



Evaluación de la confiabilidad y los impactos ocasionados por la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas en redes de sistemas de distribución con rango de tensión de 50 a 1000 v, mediante el uso de modelos de simulación analíticos.

Modalidad: proyecto de investigación

William Javier Barajas Monterrosa

CC: 13.851.148

Ángel de Jesús Romero Cáceres

CC:1.096.208.511

**UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
BARRANCABERMEJA
FECHA DE PRESENTACIÓN: 01-10-2020**



Evaluación de la confiabilidad y los impactos ocasionados por la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas en redes de sistemas de distribución con rango de tensión de 50 a 1000 v, mediante el uso de modelos de simulación analíticos.

Modalidad: proyecto de investigación

William Javier Barajas Monterrosa

CC: 13.851.148

Ángel de Jesús Romero Cáceres

CC:1.096.208.511

**Trabajo de Grado para optar al título de
INGENIERO ELECTROMECHANICO**

DIRECTOR

Fredy Alberto Rojas Espinoza

CODIRECTOR

Luis Omar Sarmiento Álvarez

Grupo de investigación- DIANOIA

**UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA ELECTROMECHANICA
BARRANCABERMEJA
FECHA DE PRESENTACIÓN: 01-10-2020**

Nota de Aceptación

APROBADO



Firma del Evaluador



Firma del Director

DEDICATORIA

Primeramente, quiero agradecer a Dios quien me ha permitido cumplir cada una de mis metas, por sus grandes bendiciones, le agradezco por permitirle a mi familia compartir este triunfo conmigo, a mis padres por su apoyo y confianza, por sus palabras de aliento las cuales fueron de gran ayuda en mi ciclo profesional, a mis compañeros de estudio y amigos por estar a pesar de los problemas, los cuales aportaron su granito de arena en este logro alcanzado.

William Javier Barajas Monterrosa

Es para mí de gran importancia dedicar el cumplimiento de este proyecto de grado a Dios por sus grandes bendiciones, por brindarme el conocimiento suficiente para culminar este ciclo profesional. A mis familiares, conocidos y compañeros de estudio por su paciencia y consejos que fueron de gran ayuda en los momentos más difíciles, por la motivación y el amor que a mi vida han dado y sin duda alguna lo seguirán haciendo.

Ángel de Jesús Romero Cáceres

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro agradecimiento en primer lugar a Dios por sus bendiciones y darnos la oportunidad de avanzar en el desarrollo de cada meta propuesta en esta investigación, por el conocimiento, la sabiduría necesaria para continuar aun en momentos difíciles, por darnos las fuerzas suficientes para superarnos día a día. A cada miembro de nuestra familia, queremos agradecer por cada aporte que han hecho, los cuales han dicho muy importantes en nuestras vidas para ser mejores personas, por brindarnos el apoyo de seguir adelante y cumplir este gran logro que hoy en día esta tan cerca de ser alcanzado.

Agradecemos al ingeniero Fredy Alberto Rojas Espinoza por su dedicación y apoyo en el transcurso de la ejecución de este proyecto, por su orientación, consejos y conocimientos que fueron de base fundamental para la culminación de nuestro ciclo profesional. Finalmente agradecemos a las Unidades Tecnológicas De Santander sede Barrancabermeja, al profesor Luis Omar Sarmiento y a todos sus respetados docentes por su dedicación, les expresamos nuestra admiración por ser esa fuente de conocimiento que nos abrió las puertas para entrar en el ámbito profesional.

TABLA DE CONTENIDO

<u>RESUMEN EJECUTIVO.....</u>	<u>9</u>
<u>INTRODUCCIÓN.....</u>	<u>10</u>
<u>1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN</u>	<u>11</u>
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	11
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	12
1.3. OBJETIVOS	13
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	13
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
1.4. ESTADO DEL ARTE.....	14
<u>2. MARCO REFERENCIAL</u>	<u>19</u>
<u>3. DISEÑO DE LA INVESTIGACION.....</u>	<u>37</u>
<u>4. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO</u>	<u>38</u>
<u>5. RESULTADOS</u>	<u>64</u>
<u>6. CONCLUSIONES</u>	<u>66</u>
<u>7. RECOMENDACIONES.....</u>	<u>67</u>
<u>8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	<u>68</u>
<u>9. APENDICES</u>	<u>70</u>
<u>10. ANEXOS.....</u>	<u>71</u>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Característica de tiempo contra corriente de operación del fusible.	30
Figura 2. Operación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso.	30
Figura 3. Sistema de distribución en disposición radial.	31
Figura 4. Diagrama unifilar de caso de estudio.	43
Figura 5. Algoritmo de búsqueda de elementos en falla.	52
Figura 6. Diagrama unifilar Básico.	53
Figura 7. Diagrama unifilar con corto circuito.	54
Figura 8. Diagrama unifilar Generación Distribuida en barra 2.	55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de fallas en sistemas de transmisión de energía distribuida.....	38
Tabla 2. Parámetros de confiabilidad.	43
Tabla 3. Características de las cargas.	43
Tabla 4. Criterios de cálculos.	44
Tabla 5. Cálculo de parámetros.	44
Tabla 6. Cálculo de parámetros carga 2.	45
Tabla 7. Cálculo de parámetros carga 3.	45
Tabla 8. Cálculo de parámetros carga 4.	45
Tabla 9. Tiempos de respuesta dispositivos de protección.	54
Tabla 10. Tiempos de respuesta dispositivos de protección con generación distribuida.....	55
Tabla 11. Métodos basados en el conocimiento.	59
Tabla 12. Índices de confiabilidad.	64
Tabla 13. Tiempos de respuestas dispositivos de protección.	65
Tabla 14. Tiempos de respuesta dispositivos de protección con generación distribuida.....	65

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto se fundamentó en la necesidad de definir una matriz energética sostenible y confiable que a largo plazo pueda garantizar un suministro estable y continuo de energía eléctrica en Colombia. En esa medida también ayudara a disminuir los impactos ambientales derivados de esta actividad y así cumplir con regulaciones internacionales en materia de energías renovables.

En Colombia en los años recientes se ha venido presentando una demanda creciente en el consumo de energías no convencionales, lo cual conduce a un aumento en la generación distribuida, lo que, a su vez, trae una serie de beneficios como: reducir la pérdida en la red al reducir el flujo de energía por la red.

Basado en lo expuesto previamente, fue necesario analizar aspectos prioritarios en la implementación de sistemas de distribución en la generación distribuida, tales como la flexibilidad de operación y de expansión, y los efectos en la confiabilidad en este tipo de sistemas, sin descuidar la confiabilidad de la generación distribuida y el impacto en la calidad de la potencia eléctrica.

El objetivo principal de este proyecto se basó en la identificación y descripción de los impactos involucrados en de la generación distribuida, principalmente en la operación y coordinación de protecciones en redes eléctricas de distribución de baja tensión y en esa medida poder realizar un análisis los efectos de la inyección de energía distribuida en la operación, evaluar impactos de la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas de baja tensión y plantear soluciones que conlleven a contrarrestar los efectos negativos de la generación distribuida.

PALABRAS CLAVE. Coordinación de protecciones, generación distribuida, protecciones eléctricas y fallas eléctricas.

INTRODUCCIÓN

Un sistema de suministro y transporte de Energía Eléctrica debe cumplir con varios requisitos indispensables para brindar un servicio seguro y de alta calidad. Esta parte se logra mediante la aplicación de estándares y procedimientos muy precisos durante las fases de planificación, diseño, construcción y operación de los Sistemas de Potencia. Sin embargo, dichos sistemas estarán expuestos a fallas causadas por múltiples motivos, que además de provocar daños severos, muchas veces son impredecibles, por lo que es necesario dotar a estos sistemas de un esquema de protección debidamente calibrado para reducir el impacto de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad de los servicios prestados a los consumidores y minimizar el número de usuarios afectados.

Con base en lo mencionado previamente se establece la realización de un proyecto de investigación orientado a la elaboración de un análisis, el cual busca identificar los impactos generados en la generación distribuida sobre la coordinación de protecciones en redes eléctricas de sistemas de distribución de baja tensión, y en esa medida poder también contribuir al fortalecimiento del grupo de investigación DIANOIA en las temáticas de suministro y transporte de energía eléctrica.

El desarrollo de este trabajo de investigación se basó principalmente en la realización de un análisis comparativo entre tres casos planteados; el primero es un sistema de distribución convencional el cual sirve como patrón de comparación, el segundo es un sistema con falla inducida de corto circuito el cual busca calcular el tiempo de respuesta de los elementos de protección del sistema y por último, es un sistema con falla al cual se le incluye un generador distribuido tipo solar con el fin de detallar su comportamiento.

1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Como principio básico para asegurar el suministro eléctrico estable y permanente del país y en cierta medida reducir el impacto en el medio ambiente cuando se genera, es necesario el uso de energías renovables para tal fin. La idea de utilizar esta fuente de energía no convencional ha generado mucha incertidumbre que puede tener un impacto en el sistema de distribución de energía, esto se basa en la sospecha de que los esquemas tradicionales de configuración y protección de la red pueden ser causados por un suministro de energía insuficiente. El sistema de generación de energía distribuida está conectado a esto.

En su celebre libro (RAMIREZ CASTAÑO , 2012) asegura que “aun los sistemas mejor diseñados experimentan cortos circuitos dando como resultado altas corrientes anormales”, lo cual se complementa con lo asegurado por (ALCALÁ GONZALEZ , 2016) quien en su tesis de doctorado afirma que los estudios que se han centrado en la localizacion de fallas fallas en redes de distribucion han contemplado principalmente diversas situaciones donde no existe generacion distribuida y donde aparece el problema de localizacion multiple.

En la actualidad el grupo de investigación DIANOIA de la Unidades Tecnológicas de Santander Regional Barrancabermeja, carece de estudios en esta línea de investigación, cuyas temáticas vayan enfocadas hacia las fallas eléctricas y esquemas de protecciones en una red de distribución.

La falta de estudios en temas relacionados con protecciones eléctricas no permiten desarrollar proyectos enfocados hacia el análisis de los efectos generados por dichas fallas y en consecuencia resulta muy complejo construir una curva de

aprendizaje con la cual el grupo de investigación DIANOIA pueda ser pionera en investigaciones relacionadas con la generación de energía eléctrica a través de métodos convencionales y no convencionales y análisis de fallas eléctricas, por tal motivo surge la siguiente pregunta ¿Cómo realizar una evaluación de confiabilidad a través de modelos analíticos para que se puede identificar y describir los impactos de la generación distribuida sobre la coordinación de protecciones en redes de sistemas de distribución de baja tensión?

1.2. JUSTIFICACIÓN

A través del desarrollo de este proyecto de investigación se propuso soluciones a aquellos efectos negativos que están involucrados en la generación distribuida en lo relacionado con la operación y coordinación de la protección en la red eléctrica de distribución de baja tensión.

Para el desarrollo del presente trabajo de grado se propuso un análisis comparativo el cual consiste en modelar la red de estudio (red inicial), modelo sobre el cual se implementa un set de contingencias que permiten manifestar los primeros resultados. Luego a la red inicial, se integra el GD y se simula el mismo set de contingencias, adquiriendo un segundo resultado. Se verifica que los resultados obtenidos sean coherentes a la realidad, y entonces ambos escenarios se comparan y se efectúa el análisis.

La razón principal por la cual se realizó el presente trabajo de investigación se debe a la necesidad de proveer al estudiante de las Unidades Tecnológicas de Santander seccional Barrancabermeja, de herramientas de análisis que les permitan conocer a profundidad fallas presentes en sistemas eléctricos, y en esa medida se familiarice con los entornos industriales que lo demandan.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluarla confiabilidad y los impactos ocasionados por la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas en redes de sistemas de distribución con rango de tensión de 50 a 1000 volts mediante el uso de modelos de simulación analíticos.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las fallas eléctricas de la generación distribuida para determinar los cálculos necesarios que permitan evaluar la confiabilidad de las protecciones eléctricas de las redes de distribución mediante el uso de modelos de simulación analíticos.
- Analizar los efectos de la inyección de energía distribuida sobre la red, mediante simulación de un esquema de distribución para evidenciar los efectos producidos en la selectividad y sensibilidad de la coordinación de protecciones eléctricas.
- Evaluar el impacto de la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas de baja tensión, utilizando métodos analíticos para la evaluación de la confiabilidad.
- Plantear soluciones que conlleven a contrarrestar los efectos negativos de la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas, a través

del método de localización de falla basado en los resultados de la simulación y la generación de nuevos conocimientos.

1.4. ESTADO DEL ARTE

A nivel nacional se encontró un proyecto de investigación titulado “estudio técnico para proponer una configuración óptima de red de distribución de energía eléctrica del municipio de Puerto Asis, Putumayo, basado en el análisis de coordinación de protecciones y equipos de protección disponibles.” De la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, establece que “el trabajo está enfocado en la revisión y análisis de la protección y coordinación de circuitos de media tensión, así como, la confirmación de los indicadores de calidad y los beneficios obtenidos al desarrollar nuevas tecnologías y reconfiguración de la red con los equipos de protección existentes en el municipio de Puerto Asis, Putumayo”.

(Ibarra, 2012) Señaló que los proyectos de instalación eléctrica de las cadenas de tiendas mexicanas de Wal-Mart están calculados para diversas cargas: iluminación, motores, comunicaciones, equipos eléctricos, etc. “Además de efectuar la normativa oficial de instalación eléctrica (NOM-001-SEDE-2005), cada proyecto también debe satisfacer con las necesidades específicas determinadas por el usuario” (pág. 7). Las especificaciones del cliente se emiten a través del manual de diseño de la instalación eléctrica. A través del manual de diseño, el cliente puede especificar el modelo de la lámpara a utilizar, la ubicación del cuadro de distribución en la tienda, las características del conductor principal, la disposición del equipo de media tensión, los niveles de iluminación requerida en la tienda, etc.

Se asegurar que la instalación eléctrica de la tienda de autoservicio Supercenter “Patria” cumpla con los requisitos de seguridad y funcionales en base a los estándares eléctricos vigentes y requerimientos del cliente (Ibarra, 2012).

Actualmente, una de las metas en el ámbito comercial e industrial es contar no solo con equipos eléctricos seguros, sino también con equipos eléctricos que permitan un consumo óptimo y eficiente de energía eléctrica. En las tiendas de autoservicio, la iluminación es la que más electricidad consume, ya que, para las tiendas, la utilización de la iluminación se considera al 100%. Por este motivo, se diseñó un eficiente sistema de iluminación fluorescente para la tienda Supercenter Patria, que, en combinación con tragaluces, ocupa del 12% al 15% del área del techo de los puntos de venta.

Fermín Ibarra (2012) concluye en la tesis de grado que, se logró una correcta selección de conductores y protecciones para tableros y equipos eléctricos. “Conforme con los criterios definitivos por la normativa vigente y la calidad de iluminación solicitada por el usuario, se plantea el mejor nivel de iluminación para el piso de ventas, almacén, oficina y estacionamiento.” (pág. 97). La correcta selección de equipos de media tensión puede garantizar el funcionamiento de la subestación. El sistema de puesta a tierra puede garantizar la protección del equipo, especialmente en caso de un corte de energía, también puede proteger al personal.

Castro & Talancon(2012) Plantean en su proyecto de grado, el desarrollar un sistema eléctrico de una tienda departamental basada en la NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-2005. “Realizando cálculos de ingeniería y preparando planos de todas las instalaciones para su funcionamiento normal. Y así, realizar un análisis de costos completo, además de visualizar que cada rublo se considera económico” (pág. 5). Obteniendo así una idea clara de lo que representa monetariamente y técnicamente un proyecto de tales características. Para lo cual, primero realizaron una investigación clara para ejecutar un proyecto estandarizado de acuerdo a las normas oficiales nacionales.

Castro & Talancon (2012) señalaron que la finalización del trabajo tiene como objetivo optimizar el alcance de desarrollo y cálculo del proyecto eléctrico de la tienda de autoservicio, optimizando así el tiempo de ejecución del proyecto y evitando retrasos. El último punto es el más importante, porque una planificación incorrecta puede afectar las operaciones y los costos eléctricos.

El desarrollo de los cálculos tomando como base todos los artículos de la NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001 -SEDE-2005 y el criterio tomado para la operación de los equipos (lámparas, motores, computadoras etc.). Castro & Talancon(2012)“Debido a una selección inadecuada de equipos y materiales, el sistema dejará de funcionar, de lo contrario, la selección de materiales y su compra encarecerán el proyecto” (pág. 131).

Aguilar, Martínez & Rubén(2014) Afirman que en el año 2012 y a principios del 2013, la tienda de calzados aún recibía el servicio de energía eléctrica en Baja tensión en la tarifa 3, por lo que con la ejecución del proyecto se logró adquirir el suministro de energía eléctrica en media tensión la cual recibe hoy en día. Es por ello que el proyecto tiene como propósito, promover las características y pautas necesarias para las instalaciones eléctricas subterráneas; "Asimismo, intenta servir de guía para que los futuros educandos de ingeniería eléctrica puedan realizar cualquier proyecto de ingeniería eléctrica y diseños subterráneos”(pág. 14).

Aguilar, Martínez & Rubén (2014) “Es sumamente importante realizar este trabajo, porque en su proceso de desarrollo es posible comprender y aplicar los lineamientos y especificaciones necesarios que exige la CFE para el diseño y construcción de sistemas de distribución de energía. Subterráneos” (pág. 147). Además, se puede decir que hoy tenemos la capacidad de realizar el diseño, diseño y ejecución de proyectos subterráneos desde la ingeniería básica hasta la ingeniería de detalle, porque es posible determinar adecuadamente el tamaño de los materiales y equipos

involucrados, y formular planos eléctricos de nivel medio y bajo considerando todos Los documentos necesarios para poder presentar el proyecto ante CFE, aprobar, supervisar y liberar la obra y ejecutar el documento, lo que genera tensión.

Para proponer una nueva propuesta de red de distribución subterránea, se deben adoptar demasiadas características entre las dos, de las cuales destaca la mayor demanda, que es el valor más alto o valor pico del transformador en un período de tiempo. La demanda se puede medir en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o intensidad de la corriente (Flores, Nava y Ramírez, 2012).

Flores, Nava y Ramírez (2012) en el trabajo "propusieron una propuesta para una nueva red de distribución subterránea de media tensión para el Centro Cultural Universitario de la UNAM, enfatizando la nueva reflexión para las que actualmente se hallan descubiertas" (pág. 180); además de nuevos cables y transformadores en cuanto a equipamiento. La implementación de la última tecnología hace que esta nueva red subterránea sea mejor que la actual en cierto ángulo. Además, se desea para un futuro que se pueda intervenir completamente automatizado y controlado remotamente, es decir, la red de distribución de energía será "inteligente" (Smart Grid), para que puedan estar en la sala de control, y así, obtenga los parámetros del sistema en tiempo real, pero por el momento, el proyecto se interviene manualmente.

Rafael Gómez (2015) Expone y analiza el problema y se profundiza sobre los objetivos a conseguir en la tesis doctoral. Dejando claro el fin a conseguir: un modelo técnico, teórico y matemático, financiero y económico, basado en el estudio y análisis del sector eléctrico, en referencia a la Calidad del Suministro. El objetivo de la tesis doctoral, es la contribuir a la mejora de los índices TIEPI y NIEPI de Calidad de Servicio, mediante tres parámetros fundamentales: el primero el técnico, el segundo el económico financiero y el tercero el administrativo. Se estudió también

la liberalización del sector eléctrico, ya que, desde la anterior ley del sector eléctrico, se creó la figura del comercializador. Hasta entonces, era el propio distribuidor, el encargado de suministrar, y facturar el producto.

El objetivo del trabajo de Arango & Grisales (2014) es el diseño eléctrico general del edificio. En el diseño, el edificio se divide en dos pisos, "destinados a estacionamientos, dos pisos para locales comerciales y los siguientes tres pisos para departamentos". Múltiples etapas, las cuales deben cumplir con los requisitos mínimos requeridos por sus respectivas reglas y / o regulaciones "(pág. 27). En este caso, el estándar es: NTC 2050 (Código Eléctrico de Columbia), NTC 1452-1-2 -3 (Protección contra descargas eléctricas), RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) Resolución No. 9 0907 (25 de octubre de 2013) y EEPP (Norma de la Corporación de Energía de Pereira).

Arango & Grisales (2014) Para desarrollar diseños eléctricos que cumplan con los estándares exigidos, es necesario tener en cuenta NTC 2050, NTC 4552, NTC 4552-1, NTC4552-2, NTC 4552-3, RETIE, RETILAP y norma de empresa EEP. Incluso si se deben seguir los requisitos básicos de la norma, el juicio personal también juega un papel importante en el diseño eléctrico. Para ello, es necesario tener en cuenta las necesidades y aspectos decorativos que se pueden aplicar a cada espacio (como habitaciones, cocinas, aparcamientos comerciales, etc.). "La tabla de carga es un instrumento ideal para la implementación del diseño, que promueve el equilibrio de carga y, por lo tanto, permite un diseño eficiente" (pág. 161).

2. MARCO REFERENCIAL

2.1. Marco histórico

Hoyos & Paternina (2012), el proyecto es el diseño de la red eléctrica y sistema de comunicaciones de la institución educativa Boyacá de Pereira, el diseño cumple con la normativa vigente como NTC2050, RETIE y RETILAP. También puede ver algunas imágenes que describen el estado actual de estas redes. "El diseño de la red de la agencia se divide en diseño de iluminación y diseño de enchufes, que tienen sus propios cálculos y diagramas unifilares para cada cuadro eléctrico" (página 6).

Con el paso de los años se ha ido modificando la red eléctrica de la agencia, no existe documentación relevante, y algunas partes son estéticamente buenas, pero esto no significa que cumplan con la normativa vigente. Además, se han adaptado algunas salas al lugar donde se puede colocar la sala del sistema, lo que puede provocar sobrecargas en determinados circuitos (Hoyos & Paternina, 2012). La agencia debe diseñar cuidadosamente las salas del sistema porque algunas de ellas están actualmente sobrecargadas porque son adecuadas para este propósito y pueden usarse sin investigación previa.

Hoyos & Paternina (2012) Este proyecto es muy importante para nuestra experiencia como expertos en tecnología eléctrica, porque integra las diferentes áreas de conocimiento analizadas en todo el plan, lo que nos permite adquirir experiencia práctica. El estado actual de la red hace necesario "sustituirla por una garantía que brinde las garantías necesarias para el normal funcionamiento de la organización", porque existen problemas tanto en el diseño eléctrico como de telecomunicaciones porque no se cumple la normativa vigente "(pág. 83).

Michell Josep (2013) "En todo el proceso desde la generación de energía hasta la venta, la distribución de la energía eléctrica es fundamental" (pág. 6). Es donde el nivel de voltaje se convierte de voltaje medio a voltaje bajo, es decir, es la escalera que permite al usuario utilizar energía en última instancia. El diseño del circuito de media tensión es mejorar el sistema de distribución de energía o cubrir áreas que no han sido energizadas hasta ahora.

Independientemente del nivel de voltaje requerido, la selección de conductores es un punto clave en cualquier diseño de circuito, pues cualquier falla matemática puede llevar al incumplimiento de la normativa vigente y otros problemas como fluctuaciones, interrupciones continuas e incluso otros inconvenientes (Joseph, 2013). Para elegir el tipo y número de aisladores en el circuito alimentador, se deben reflexionar de dos aspectos importantes. El primero es el perfil de la vía de la instalación de mantenimiento, y el otro son las condiciones físicas del terreno, en definitiva, el ángulo en el que debe apoyarse la vía dentro de sus 17 kilómetros.

Después de que Michell Josep (2013) elaborara este proyecto, es seguro que el mal estado de la red de media tensión del circuito de Manaure (Cesar) ha causado grandes inconvenientes al usuario final. "Además, se ha probado que el circuito radial suministra una carga muy distribuida, lo que significa que, en la zona más alejada de la matriz del circuito principal, el nivel de tensión no es el esperado" (pág. 73).

Narváez & Prado (2012) Este documento sustenta un diseño de restauración de la red en la comunidad, que toma en cuenta el propósito de instalar nuevos transformadores para mejorar los servicios energéticos a todos los usuarios y anticipar su crecimiento. Las necesidades energéticas de la comunidad alcanzan los 15 años. El diseño de la red proyecta la instalación de un sistema nombrado medición centralizada, que posibilita a los operadores de red facturar el consumo

de cada usuario de la misma forma, sin tener que ir al sitio y observar el consumo de casa en casa. Este formulario ayuda en la suspensión remota y del servicio, este es el primer paso en el proyecto de restauración de las redes afectadas en las localidades del Atlántico Sur, abordando así la red defectuosa de calidad del servicio que brindan los operadores” (pág. 16).

Los relevamientos físicos y eléctricos de la comunidad de Piñoncito pueden realizarse en dos días, por lo que se debe diseñar para 130 usuarios existentes y 8 usuarios esperados, lo que corresponde al espacio abierto en la comunidad (Narvárez & Prado, 2012). Se selecciona una configuración especial con una medición centralizada como el tipo de red a implementar porque cumple con los objetivos de estandarización de la red y asegura que los operadores de red no manipularán la red por un tercero. Las redes eléctricas de media y baja tensión se han configurado especialmente para 138 clientes y han adoptado medidas centralizadas. El diseño determinó que se deberían instalar 5 centros de conversión en cada calle del diseño.

2.2. Marco teórico

2.2.1. Criterio para instalación de relés/reconectores

➤ Instalación de Relés

Instalación en Cabecera del circuito (Subestación), ya que el elemento de corte con protección que se utiliza es el interruptor, debido a la longitud y la capacidad instalada de los circuitos.

➤ **Instalación de Reconectores**

Se recomienda instalar un reconector en algún punto intermedio de la troncal del circuito para los siguientes casos, es un criterio propio de EEBP (Empresa Energía del bajo Putumayo).

- Separación de mercados urbano y rural.
- Derivadas para zonas con alto índice de fallas.
- Mejoramiento de la calidad del servicio en circuitos con longitudes mayores a 25 km.
- En sitios donde se tengan seccionamientos con transferencia de carga, con ajustes que garanticen coordinación con las protecciones del sistema.
- Se debe asegurar con los equipos de protección instalados que el tiempo de apertura para fallas en cualquier punto del circuito no sea superior a un (1) segundo. Dicha condición se verifica con fallas en los puntos donde se ubica el usuario más alejado de la subestación. En caso de que no se cumpla con el tiempo máximo de un (1) segundo se deberá recomendar instalar nuevos equipos de protección. (Arango & Grisales, 2014).

2.2.2. Criterios de ajuste para funciones de sobrecorriente de los relés/reconectores

(Josep, 2013) establece que la protección de sobrecorriente de Fases La corriente de arranque para el relé/reconector se ajusta en 1,3 veces la capacidad instalada aguas abajo del relé/reconector (cuando este valor es muy pequeño se toma 1,3 veces la capacidad máxima del conductor de salida del circuito). Para los relés se verifica que el criterio anterior no sea mayor a 1,2 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente (TC).

El tipo de curva recomendada para la función ANSI 51 de los relés/reconectores ubicados en la salida del circuito en la subestación es la IEC normal inversa ó Muy inversa, ya que se adapta adecuadamente a las curvas de los fusibles, Para reconectores en la troncal del circuito el tipo de curva recomendado debe ser el mismo tipo de curva que se tenga ajustado en el relé principal del circuito. El valor de la curva se selecciona para que opere coordinadamente con la protección más cercana ubicada “aguas abajo”, buscando garantizar un adecuado margen de tiempo de selectividad. Si se tienen fusibles ubicados “aguas abajo” de los relés/reconectores el mínimo tiempo deberá ser de 90 ms (milisegundos) entre la curva de “total clearing” del fusible y la curva del relé/reconector (Flores. J , 2011).

Para los relés en la cabecera del circuito (subestación) se habilita la unidad de tiempo definido de fases ANSI 50 de los relés con base en el valor de corriente de falla trifásica mínima vista por el relé en la salida del circuito. A partir del valor de falla obtenido se ajusta la unidad ANSI 50 en veces la corriente de arranque de la unidad temporizada ANSI 51, buscando que el valor de arranque de la ANSI 50 quede por debajo del valor de falla mínima. La temporización para la unidad se ajusta en un valor bajo (50 ms o menor) para la primera operación del relé (recierre rápido), para la segunda operación del relé (disparo definitivo) se ajusta la función ANSI 50 para que coordine con la protección “aguas abajo” (Flores J. , 2011).

➤ **Protección de Sobrecorriente de Tierra**

"Para el relé en la parte superior del circuito (subestación), se recomienda configurar la función de retardo de conexión a tierra ANSI 51N, y su corriente inicial es el 20% de la corriente CT instalada. (120 A para TI 600/5 y 60 A para TI 300/5)". (Documento de Criterios: (4) G63079-J1027- Y001-V0-R0 - Criterios distribución). (RAMIREZ CASTAÑO , 2005)

El tipo de curva recomendada para la función ANSI 51N de los relés/reconectores ubicados en la salida del circuito en la subestación es la IEC normal inversa o Muy inversa. El valor de la curva se selecciona para que opere coordinadamente con la protección más cercana ubicada “aguas abajo”, buscando garantizar un adecuado margen de tiempo de selectividad. Si se tienen fusibles ubicados “aguas abajo” de los relés/reconectores el mínimo tiempo deberá ser de 90 ms entre la curva de “total clearing” del fusible y la curva del relé/reconector (RAMIREZ CASTAÑO , 2005).

Para los relés en la cabecera del circuito (subestación) se habilita la unidad de tiempo definido de tierra ANSI 50N de los relés con base en el valor de corriente de falla monofásica mínima vista por el relé en la salida del circuito. A partir del valor de falla obtenido se ajusta la unidad ANSI 50N en veces la corriente de arranque de la unidad temporizada ANSI 51N, buscando que el valor de arranque de la ANSI 50 quede por debajo del valor de falla mínima. La temporización para la unidad se ajusta en un valor bajo (50 ms ó menor) para la primera operación del relé (recierre rápido), para la segunda operación del relé (disparo definitivo) se ajusta la función ANSI 50 para que coordine con la protección “aguas abajo”. (Flores J. , 2011)

Igual que en el caso anterior se deberá hacer una refinación de los ajustes simulando fallas en diversos puntos de la red y observando la coordinación en los tiempos de operación de los relés, este análisis determinará si es necesario efectuar variaciones al criterio general anteriormente descrito.

➤ **Instalación de seccionadores**

Se recomienda instalar seccionadores en las derivadas rurales donde se presenta un alto índice de fallas con corrientes de falla elevadas.

La coordinación de los seccionalizadores se hará con los relés de la cabecera de la subestación, mientras el circuito este desenergizado por la operación de un interruptor.

Después de que el reconectador se dispare por segunda vez, el seccionador se disparará dentro del tiempo de desconexión del circuito.

➤ **Instalación de fusibles**

Según (ALCALÁ GONZALEZ , 2016) se recomienda instalar de expulsión tipo T, ya que son lentos y coordinan fácilmente con los fusibles instalados en los centros de transformación (Tipo K) y los reconectadores aguas arriba del alimentador.

Para la validación de los fusibles de las derivadas y sub-derivadas se realiza el siguiente procedimiento:

- Se determina la capacidad instalada de los transformadores (cargas) de las derivadas/sub-derivada.
- Se calcula la corriente por fase.
- Dependiendo de la corriente calculada por fase, se determina si el fusible existente es adecuado o si no se tiene fusible se asigna el fusible tipo 2T, 3T, 6T, 8T, 10T, 12T, 15T, 20T, 25T, 30T, 40T, 50T, 65T, 80T o 100T.

Se debe tener en cuenta no instalar fusibles de 40T a 100T aguas abajo de un reconectador ajustado con una corriente de desbalance de 40 amperios por función

ANSI 51N y de 110 a 200 amperios de corriente de fase para la función ANS 51, dado que no se podrían coordinar fusibles de esta magnitud para tales casos.

Se deben hacer cortos en varios puntos del circuito aguas abajo del fusible para verificar que el tiempo de despeje de la falla sea siempre inferior a un (1) segundo. Si no se cumple con el requisito se deberá reemplazar el fusible existente o recomendar instalar un nuevo fusible para cumplir con el criterio (Flores J. , 2011).

2.3. Marco conceptual

Protecciones eléctricas

El objetivo del sistema de protección y coordinación eléctrica es prevenir lesiones personales, minimizar el daño a los componentes del sistema y limitar el alcance y la duración de la interrupción del servicio cuando el equipo falla, se producen errores humanos o condiciones. Naturalmente, los eventos adversos ocurren en cualquier parte del sistema (Castro & Talancon, 2012).

Las condiciones que conducen al fallo del sistema suelen ser impredecibles. Con base en un diseño correcto y procedimientos de mantenimiento preventivo, se puede reducir la posibilidad de eventos de falla. El diseño y mantenimiento del sistema eléctrico debe protegerse automáticamente.

En un sistema de distribución los elementos deben estar protegidos de manera tal que las protecciones de la zona afectada operen solamente cuando se presente una falla en la zona mencionada anteriormente, lo cual se garantiza mediante la coordinación de protecciones.

Protecciones eléctricas en redes de BT(Narvaez & Prado, 2012) plantea que los principales dispositivos de protección en redes de BT corresponden a fusibles, protecciones térmicas y termomagnéticas, y para algunos casos específicos, relés. A continuación, se describen los dispositivos mencionados.

➤ **Fusible:**

La Norma IEC 60269 parte 4, define para la protección de fusibles de conductores y redes un límite de sobrecarga del 25%. Para una sobrecarga del 50% el fusible debe actuar antes de las dos horas. Es decir que un fusible con una corriente nominal (I_n) igual a 100 [A] no debe actuar cuando por él circula una corriente de 125 [A] de intensidad, y que para corriente nominal de 150 [A] debe actuar en menos de dos horas.

Puede funcionar con una corriente intermedia, pero no funcionara antes de las dos horas. Para una corriente de sobrecarga superior al 50% debe actuar según las curvas de actuación publicadas por el fabricante; entre esas curvas se encuentran curva de fusión (MMT por sus siglas en inglés - minimummelting time-), y curva de tiempo total de operación, (TCT por sus siglas en inglés -total clearing time-).

Para BT, los fusibles se clasifican como, clase G, clase H, clase J, clase K, clase R, clase L y clase T, y se describen en la tabla B.1, del Anexo B. También se clasifican como fusibles de complemento, fusibles para condensadores, fusibles para semiconductores y fusibles limitadores de corriente.

➤ **Relé térmico, magnetotérmico, y electrónico:**

Los relés de protección, tienen como función principal comparar una o varias señales de entrada con una referencia. Si los valores de la señal de entrada se desvían por encima de la referencia con una tolerancia ajustable, el relé debe actuar con un cierre, una apertura o una alarma. Aunque no es el relé el que realiza directamente la conexión o desconexión del sistema, pues dichas acciones son realizadas por el equipo de corte y maniobra, en tal caso el interruptor (Hoyos & Paternina, 2012).

Para algunos casos particulares en BT, se puede encontrar motores protegidos con relés térmicos, para tal caso, teniendo en cuenta que el relé térmico protege únicamente contra sobrecarga, debe ser acompañado de un relé magnetotérmico para proteger contra cortocircuito¹⁵. Además, se puede encontrar relés electrónicos, que poseen tres sistemas de desconexión: manual, térmico y magnético. Todos pueden actuar independientemente de los demás, y su curva de viaje está formada por la superposición de características magnéticas y térmicas.

➤ **Interruptor térmico, magnetotérmico y automático:**

(Aguilar, Martínez, & Rubén, 2014) establecen que el interruptor es el dispositivo mecánico de conexión y desconexión eléctrica, capaz de establecer, soportar e interrumpir la corriente en las condiciones normales de funcionamiento del circuito donde va asociado. Cierre y corte la carga y la sobrecarga, hasta 8 veces la corriente nominal.

El interruptor térmico reacciona ante una sobrecorriente ligeramente superior al valor nominal. El interruptor magnetotérmico posee tres sistemas de

desconexión: manual, térmico por efecto de sobrecarga y magnético por efecto de cortocircuito. El interruptor automático soporta y cierra ante un cortocircuito, y además lo interrumpe.

➤ **Relé de sobrecorriente de tiempo inverso:**

Temporización de los relés de sobrecorriente para que puedan funcionar rápidamente en caso de una falla regional, y relés de respaldo para el área aguas abajo del punto de posicionamiento. En el tipo de relé de sobreintensidad de temporización de "límite de tiempo inverso", el tiempo de trabajo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.

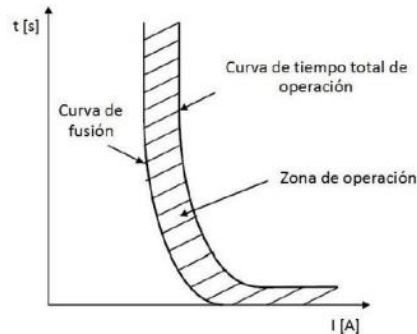
2.3.1. Coordinación de protecciones eléctricas

(Ramírez Castaño, 2005) afirma que la coordinación de protección es una aplicación sistemática de dispositivos de protección que actúan por corriente en el sistema eléctrico, que ante una falla aislarán del servicio una mínima cantidad de equipos.

La coordinación efectiva requiere que el dispositivo de protección sea seleccionado, calibrado y ajustado para permitir que la corriente de carga normal del equipo circule y solo se abra instantáneamente o con un retardo de tiempo cuando hay un valor de corriente presente que excede el umbral de flujo definido. Actual. Para una mayor continuidad en el servicio se requiere que los dispositivos operen con selectividad.

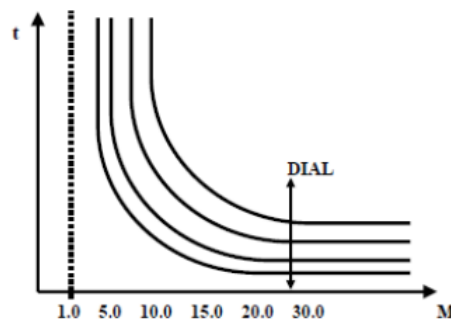
El proceso de coordinación de protecciones implica necesariamente el uso de curvas de tiempo-corriente de los elementos de protección que intervienen, presentadas en las Figuras 1 y 2. Lo cual obliga a considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas y dispositivos de protección, pues con esto se garantiza una operación secuencial correcta.

Figura 1.Característica de tiempo contra corriente de operación del fusible.



Fuente: BEDOYA TORO, M. and CAVADID GIRALDO, F. Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución con Penetración de Generación Distribuida. 2015. p. 57.

Figura 2.Operación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso.

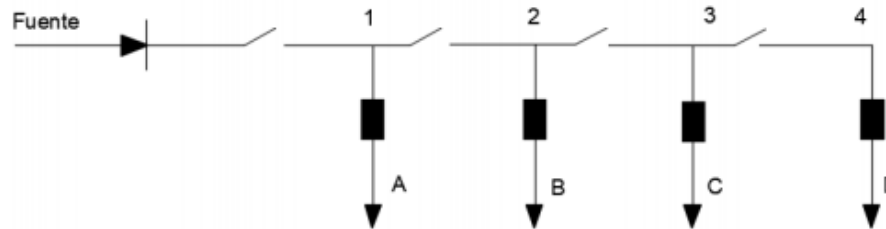


Fuente:ZAPATA, Carlos J.; MEJÍA, German E. Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal.

Coordinación de protecciones en redes de distribución tradicionales de baja tensión.

Tradicionalmente, los sistemas de distribución de media tensión (MT) y baja tensión (BT) han sido diseñados con topología radial como se muestra en la Figura 3, por lo que los flujos de potencia circulan unidireccionalmente; así que los dispositivos de protección se coordinan para proteger dichos esquemas. (Ramirez Castaño , 2005).

Figura 3. Sistema de distribución en disposición radial.



Fuente: SÁNCHEZ GONZÁLEZ, O. Impacto de la generación distribuida en la confiabilidad de redes de distribución. 2012.

Los pasos para determinar la coordinación de los intervalos de tiempo de los dispositivos de protección son:

- La magnitud de la corriente de falla en el punto que se esté protegiendo.
- Características del detector del dispositivo de protección.
- La sensibilidad del dispositivo de protección correspondiente a las magnitudes de las corrientes de falla.
- El margen de tiempo que se presenta entre el detector del dispositivo de protección y el propio tiempo de apertura del interruptor.

(Arango & Grisales, 2014) replican que una vez determinadas las características de los dispositivos que protegerán los circuitos de la instalación de BT, se deberá garantizar una adecuada coordinación entre dichas protecciones. El objetivo de considerar varios circuitos en el diseño de una instalación es poder interrumpir el suministro de energía cuando ocurre una falla en un receptor o conjunto de receptores, sin interrumpir el suministro de energía del resto de receptores de la instalación. Para ello, deben hallarse dos tipos de coordinación, que son: selectividad y filiación (esta última, también llamada protección "Back-Up" o efecto cascada). Los tipos de coordinación se describen a continuación:

- **Selectividad cromométrica:** El interruptor que está aguas abajo, debe cortar el circuito antes que lo haga el de aguas arriba, para una misma sobreintensidad, tanto por efecto térmico como magnético.

- **Selectividad amperimétrica:** El interruptor que esté aguas abajo, debe cortar el circuito por efecto magnético, antes que lo haga el superior.

2.4. Marco Legal

2.4.1. Reglamentación y normas relacionadas con CEM en Colombia.

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) es el documento normativo en nuestro país en relación al diseño, instalación, montaje, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas. La última actualización corresponde a la Resolución N ° 18 1294 del 06 de agosto de 2008 y especifica las diferentes condiciones y parámetros de diseño que deben cumplirse en una instalación eléctrica de uso final, a fin de garantizar el buen funcionamiento de las instalaciones y la seguridad de quienes los explotan, tal como se especifica textualmente en el artículo 1: "El objeto fundamental de este reglamento es establecer las medidas encaminadas a garantizar la seguridad de la vida animal y vegetal, los seres humanos, además de la protección del medio ambiente; minimizar, prescindir o prevenir riesgos de origen eléctrico".

Con base en lo señalado por el (RETIE, 2013) desde la figura de la CEM, se observa que se han dado algunos pasos importantes con la inclusión del Artículo 6. Análisis de compatibilidad electromagnética. El artículo proporciona algunas definiciones importantes, pero no incluye ninguna información sobre los problemas causados por la incompatibilidad, cómo ocurren y cómo podrían mitigarse. Por otro lado, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC), ha elaborado un trabajo

previo con la intención de suscitar la cultura en torno al tema de coincidencia electromagnética y calidad energética, en el cual se han inspeccionado algunas normas internacionales IEEE e IEC y han aterrizado en el Modelo colombiano, un ejemplo de esto se enumera a continuación:

- NTC7 5000 Calidad de la potencia eléctrica CPE. Definiciones y términos fundamentales. ICONTEC. 2002.
- NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica, límites y metodología de evaluación en punto de conexión común. ICONTEC. 2008.
- NTC-IEC 61000-1-1 Compatibilidad electromagnética CEM parte I Generalidades. Sección 1. Aplicación y presentación de definiciones y términos fundamentales. ICONTEC. 2000.
- NTC 4552 Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos).

2.4.2. Normas relacionadas con CEM en Colombia, con relación a SIPRA y coordinación de protecciones.

El (RETIE, 2013) en el capítulo 2 - artículo 8: “Requerimientos generales de las instalaciones eléctricas”, contempla 22 ítems para el diseño de una instalación eléctrica, los cuales cobran vital importancia dos ítems por la pertinencia del proyecto, que corresponden al ítem l) Análisis de protección contra rayos y el ítem h) Cálculo y coordinación de protecciones.

Por su parte, el (RETIE, 2013) asocia para el diseño de sistemas de protección contra rayos la serie de la NTC 4552-Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos), la cual está dividida de la siguiente manera:

- Parte 1: Principios generales.

- Parte 2: Manejo del riesgo.
- Parte 3: Daños físicos a estructuras y amenazas a la vida.

Tan solo la parte 3 de la NTC 4552, en el anexo E.4.1 (Observaciones generales), se refiere a la compatibilidad electromagnética, en donde literalmente dice “El diseñador e instalador de un SIPRA deben ser competentes para evaluar ambos efectos: el eléctrico y el mecánico de la descarga del rayo y estar familiarizado con los principios generales de compatibilidad electromagnética CEM”. Al igual que en el RETIE, en la NTC 4552 no se hace referencia a la forma en que la descarga de un rayo puede llegar a causar discrepancia electromagnética en una instalación, ni mucho menos a la manera en que se podrían atenuar dichas perturbaciones.

Respecto a la coordinación de protecciones el (RETIE, 2013) se sustenta en la NTC 2050-Código eléctrico colombiano, en el que se encuentran especificaciones referentes a la coordinación de las protecciones como el dimensionamiento y la ubicación, pero sin examinar el tema de la CEM y su afectación sobre el diseño.

2.4.3. Normas relacionadas con CEM a nivel internacional.

Internacionalmente se han presentado grandes avances con relación a la identificación, el estudio, la medición y la estructuración de lineamientos de mitigación, frente a los parámetros que generan incompatibilidad electromagnética en una la instalación eléctrica. El principal comité normativo a nivel internacional que ha tratado el tema de la CEM es la Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission - IEC), establecido por tres comités administrativos:

- ACEC – Advisory Committee on Electromagnetic Compatibility.
- TC – Technical Committee.

- CISPR - Comité International Spécial des Perturbations Radioélectriques.

En donde el TC y el CISPR se encargan de realizar trabajos de pruebas y ensayos en materia de CEM, y el ACEC es responsable de revisar internamente el trabajo de los dos comités, buscando armonía entre las normas existentes y las que se pretenden publicar. Si se cumplen los requisitos establecidos por el ACEC, tales trabajos se convierten en normas IEC.

Las normas IEC que hasta ahora han sido publicadas respecto al tema específico de la CEM son:

IEC 61000-Electromagnetic compatibility (EMC).

IEC CISPR 16 - Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods.

La norma IEC 61000. Se encuentra dividida en nueve partes, pero hasta ahora han sido publicadas seis que son:

- General.
- Environment.
- Limits.
- Testing and measurement techniques.
- Installation and mitigation guidelines.
- Generic standards.

La norma IEC CISPR 16. Se encuentra dividida en cuatro partes:

- Instrumentos de medición.

- Métodos de medición.
- Recomendaciones e informes técnicos de CISPR.
- Incertidumbre de las mediciones.

Por otro lado, los estándares de algunos comités como NFPA, CENELEC, AENOR y la CE son estándares establecidos por comités regionales que toman como referencia las publicaciones de los estándares IEC, como es el caso del borrador de la referencia 2004 / 108 / EC Directiva EMC publicada en julio de 2007 en el Reino Unido y Europa, que incluye por primera vez requisitos legales y estándares técnicos específicos, no solo para equipos sino también para instalaciones, incluida la documentación sobre EMC. Dicha normativa derogaba la anterior EMC 89/336/CEE Directive, 2nd edición y algunas modificaciones. En la última versión de la directiva, aunque aún no se establece ninguna obligación jurídica para la construcción de instalaciones eléctricas, la mayoría de los usuarios sí tienen la obligación legal. Por consiguiente, se espera que se empleen prácticas de ingeniería relacionadas con la CEM con el sustento de la documentación técnica para el cumplimiento necesario para el diseño de instalaciones eléctricas.

Finalmente, no hay que desconocer que muchas de las normas IEC que no están dirigidas al tema de la CEM como alcance principal, tienen en cuenta parámetros que afectan la CEM de la instalación. Tal es el caso de la serie IEC 62305 Protection against lightning de donde se basa la NTC 4552 y la contraparte NFPA 780-2004 Standard for the Installation of Lightning Protection System y la serie Electrical Installations for Buildings, contrapartes de la NTC 2050 (NEC 2005) y la NFPA 70 (NEC).

3. DISEÑO DE LA INVESTIGACION

El diseño de la investigación se basa en la implementación de una metodología que se enfoca principalmente en un análisis comparativo, que consiste en el análisis del modelado de una red de estudio (red inicial), modelo sobre el cual se establece un conjunto de contingencias que permiten mostrar los primeros resultados. Luego se incorpora GD a la red inicial y se simula el mismo conjunto de contingencias obteniendo un segundo resultado. Se verifica que los resultados obtenidos son consistentes con la realidad, luego se comparan ambos escenarios y se realiza el análisis.

Otro aspecto relevante de la implementación metodológica es el análisis cualitativo que se realiza cuando se observa en qué momento la coordinación de protecciones puede verse afectada por la bidireccionalidad del flujo de potencia, razón por la que se debe evaluar dicho fenómeno ante la presencia de GD.

Las actividades que se contemplan para el desarrollo del trabajo de grado con base en la metodología propuesta previamente son las siguientes.

- Determinar la topología del sistema bajo estudio
- Definir los parámetros de ajuste
- Calcular la corriente de cortocircuito de los barrajes del sistema, la corriente nominal y RTC (Real Time Clock) para cada relé.
- Plantear la función objetivo
- Plantear el conjunto de restricciones del modelo matemático.
- Solucionar el modelo con el fin de encontrar los parámetros de ajustes de cada relé.

4. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO

4.1. Identificación de fallas eléctricas de la generación distribuida y evaluación de la confiabilidad de las protecciones eléctricas.

Para establecer de qué forma las fallas en sistemas de distribución de energía se relacionan con la confiabilidad del sistema, es necesario utilizar una metodología llamada FEMA (Análisis de Modos de Fallas y Efectos), la cual es una metodología usada en el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) y muestra las fallas típicas en sistemas de distribución de energía eléctrica. Para efectuar la metodología se deben inscribir los equipos más críticos en un sistema de generación distribuida, los cuales son:

- Interruptor de potencia
- Seccionadores
- Circuito de medida y control
- Relés de protección

Tabla 1. Tipos de fallas en sistemas de transmisión de energía distribuida.

Componente	Modo de falla	Causa
Interruptor de potencia	Interruptor no abre al momento de recibir una orden de disparo.	Esta falla se presenta cuando el interruptor no abre después de ser energizado, esto puede ser causado por un corto en el cableado del circuito.

	Interruptor no despeja la falla	Este tipo de falla se manifiesta cuando los contactos del interruptor abren, pero el arco no es extinguido.
	Perdida del dieléctrico	Cuando ocurre esta falla se impide la interrupción satisfactoria de corriente.
	Arco eléctrico en los contactos principales del interruptor.	Generalmente este tipo de fallas se presenta cuando hay un reencendido del arco eléctrico de un interruptor en la posición abierta.
Seccionadores	Resistencia de los contactos elevados	Este tipo de falla se presenta a raíz de la contaminación ambiental, por exposición al sol y a la lluvia.
	Falla en el varillaje de mando del seccionador	Esta falla se produce a raíz de fallas mecánicas en el mecanismo de operación.
Circuito de medida y control	Conexiones que pierden ajuste	Se presentan por el deterioro del estado de la vida útil del cableado, el cual pone en riesgo la no funcionalidad del sistema
	Fallas en dispositivos de control.	Las fallas presentadas a esos dispositivos se deben principalmente al mal uso,

		antigüedad o daños inadvertidos.
Relé de protección	Relé de protección descalibrado	Cuando no se tienen un plan de mantenimiento que logra tener un plan de inspección y calibración se presenta este tipo de fallas.
	Falla en fuente de alimentación de los relé	Este tipo de fallas generalmente se presenta cuando se tienen una mala operación del sistema el cual puede incurrir en excesos o abusos en la capacidad del mismo.
	Daño físico en el hardware de los relés	
	Tarjetas de entradas análogas y/o digitales quemadas	Este tipo de fallas se presente básicamente por errores de configuración.
	Programación de los ajustas de los relés de configuración	

Fuente: Elaborada por el autor.

4.1.1. Evaluación de la confiabilidad

Cuando se habla de confiabilidad en sistemas de transmisión de corriente eléctrica, es necesario tener presente conceptos como; continuidad del suministro, calidad del producto, calidad en la atención y relación con el cliente.

Cuando se realiza estudios de confiabilidad que encierran los aspectos antes mencionados se debe, se deben tener en cuenta los siguientes índices de confiabilidad.

Índice medio de frecuencias de interrupción del sistema

$$SAIFI = \frac{\text{Numero de interrupciones a los usuarios}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

Donde:

λ_i : es la tasa de fallas del punto de carga i

N_i : es el numero de usuarios del punto de carga i

Índice medio de duración de interrupción del sistema

$$SAIDI = \frac{\text{suma de las duraciones de las interrupciones}}{\text{Numero total de usuarios atendidos}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i * N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

Donde:

U_i : es el tiempo de interrupcion anual del punto de carga i

N_i : es el numero de usuarios del punto de carga i

Índice medio de duración de interrupción de los usuarios

$$CAIDI = \frac{\text{suma de las duraciones de interrupciones}}{\text{numero total de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Índice medio de disponibilidad del sistema

$$ASAI = \frac{N_T * 8760 - \sum_{i=1}^n U_i * N_i}{N_T * 8760}$$

Donde:

i: interrupcion *i* – esima

U_i: es el tiempo de interrupcion anual del punto de carga *i*

N_T: es el numero total de usuarios

$$ASUI = 1 - ASAI$$

Energía no suministrada

$$ENS = \sum_{i=1}^n L_i * U_i$$

Donde:

L_i: Es la demanda del punto de carga *i*

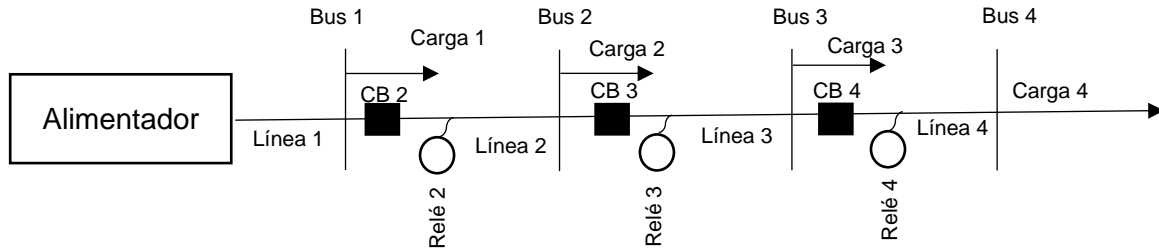
Energía no suministrada por el cliente

$$AENS = \frac{ENS}{N_T}$$

Caso de estudio

Con base el diagrama unifilar mostrado en la figura de va a desarrollar el análisis de confiabilidad a través de un historial de fallas típicas suministrado en el área de la cira infantas.

Figura 4.Diagrama unifilar de caso de estudio.



Fuente: Elaborada por el autor.

Ejemplo de estudio. En la tabla 1 se muestran los datos tomados para unas condiciones de falla estándar, donde L representa la línea o componente que se muestra en el diagrama unifilar.

Tabla 2.Parámetros de confiabilidad.

Datos de línea		
Componente	λ (fallas /año)	r(horas/falla)
L1	0,3	5
L2	0,35	4
L3	0,4	3
L4	0,45	3,5

Fuente: Elaborada por el autor.

Tabla 3.Características de las cargas.

Datos de cargas		
Carga	Potencia kW	Usuarios
C1	50	30
C2	40	25
C3	70	40
C4	90	50

Fuente: Elaborada por el autor.

Tabla 4. Criterios de cálculos.

Carga 1			
Componente	λ (fallas /año)	r(horas/falla)	μ (horas/año)
L1	λ_{L1}	$T r_{L1}$	$\lambda_1 * r_1$
L2	λ_{L2}	$T r_{L2}$	$\lambda_2 * r_2$
L3	λ_{L3}	$T s_{L2} + T s_{L3} + T_i$	$\lambda_3 * r_3$
L4	λ_{L4}	$T s_{L4} + T_i$	$\lambda_4 * r_4$
Total	$\sum_{i=1}^n \lambda_{Li}$	$\sum_{i=1}^n \lambda_{Li} * r_i / \sum_{i=1}^n \lambda_i$	$\sum_{i=1}^n \lambda_i * r_i$

Fuente: Elaborada por el autor.

Para el desarrollo del caso se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

$$T_s = T_c + T_p + T_l$$

Donde:

T_s : tiempo de apertura de seccionadores para aislar falla; se tomara un $T_s = 0,25$ para este caso.

T_c : tiempo para el conocimiento de falla

T_p : tiempo de reparación

T_l : tiempo de localización

Reemplazando los valores tenemos la siguiente tabla

Tabla 5. Cálculo de parámetros.

Carga 1			
Componente	λ (fallas /año)	r(horas/falla)	μ (horas/año)
L1	0,3	5	$0,3 * 5 = 1,5$
L2	0,35	4	$0,35 * 4 = 1,4$
L3	0,4	$0,25 + 0,25 + 0,05$	$0,4 * 0,55 = 0,22$
L4	0,45	$0,25 + 0,05$	$0,45 * 0,3 = 0,135$
Total	1,5	2,17	3,255

Fuente: Elaborada por el autor.

Se realiza el mismo procedimiento para la carga 2, 3 y 4.

Tabla 6. Cálculo de parámetros carga 2.

Carga 2			
Componente	λ (fallas /año)	r(horas/falla)	μ (horas/año)
L1	0,3	5	$0,3 * 5 = 1,5$
L2	0,35	4	$0,35 * 4 = 1,4$
L3	0,4	3	$0,4 * 3 = 1,2$
L4	0,45	3,5	$0,45 * 3,5 = 1,575$
Total	1,5	3,78	5,675

Fuente: Elaborada por el autor.

Tabla 7. Cálculo de parámetros carga 3.

Carga 3			
Componente	λ (fallas /año)	r(horas/falla)	μ (horas/año)
L1	0,3	5	$0,3 * 5 = 1,5$
L2	0,35	4	$0,35 * 4 = 1,4$
L3	0,4	3	$0,4 * 3 = 1,2$
L4	0,45	0,3	$0,45 * 0,3 = 0,135$
Total	1,5	2,82	4,235

Fuente: Elaborada por el autor.

Tabla 8. Cálculo de parámetros carga 4.

Carga 4			
Componente	λ (fallas /año)	r(horas/falla)	μ (horas/año)
L1	0,3	5	$0,3 * 5 = 1,5$
L2	0,35	4	$0,35 * 4 = 1,4$
L3	0,4	3	$0,4 * 3 = 1,2$
L4	0,45	0,3	$0,45 * 0,3 = 0,135$
Total	1,5	2,82	4,235

Fuente: Elaborada por el autor.

Cálculo de indicadores de confiabilidad

con base en las ecuaciones y la tabla de datos construida de cada una de las cargas que pertenecen al esquema de distribución planteado en el diagrama unifilar.

Cálculo SAIFI

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

$$SAIFI = \frac{\lambda_1 * N_1 + \lambda_2 * N_2 + \lambda_3 * N_3 + \lambda_4 * N_4}{N_1 + N_2 + N_3 + N_4}$$

$$SAIFI = \frac{1,25 * 50 + 1,25 * 40 + 1,25 * 70 + 1,25 * 90}{50 + 40 + 70 + 90} = 1,25$$

Cálculo SAIDI

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i * N_i}{\sum_{i=1}^n N_i}$$

$$SAIDI = \frac{3,25 * 50 + 5,67 * 40 + 4,23 * 70 + 4,23 * 90}{50 + 40 + 70 + 90} = 4,26$$

Cálculo CAIDI

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{4,26}{1,25} = 3,4$$

Cálculo ASAI

$$ASAI = \frac{N_T * 8760 - \sum_{i=1}^n U_i * N_i}{N_T * 8760}$$

$$ASAI = \frac{250 * 8760 - 3,25 * 50 + 5,67 * 40 + 4,23 * 70 + 4,23 * 90}{250 * 8760} = 0,99$$

Cálculo ASUI

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = 1 - 0,99 = 0,01$$

Cálculo de ENS

$$ENS = \sum_{i=1}^n L_i * U_i$$

$$ENS = U_1 * L_1 + U_2 * L_2 + U_3 * L_3 + U_4 * L_4$$

$$ENS = 3,25 * 50 + 5,67 * 40 + 4,23 * 70 + 4,23 * 90 = 1066,1$$

Energía no suministrada por el cliente

$$AENS = \frac{ENS}{N_T}$$

$$AENS = \frac{1066,1}{250} = 4,26$$

4.2. Análisis de los efectos de la inyección de energía distribuida sobre la red.

Uno de los efectos que más incide en la inyección de energía distribuida es la bidireccionalidad del flujo, por tal motivo a continuación se explican las causas y consecuencias de este fenómeno.

4.2.1. Bidireccionalidad del flujo de potencia.

Tal como se expuso previamente en los marcos conceptuales la coordinación de protecciones se utiliza como una herramienta para proteger redes con topología radial, lo cual quiere decir que tienen una sola fuente de generación de potencia. Sin embargo, cuando hay presencia de generación distribuida hace que la dirección del flujo de potencia sea indeterminada en algunas ocasiones, dicho fenómeno se debe a factores como, el tamaño de las fuentes y las condiciones bajo las cuales operen. En consecuencia, cuando se aplica la generación distribuida se debe invalidar la coordinación de protecciones previa a la implementación.

Cuando se refiere el tema de bidireccionalidad de flujo en generación fotovoltaica, este fenómeno aparece durante el proceso de sincronización, a manera de ejemplo, con relación al diagrama unifilar mostrado del sistema de generación distribuida propuesto, se puede establecer que si la frecuencia de operación del sistema de generación distribuida es diferente a la frecuencia de la barra colectora y en consecuencia el interruptor automático trifásico se encuentra cerrado, la dirección del flujo de potencia va desde la barra a la fuente con generación distribuida. De tal manera que durante la sincronización la frecuencia de la generación distribuida entrante se mantiene ligeramente más alta que la de la barra puede llegar a producirse un efecto nocivo el cual es una sobretensión localizada que induce a que la carga puede ser mayor que la que se encuentra en el lado normal de la línea, que finalmente da como resultado un flujo de potencia inverso.

4.2.2. Pérdida de coordinación de los elementos de la red de distribución.

Los principales problemas en la coordinación de protecciones, corresponden en gran medida al cambio de la topología de la red una vez se conectan nuevos generadores, básicamente porque en un evento de falla los generadores contribuyen a la corriente de falla.

Básicamente, el sistema de coordinación de la red se verá afectado ya que este equipo ha sido diseñado teniendo en cuenta ciertos valores de sobrecarga, donde se contemplan los rangos máximos de tolerancia y los valores máximos de sobrecarga, por ello cuando se pretende operar los elementos de protección deben ser recalculados y recalibrados, teniendo en cuenta los nuevos valores de corriente de falla y estableciendo así nuevos tiempos de operación para estas corrientes.

4.2.3. Pérdida de sensibilidad.

Cuando se habla de sensibilidad en la coordinación de protecciones, se puede decir que es un parámetro establecido como la capacidad que tiene un sistema de protección para identificar condiciones anormales de fallas que excedan el valor de disparo de un dispositivo de protección o cuando se requiere detectar umbrales que inicien la acción de protección cuando la variable medida supere el umbral.

En un sistema de generación distribuida es muy común que se presenten problemas de sensibilidad, dicho problema se debe a que cuando se produce el cambio de una red convencional a una red distribuida, no se realizan ajustes al relé de protección de cabecera de la línea de alimentación, de tal manera que cuando se requiere analizar la pérdida de sensibilidad del dispositivo se debe hacer en función de la localización del circuito, lo cual quiere decir que se debe monitorear aguas arriba y aguas debajo de la red con respecto a la generación distribuida.

4.2.4. Pérdida de selectividad.

La selectividad es una propiedad que poseen los sistemas de generación que se puede considerar como la capacidad que presentan los sistemas de protección en el momento de una falla o sobrecorriente, si solo actúa el dispositivo que se planifica e instala aguas arriba de la falla.

Cuando hay falta de selectividad en un sistema se presentan dos acciones simultaneas:

- 1- Desconexiones innecesarias en de la línea de alimentación en la red de generación distribuida.
- 2- Desconexiones inoportunas de la red de generación distribuida.

Generalmente cuando se considera la selectividad cuando se posee una red eléctrica formada por “n” líneas en paralelo que se alimentan de un mismo sistema y en una de las líneas existe generación distribuida y en consecuencia cada una de ellas tiene una protección de sobreintensidad.

Lo cual quiere decir que cuando se produce una falla en cualquiera de las “n-1” líneas que no poseen generación distribuida contribuye a la falla del sistema de generación a través de la alimentación del corto circuito. En conclusión, si el relé de protección de la línea con generación distribuida no detecta en qué dirección va la corriente, puede llegar a producirse un disparo innecesario en la línea sobre la cual se encuentra instalada el sistema de generación distribuida.

4.3 Evaluación del impacto de la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas.

Actualmente existe un algoritmo con el cual se puede evaluar el impacto que tiene la generación distribuida en la coordinación de protecciones, sin embargo, no es posible cuantificar directamente el impacto en protecciones, ya que no muestra el porcentaje en el que la protección se ve afectada. coordinación de protecciones.

Cuando se trabaja con modelos analíticos, se debe tener en cuenta el cálculo del impacto de las fallas, dichos cálculos miden la probabilidad de ocurrencia de la falla, de manera que para cada análisis de falla que se realice, debe calcularse los índices de confiabilidad para posteriormente sumarlos todos.

A continuación, se dará una explicación del método usado para realizar la evaluación del impacto de confiabilidad en redes de distribución con generación distribuida.

El algoritmo que se muestra en la figura siguiente sirve para la búsqueda de los elementos de red, que debido a la falla de algún componente puede interrumpir el servicio.

Las etapas del algoritmo son:

Etapas 1. localización de las fallas en dispositivos de protección y conmutación.

1. Lectura de datos de matriz de conectividad y matriz de niveles.
2. Con el elemento “x” se iniciará la búsqueda, siendo x el punto de carga.
3. Localizar “x” en la matriz de niveles, la fila donde se encuentra este elemento es “F1” y la columna donde se encuentra este elemento es “C1”.

Etapas 2. Se evalúan los efectos de interrupción de la falla en todo el alimentador.

4. se extrae el valor de “x” en la matriz de conectividad el cual llevara como nombre “V1” que se encuentra en “F1” y “C1”.

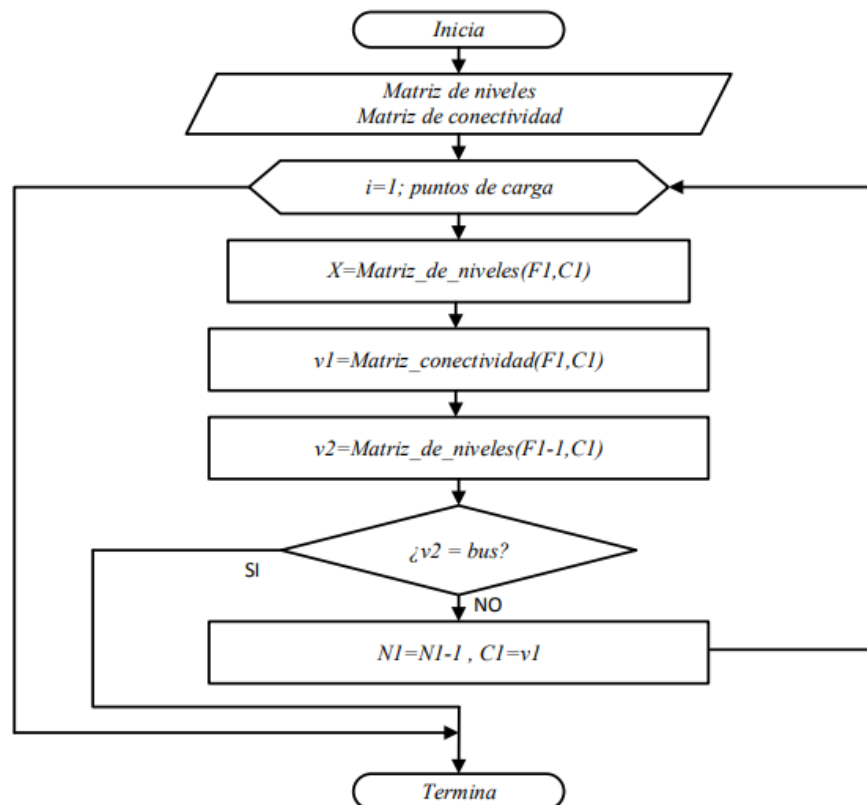
Etapa 3. Se evalúa la falla por la probabilidad de ocurrencia.

5. Obtener el valor de “V2” que se encuentra “F1-1” y “V1” en la matriz de niveles.
6. Si el criterio se ha cumplido termina si no sigue a 7.

Etapa 4. Actualizar los efectos de la interrupción de falla.

7. Igualar $F1-1=F1$ y $C1=V1$ y regresar al paso número 4.
8. Termina.

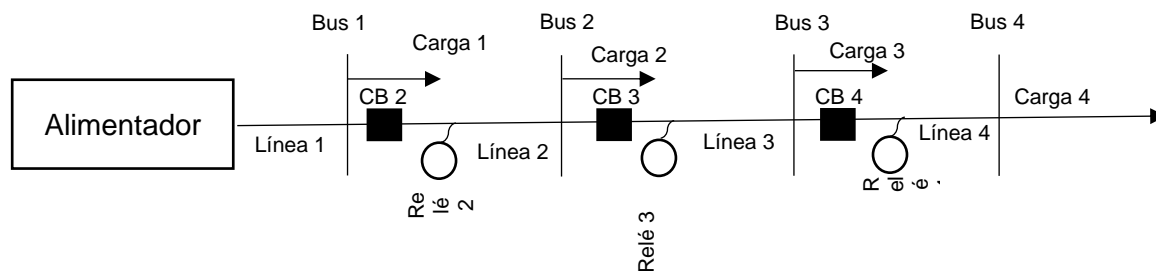
Figura 5. Algoritmo de búsqueda de elementos en falla.



Fuente: Gonzalez, O. S. (2016). Impacto de la Generacion Distribuida en la Confiabilidad de Redes de Distribucion . M

Otra forma de evaluar los efectos de la generación distribuida en coordinación de protecciones me muestra a través de un caso de estudio, el cual permite analizar los efectos que se puedan presentar cuando hay presencia de la generación distribuida en la coordinación de protecciones para redes de baja tensión. En dicho caso de estudio se plantea una red hipotética con datos tomados de la red de distribución mostrada previamente en el marco teórico.

Figura 6.Diagrama unifilar Básico.



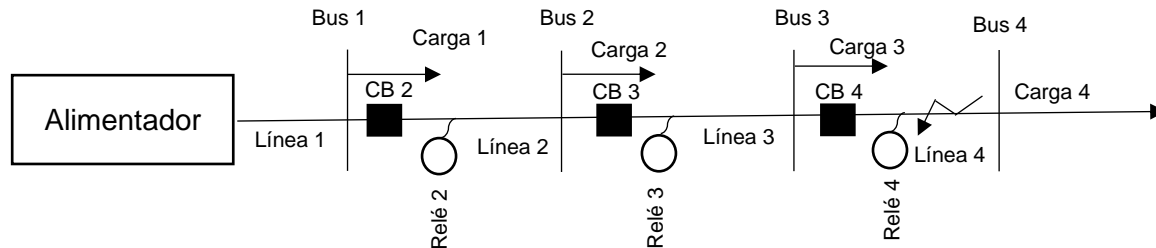
Fuente: Elaborada por el autor.

La red que se propone para simular, es una red cuya analogía es la de una casa de varios pisos, en la cual cada piso representa una carga, en la figura 4 se puede observar el modelo de la red de distribución de baja tensión la cual consta de los siguientes equipos:

- Un transformador hipotético de 112.5 [kVA]
- Dos conductores por cada una de las fases calibre 2/0 AWG.

Al realizarse la simulación del diagrama unifilar que se encuentra en la [figura 4](#) se obtiene se obtienen tiempos de respuesta de los dispositivos de protección, en el cual se logra observar el comportamiento de los fusibles y relés bajo condiciones convencionales y a potencia nominal.

Figura 7.Diagrama unifilar con corto circuito.



Fuente: Elaborada por el autor.

El diagrama unifilar que se propone en la figura 7 está representado por una red de distribución en el cual se induce una falla de corto circuito en la línea 4 tal como se ilustra en la figura, al momento de ser simulado dicho esquema se logran hallar los comportamientos de los equipos de protección como se muestra en la tabla 8.

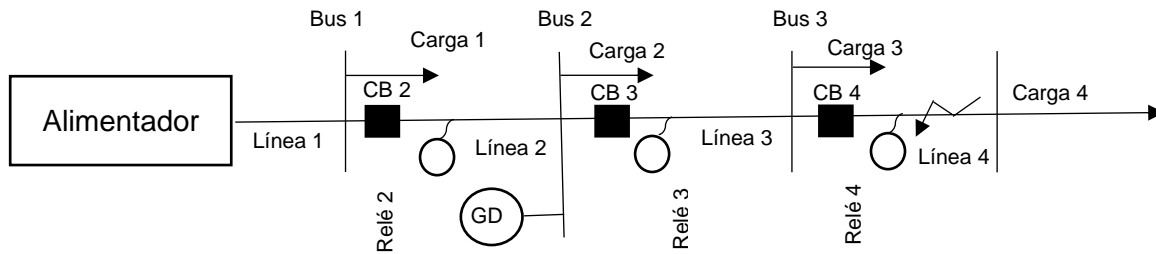
Tabla 9.Tiempos de respuesta dispositivos de protección.

DISPOSITIVO DE PROTECCION	TIEMPO DE RESPUESTA
Fusible 1	90-200 ms
Relé 2	60 ms
Relé 3	48 ms
Relé 4	20 ms

Fuente: Elaborada por el autor.

Con base en los resultados mostrados en la tabla 8 se puede inferir que de los dispositivos de protección solo actuara el Relé 4 en 20 ms, por lo tanto, la coordinación de protecciones planteada es adecuada para este sistema de distribución.

Figura 8. Diagrama unifilar Generación Distribuida en barra 2.



Fuente: Elaborada por el autor.

La red que se muestra en la figura 8 se le ha agregado un generador el cual suministra energía en la barra 2 y una falla de corto circuito en la línea 4, por consiguiente, es imperativo simular este sistema y así determinar el nivel de afectación que puedan llegar a tener los sistemas de protección.

Tabla 10. Tiempos de respuesta dispositivos de protección con generación distribuida.

DISPOSITIVO DE PROTECCION	TIEMPO DE RESPUESTA
Fusible 1	91-200 ms
Relé 2	60 ms
Relé 3	48 ms
Relé 4	20 ms

Fuente: Elaborada por el autor.

Como se puede apreciar en la tabla 9 los resultados soy muy similares al sistema sin generación distribuida, por lo tanto, podemos concluir que el sistema para esta falla es satisfactorio.

4.4. Alternativas de solución que permiten contrarrestar los efectos de la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas.

En el presente capítulo se exponen varios métodos que buscan mitigar efectos negativos de la generación distribuida con relación a la coordinación de protecciones eléctricas.

Cuando es necesario brindar un buen servicio de suministro eléctrico, es imperativo poder localizar fallas en estos sistemas, especialmente las relacionadas con la continuidad del suministro. Para ello, se tienen en cuenta dos métodos muy utilizados para este tipo de análisis, que son los basados en el modelo y los basados en el conocimiento.

4.4.1. Método basado en el modelo para la localización de fallas.

Los métodos basados en el modelo (MBM), son aquellos que se encargan de la localización de fallas en sistemas de distribución a través del uso de los valores fundamentales de tensión, corriente de prefalla y falla, medidas en extremos de líneas y parámetros de red. Cabe resaltar que este método es usado en industrias que requieren altos índices de continuidad en el suministro de energía eléctrica.

A continuación, se ilustran los métodos (MBM) más utilizados.

- **Método de localización de fallas basado en graficas de reactancia.** es un método que se basa en el uso del análisis gráfico de la impedancia de la falla. La ventaja que ofrece la implementación de este método se debe a que únicamente se requiere conocer los componentes fundamentales de tensión y corriente en el momento de la falla y la prefalla.

A partir del análisis propuesto por la metodología se logra la monitorización de tensión y corriente solo en la cabecera del circuito ya que cuando se cuenta con dispositivos de protección digital por lo general se equipan con funciones de almacenamiento de datos los cuales se activan automáticamente cuando se detecta una falla. Adicionalmente estos dispositivos tienen la capacidad de registrar y almacenar la forma de onda de las señales de tensión y corrientes que se obtengan de la subestación, para con ello se logren obtener los fasores del fundamental de tensión y corriente de prefalla e inmediatamente el transitorio ocasionado por la falla.

- **Método sirinivasan.** Este método se basa en el uso de una representación de parámetros distribuidos de la línea, partiendo de esa representación se pueden calcular la tensión y corrientes de cada uno de los nodos del sistema. Durante la aplicación de este método se requiere realizar un proceso iterativo para la localización de fallas, en el cual el valor inicial de la distancia al nodo de falla, se obtiene mediante la aproximación de la matriz de transmisión de la línea larga a una línea corta. Posteriormente al considerar que el valor de admitancia de carga es el mismo obtenido antes de la falla, se estima la corriente de falla, la tensión en el punto de falla y la tensión en el nodo remoto. A continuación, se muestra la expresión través de la cual se calcula la distancia de falla mencionado previamente.

$$\begin{bmatrix} V_m \\ I_m \end{bmatrix} = T(x) \begin{bmatrix} V_r \\ I_{r,m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{m,r} & -B_{m,r} \\ C_{m,r} & -A_{m,r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_{r,m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(xy_m) & -z_{m,r}^c \sin(xy_{m,r}) \\ C_{m,r} & -\cosh(xy_{m,r}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_{r,m} \end{bmatrix}$$

La expresión consta de una matriz de transmisión $T(x)$, que relaciona las tenciones y las corrientes en los extremos de una sección de línea.

Donde:

$y_{m,r}$: es la constante de propagación

$z_{m,r}^c$: es la impedancia característica

Método de girgis. La metodología de localización de falla propuesta por Girgis, se desarrolla a partir del cambio de la magnitud del fundamental de corriente para determinar el tipo de falla. Una vez se conoce el tipo de falla, se calcula la impedancia aparente a través de la selección adecuada de las tensiones y corrientes utilizadas.

La impedancia aparente calculada a través de esta metodología sirve para solucionar una ecuación compleja, que está sujeta variables como la resistencia de la falla y la distancia a la que ocurrió la falla. De manera similar, el método también considera las cargas y actualiza los voltajes en cada nodo a través de un flujo de carga simple usando un modelo de impedancia constante.

Métodos basados en el conocimiento

Los métodos basados en el conocimiento (MBC) utilizan información proveniente de las señales de tensión y corriente registradas durante la falla, este método normalmente requiere de gran cantidad de datos de fallas para desarrollar de manera correcta su función, datos como el tipo de carga conectada a cada nodo, ubicación de las protecciones e información de las fallas ocurridas en la red.

En la siguiente tabla se muestran todas las técnicas basadas en conocimiento con algunas de las principales características.

Tabla 11. Métodos basados en el conocimiento.

Método	Información requerida	Técnica Utilizada	Información de salida.
LIU02	Llamadas de clientes, medidas del sistema e información recibida del sistema SCADA.		
CHIE02	Datos históricos de fallas, llamadas de clientes, conocimiento de expertos.	Redes Bayesianas	Equipo en falla
HUAN02	Activación de elementos de protección.	Algoritmos Inmunes	Alimentadores equipos en falla.
MAHA04	Medidas de tensión y corriente en la subestación.	Redes Neuronales RBF.	Tipo de falla y distancia de falla.
PENG04	Parámetros del circuito, medidas de V a I, condiciones climáticas, posible causa de la falla.	Rough set theory	Equipo en falla
JARV94	Parámetros y topología del sistema, medidas de tensión y corriente, información SCADA.	Teoría de conjuntos difusos.	Distancia de falla.
HSU90	Parámetros y topología de red, históricos de fallas y llamadas de los clientes.	Sistema basado en reglas	Región de falla.
MORA06-B	Medidas de corriente.	Sistema basado en reglas	Región de falla.

Fuente: Elaborada por el autor.

4.4.2. Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas de generación distribuida.

Con el propósito de solucionar el problema de la coordinación óptima de relés de sobrecorriente en sistemas con generación distribuida (Giraldo, 2005) presenta dos estrategias basadas en una formulación matemática de problema, las cuales son resueltas en el software de optimización GAMS.

Los modelos matemáticos son no lineales, la función objetivo a minimizar es la sumatoria de los tiempos de operación propios y de respaldos de cada relé. Para verificar la solución de la propuesta, las dos estrategias son comparadas con respecto a metodologías tradicionales.

Metodología propuesta. Las estrategias propuestas consideran diferentes formas para las curvas de cada relé, es decir, valores para las constantes de forma para la ecuación exponencial, estas estrategias se consideran globales y locales. La estrategia global determina los mismos valores constantes para todos los relés mientras que la estrategia local permite que cada relé tenga valores diferentes. Aquí está el algoritmo paso a paso para las estrategias:

1. Determinar la topología del sistema bajo estudio.
2. Definir los parámetros de ajuste y características de los relés involucrados.
3. Calcular la corriente de cortocircuito de los barrajes del sistema, la corriente nominal y RTC (Real Time Clock) para cada relé.
4. Plantear la función objetivo.
5. Plantear el conjunto de restricciones del modelo matemático.
6. Solucionar el modelo con el fin de encontrar los parámetros de ajustes de cada relé.

4.4.3. Reducción del impacto de la generación distribuida en el sistema de protecciones de las redes de distribución, con relés de potencia invertida.

Para resolver los problemas de falla en la coordinación de protecciones por el cambio de la dirección del flujo de potencia, y aumento de la corriente de cortocircuito generado por la presencia de generación distribuida, cuando reajustar los equipos existentes no es suficiente, el documento (Puladasu, 2018) propone un Relé de Potencia Inversa (RPR por sus siglas en inglés) para proteger las fluctuaciones de tensión y la condición de potencia inversa.

Relé de potencia inversa. El relé de potencia inversa, es un relé de potencia direccional que se utiliza para controlar la potencia de un generador distribuido que funciona en paralelo con otro generador o la utilidad. La función del relé de potencia inversa es evitar que la potencia fluya desde la barra colectora a los generadores, lo cual se logra desconectando la generación distribuida de la red de distribución en condición de falla.

También estima la potencia inversa, y propone el valor de ajuste correspondiente para proporcionar una solución para proteger la red de distribución según la configuración de retransmisión y el escenario cambiante del sistema de distribución.

Funcionamiento del relé de potencia. El funcionamiento del relé de potencia inversa consiste en un generador PWM discreto que genera voltaje, el cual debe tener la misma frecuencia que la red de distribución, un controlador PI discreto debe inspeccionar la magnitud y frecuencias para cumplir con los criterios de la red y un Analizador de Secuencia Discreta comparará las señales alimentadas por el controlador PI en dos aspectos diferentes, que son la magnitud y el ángulo de fase.

4.5. Consultoría a la empresa DISCON S.A.S. relacionadas con el análisis de indicadores de confiabilidad en redes de trasmisión.

A través del desarrollo de la temática de coordinación de protecciones en redes de distribución de baja potencia con generación distribuida, se realizó contacto con una de las empresas de la región que trabaje en este tipo de industria.

La dinámica con la cual se realizó la consultoría fue a través de una serie de reuniones en las cuales se recogieron inicialmente ciertas necesidades de la empresa en términos de cálculos de indicadores de confiabilidad de un modelo de red y posteriormente un análisis de una situación ideal de falla en un circuito.

A continuación, se mostrarán las faces que corresponden a cada una de las reuniones pactadas con el ingeniero residente de la empresa DISCON S.A.S.

Reunión 1: Identificación de fallas eléctricas de la generación distribuida y evaluación de la confiabilidad.

Unas de las solicitudes realizadas por el ingeniero residente de la compañía DISCON S.A.S., fue la de identificar la forma en la cual las fallas que se presentan en los sistemas de distribución de energía pueden ser relacionadas con la confiabilidad del sistema, ya que para ellos es imperativo comenzar medir la calidad del servicio prestado a través del monitoreo de indicadores que muestren el estado del sistema.

Reunión 2: Evaluación de la confiabilidad

En la segunda reunión que se tuvo con el ingeniero residente de la empresa DISCON S.A.S., quien fue delegado por la empresa para el acompañamiento en el desarrollo de la consultoría, se realizó una concertación de todo lo concerniente a

la metodología seleccionada para la evaluación de los indicadores de confiabilidad, haciendo una revisión de cada una de las existentes para la naturaleza del proyecto y finalmente en ella se concluyó con la presentación de los indicadores de confiabilidad requeridos como se muestra en capítulos anteriores.

Otro de los aspectos relevantes concertados en esta reunión fue la elaboración de un diagrama unifilar bajo el cual se trabajó en el cual se encuentran los elementos tipos de un sistema de transferencia de energía.

Reunión 3: Comportamiento de la coordinación de protecciones bajo la inducción de falla.

En la tercera reunión se planteó la realización de un análisis de inducción de falla de corto circuito a un sistema de generación distribuida como se muestra en el diagrama unifilar de un capítulo previo con el fin de modelar el comportamiento de las protecciones eléctricas y ver si respuesta en términos de tiempo.

En dicha reunión se seleccionaron los datos de un transformador y conductores para cada una de las fases y se simuló bajo software especializado de la empresa y así se determinaron tiempos de respuesta de los elementos de protección.

Reunión 4: Evaluación del impacto en la generación distribuida.

En la cuarta reunión se solicitó por parte de la empresa seleccionar una metodología que permitiera evaluar el impacto en la generación distribuida, por tal motivo se procedió a una revisión bibliográfica sobre el tema y se encontró un algoritmo que encaja perfectamente con los lineamientos dados por la empresa.

5. RESULTADOS

Los indicadores de confiabilidad de la red propuesta muestran los siguientes índices de confiabilidad:

Tabla 12. Índices de confiabilidad.

Índices de confiabilidad	
SAIFI	1,25 1/ (Año Cliente)
SAIDI	4,26 h/ (año cliente)
CAIDI	3,4 h
ASAI	0,99
ASUI	0,01
ENS	1066,1 kWh/año
AENS	kWh/(año cliente)

Fuente: Elaborada por el autor.

Generalmente cuando se trabaja con indicadores de confiabilidad en sistemas eléctricos, lo que se busca es poder tener un parámetro de referencia y así medirlo año a año, y de esa manera poder medir la gestión realizada para la mejora del suministro. Para el caso particular de este trabajo de investigación lo que se logra precisamente es obtener esos parámetros bases de comparación con los cuales se puede medir a tendencia de la calidad de suministro del sistema eléctrico a través de los años.

Tiempos de respuesta en dispositivos de protección.

Los tiempos de respuesta son parámetros utilizados para determinar la correcta operación de los dispositivos de protección, en la coordinación de protecciones. A continuación se muestran los resultados de dichos tiempos de respuesta en un

sistema de generación convencional y un sistema de protección distribuido sometidos a las mismas corrientes de falla.

Tabla 13. Tiempos de respuestas dispositivos de protección.

DISPOSITIVO DE PROTECCION	TIEMPO DE RESPUESTA
Fusible 1	90-200 ms
Relé 2 (Azul)	60 ms
Relé 3 (verde)	48 ms
Relé 4 (Rojo)	20 ms

Fuente: Elaborada por el autor.

Con base en los resultados mostrados en la tabla 12 se puede inferir que de los dispositivos de protección solo actuara el Relé 4 en 20 ms, por lo tanto, la coordinación de protecciones planteada es adecuada para este sistema de distribución.

Tabla 14. Tiempos de respuesta dispositivos de protección con generación distribuida.

DISPOSITIVO DE PROTECCION	TIEMPO DE RESPUESTA
Fusible 1	91-200 ms
Relé 2 (Azul)	60 ms
Relé 3 (verde)	48 ms
Relé 4 (Rojo)	20 ms

Fuente: Elaborada por el autor.

Como se puede apreciar en la tabla 13 los resultados son muy similares al sistema sin generación distribuida, por lo tanto, podemos concluir que el sistema para esta falla es satisfactorio.

6. CONCLUSIONES

Cuando se efectúan los cálculos de indicadores de suministro eléctrico en sistemas de generación distribuida, teniendo como parámetro la base de indicadores en sistemas sin generación distribuida, la propensión es hacia el progreso en la mayoría de indicadores, sin embargo, en indicadores como el SAIFI no precisamente es así, ya que al incluir elementos adicionales al sistema se pueden mostrar una mayor tasa de fallas.

A partir del desarrollo del presente trabajo de investigación se puede concluir que el principal efecto de la generación distribuida en temas de coordinación de protecciones tiene que ver con la falta de selectividad y sensibilidad, esto se debe al flujo de corriente bidireccional.

Una conclusión interesante que se puede obtener, es que se pueden establecer índices de confiabilidad a partir del estudio de las probabilidades de eventualidad de falla, y en esa medida evaluar el estado en el que se encuentra el esquema de protecciones en la red de distribución.

La forma más eficiente de ver el efecto que se produce en la coordinación de protecciones cuando existe generación distribuida es a través de la comparación de parámetros bajo escenarios de fallas como lo es el corto circuito, cuando hay y no generación distribuida.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda a las Unidades Tecnológicas de Santander, invertir en la compra de licencias de software que permitan realizar simulaciones con mayor nivel de detalle, y de esa manera poder prestar servicios de consultorías a empresas del sector eléctrico, en temas relacionados con coordinación de protecciones y factibilidad en la implementación de sistemas de generación distribuida.

Cuando se presentan efectos negativos en la red de distribución de energía, se recomienda realizar un reajuste en todos los equipos de protección para mitigar esos efectos. Ahora bien, si la inyección de potencia se considera alta, se deberán contemplar soluciones más costosas, como la implementación de dispositivos de protección inusuales para el nivel de tensión en cuestión o aprovechar otro tipo de tecnologías, como la ofrecida por las microrredes.

Una recomendación muy pertinente para este tipo de proyectos es cumplir con los requisitos de la resolución CREG 030, los cuales deben tener una capacidad nominal instalada de generación distribuida del 15% de la capacidad nominal del alimentador, ya que con una capacidad instalada 50% de la capacidad nominal del alimentador, no hay efecto en la coordinación de las protecciones, todo debido a que la capacidad de cortocircuito del sistema fotovoltaico simulado es limitada, ya que tanto el inversor como la disposición fotovoltaica no proporcionan físicamente grandes potencias y corrientes para alimentar una falla a tierra sólida.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Gonzalez, O. S. (2016). Impacto de la Generacion Distribuida en la Confiabilidad de Redes de Distribucion . Mexico : Instituto Politecnico Nacional .

Anderson, A. (2006). Power System Protection. Arizona: Wiley-IEEE.

Gonzalez, A. (2016). Coordinacion de protecciones en redes electricas con generacion distribuida. Mexico : El Sevier.

Montane, P. (2016). coordinaci3n de los relés de protecci3n digitales. Barcelona: Politecnico de Madrid.

Vallejo, J. A. (2007). Coordinacion de protecciones en sistemas de distribucion con generacion distribuida. Mexico : Instituto Politecnico Nacional .

Aguilar, M., Martínez, M., & Rubén, E. (2014). Implementaci3n del sistema el3ctrico subterr3neo para obtener el suministro de energía el3ctrica en media tensi3n de una tienda de calzados. México D.F.: Instituto polit3cnico Nacional.

ALCALÁ GONZALEZ , D. (2016). Coordinacion de protecciones en redes electricas con generacion distribuida . Madrid : Universidad Carlos III de Madrid .

Arango, A., & Grisales, A. (2014). Diseño de la redes el3ctricas, apantallamiento y sistema de puesta a tierra de ASIA LOFT AND HALL. Pereira: Universidad Tecnol3gica de Pereira.

Castro, F., & Talancon, S. (2012). Desarrollo y optimizaci3n para el suministro de energía el3ctrica de un sistema el3ctrico que conforma una tienda de autoservicio. México D.F.: Instituto polit3cnico Nacional.

- Flores, E., Nava, E. d., & Ramírez, A. (2012). Diagnóstico y propuesta de una nueva red de distribución subterránea para el centro cultural universitario. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Flores, J. (2011). Implementacion de proteccciones y simulacion automatica de eventos para localizacion de fallas en sistemas de distribucion de energia. Mexico: Bedoya .
- Gómez, R. M. (2015). Análisis del suministro eléctrico, mejoras de los índices y niveles de calidad en la distribución de energía eléctrica. Alicante: Universidad Miguel Hernández.
- Hoyos, M., & Paternina, M. (2012). Propuesta de mejoramiento de la red eléctrica y de telecomunicaciones de la institución educativa Boyacá de Pereira. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Ibarra, F. (2012). Diseño de instalación eléctrica para tienda de autoservicio "supercenter patria". México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Josep, M. (2013). Diseño de circuito de media tensión para alimentar el corregimiento de San José de Oriente (Cesar). Barranquilla: Universidad de la Costa.
- Narvaez, Y., & Prado, K. (2012). Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tension para la normalización del barrio el piñoncito de campo de la cruz. Barranquilla: Universidad de la Costa C.U.C.
- RAMIREZ CASTAÑO , S. (2005). Protecciones de Sistemas Electricos . Manizales: Universidad Nacional de Manizales.

9. APENDICES

Si aplica, se anexan: formato de encuestas entrevistas, chek list, en general las herramientas o instrumentos utilizados en la investigación. Se enumeran con letras mayúsculas de la A - Z, si la cantidad es mayor se enumeran con números arábigos. Fuente y títulos en Normas APA.

10. ANEXOS

ACUERDO DE COOPERACIÓN

Entre los suscritos **DISCON S.A.S.** identificado tributariamente con el NIT 800.003.675-7 legalmente constituida y con domicilio principal en la ciudad de Barrancabermeja, representado por Javier Sánchez Gómez, representante legal, identificado con cédula de ciudadanía 13.821.153 de Bucaramanga, Santander y quien para efectos de este documento se denominará **EMPRESA**, y por otra parte **LUIS OMAR SARMIENTO ÁLVAREZ** con cédula de ciudadanía 91.267.002 de Bucaramanga, líder del grupo de investigación en Ingenierías y Ciencias Sociales – DIANOIA de las Unidades Tecnológicas de Santander regional Barrancabermeja, y el docente **FREDY ALBERTO ROJAS ESPINOZA** identificado con cédula de ciudadanía 91.078.107 de San Gil junto con los estudiantes ANGEL DE JESUS ROMERO CACERES identificado con cédula de ciudadanía 1.096.208.511 de Barrancabermeja, WILLIAM JAVIER BARAJAS MONTERROSA identificado con cédula de ciudadanía 13.851.148 de Barrancabermeja, integrantes adscrito al Grupo de Investigación DIANOIA, quienes en adelante se denominarán **CONSULTOR**, hemos acordado la ejecución de una consultoría bajo las siguientes cláusulas reguladas por el Código Civil y el Código de Comercio:

Primera. Objeto: el CONSULTOR de manera independiente, sin subordinación o dependencia, utilizando sus propios medios, elementos de trabajo y personal a su cargo, prestará los servicios de consultoría científica relacionada con la propuesta **“Evaluación de la confiabilidad y los impactos ocasionados por la generación distribuida en la coordinación de protecciones eléctricas en redes de sistemas de distribución con rango de tensión de 50 a 1000 v, mediante el uso de modelos de simulación analíticos” para la empresa DISCON S.A.S. en Barrancabermeja.**

Segunda. Término de la consultoría: este acuerdo se extenderá por un periodo de **2 meses**, contados a partir del **28 de junio al 28 de agosto del año 2020** y podrá prorrogarse por acuerdo entre las partes con la antelación a la fecha de su expiración mediante la celebración mediante un acuerdo adicional que deberá constar por escrito.

Tercera. La consultoría a realizar no genera ningún concepto de pago de honorarios.

Cuarta. Prórroga: si vencido el plazo establecido para la ejecución del acuerdo la EMPRESA decide ampliar el plazo de vencimiento, se suscribirá minuta suscrita por las partes, que hará parte integral de este documento.

Quinta. Nuevo servicio: si finalizada la consultoría, la EMPRESA necesita un nuevo servicio del CONSULTOR, se deberá hacer un nuevo acuerdo y no se

entenderá como prórroga por desaparecer las causales que le dieron origen a este documento.

Sexta. Obligaciones del CONSULTOR y del personal de apoyo: son obligaciones del CONSULTOR y del personal de apoyo:

1. Obrar con seriedad y diligencia en el servicio acordado.
2. Establecer alcances de la consultoría.
3. Elaborar el documento final relacionado con la labor acordada.
4. Atender las solicitudes y recomendaciones que haga la EMPRESA o sus delegados con la mayor prontitud.
5. Permitir que la EMPRESA o un delegado realice visitas a las instalaciones del CONSULTOR o al sitio en que esté realizando la labor pactada.
6. Las demás que pacten las partes sin que exista subordinación.

Séptima. Obligaciones de la EMPRESA: son obligaciones de la EMPRESA:

1. Entregar la información que solicite el CONSULTOR y el personal de apoyo para desarrollar con normalidad su labor independiente.
2. La empresa debe otorgar certificado en hoja membretada de la empresa y firmada por el representante legal donde menciona la consultoría realizada por el Consultor y su personal de apoyo de las Unidades Tecnológicas de Santander regional Barrancabermeja

Octava. Terminación anticipada o anormal: incumplir las obligaciones propias de cada una de las partes, dará lugar a la otra para terminar unilateralmente el acuerdo de consultoría.

Novena. Reserva sobre información confidencial: el CONSULTOR se obliga a guardar las reservas debidas a la información y documentos que la EMPRESA le suministre, así como de los resultados obtenidos.

En prueba de conformidad se firman dos ejemplares de un mismo tenor, en la ciudad de Barrancabermeja a los 21 días del mes de enero del año 2020.

LA EMPRESA

EI CONSULTOR



Javier Sánchez Gómez
Representante legal
DISCON S.A.S.

LUIS OMAR SARMIENTO ALVAREZ
Líder Grupo de Investigación DIANOIA

FREDY ALBERTO ROJAS ESPINOZA
Docente del semillero GITEDI adscrito
al Grupo DIANOIA

PROYECCIÓN SOCIAL
ESTADÍSTICA DE EMPRESARIOS ATENDIDOS

PÁGINA 1
DE 1
VERSIÓN: 1.0

No	FECHA	NOMBRE DEL EMPRESARIO	EMPRESA	SECTOR ECONOMICO	TEMA DE INTERÉS	ATENDIDO POR	FIRMA EMPRESARIO
1	28 DE JUNIO 2020	JAVIER SANCHEZ GOMEZ	DISCON-SAS	SERVICIOS DE INGENIERÍA (ELECTRICA Y CIVIL)	GESTIÓN DOCUMENTOS ACUERDO DE CONSULTORÍA	FREDY ALBERTO ROJAS ESPINOZA	
2	23 DE JULIO 2020	JAVIER SANCHEZ GOMEZ	DISCON-SAS	SERVICIOS DE INGENIERÍA (ELECTRICA Y CIVIL)	REVISIÓN Y AVANCES DEL DESARROLLO DE LA CONSULTORÍA	FREDY ALBERTO ROJAS ESPINOZA	
3	30 DE AGOSTO 2020	JAVIER SANCHEZ GOMEZ	DISCON-SAS	SERVICIOS DE INGENIERÍA (ELECTRICA Y CIVIL)	SOCIALIZACIÓN DE RESULTADOS DE LA CONSULTORÍA Y ENTREGA DEL DOCUMENTO EJECUTIVO/TÉCNICO	FREDY ALBERTO ROJAS ESPINOZA	
4	21 DE AGOSTO 2020	JAVIER SANCHEZ GOMEZ	DISCON-SAS	SERVICIOS DE INGENIERÍA (ELECTRICA Y CIVIL)	CERTIFICADO DE CONSULTORÍA	FREDY ALBERTO ROJAS ESPINOZA	
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							

Nombre Responsable:

Fredy A. Rojas

Firma Responsable

