_{in} \quad (1)$$

En este caso d representa el ciclo de trabajo (duty) que permite la obtención del voltaje de salida V_{out} a partir del voltaje de entrada V_{in} que proviene de alguna fuente de generación o de la red.

Tabla 4: Características conversor buck DC-DC

Parámetro	Valor
Frecuencia del PWM	10 kHz
Tiempo de muestreo	0
Disp. de control	MOSFET

3.1.5 Conversor DC-AC

Al igual que el convertidor de DC, este inversor también tiene un control por medio de modulación de ancho de pulso, el modelo implementado en Simulink cuenta con controles que permiten el ajuste de los parámetros más relevantes resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 5: Características inversor DC-AC

Parámetro	Valor
Frecuencia red	60 Hz
Volt. red	380 V
Frecuencia PWM	10 kHz
Potencia salida	10000 W

3.1.6 Cargas de DC

El sistema cuenta con 4 tipos de cargas de DC, cada una tiene un número determinado de cargas, potencia nominal, voltaje de placa que se ajusta

por medio de los convertidores DC-DC, además de una denominación común, esto se expresa en lo sucesivo.

Tabla 6: Características de las cargas de corriente continua

Carga 1	
Parámetro	Valor
Denominación	Luminaria LED T8
Potencia nominal	270 W
Voltaje nominal	100 V
Cantidad	15
Carga 2	
Parámetro	Valor
Denominación	Cargador USB
Potencia nominal	75 W
Voltaje nominal	5 V
Cantidad	10
Carga 3	
Parámetro	Valor
Denominación	Cargador rápido EV
Potencia nominal	25 kW
Voltaje nominal	100 V
Cantidad	1
Carga 4	
Parámetro	Valor
Denominación	Cargador baterías 12- 24 V
Potencia nominal	100 W
Voltaje nominal	24 V
Cantidad	1

3.1.7 Cargas de AC

Las cargas de AC son colocadas cada uno con su inversor tipo AC-DC de tal forma de poder cumplir con facilidad con los requerimientos técnicos por cada dispositivo conectado, se debe mencionar que, aunque estas cargas no representan un valor elevado de potencia, si se las compara a las cargas de DC, en especial a la del cargador de baterías de un vehículo eléctrico; es muy importante establecer que tengan un funcionamiento adecuado dentro de una MR debido a que estas cargas son las más comunes en las locaciones residenciales, los aspectos relevantes de estas cargas se muestran a continuación:

Tabla 7: Características de las cargas de corriente alterna

Carga 1	
Parámetro	Valor
Denominación	Lavadora carga frontal
Potencia nominal	3000 W
Voltaje nominal	220 V
Frecuencia nominal	60 Hz
Cantidad	1
Carga 2	
Parámetro	Valor
Denominación	Ventilador
Potencia nominal	70 W
Voltaje nominal	220 V
Frecuencia nominal	60 Hz
Cantidad	1

3.2 Esquema de protección propuesto

El sistema se compone de varios mecanismos que permiten la detección de las fallas y de la variación de la estructura de la micro-red en función de los componentes que están situados estratégicamente en los componentes de la MR. Existen equipos que son capaces de medir las magnitudes de la corriente $I_n(t)$ y del voltaje $V_n(t)$ de esta forma es posible el cálculo de la resistencia equivalente $R_n(t)$ en los terminales de salida en cada tiempo de muestreo según (2). Los valores de corriente y voltaje indicados corresponden a magnitudes filtradas y discretizadas y la resistencia al valor en el dispositivo n-ésimo.

$$R_n(t) = \frac{V_n(t)}{I_n(t)} \quad (2)$$

El valor calculado luego es empleado por el controlador para tomar decisiones respecto al valor de límite de la corriente o la existencia de una señal de habilitación del dispositivo. Cuando la resistencia calculada resulta menor que un valor de umbral, provoca una reducción del valor de corriente. Esta reducción se mantiene mientras la resistencia no retorne a su valor nominal.

Este modo de funcionamiento permite que el sistema propuesta pueda realizar la detección entre estados normales y de falla en la micro-red. Se debe mencionar que la resistencia de umbral R_{um} tiene que ser más pequeña que la resistencia equivalente correspondiente a la carga máxima que el sistema puede aceptar y que se expresa en (3).

$$R_{um} < \frac{V_{nom}^2}{P_{nom}} \quad (3)$$

Para complementar la estructura de funcionamiento del sistema de protección, existe un controlador en cada uno de los contactores de la micro-red que permite la segmentación de cada carga del ramal principal. En este caso se debe mencionar que el controlador considera parámetros como la prioridad de la apertura de cada dispositivo. A diferencia de lo que ocurre con los interruptores de circuito que funcionan en las redes convencionales, la lógica de este sistema establece que los contactores solo se abren cuando la corriente cae a su valor nominal de apertura, en esta condición el contactor puede abrirse sin causar daños para extinguir la corriente restante. La estructura del contactor propuesto para el funcionamiento se muestra en la figura 4.

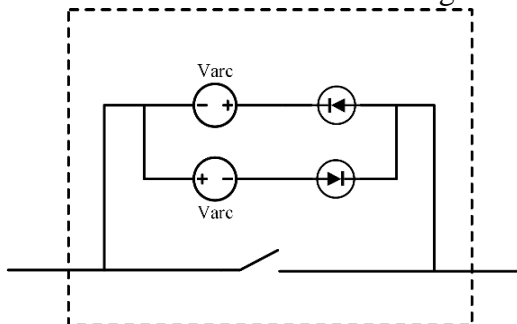


Figura 4: Modelo de protección por contactor

Cuando el contactor excede su valor de disparo también se puede conocer la dirección en la que circula la corriente lo que permite que los contactores que están en la zona puedan activarse en caso de requerirlo.

Cuando la resistencia equivalente medida reduce su valor durante un tiempo determinado luego de la existencia de una condición de alarma y la corriente es positiva, cada contactor es responsable por su respectiva apertura. El periodo de tiempo en que se analiza la condición de la resistencia equivalente debe ser definido por una constante de tiempo del ramal principal.

3.3 Pseudocódigo

Para una mejor comprensión de lo descrito para la protección de las micro-redes se presenta el siguiente pseudocódigo en la tabla 8.

Tabla 8: Algoritmo de protección de MR

Algoritmo para la protección de micro-redes con contactores

Paso 1: Inicio

Paso 2: Declaración de variables de entrada e inicialización

Band_falla=0 → variable binaria que indica existencia de falla en 0 = operación normal, 1 = falla

Band_recon=0 → variable binaria que indica si se puede hacer la reconexión manual o automática. 0 = no preparado, 1 = preparado

Contactor_cmd=1 → variable binaria de condición del contactor, 1 = cerrado, 0 = abierto

A → Umbral de disparo de primer nivel

T_a → Periodo de tiempo de umbral de primer nivel

Resetear contactores.

I_{ap} → Valor nominal de corriente a partir del cual es segura la apertura de un contactor

T_s → Constante de tiempo del ramal principal

T_{esp} → Constante de tiempo de espera para reconexión

Paso 3: Si $I(n) > 0$ & $R(n) < Vn/2 * In$

Hacer Condición de alarma

t=t+1

Tiempo= t*T_s

Ir a paso 4

Sino Repite paso 2

Paso 4: Si $I(n) > 0$ & $R(n) < A$ & Tiempo > T_a

Hacer Detección de una falla

Band_falla=1

Ir al paso 5

Sino Repite paso 3

Paso 5: Si $I(n) <= I_{ap}$

Hacer Comando de apertura

Contactor_cmd = 0

Ir al paso 6

Sino Repite paso 4

Paso 6: Si $I(n) = 0$

Hacer Espera de reconexión
Espera = Espera + T_s
Sino Repite paso 5

Paso 7: Si $Espera > T_{esp}$

Hacer Indicación reconexión
Band_recon = 1
Sino Repite paso 6

Paso 8: Si $R(n) > V_n/I_n$

Hacer Reinicio
Sino Repite paso 7

Paso 9: Fin

4 Casos de estudio

Para analizar el comportamiento de los dispositivos de protección colocados en la micro-red de la figura 3, se han podido establecer los casos de estudio que se presentan en lo sucesivo, tales escenarios se establecen para entender la influencia de las fallas en las diversas zonas de la MR, esto es en la generación, en la zona de conversión de la energía de DC-DC y de DC-AC, así como en el punto de conexión común hacia la red de AC de distribución. Tales casos de estudio se establecen a continuación.

4.1 Caso 1: Protección a la salida del arreglo fotovoltaico

El primer caso de estudio corresponde a la ocurrencia de una falla a la salida de la conexión del arreglo de generación fotovoltaico, un punto clave a proteger y para distinguir lo que ocurre debido a que es uno de los componentes más relevantes de la micro-red. Es muy importante la protección de este punto debido a que es uno de los componentes que se encarga del abastecimiento de la demanda de las cargas tanto de AC como de DC, es importante mencionar que a pesar de que la figura muestra solo una parte de la red, se analiza los efectos del evento de falla en toda la micro-red.

4.2 Caso 2: Protección del inversor del punto de conexión común

El segundo evento de falla dentro de la MR es el ocurrido en las cercanías del nodo G2, que corresponde al inicio de la

línea de conexión entre los componentes de la micro-red al inversor que corresponde al punto de conexión común PCC de la red convencional, punto que es especialmente relevante cuando la energía producida y almacenada es insuficiente para el abastecimiento de la demanda de las 6 cargas que están conectadas.

4.3 Caso 3: Protección de convertidor de conexión a lavadora

El tercer caso corresponde a un evento de falla en el nodo E1 que corresponde al punto de conexión del inversor de la carga de CA 1, una lavadora de carga frontal. Es importante establecer cómo se comporta la corriente de falla en este punto, debido a que el valor máximo está limitado electrónicamente por el equipo de conversión de la energía, pero el análisis corresponde a toda la MR planteada.

4.4 Caso 4: Protección de convertidor de conexión a ventilador

El cuarto escenario corresponde a la existencia de un evento de falla en el nodo F1, que es la conexión del inversor de la carga de CA 2, que es un ventilador. El punto F1 se une a F2 por medio de conductor. Resulta relevante analizar la corriente de falla en este punto, debido a que los resultados deberían tener similitud con los obtenidos en el caso 3, debido a que ambos sufren la limitación electrónica de los componentes del sistema de inversión de la energía eléctrica.

4.5 Caso 5: Protección de convertidor de la carga DC de luminarias LED T8

El quinto escenario plantea la ocurrencia de un evento de falla en el nodo A1, correspondiente al punto de conexión del convertidor DC-DC de la carga 1 de corriente continua, que son 15 luminarias tipo Led de tubo T8. El análisis de la corriente de falla en este punto permite

conocer si ante la ocurrencia de una falla en las zonas que tienen una limitación electrónica de la magnitud de la falla donde solamente existe corriente continua, la micro-red puede ser efectivamente protegida por medio del método propuesto.

En la tabla 9 se encuentra un resumen de la ubicación de cada uno de los escenarios que se plantean para el análisis de la protección de la micro-red planteada.

Tabla 9: Resumen de ubicación de fallas de los casos de estudio

Caso de estudio	Ubicación falla
Caso 1	Nodo I1
Caso 2	Nodo G2
Caso 3	Nodo E1
Caso 4	Nodo F1
Caso 5	Nodo A1

5 Análisis de resultados

La presente sección permite la revisión de la composición de la micro-red establecida, además se indica gráficamente los datos correspondientes a las simulaciones de cada uno de los 5 casos presentados en la sección anterior, así como sus respectivas fallas que forman parte del presente análisis, cuyos resultados serán revisados a profundidad a continuación, tomando especial atención de los tiempos de despeje y los valores de corriente de falla.

5.1 Resultados Caso 1: Protección a la salida del arreglo fotovoltaico

En la figura 5 se pueden observar las curvas correspondientes a las protecciones en el momento en que ocurre el evento descrito en 4.1. Se observa el comportamiento de la corriente desde el instante en que se produce la corriente elevando en forma sostenida el valor de corriente hasta casi alcanzar un pico de 350 A, para luego ir reduciendo este valor al momento en que ocurre el disparo de la protección que es en apenas 0.25 ms, siendo un tiempo

regular para la ocurrencia del despeje de todos los casos.

se distingue lo que ocurre con la corriente en diversos puntos de la micro-red, la protección de A1 tiene una acción muy rápida y de periodo corto y un pico que alcanza 100 A, mientras que en el resto de curvas se nota un comportamiento inverso típico donde los tiempos de acción no superan los 0.25 ms, siendo la de mayor tiempo de actuación la del nodo correspondiente a la generación fotovoltaica y que es la falla principal, con un tiempo similar en F1, con tiempos menores en G2 y E1. En el nodo G2 correspondiente a la conexión al inversor que permite la conexión a la red (PCC) se observa una corriente de falla que alcanza 450 A. La corriente en los nodos E1 y F1, correspondientes a las conexiones de inversores de cargas de CA, tienen picos superiores de 1 kA y 800 A.

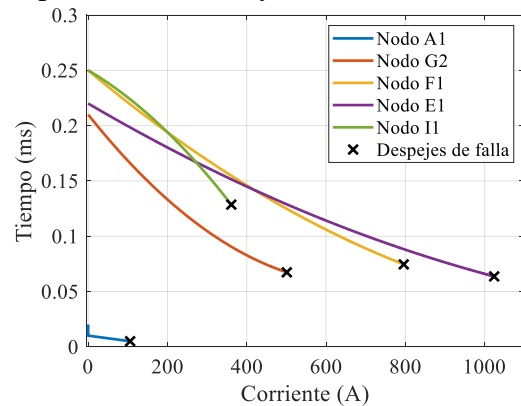


Figura 5: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en la salida del arreglo fotovoltaico

La tabla 10 muestra en resumen las magnitudes de falla pico en cada punto de análisis y el tiempo de despeje de falla de cada contactor involucrado. El despeje más rápido concuerda con la menor magnitud de falla presentada en el nodo A1 y es apenas 0.02 ms, mientras que el más largo es de 0.25 ms correspondiente al contactor en I1 y F1. En este caso la corriente de falla en el nodo 1 es de 105.9 A.

Tabla 10: Resultados Caso 1: Protección a la salida del arreglo fotovoltaico

Nodo	Corriente Max Falla (A)	Tiempo de despeje (ms)
I1	360.095	0.25
G2	500.886	0.21
E1	1023.435	0.22
F1	795.936	0.25
A1	105.880	0.02

5.2 Resultados Caso 2: Protección del inversor del punto de conexión común

En la figura 6 se observa la forma de la corriente de falla que se presenta en el escenario presentado en 4.2, que se presenta en el nodo donde ocurre la falla. Si se realiza una comparativa a la corriente de falla que existió en el nodo 1, se puede notar rápidamente que en esta falla se alcanza un pico de más de 400 A siendo similar al caso 1. El despeje de la falla ocurre a los 0.17 ms, lo que significa una reducción del tiempo de despeje respecto al caso 1. La figura 14 establece el análisis de las corrientes de falla en diversos puntos de la MR, como se puede notar las corrientes de falla en los nodos en análisis I1, E1, F1 tienen picos mayores y que ocurren casi al mismo tiempo que el de la falla principal. La corriente en el nodo A1 tiene un valor menor casi despreciable respecto a los otros picos y ocurre mucho antes de la ocurrencia del pico principal. El nodo I1 presenta una corriente de falla cuyo pico se presenta después de la existencia del pico principal y un valor de más de 400 A. Se nota un comportamiento similar en la protección de A1, el mayor tiempo es el de F1, aunque no coincide con la mayor magnitud. Por otro lado, se puede ver que la protección de F2 tiene un tiempo de actuación rápido y que es coincidente con la segunda menor magnitud de falla. Las curvas de I1 y E1 tienen comportamiento similar al de la primera falla.

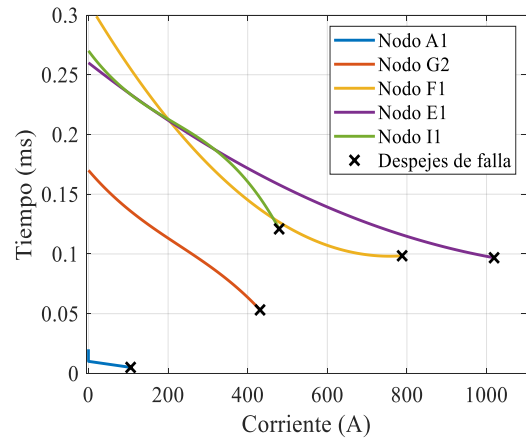


Figura 6: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en inversor del punto de conexión común

La tabla 11 presenta las magnitudes de falla pico en cada zona de la micro-red que se analiza y el tiempo de despeje de la falla del contactor que debe proteger la zona. El despeje más rápido se presenta en el nodo de conexión de la carga de DC y es 0.02 ms, mientras que los demás valores se elevan, siendo el mayor tiempo el de la zona del inversor de la carga 2 de AC, en el nodo F1 con un tiempo de 0.299 ms de despeje. Se puede notar que a pesar de que la falla principal presenta un valor de 430 A, la magnitud de la corriente en A tiene un pico que es exactamente igual al de la falla del caso 1, mientras que en los otros nodos se presentan valores elevados, siendo el mayor el de E1 con 1018 A.

Tabla 11: Resultados Caso 2: Protección de inversor del punto de conexión común

Nodo	Corriente Max Falla (A)	Tiempo de despeje (ms)
I1	478.284	0.270
G2	430.465	0.170
E1	1018.069	0.260
F1	787.629	0.299
A1	105.880	0.020

5.3 Resultados Caso 3: Protección de convertidor de conexión a lavadora

La figura 7 muestra la forma de las curvas de coordinación de protecciones que relacionan el tiempo con la corriente cuando ocurre el evento descrito en 4.3. Si se compara con los casos previos se

nota que el valor pico es superior a los primeros casos alcanzando el 1 kA. El despeje de la falla se produce a los 0.23 ms, siendo muy similar al del primer caso. También se observan las corrientes de falla en otros puntos de la micro-red al punto de ocurrencia del evento anómalo. En este caso, la corriente de falla en otros puntos no alcanza valores que se comparen al de la falla principal. Como en los casos previos la menor intensidad es la del nodo A1. En lo que respecta al pico en el nodo de conexión de la generación la carga de AC y de su inversor F1, este alcanza un pico de 800 A en un tiempo superior al del evento primario. Una situación particular es la de la corriente de falla en I1 que presenta un pico de 500 A. La corriente de falla en G2 tiene una curva más rápida de ascenso y descenso que el resto de ondas, acercándose a 500 A en su pico. Al observar la gráfica se nota un comportamiento muy similar al de los casos previos en la protección de A1, así como en la I1, notándose una reducción del tiempo de acción F1 respecto al caso 2 y también en la falla principal E1; por otro lado, se observa un aumento del tiempo de acción en el nodo G2.

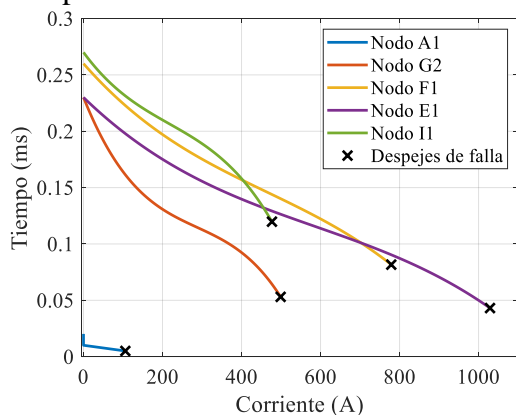


Figura 7: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en el convertidor de conexión a lavadora

La tabla 12 muestra los resultados de corriente de falla pico y el tiempo de despeje que le corresponde a cada contactor de las zonas de la micro-red

que están en análisis. El despeje más rápido se presenta en el nodo A1 y es 0.02 ms, al igual que en los casos 1 y 2, en contraposición, el más largo se produce en el nodo I1 con un tiempo de 0.27 ms de despeje, similar al presentado en el escenario 2. Los picos de corriente son similares a los que se presentan en los casos previos, con tiempos de despeje entre 0.23 y 0.26 milisegundos.

Tabla 12: Resultados Caso 3: Protección de convertidor de conexión a lavadora

Nodo	Corriente Max Falla (A)	Tiempo de despeje (ms)
I1	476.816	0.270
G2	498.988	0.230
E1	1028.513	0.230
F1	778.977	0.260
A1	105.880	0.020

5.4 Resultados Caso 4: Protección de convertidor de conexión a ventilador

En la figura 8 se observan las curvas que corresponden a la variación del tiempo en función de la corriente de cada protección que forma parte del análisis propuesto cuando ocurrió el evento establecido en 4.4. Se analiza que la corriente de falla tiene un valor inferior que casi alcanza los 800 A, la otra diferencia con el caso 3 es que el tiempo de despeje de falla es de 0.26 ms, el mayor tiempo requerido para el despejar el evento principal de cualquiera de los escenarios previos. Al igual que en las fallas anteriores, la magnitud del pico en A1 es significativamente inferior a los otros máximos y se produce antes que el pico del evento principal. Se puede notar que en el nodo I1 un pico de 500 A. En E1 y G2 hay picos de 1 kA y 500 A respectivamente, sabiendo que la falla es similar a la presentada en 4.3. En este caso la curva de A1 no presenta ninguna variación respecto a las mostradas antes, las demás curvas también tienen un comportamiento similar al observado en

el escenario 3, con un tiempo de acción mayor en G2 y E1, mientras que en F1 se mantiene y se produce una ligera reducción del tiempo de acción de I1.

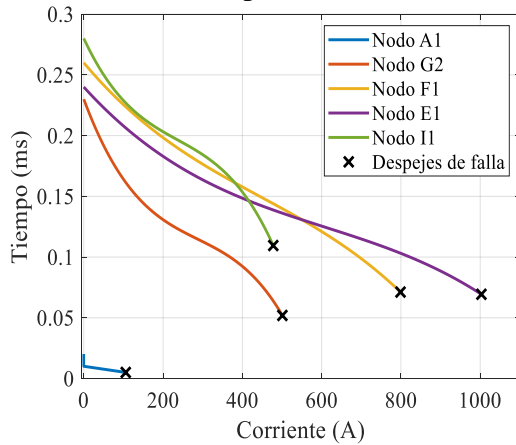


Figura 8: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en convertor de conexión a ventilador

La tabla 13 permite la revisión de los resultados de corriente falla pico y el tiempo de despeje de falla de cada contactor de los nodos de la micro-red de todos los escenarios planteados en este análisis. Tal revisión permite destacar que el despeje más rápido de nuevo se presenta en el nodo A1 y es 0.02 ms, al igual que en los casos 1 y 2, en contraposición, el más largo se produce en la zona PV en el nodo I1 con un tiempo de 0.28 ms de despeje, similar al presentado en el escenario 3. El pico de corriente de A1 es similar al de los casos previos, los demás nodos tienen valores semejantes a los del caso 3, esto tiene concordancia ya que se trata de fallas en sistemas similares.

Tabla 13: Resultados Caso 4: Protección de convertor de conexión a ventilador

Nodo	Corriente Max Falla (A)	Tiempo de despeje (ms)
I1	477.310	0.280
G2	500.945	0.230
E1	1002.858	0.240
F1	798.997	0.260
A1	105.880	0.020

5.5 Resultados Caso 5: Protección de de convertor de la carga DC de luminarias LED T8

Las curvas correspondientes al tiempo según la corriente del escenario 5 propuesto en la sección 4.5 se muestran en la figura 9, tal y como está, lo primero que se destaca en este caso el pico es más bajo con un valor cercano a 100 amperios como máximo, si se lo compara con el resto de los escenarios planteados. Esta es una clara muestra de la limitación electrónica de la falla en este punto y comprueba lo destacado en el estado del arte realizado respecto a la característica de existencia de bajos valores de corriente falla, lo que dificulta la protección efectiva de una micro-red de DC o que contiene cargas de DC. El despeje de esta falla se produce a los 0.02 milisegundos, siendo el menor necesario para cualquiera de los casos que se han planteado previamente. Esta imagen nos muestra magnitudes de las corrientes en todos los nodos que son mucho más altas y no comparables a la presente en el nodo donde ocurre la falla. La cresta de F1 es de 800, la magnitud más elevada de falla de más o menos 1 kA es la existente en E1, mientras que las corrientes en I1 y G2 tienen máximos de magnitud semejante. En la figura también se nota que la operación de A1 es la misma que la ocurrida en los casos anteriores, así mismo se nota un ligero incremento del tiempo de acción del resto de protecciones pero que en ningún caso supera los 0.3 milisegundos. La forma de las curvas de G1, E1, I1 tiene mucha similitud a la existente en los escenarios planteados antes.

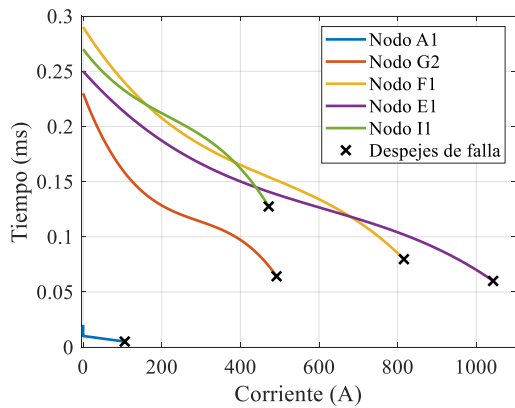


Figura 9: Curvas tiempo-corriente de contactores con falla en convertor de la carga DC de luminarias LED T8

La tabla 14 muestra los resultados de corriente de falla máximos y el tiempo de despeje de la falla de cada contactor de cada uno de los nodos de la MR que forman parte de este análisis. El despeje más rápido se presenta en el nodo A1 y es 0.02 ms y muy similar a la de los casos previos; en contraposición, el más largo se produce en la zona F1, lo que tiene similitud al primer caso. Los tiempos de despeje de los demás nodos son más altos que el del nodo A1, fluctuando entre 0.25 y 0.29 milisegundos. El pico de corriente de A es de magnitud reducida como se notó previamente, mientras que los otros picos son similares a los existentes en las fallas de los escenarios previos.

Tabla 14: Resultados Caso 5: Protección de de convertor de la carga DC de luminarias LED T8

Nodo	Corriente Max Falla (A)	Tiempo de despeje (ms)
II	471.425	0.270
G2	491.671	0.260
E1	1042.597	0.250
F1	815.803	0.290
A1	105.880	0.020

6 Conclusiones

Al realizar el análisis de una micro-red de DC frente a fallas, se puede notar que en diversos la corriente de falla puede alcanzar 1 kA o tener un valor tan reducido como 105 A, lo que se ha

revisado en un modelo de pruebas IEEE que se ha modificado para que sea de tipo híbrido y en el que la micro-red está conectada en conjunto con otras cargas de DC previamente establecidas.

El despeje de fallas por medio de contactores es efectivo porque atenúa la corriente de falla en todos los puntos de la micro-red analizados a valores de entre 10 A a 50 A con rapidez para un despeje seguro.

Los tiempos de despeje en todos los casos no han superado el valor de 1 ms con despejes tan rápidos como 20 microsegundos en la zona de cargas DC o el máximo de 0.29 ms en uno de los inversores que alimenta cargas AC.

El desempeño del algoritmo de detección es adecuado debido a que fue capaz de detectar la falla principal en la zona de cargas DC con un valor pico de 105 amperios y también la falla más grande en uno de los inversores con un valor de 1 kA, posibilitando las acciones de los contactores en tiempos que reducen la afectación a toda la red.

Destacar que en la falla que se presenta en la carga de DC correspondiente a luminarias, a pesar de que la falla principal tiene una corriente de 105 A, en las otras zonas tal magnitud es cercana 1 kA en el punto de conexión a la red de distribución y que, en todos los puntos analizados, el algoritmo pudo despejar tales corrientes de falla, lo que se puede constatar si se realiza la observación de las curvas correspondientes a tiempo-corriente que corresponden a la coordinación de protecciones.

Las fallas que se presentan en los convertidores DC-AC y en el panel solar, generan corrientes de falla inferiores en otros puntos de la red con valores de hasta 1 kA y de 105 A en la carga de DC, lo que establece la característica de limitación de la corriente de falla electrónica en tal punto y que el sistema

de protecciones implementado es efectivo frente a este tipo de limitación de la corriente de falla.

7 Futuros Trabajos y Recomendaciones

La estructura planteada puede ser empleada para realizar comparativas de la protección de diversos tipos de micro-redes, no solo por medio de contactores sino por medio de otras alternativas, pudiéndose establecer un análisis técnico-económico del esquema más adecuado para la protección una micro-red implementada en la práctica.

El esquema de protecciones mediante contactores puede ser revisado en estructuras que funcionen a mayores niveles de voltaje o en una estructura donde las cargas de corriente alternan sean más representativas que las planteadas en la presente investigación, estableciéndose como punto de partida para comprobar el rendimiento del sistema de protecciones en escenarios diferentes al presentado y de la respectiva coordinación de protecciones. La micro-red planteada contiene la mayoría de elementos que actualmente existen en micro-redes implantadas en diversas aplicaciones, de esta forma se han podido simular las condiciones de funcionamiento más típicas, pero también se podría realizar análisis más profundos en otras características del funcionamiento de las redes eléctricas como son las variaciones de la demanda en forma horaria o la existencia de eventos de falla simultáneos. El rendimiento de la protección con los cambios en el funcionamiento puede ser puesto a prueba tanto en simulaciones como por medio de mediciones.

8 Referencias

- [1] K. H. Zheng and M. C. Xia, "Impacts of microgrid on protection of distribution networks and protection strategy of microgrid," *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 1, pp. 356–359, 2011.
- [2] M. Hamza, M. Shehroz, S. Fazal, M. Nasir, and H. A. Khan, "Design and analysis of solar PV based low-power low-voltage DC microgrid architectures for rural electrification," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018.
- [3] M. Nasir, S. Iqbal, and H. A. Khan, "Optimal Planning and Design of Low-Voltage Low-Power Solar DC Microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2919–2928, 2018.
- [4] P. A. Madduri, J. Poon, J. Rosa, M. Podolsky, E. A. Brewer, and S. R. Sanders, "Scalable DC Microgrids for Rural Electrification in Emerging Regions," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 4, pp. 1195–1205, 2016.
- [5] Z. C. Li, J. Hu, J. H. He, and T. Yip, "A protection method for microgrids based on information sharing," *12th IET Int. Conf. Dev. Power Syst. Prot. DPSP 2014*, pp. 1–5, 2014.
- [6] A. Meghwani, S. C. Srivastava, and S. Chakrabarti, "A Non-unit Protection Scheme for DC Microgrid Based on Local Measurements," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 1, pp. 172–181, 2017.
- [7] M. Stieneker and R. W. De Doncker, "Medium-voltage DC distribution grids in urban areas," *2016 IEEE 7th Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst. PEDG 2016*, pp. 0–6, 2016.

- [8] H. Kakigano, Y. Miura, and T. Ise, "Distribution voltage control for DC microgrids using fuzzy control and gain-scheduling technique," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 5, pp. 2246–2258, 2013.
- [9] E. Rodriguez-Diaz, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "An overview of low voltage DC distribution systems for residential applications," in *2015 IEEE 5th International Conference on Consumer Electronics - Berlin (ICCE-Berlin)*, 2015, pp. 318–322.
- [10] L. Qi, A. Antoniazzi, and L. Raciti, "DC Distribution Fault Analysis, Protection Solutions, and Example Implementations," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 4, pp. 3179–3186, 2018.
- [11] A. Shekhar, L. Ramirez-Elizondo, S. Bandyopadhyay, L. Mackay, and P. Bauera, "Detection of series arcs using load side voltage drop for protection of low voltage DC Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6288–6297, 2018.
- [12] P. Cairoli and R. A. Dougal, "Fault detection and isolation in medium-voltage DC microgrids: Coordination between supply power converters and bus contactors," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 5, pp. 4535–4546, 2018.
- [13] Z. Li, J. Duan, Z. Wei, and X. Wang, "Research on voltage level and simulation model of medium-low voltage of DC distribution network," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, no. 201805280000118, pp. 2604–2608, 2018.
- [14] H. Kakigano, Y. Miura, and T. Ise, "Low-voltage bipolar-type dc microgrid for super high quality distribution," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 12, pp. 3066–3075, 2010.
- [15] S. Q. Hashmi, S. N. U. Din, S. Ahmed, N. Q. Hashmi, and A. Khaliq, "Unified Protection Scheme for Microgrid," *1st Int. Conf. Adv. Res. Eng. Sci. ARES 2018*, 2018.
- [16] N. Bottrell, M. Prodanovic, and T. C. Green, "Dynamic stability of a microgrid with an active load," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 11, pp. 5107–5119, 2013.
- [17] A. Hooshyar and R. Iravani, "Microgrid Protection," *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1332–1353, Jul. 2017.
- [18] A. Meghwani, S. C. Srivastava, and S. Chakrabarti, "A new protection scheme for DC microgrid using line current derivative," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015-Septe, pp. 1–5, 2015.
- [19] N. Bayati, A. Hajizadeh, and M. Soltani, "Protection in DC microgrids: a comparative review," *IET Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 66–75, 2018.
- [20] D. M. Bui, S. L. Chen, C. H. Wu, K. Y. Lien, C. H. Huang, and K. K. Jen, "Review on protection coordination strategies and development of an effective protection coordination system for DC microgrid," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2015-March, no. March, 2014.
- [21] J. Shiles *et al.*, "Microgrid protection: An overview of protection strategies in North American microgrid projects," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–5, 2018.
- [22] K. J. Tseng and G. Luo, "Power

- electronic-based protection for direct-current power distribution in micro-grids,” in *2014 International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE ASIA)*, 2014, pp. 2145–2151.
- [23] K. Satpathi and A. Ukil, “Protection strategies for LVDC distribution system,” *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015.
- [24] H. J. Laaksonen, “Protection principles for future microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 12, pp. 2910–2918, 2010.
- [25] A. Hooshyar and R. Iravani, “A new directional element for microgrid protection,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6862–6876, 2018.
- [26] P. Cairoli, I. Kondratiev, and R. A. Dougal, “Coordinated control of the bus tie switches and power supply converters for fault protection in DC microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 4, pp. 2037–2047, 2013.
- [27] P. Cairoli, “Fault Protection In DC Distribution Systems Via Coordinated Control of Power Supply Converters and Bus Tie Switches,” University of South Carolina, 2013.
- [28] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, Jul. 2007.
- [29] S. Gopalan, V. Sreeram, H. Iu, and Y. Mishra, “An improved protection strategy for microgrids,” *2013 4th IEEE/PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. ISGT Eur. 2013*, pp. 1–5, 2013.
- [30] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” in *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, 2002, vol. 1, pp. 305–308.
- [31] M. N. Mojdehi and J. Viglione, “Microgrid Protection: A Planning Perspective,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2018-April, 2018.
- [32] K. R. Padiyar and A. M. Kulkarni, *Dynamics and Control of Electric Transmission and Microgrids*. Wiley, 2019.
- [33] S. O. Obara and J. M. Morel, *Clean Energy Microgrids*. Institution of Engineering and Technology, 2017.
- [34] H. F. Habib, C. R. Lashway, and O. A. Mohammed, “A Review of Communication Failure Impacts on Adaptive Microgrid Protection Schemes and the Use of Energy Storage as a Contingency,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 2, pp. 1194–1207, 2018.
- [35] H. Keshan, J. Thornburg, and T. S. Ustun, “Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems,” in *4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016)*, 2016, vol. 1, no., pp. 30 (7 .)-30 (7 .).
- [36] C. F. Brasil and C. L. S. Melo, “A comparative study of lead-acid batteries and lithium iron phosphate batteries used in microgrid systems,” *14th Brazilian Power Electron. Conf. COBEP 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 1–7, 2017.
- [37] H. F. Habib, A. A. S. Mohamed, M. El Hariri, and O. A. Mohammed, “Utilizing supercapacitors for resiliency enhancements and adaptive microgrid protection against communication failures,” *Electr.*

- Power Syst. Res.*, vol. 145, pp. 223–233, 2017.
- [38] G. Banerjee, A. Klingmann, M. Valov, D. Lafferte, C. Hachmann, and M. Braun, “Protection and Dynamic Analysis during Bottom-Up Restoration Process in MV/LV Microgrids,” *SEST 2019 - 2nd Int. Conf. Smart Energy Syst. Technol.*, 2019.
- [39] S. M. Sharkh, M. A. Abusara, G. I. Orfanoudakis, and B. Hussain, *Power Electronic Converters for Microgrids*, vol. 9780470824. Singapore: John Wiley & Sons, Singapore Pte. Ltd, 2014.
- [40] M. G. M. Zanjani, K. Mazlumi, and I. Kamwa, “Application of μ PMUs for adaptive protection of overcurrent relays in microgrids,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 18, pp. 4061–4069, 2018.
- [41] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz, I. Isaac, and J. L. Gabriel, “Hybrid AC / DC microgrid test system simulation : grid-connected mode,” *Heliyon*, vol. 5, no. August, p. 21, 2019.

8.1 Matriz de estado del arte

Tabla 15: Matriz de estado del arte

DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS BASADO EN CONTACTORES COMO MÉTODO DE PROTECCIONES ANTE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NODALES DC																							
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	IMPORTANCIA MICRO-REDES Y COMPARACIÓN A RED DISTRIBUCIÓN	MICROREDES DE AC	MICROREDES DE DC	PROTECCIÓN DE MICRO-REDES	DESAFÍOS DE LA PROTECCIÓN DE MICRO-REDES	TIPOS DE MICRO-REDES	COMPONENTES DE MICRO-REDES	DETECCIÓN DE CORRIENTES DE FALLA BAJAS Y CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA	AFECCIÓN DE FALLA EN VARIAS ZONAS DE LA MICRO-RED	COSTO DE PROTECCIÓN	PROTECCIÓN DE CONVERSORES ENERGÍA	NIVELES DE CORRIENTE DE FALLA	PROTECCIÓN BASADA EN INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	PROTECCIÓN CON CONTACTORES Y CONTROL DE EQUIPOS	DESPEJE RÁPIDO DE FALLAS Y OPERACIÓN SEGURA DEL	PROTECCIÓN CON CONTACTOR DE ARCO	PROTECCIÓN DE EQUIPOS CON LIMITACIÓN DE FALLA	DETECCIÓN DE VARIACIONES DE LA IMPEDANCIA Y PROTECCIONES ADAPTATIVAS	AISLAMIENTO DE LA ZONA EN FALLA	
1	2011	Impacts of microgrid on protection of distribution networks and protection strategy of microgrid	19	☒	☒		☒	☒		☒	☒			☒			☒			☒		☒	
2	2018	Design and analysis of solar PV based low-power low-voltage DC microgrid architectures for rural electrification	15	☒	☒			☒	☒						☒								☒
3	2018	Optimal Planning and Design of Low-Voltage Low-Power Solar DC Microgrids	35	☒	☒	☒		☒	☒				☒				☒						
4	2016	Scalable DC Microgrids for Rural Electrification in Emerging Regions	61	☒		☒	☒		☒			☒		☒	☒		☒	☒			☒		☒
5	2014	A protection method for microgrids based on information sharing	2	☒	☒		☒	☒			☒			☒		☒		☒			☒		☒
6	2017	A Non-unit Protection Scheme for DC Microgrid Based on Local Measurements	103	☒		☒	☒					☒	☒	☒			☒				☒		☒

7	2016	Medium-voltage DC distribution grids in urban areas	45	✗	✗	✗			✗	✗			✗								
8	2013	Distribution voltage control for DC microgrids using fuzzy control and gain-scheduling technique	312	✗		✗				✗						✗					
9	2015	An overview of low voltage DC distribution systems for residential applications	64	✗		✗				✗											
10	2018	DC Distribution Fault Analysis, Protection Solutions, and Example Implementations	23	✗		✗		✗	✗		✗	✗	✗		✗	✗			✗	✗	
11	2018	Detection of series arcs using load side voltage drop for protection of low voltage DC Systems	14			✗	✗	✗			✗	✗	✗			✗		✗	✗		
12	2018	Fault detection and isolation in medium-voltage DC microgrids: Coordination between supply power converters and bus contactors	29			✗	✗	✗	✗		✗		✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗
13	2018	Research on voltage level and simulation model of medium-low voltage of DC distribution network	1	✗	✗	✗			✗												
14	2010	Low-voltage bipolar-type dc microgrid for super high-quality distribution	866	✗		✗				✗			✗	✗		✗		✗	✗		
15	2018	Unified Protection Scheme for Microgrid	0					✗			✗	✗			✗	✗			✗	✗	
16	2013	Dynamic stability of a microgrid with an active load	300			✗				✗					✗						
17	2017	Microgrid Protection	114	✗	✗		✗	✗	✗		✗	✗		✗	✗		✗	✗		✗	
18	2015	A new protection scheme for DC microgrid using line current derivative	40			✗		✗		✗	✗		✗	✗		✗	✗		✗	✗	
19	2018	Protection in DC microgrids: a comparative review	31	✗		✗	✗	✗	✗		✗	✗		✗	✗			✗		✗	✗
20	2014	Review on protection coordination strategies and development of an effective protection coordination system for DC microgrid	37			✗	✗	✗			✗	✗	✗		✗	✗		✗		✗	
21	2018	Microgrid protection: An overview of protection strategies in North American microgrid projects	13	✗				✗			✗				✗	✗	✗				✗
22	2014	Power electronic-based protection for direct-current power distribution in micro-grids	8	✗		✗	✗				✗	✗		✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗

23	2015	Protection strategies for LVDC distribution system	19			✗	✗			✗		✗	✗	✗	✗		✗		✗	✗		
24	2010	Protection principles for future microgrids	340	✗	✗		✗	✗	✗						✗		✗			✗	✗	
25	2018	A new directional element for microgrid protection	40		✗		✗	✗	✗		✗	✗		✗	✗		✗	✗		✗		
26	2013	Coordinated control of the bus tie switches and power supply converters for fault protection in DC microgrids	111		✗	✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	
27	2013	Fault Protection In DC Distribution Systems Via Coordinated Control of Power Supply Converters and Bus Tie Switches	14		✗	✗	✗			✗	✗	✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗	✗	
28	2007	Microgrids	2645	✗	✗	✗		✗	✗	✗					✗		✗					
29	2013	An improved protection strategy for microgrids	3		✗		✗	✗		✗		✗		✗		✗					✗	
30	2002	MicroGrids	2889	✗	✗		✗		✗		✗	✗	✗			✗	✗		✗		✗	
31	2018	Microgrid Protection: A Planning Perspective	0				✗	✗					✗		✗	✗		✗		✗	✗	
32	2019	Dynamics and Control of Electric Transmission and Microgrids	4	✗	✗		✗	✗		✗	✗	✗			✗	✗	✗				✗	
33	2013	An improved protection strategy for microgrids	3	✗			✗	✗	✗	✗		✗	✗		✗		✗	✗			✗	
34	2018	A Review of Communication Failure Impacts on Adaptive Microgrid Protection Schemes and the Use of Energy Storage as a Contingency	57		✗	✗	✗	✗		✗	✗	✗		✗	✗	✗		✗			✗	
35	2016	Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems	28			✗			✗													
36	2017	A comparative study of lead-acid batteries and lithium iron phosphate batteries used in microgrid systems	2	✗					✗	✗												
37	2017	Utilizing supercapacitors for resiliency enhancements and adaptive microgrid protection against communication failures	33		✗	✗	✗	✗		✗	✗			✗	✗	✗		✗			✗	
38	2019	Protection and Dynamic Analysis during Bottom-Up Restoration Process in MV/LV Microgrids	0				✗	✗		✗	✗	✗		✗		✗				✗	✗	
39	2014	Power Electronic Converters for Microgrids	77	✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗		✗		✗	✗		✗	✗		
40	2018	Application of μPMUs for adaptive protection of overcurrent relays in microgrids	18		✗		✗	✗	✗		✗	✗			✗		✗			✗	✗	
41	2019	Hybrid AC / DC microgrid test system simulation: grid-connected mode	6	✗	✗	✗			✗	✗												
				24	22	24	24	26	15	23	21	20	18	15	23	13	23	23	7	17	17	23

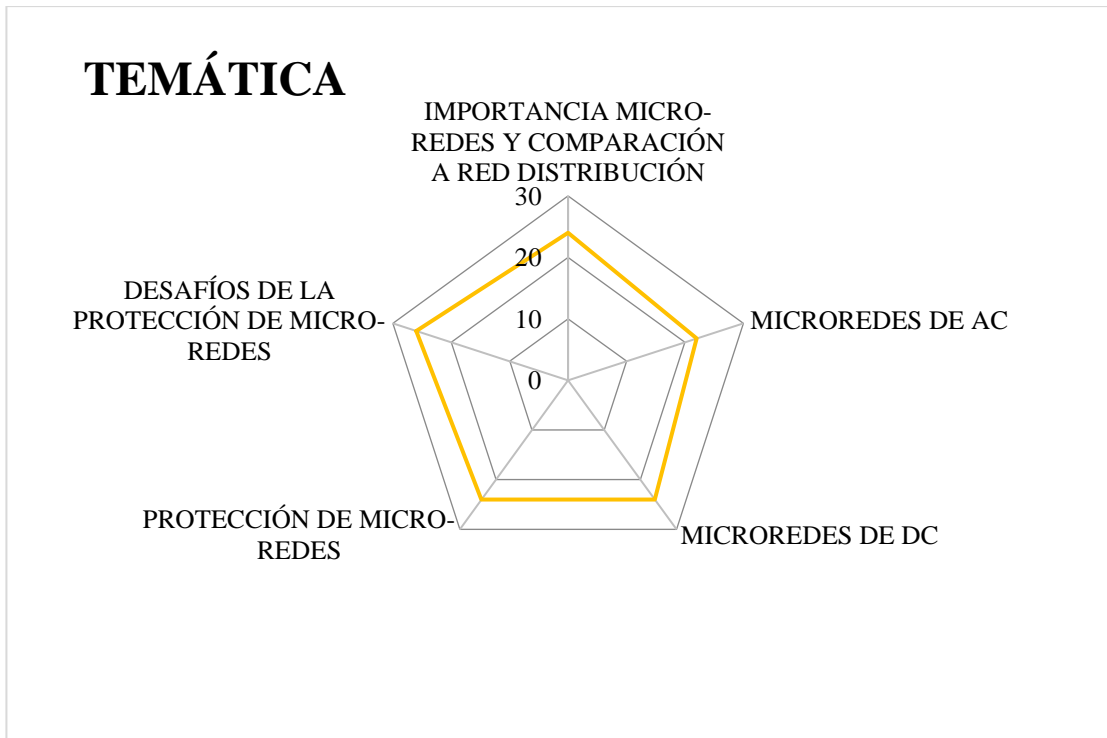


Figura 10: Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

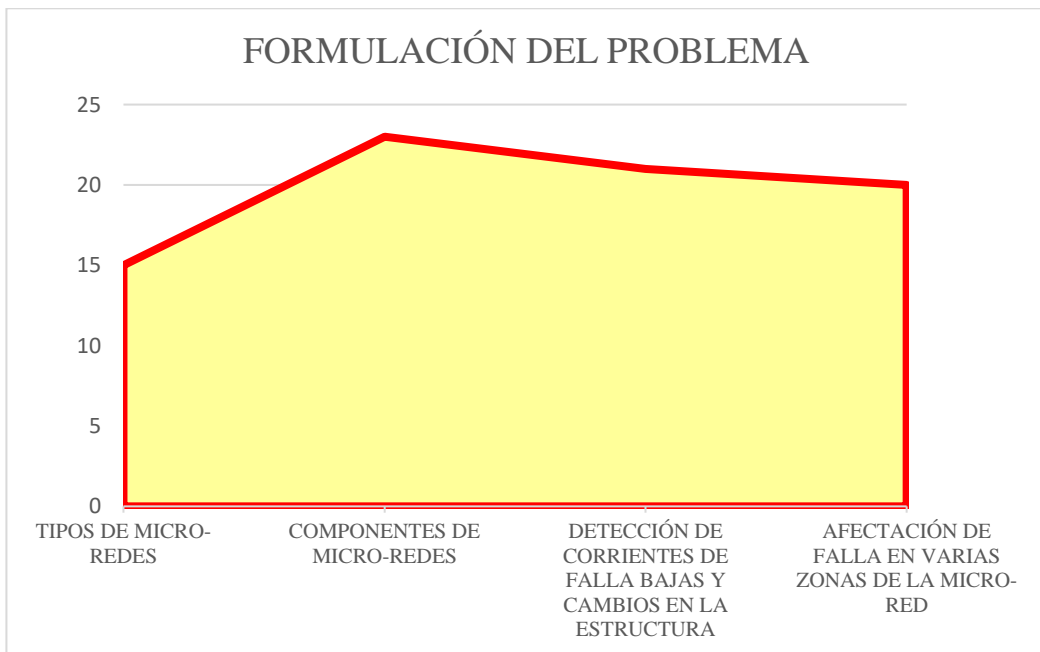


Figura 11: Indicador de formulación del problema - Estado del arte

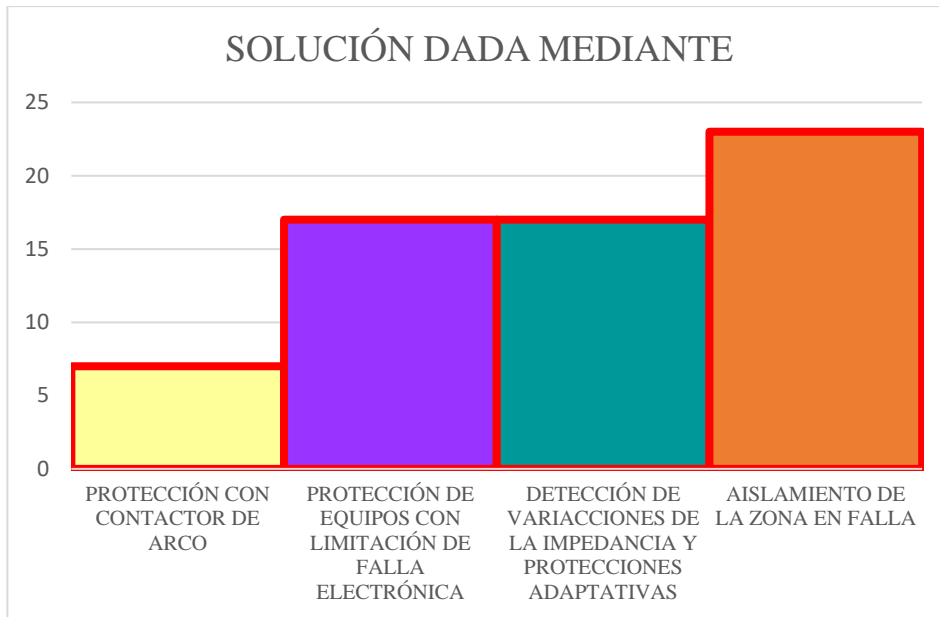


Figura 12: Indicador de solución - Estado del arte